Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Prognos AG

Basel · Berlin · Bremen · Brüssel
Düsseldorf · München · Stuttgart

Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050

Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050

Ergebnisse der Modellrechnungen für das Energiesystem

Auftraggeber
Bundesamt für Energie

Ansprechpartner
Dr. Almut Kirchner

Basel, 12.09.2012
31-7255 - 7303 - 00 - 7486

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer
Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates
Gunter Blickle

Basel-Stadt Hauptregister CH–270.3.003.262-6

Rechtsform
Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr
1959

Tätigkeit
Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen
Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz
Prognos AG
Henric Petri-Str. 9
CH - 4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestr. 85
D - 10623 Berlin
Telefon +49 30 520059-200
Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
D - 40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 887-3131
Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG
Sonnenstraße 14
D - 80331 München
Telefon +49 89 515146-170
Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG
Wilhelm-Herbst-Straße 5
D - 28359 Bremen
Telefon +49 421 2015-784
Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG
Science 14 Atrium - Rue de la Science 14b
B - 1040 Brüssel
Telefon +32 2808 – 7209
Telefax +32 2808 - 8464

Prognos AG
Werastraße 21-23
D - 70182 Stuttgart
Telefon +49 711 2194-245
Telefax +49 711 2194-219

Internet
www.prognos.com

Projektleitung:

Dr. Almut Kirchner

Mitarbeiter:

Daniel Bredow, Florian Ess, Dr. habil Thomas Grebel, Peter Hofer, Dr. Andreas Kemmler, Andrea Ley, Dr. Alexander Piégsa, Nadja Schütz, Samuel Strassburg, Jutta Struwe

Infras AG (Modellierung des Verkehrssektors): Mario Keller

Diese Studie wurde im Rahmen der Energieperspektiven 2050 des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/-in verantwortlich.

Inhalt

Tabellenverzeichnis IX

Figurenverzeichnis XXXIII

Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole LII

Energieeinheiten LVII

Vorsätze für dezimale Vielfache und Teile LVII

1 Hintergrund 1

1.1 Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 - Anlage der neuen Szenarien 3

1.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“: 3

1.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“ 4

1.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“ 4

2 Methodisches Vorgehen 5

2.1 Szenarien 5

2.2 Angebotsvarianten 5

2.3 Modelle 7

2.3.1 Modellierung des Sektors Private Haushalte 9

2.3.2 Modellierung des Sektors Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft 12

2.3.3 Modellierung des Sektors Industrie 16

2.3.4 Modellierung Sektor Verkehr 24

2.3.5 Modellierung des Elektrizitätsangebots 33

2.4 Systemgrenzen, Konventionen 39

2.4.1 Systemgrenzen und Konventionen 39

2.4.2 Energieträger 42

2.5 Auswertungen 43

2.5.1 Energieträgerstruktur 43

2.5.2 Energiebedingte CO_2-Emissionen 43

2.5.3 Versorgungssicherheit 44

2.5.4 Rahmenbedingungen für Neubauten von Grosskraftwerken 45

2.6 Möglichkeiten und Grenzen der Methoden und der Perspektiven 46

2.6.1 Grundsätzliches 46

2.6.2 Systemgrenzen und allgemeine Voraussetzungen 47

2.6.3 Offene Fragen 49

3 Gemeinsame Rahmendaten für die Szenarien 51

3.1	Sozioökonomische Rahmendaten		51
	3.1.1	Bevölkerung	51
	3.1.2	BIP-Szenarien	53
	3.1.3	Branchenentwicklung	57
	3.1.4	Energiebezugsflächen	59
3.2	Verkehrsleistungen		60
	3.2.1	Personenverkehr	61
	3.2.2	Güterverkehr	63
	3.2.3	Verkehrsleistungen in den Szenarien „Politische Massnahmen” (POM) und „Neue Energiepolitik” (NEP)	67
3.3	Weltmarkt-Energiepreise		69
3.4	Netze und Verkehrsinfrastruktur		74
	3.4.1	Stromnetze	74
	3.4.2	Verkehrsinfrastruktur	75
3.5	Klimaentwicklung		80
4	Charakterisierung der Szenarien		82
4.1	Überblick über die Szenarien		82
4.2	Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB)		86
4.3	Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP)		87
4.4	Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ (POM)		92
4.5	Varianten des Elektrizitätsangebots		93
5	Vergleich der Szenarien		95
5.1	Wesentliche Kenndaten		95
5.2	Endenergienachfrage		99
	5.2.1	Vergangenheitsentwicklung, Korrelationen	99
	5.2.2	Endenergienachfrage nach Energieträgern	104
	5.2.3	Endenergienachfrage nach Sektoren; Sektorenvergleich	109
	5.2.4	Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken	112
5.3	Elektrizität		115
	5.3.1	Elektrizitätsnachfrage gesamt	115
	5.3.2	Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	115
	5.3.3	Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken	118
	5.3.4	Deckungslücke	120
	5.3.5	Leistungsdefizit	125
	5.3.6	Angebotsvarianten	126
	5.3.7	Erwartetes Ausbaupotenzial	126

	5.3.8 Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung	128
5.4	CO_2-Emissionen	128
	5.4.1 CO_2-Emissionen von Brenn- und Treibstoffen	128
	5.4.2 Gesamte energiebedingte CO_2-Emission	132
5.5	Sektorenvergleich	138
	5.5.1 Private Haushalte	138
	5.5.2 Dienstleistungssektor	149
	5.5.3 Industriesektor	156
	5.5.4 Szenarienvergleich Verkehr	164
5.6	Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten im Szenarienvergleich	168
	5.6.1 Differenzkosten im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“	168
	5.6.2 Differenzaufwendungen Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zu „Weiter wie bisher“	180
	5.6.3 Vergleich der Differenzaufwendungen in den Szenarien	191
5.7	Versorgungssicherheit	194
	5.7.1 Energieimporte	194
	5.7.2 Energieträgerdiversifizierung	198
5.8	Synopse der Varianten	200
	5.8.1 Ausgangslage	200
	5.8.2 Rahmenentwicklungen	201
	5.8.3 Modellergebnisse: Arbeit	201
	5.8.4 Modellergebnisse: Leistung	204
	5.8.5 Modellergebnisse: Energieträger	205
	5.8.6 Modellergebnisse: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung	206
	5.8.7 Modellergebnisse: Kosten	207
6	Elektrizitätserzeugung: Status quo und Voraussetzungen	212
6.1	Landeserzeugung bis 2010	212
6.2	Perspektiven des bestehenden Angebotes bis 2050	213
	6.2.1 Generelle Annahmen	213
	6.2.2 Wasserkraft	213
	6.2.3 Kernenergie	214
	6.2.4 Fossil-thermische Stromerzeugung	215
	6.2.5 Fossile Wärme-Kraft-Kopplung	216
	6.2.6 Kehrichtverbrennungsanlagen	217
	6.2.7 Erneuerbare Energien	218
6.3	Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen	219

6.4 Gesamtangebot ohne Zubau neuer Anlagen 220
6.5 Kosten der Stromerzeuger 222
6.5.1 Stromgestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken 222
6.5.2 Stromgestehungskosten von fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen 224
6.5.3 Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien 225
6.5.4 Stromgestehungskosten von Importen 227
6.6 Optionen zur Deckung der Stromnachfrage 228
6.7 Erwartete Potenziale der Technologien in 2050 228
6.7.1 Wasserkraft 228
6.7.2 Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung 229
6.7.3 Kehrichtverbrennungsanlagen 230
6.7.4 Erneuerbaren Energien 230
6.7.5 Potenziale – Übersicht 232
Ergebnisse der einzelnen Szenarien 236
7 Szenario „Weiter wie bisher“ 237
7.1 Das Wichtigste in Kürze 237
7.2 Die wichtigsten Kenndaten 238
7.3 Politikvariante 239
7.3.1 Szenariengrundsätze 239
7.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente 239
7.4 Umsetzung in den Sektoren 240
7.4.1 Sektor Private Haushalte 240
7.4.2 Sektor Dienstleistungen 264
7.4.3 Sektor Industrie 277
7.4.4 Sektor Verkehr 297
7.5 Endenergienachfrage gesamt 313
7.5.1 Endenergienachfrage nach Energieträgern 313
7.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren 315
7.5.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 317
7.5.4 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 319
7.5.5 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 321
7.5.6 Erneuerbare Energien in der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) 323
7.5.7 Fossile Energieträger in der Nachfrage 327
7.5.8 CO_2-Emissionen in der Nachfrage 328
7.6 Elektrizitätsangebot 331

	7.6.1 Elektrische Verluste	331
	7.6.2 Landesverbrauch	331
	7.6.3 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	332
	7.6.4 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	332
	7.6.5 Leistungsnachfrage	333
7.7	Lücken in Szenario „Weiter wie bisher“	333
	7.7.1 Stromlücke	333
	7.7.2 Leistungsdefizit	337
7.8	Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“: Arbeit	338
	7.8.1 Variante C: Fossil-zentral	338
	7.8.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	345
7.9	Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“: Leistung	352
7.10	Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“: Energieträger	353
	7.10.1 Variante C: Fossil-zentral	354
	7.10.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	354
7.11	CO_2-Emissionen	355
	7.11.1 Variante C: Fossil-zentral	355
	7.11.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	356
7.12	Kosten des Zubaus	357
	7.12.1 Variante C: Fossil-zentral	357
	7.12.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	360
7.13	Zusammenfassende Betrachtung des Elektrizitätsangebotes im Szenario „Weiter wie bisher“	364
8	Szenario „Neue Energiepolitik“	365
8.1	Das Wichtigste in Kürze	365
8.2	Die wichtigsten Kenndaten	367
8.3	Politikvariante	368
	8.3.1 Szenariengrundsätze	368
	8.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente	369
8.4	Umsetzung in den Sektoren	369
	8.4.1 Sektor Private Haushalte	369
	8.4.2 Sektor Dienstleistungen	390
	8.4.3 Sektor Industrie	400
	8.4.4 Sektor Verkehr	415
8.5	Endenergienachfrage gesamt	427

	8.5.1	Endenergienachfrage nach Energieträgern	427
	8.5.2	Endenergienachfrage nach Sektoren	429
	8.5.3	Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken	431
	8.5.4	Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	433
	8.5.5	Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken	435
	8.5.6	Erneuerbare Energien in der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe)	437
	8.5.7	Fossile Energieträger in der Nachfrage	441
	8.5.8	CO_2-Emissionen in der Nachfrage	442
8.6	Elektrizitätsangebot		445
	8.6.1	Elektrische Verluste	445
	8.6.2	Landesverbrauch	445
	8.6.3	Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	446
	8.6.4	Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	447
	8.6.5	Leistungsnachfrage	447
8.7	Lücken in Szenario „Neue Energiepolitik“		448
	8.7.1	Stromlücke	448
	8.7.2	Leistungsdefizit	451
8.8	Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“: Arbeit		452
	8.8.1	Variante C: Fossil-zentral	452
	8.8.2	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	459
	8.8.3	Variante E: Erneuerbar und Importe	466
8.9	Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“: Leistung		473
8.10	Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“: Energieträger		475
	8.10.1	Variante C: Fossil-zentral	475
	8.10.2	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	476
	8.10.3	Variante E: Erneuerbar und Importe	476
8.11	CO_2-Emissionen		477
	8.11.1	Variante C: Fossil-zentral	478
	8.11.2	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	478
	8.11.3	Variante E: Fossil-dezentral und zentral und erneuerbar	479
8.12	Kosten des Zubaus		480
	8.12.1	Variante C: Fossil-zentral	480
	8.12.2	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	483
	8.12.3	Variante E: Erneuerbar und Importe	486

8.13 Zusammenfassende Betrachtung des Elektrizitäts-angebotes im Szenario „Neue Energiepolitik“ 490
9 Szenario „Politische Massnahmen“ 491
9.1 Das Wichtigste in Kürze 491
9.2 Die wichtigsten Kenndaten 493
9.3 Politikvariante 494
9.3.1 Szenariengrundsätze 494
9.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente 495
9.4 Umsetzung in den Sektoren 501
9.4.1 Sektor Private Haushalte 501
9.4.2 Sektor Dienstleistungen 519
9.4.3 Sektor Industrie 531
9.4.4 Sektor Verkehr 543
9.5 Endenergienachfrage gesamt 550
9.5.1 Endenergienachfrage nach Energieträgern 550
9.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren 552
9.5.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 554
9.5.4 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 556
9.5.5 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 558
9.5.6 Erneuerbare Energien in der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) 560
9.5.7 Fossile Energieträger in der Nachfrage 564
9.5.8 CO_2-Emissionen in der Nachfrage 565
9.6 Elektrizitätsangebot 568
9.6.1 Elektrische Verluste 568
9.6.2 Landesverbrauch 568
9.6.3 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen 569
9.6.4 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen 569
9.6.5 Leistungsnachfrage 570
9.7 Lücken in Szenario „Politische Massnahmen“ 570
9.7.1 Stromlücke 570
9.7.2 Leistungsdefizit 573
9.8 Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“: Arbeit 574
9.8.1 Variante C: Fossil-zentral 574
9.8.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien 582

9.8.3 Variante E: Erneuerbar und Importe 589
9.9 Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“: Leistung 596
9.10 Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“: Energieträger 598
9.10.1 Variante C: Fossil-zentral 598
9.10.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien 599
9.10.3 Variante E: Erneuerbar und Importe 600
9.11 CO_2-Emissionen 600
9.11.1 Variante C: Fossil-zentral 601
9.11.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien 601
9.11.3 Variante E: Erneuerbar und Importe 602
9.12 Kosten des Zubaus 603
9.12.1 Variante C: Fossil-zentral 603
9.12.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien 606
9.12.3 Variante E: Erneuerbar und Importe 609
9.13 Zusammenfassende Betrachtung des Elektrizitäts-angebotes im Szenario „Politische Massnahmen“ 613
10 Schlussfolgerungen 614
10.1 Detailbemerkungen 614
10.2 Schlussbemerkung zum Gesamtsystem 618
Literaturverzeichnis 621
Anhang 631
I Anhang I Instrumentenliste 632
Anhang II Exkurse 635
II.1 Biomassen
II.1a Analyse zu Biomassepotenzialen in der Schweiz und angrenzende Fragestellungen 636
II.1b Biokraftstoffe der 2. und 3. Generation 658
II.2 Stromerzeugung mit WKK-Anlagen 673
II.3 Fluktuierende Stromerzeugung 790
II.4 Elektromobilität 831
Anhang III Bilanzen (Extraband)

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Übersicht der Angebotsvarianten	7
Tabelle 2-2:	Branchenaufgliederung und Anzahl der Prozesse je Branche	19
Tabelle 2-3:	Prozessschritte nach Branchen und Gütern	20
Tabelle 2-4:	Aufteilung der Verbraucher des Sektors Verkehr.	25
Tabelle 2-5:	Für die Energieperspektiven wird lediglich die Traktionsenergie dem Sektor Verkehr zugerechnet. Die übrigen Verbrauchersegmente sind in den andern Sektoren enthalten.	29
Tabelle 2-6::	Energieverbrauch des Sektors Verkehr (Territorialprinzip) 2010, nach Verwendungszweck und Energieträgern.	33
Tabelle 3-1:	Entwicklung der ständigen Wohnbevölkerung nach Altersstufen von 2000 bis 2050, in Tsd., Jahresendwerte	52
Tabelle 3-2:	Mittlere Bevölkerung, Haushalte und Haushaltstruktur im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2050, in Tsd.	53
Tabelle 3-3:	BIP-Entwicklung in den Szenarien, real, in Mrd. CHF (Preise von 2010), Wachstumsraten in % p.a.	54
Tabelle 3-4:	Entwicklung der Energiebezugsflächen nach Sektoren, in Mio. m^2 (ZW & FW: Zweit- und Ferienwohnungen)	60
Tabelle 3-5:	Vergleich der Verkehrsnachfrage im Personen- bzw. Güterverkehr in den Szenarien WWB/POM und NEP, in Mrd. Pkm, bzw. Mrd. tkm	68
Tabelle 3-6:	Entwicklung der Weltmarktrohölpreise und der CO_2-Preise in den Szenarien, in Preisen von 2010	69
Tabelle 3-7:	Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ Verbraucherpreise für Energie, 2000 – 2050, in Preisen von 2010	72
Tabelle 3-8:	Szenario „Neue Energiepolitik“ Verbraucherpreise für Energie, 2000 – 2050, in realen Preisen von 2010	74
Tabelle 4-1:	Steckbrief Szenario „Weiter wie bisher“	83
Tabelle 4-2:	Steckbrief Szenario „Neue Energiepolitik“	84
Tabelle 4-3:	Steckbrief Szenario „Politisches Massnahmenpaket“	85
Tabelle 4-4:	Zusammenstellung der gerechneten Szenarien und Angebots-varianten	93

Tabelle 5-1: Szenarienvergleich Endenergieverbrauch in PJ, pro Kopf und pro BIP, absolute und relative Veränderungen gegenüber 2000 und 2010 96

Tabelle 5-2: Szenarienvergleich Elektrizitätsverbrauch in PJ, pro Kopf und pro BIP, absolute und relative Veränderungen gegenüber 2000 und 2010 97

Tabelle 5-3: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen der Nachfrage zzgl. der Erzeugung (Variante C) in Mio. t, pro Kopf und pro BIP, absolute und relative Veränderungen gegenüber 2000 und 2010 98

Tabelle 5-4: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 105

Tabelle 5-5: Szenarienvergleich Endenergienachfrage gesamt in PJ, Zielerreichungsgrade 106

Tabelle 5-6: Szenarienvergleich Einsatz der erneuerbaren Energieträger, in PJ 107

Tabelle 5-7: Szenarienvergleich Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage in PJ, Zielerreichungsgrade 109

Tabelle 5-8: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 109

Tabelle 5-9: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Sektoren in PJ, Zielerreichungsgrade 111

Tabelle 5-10: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 112

Tabelle 5-11: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken in PJ, Zielerreichungsgrade 114

Tabelle 5-12: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage gesamt in PJ, Zielerreichungsgrade 115

Tabelle 5-13: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ 115

Tabelle 5-14: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in PJ, Zielerreichungsgrade 117

Tabelle 5-15: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 118

Tabelle 5-16: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken in PJ, Zielerreichungsgrade 120

Tabelle 5-17: Szenarienvergleich Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el} 122

Tabelle 5-18: Szenarienvergleich Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el} 123

Tabelle 5-19: Szenarienvergleich Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 124

Tabelle 5-20: Kombination von Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten 126

Tabelle 5-21: Potenziale in der Variante C, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a 126

Tabelle 5-22: Potenziale in der Variante C&E, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a 127

Tabelle 5-23: Potenziale in der Variante E, nach Technologie(gruppe)n, in GWhel/a 128

Tabelle 5-24: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe* ohne Stromerzeugung nach Sektoren, in Mio. t 129

Tabelle 5-25: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe* ohne Stromerzeugung in Mio. t, Zielerreichungsgrade 130

Tabelle 5-26: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Szenarien und Varianten, in Mio. t 132

Tabelle 5-27: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Sektoren und Varianten, in Mio. t 134

Tabelle 5-28: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Szenarien und Varianten, in Mio. t Zielerreichungsgrade 137

Tabelle 5-29: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 138

Tabelle 5-30: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 143

Tabelle 5-31: Szenarienvergleich Private Haushalte Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 147

Tabelle 5-32: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 150

Tabelle 5-33: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 152

Tabelle 5-34: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 153

Tabelle 5-35: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 158

Tabelle 5-36: Szenarienvergleich Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 159

Tabelle 5-37: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 161

Tabelle 5-38: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 163

Tabelle 5-39: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 166

Tabelle 5-40: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 167

Tabelle 5-41: Szenario „Politische Massnahmen“ – Private Haushalte Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 172

Tabelle 5-42: Szenario „Politische Massnahmen“ – Industrie- und Dienstleistungssektor: Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 173

Tabelle 5-43: Szenario „Politische Massnahmen“ – Verkehrssektor: Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 176

Tabelle 5-44: Einsparungen bei den Endenergieträgern im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, 2012 - 2050, in PJ 176

Tabelle 5-45: Spezifische Importpreise der Endenergieträger in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“, 2012 - 2050, in CHF (2010)/t 177

Tabelle 5-46: Importkosteneinsparungen der Endenergieträger im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, 2012 - 2050, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 177

Tabelle 5-47: Mehr- und Minderkosten der Kraftwerksparks der verschiedenen Varianten des Szenarios POM im Vergleich zur Referenzvariante WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 178

Tabelle 5-48: Zusammengefasste Minderkosten der verschiedenen Kraftwerksparks im Szenario POM im Vergleich zur Referenzvariante WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 178

Tabelle 5-49: Zusammengefasste Mehrinvestitionen in den Sektoren incl. Transaktionskosten im Szenario POM gegenüber WWB 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 178

Tabelle 5-50: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträgerimporten sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 179

Tabelle 5-51: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen am BIP, 2020 - 2050, in % 180

Tabelle 5-52: Szenario „Neue Energiepolitik“ – Private Haushalte Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 183

Tabelle 5-53: Szenario „Neue Energiepolitik“ – Industrie- und Dienstleistungssektor: Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 184

Tabelle 5-54: Mehrkosten im Bereich Verkehr im Szenario NEP im Vergleich zum Szenario WWB 186

Tabelle 5-55: Einsparungen bei den Endenergieträgern und Importe Biotreibstoffe im Szenario NEP im Vergleich zum Szenario WWB 2012 - 2050, in PJ 187

Tabelle 5-56: Spezifische Importpreise der Endenergieträger im Szenario WWB, 2012 - 2050, in CHF (2010)/t 187

Tabelle 5-57: Importkosteneinsparungen der Endenergieträger im Szenario NEP im Vergleich zum Szenario WWB 2012 - 2050, in Mio. CHF (in Preisen von 2010) 188

Tabelle 5-58: Zusammengefasste Minderkosten der verschiedenen Kraftwerksparks im Szenario NEP im Vergleich zur Referenzvariante WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 188

Tabelle 5-59: Zusammengefasste Mehrinvestitionen in den Sektoren incl. Transaktionskosten 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 189

Tabelle 5-60: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträgerimporten sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 189

Tabelle 5-61: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen des Szenarios „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ am BIP, 2020 - 2050, in % 190

Tabelle 5-62: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenairo WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 192

Tabelle 5-63: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen im Verhältnis zum BIP in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenario WWB Var. C, 2020 - 2050, in % 193

Tabelle 5-64: Szenarienvergleich Importe in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in PJ 194

Tabelle 5-65: Szenarienvergleich Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in Prozent 196

Tabelle 5-66: Szenarienvergleich Energieträger in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten in 2000 und 2050, in PJ 198

Tabelle 5-67: Ausgangslage in den einzelnen Szenarien 200

Tabelle 5-68: Szenarienvergleich Kenndaten der Stromerzeugung in 2035, hydrologisches Jahr 203

Tabelle 5-69: Szenarienvergleich Kenndaten der Stromerzeugung in 2050, hydrologisches Jahr 204

Tabelle 5-70: Szenarienvergleich Installierte Leistung des schweizerischen Kraftwerkparks und maximale Nachfrage (2035 und 2050), in GW 204

Tabelle 5-71: Szenarienvergleich Gesamter Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Import-Export-Saldo und Wärmegutschriften, in PJ 206

Tabelle 5-72: Szenarienvergleich Importanteil der Energieträger zur Stromerzeugung (2035 und 2050), in PJ und Prozent 206

Tabelle 5-73: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Wärmegutschriften, in Mio. t CO_2 207

Tabelle 5-74: Szenarienvergleich Jährliche Gesamtkosten der Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Wärmegutschriften, in Mio. CHF 209

Tabelle 5-75: Szenarienvergleich Gesamtwirtschaftliche Gestehungskosten der Stromerzeugung (2035 und 2050), exkl. Wärmegutschriften, in Rp/kWh_{el} 210

Tabelle 5-76: Szenarienvergleich Kumulierte und diskontierte Gesamtkosten der Stromerzeugung, 2010 bis 2050, inkl. Wärmegutschriften, in Mia. CHF 211

Tabelle 5-77:	Szenarienvergleich Kumulierte und diskontierte Gesamtkosten der Kraftwerkzubaus, 2010 bis 2050, inkl. Wärmegutschriften, in Mia. CHF	211
Tabelle 6-1:	Entwicklung und Struktur der Landeserzeugung (Kalenderjahr), in TWh_{el}	212
Tabelle 6-2:	Entwicklung und Struktur der inländischen installierten Leistung in MW_{el}	213
Tabelle 6-3:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Wasserkraftwerke bis 2050	214
Tabelle 6-4:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke bis 2050	215
Tabelle 6-5:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden konventionell-thermischen Stromerzeugungsanlagen bis 2050	216
Tabelle 6-6:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050	217
Tabelle 6-7:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kehricht-verbrennungsanlagen bis 2050	218
Tabelle 6-8:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden regenerativen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050	218
Tabelle 6-9:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Photovoltaik- und Windenergieanlagen bis 2050	219
Tabelle 6-10:	Entwicklung der Bezugsrechte bis 2050	220
Tabelle 6-11:	Entwicklung der Lieferverpflichtungen bis 2050	220
Tabelle 6-12:	Entwicklung der inländischen Leistung und der Erzeugung (inkl. Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen) des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050	221
Tabelle 6-13:	Potenziale in der Variante C, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a	233
Tabelle 6-14:	Potenziale in der Variante C&E, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a	234
Tabelle 6-15:	Potenziale in der Variante E, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a	235
Tabelle 7-1:	Szenario „Weiter wie bisher“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	238

Tabelle 7-2: Szenario „Weiter wie bisher“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung) 239

Tabelle 7-3: Szenario „Weiter wie bisher“ Bevölkerung, Haushalte und Haushaltstruktur im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2050, in Tsd. 241

Tabelle 7-4: Szenario „Weiter wie bisher“ Zugang an Wohnfläche (netto) und Wohnfläche in Mio. m^2 EBF, Wohnungen in Tsd., 2000 – 2050 242

Tabelle 7-5: Szenario „Weiter wie bisher“ Beheizter Wohnflächenbestand 2010 nach Heizenergieträger, in Mio. m^2 EBF (WO = Wohnungen) 243

Tabelle 7-6: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2000 – 2050, in % der neuen Wohnfläche 244

Tabelle 7-7: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF 245

Tabelle 7-8: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe bei Neubauten und Sanierungen; in Watt/m^2 EBF 247

Tabelle 7-9: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit von Gebäudealter und Gebäudetyp, in % p.a. 248

Tabelle 7-10: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Mittlerer spezifischer Heizwärmebedarf, Nutzungsgrad und mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes 2000 – 2050 250

Tabelle 7-11: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis) 251

Tabelle 7-12: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2000 – 2050, in Tsd. Personen 252

Tabelle 7-13: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2000 – 2050, in % 253

Tabelle 7-14: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ und Verbrauchsanteile in % 254

Tabelle 7-15: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Kochherde 2000 – 2050, in PJ 255

Tabelle 7-16: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2000 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand) 256

Tabelle 7-17: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten (Geräteanzahl) 2000 – 2050, in Tsd. 257

Tabelle 7-18: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte 2000 – 2050, in PJ 258

Tabelle 7-19: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF 260

Tabelle 7-20: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in PJ 261

Tabelle 7-21: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und % 262

Tabelle 7-22: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in % 263

Tabelle 7-23: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Rahmendaten, 2000 – 2050 265

Tabelle 7-24: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ 266

Tabelle 7-25: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 268

Tabelle 7-26: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2005 - 2050, nach Branchen 270

Tabelle 7-27: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Energieträgern 272

Tabelle 7-28: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung), absolut (in PJ/Mio. CHF) und indexiert (Basis=2010), 2000 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt 274

Tabelle 7-29: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, in Mrd. CHF (Basis 2010) 278

Tabelle 7-30: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Produktionsmenge nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (2010 = 100) 281

Tabelle 7-31: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Energiebezugsflächen nach Branchen und Nutzung (P: Produktionshallen, B: Büroräume, L: Leerstand) 2000 – 2050, in 1000 m² 283

Tabelle 7-32: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 286

Tabelle 7-33: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % je Verwendungszweck (nicht anteilig an Gesamtnachfrage) 288

Tabelle 7-34: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 290

Tabelle 7-35: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung 294

Tabelle 7-36: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 296

Tabelle 7-37: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Fahrleistungen nach Verkehrsmitteln 2000 – 2050 299

Tabelle 7-38: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Anteile von Elektrofahrzeugen (Bestand, Fzkm) 307

Tabelle 7-39: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Spezifische Verbräuche (in MJ/km) der verschiedenen Strassenfahrzeugkategorien 307

Tabelle 7-40: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Aggregierte spezifische Verbräuche im Landverkehr (in MJ/Pkm bzw. MJ/Tkm) 308

Tabelle 7-41: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und % 310

Tabelle 7-42: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 312

Tabelle 7-43: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 312

Tabelle 7-44: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 314

Tabelle 7-45: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 315

Tabelle 7-46: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage 317

Tabelle 7-47: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 317

Tabelle 7-48: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh 319

Tabelle 7-49: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtelektrizitätsnachfrage 321

Tabelle 7-50: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh 321

Tabelle 7-51: Szenario „Weiter wie bisher“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 324

Tabelle 7-52: Szenario „Weiter wie bisher“ Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage sowie an der Gesamtnachfrage, in % 325

Tabelle 7-53: Szenario „Weiter wie bisher“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ 326

Tabelle 7-54: Szenario „Weiter wie bisher“ Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 327

Tabelle 7-55: Szenario „Weiter wie bisher“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Energieträger, in Mio. t 329

Tabelle 7-56: Szenario „Weiter wie bisher“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Sektoren, in Mio. t 330

Tabelle 7-57: Szenario „Weiter wie bisher“ Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh_{el} 332

Tabelle 7-58: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrische Leistungsnachfrage, in GW_{el} 333

Tabelle 7-59: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 336

Tabelle 7-60: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 341

Tabelle 7-61: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 342

Tabelle 7-62: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 343

Tabelle 7-63: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 344

Tabelle 7-64: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 344

Tabelle 7-65: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 344

Tabelle 7-66: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 348

Tabelle 7-67: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 349

Tabelle 7-68: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 350

Tabelle 7-69: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 351

Tabelle 7-70: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 351

Tabelle 7-71: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 351

Tabelle 7-72: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a 354

Tabelle 7-73: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a 355

Tabelle 7-74: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 356

Tabelle 7-75: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 357

Tabelle 7-76: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 358

Tabelle 7-77: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 359

Tabelle 7-78: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 360

Tabelle 7-79: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 361

Tabelle 7-80: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 362

Tabelle 7-81: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 363

Tabelle 7-82: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“ 364

Tabelle 8-1: Szenario „Neue Energiepolitik“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse 367

Tabelle 8-2: Szenario „Neue Energiepolitik“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung) 368

Tabelle 8-3: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2000 – 2050, in % der neuen Wohnfläche 370

Tabelle 8-4: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF und in % 371

Tabelle 8-5: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe bei Neubauten und Sanierungen; in Watt/m^2 EBF 373

Tabelle 8-6: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit von Gebäudealter und Gebäudetyp, in % p.a. 374

Tabelle 8-7: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Mittlerer spezifischer Heizwärmebedarf, Nutzungsgrad und spezifischer Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes 2000 – 2050 376

Tabelle 8-8: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis) 377

Tabelle 8-9: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2000 – 2050, in Tsd. Personen 378

Tabelle 8-10: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2000 – 2050, in % 379

Tabelle 8-11: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ und in % 379

Tabelle 8-12: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für das Kochen mit Kochherden 2000 – 2050, in PJ 381

Tabelle 8-13: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2000 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand) 381

Tabelle 8-14: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung 2000 – 2050, in PJ 383

Tabelle 8-15: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF 384

Tabelle 8-16: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in PJ 386

Tabelle 8-17: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ und in % 388

Tabelle 8-18: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in % 389

Tabelle 8-19: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ 391

Tabelle 8-20: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ 393

Tabelle 8-21: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2005 – 2050 nach Branchen, in PJ 394

Tabelle 8-22: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Energieträgern 396

Tabelle 8-23: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung), absolut (in PJ/Mio. CHF) und indexiert (Basis=2010), 2000 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt 398

Tabelle 8-24: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Reduktion der Endenergienachfrage je betroffener Anlage durch Querschnittstechnologien, in % je 30 Jahre 402

Tabelle 8-25: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 404

Tabelle 8-26: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % je Verwendungszweck (nicht anteilig am Gesamtverbrauch) 406

Tabelle 8-27: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 408

Tabelle 8-28: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung 412

Tabelle 8-29: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern von 2000 - 2050, in PJ und anteilig in % 414

Tabelle 8-30: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Anteile von Elektrofahrzeugen (Bestand, Fzkm) 420

Tabelle 8-31: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Spezifische Verbräuche (in MJ/km) der verschiedenen Strassenfahrzeugkategorien 421

Tabelle 8-32: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Spezifische Verbräuche (in MJ/Zugskm) im Schienenverkehr im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ 421

Tabelle 8-33: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Anteile von biogenen Treibstoffen im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ 422

Tabelle 8-34: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 424

Tabelle 8-35: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 426

Tabelle 8-36: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck 2000 – 2050, in PJ 426

Tabelle 8-37: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 428

Tabelle 8-38: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 429

Tabelle 8-39: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage 431

Tabelle 8-40: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 431

Tabelle 8-41: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh 433

Tabelle 8-42: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtelektrizitätsnachfrage 435

Tabelle 8-43: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh 435

Tabelle 8-44: Szenario „Neue Energiepolitik“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 438

Tabelle 8-45: Szenario „Neue Energiepolitik“ Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage sowie an der Gesamtnachfrage, in % 439

Tabelle 8-46: Szenario „Neue Energiepolitik“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ 440

Tabelle 8-47: Szenario „Neue Energiepolitik“ Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 441

Tabelle 8-48: Szenario „Neue Energiepolitik“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Energieträger, in Mio. t 443

Tabelle 8-49: Szenario „Neue Energiepolitik“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Sektoren, in Mio. t 444

Tabelle 8-50: Szenario „Neue Energiepolitik“ Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh_{el} 446

Tabelle 8-51: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrische Leistungsnachfrage, Winterhalbjahr, in GW_{el} 447

Tabelle 8-52: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 450

Tabelle 8-53: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 455

Tabelle 8-54: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 456

Tabelle 8-55: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 457

Tabelle 8-56: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 458

Tabelle 8-57: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 458

Tabelle 8-58: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 458

Tabelle 8-59: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 462

Tabelle 8-60: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 463

Tabelle 8-61: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 464

Tabelle 8-62: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 465

Tabelle 8-63: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 465

Tabelle 8-64: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 465

Tabelle 8-65: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 469

Tabelle 8-66: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 470

Tabelle 8-67: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 471

Tabelle 8-68: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 472

Tabelle 8-69: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 472

Tabelle 8-70: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 472

Tabelle 8-71: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a 476

Tabelle 8-72: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a 476

Tabelle 8-73: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a 477

Tabelle 8-74: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 478

Tabelle 8-75: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 479

Tabelle 8-76: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 480

Tabelle 8-77: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerksparks, in Mio. CHF/a 481

Tabelle 8-78: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 482

Tabelle 8-79: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 483

Tabelle 8-80: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 484

Tabelle 8-81: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 485

Tabelle 8-82: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Gesamtkosten des Kraftwerksparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 486

Tabelle 8-83: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Jahreskosten des Kraftwerksparks, in Mio. CHF/a 487

Tabelle 8-84: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$ 488

Tabelle 8-85: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 489

Tabelle 8-86: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“ 490

Tabelle 9-1: Szenario „Politische Massnahmen“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse 493

Tabelle 9-2: Szenario „Politische Massnahmen“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung) 494

Tabelle 9-3: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2000 – 2050, in % der neuen Wohnfläche 501

Tabelle 9-4: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF und in % 502

Tabelle 9-5: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe bei Neubauten und Sanierungen; in Watt/m^2 EBF 504

Tabelle 9-6: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Mittlerer spezifischer Heizwärmebedarf, Nutzungsgrad und spezifischer Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes 2000 – 2050 506

Tabelle 9-7: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis) 507

Tabelle 9-8: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2000 – 2050, in Tsd. Personen 509

Tabelle 9-9: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2000 – 2050, in % 509

Tabelle 9-10: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ 510

Tabelle 9-11: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für das Kochen mit Kochherden 2000 – 2050, in PJ 511

Tabelle 9-12: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2000 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand) 512

Tabelle 9-13: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung 2000 – 2050, in PJ 513

Tabelle 9-14: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF 515

Tabelle 9-15: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in PJ 516

Tabelle 9-16: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ und in % 518

Tabelle 9-17: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in % 518

Tabelle 9-18: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ 522

Tabelle 9-19: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ 524

Tabelle 9-20: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2005 – 2050, in PJ 525

Tabelle 9-21: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 527

Tabelle 9-22: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung), absolut (in PJ/Mio. CHF) und indexiert (Basis=2010), 2000 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt 529

Tabelle 9-23: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 533

Tabelle 9-24: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % je Verwendungszweck (nicht anteilig am Gesamtverbrauch) 535

Tabelle 9-25: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 537

Tabelle 9-26: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung 540

Tabelle 9-27: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % 542

Tabelle 9-28: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Anteile von biogenen Treibstoffen im Vergleich zu den Szenarien WWB und NEP 545

Tabelle 9-29: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 547

Tabelle 9-30: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 549

Tabelle 9-31: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck 2000 – 2050, in PJ 549

Tabelle 9-32: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 551

Tabelle 9-33: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 552

Tabelle 9-34: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage 554

Tabelle 9-35: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 554

Tabelle 9-36: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh 556

Tabelle 9-37: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtelektrizitätsnachfrage 558

Tabelle 9-38: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh 558

Tabelle 9-39: Szenario „Politische Massnahmen“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 561

Tabelle 9-40: Szenario „Politische Massnahmen“ Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage sowie an der Gesamtnachfrage, in % 562

Tabelle 9-41: Szenario „Politische Massnahmen“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ 563

Tabelle 9-42: Szenario „Politische Massnahmen“ Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 564

Tabelle 9-43: Szenario „Politische Massnahmen“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Energieträger, in Mio. t 566

Tabelle 9-44: Szenario „Politische Massnahmen“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Sektoren, in Mio. t 567

Tabelle 9-45: Szenario „Politische Massnahmen“ Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh_{el} 569

Tabelle 9-46: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrische Leistungsnachfrage, Winter, in GW_{el} 570

Tabelle 9-47: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 573

Tabelle 9-48: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 578

Tabelle 9-49: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 579

Tabelle 9-50: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 580

Tabelle 9-51: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 581

Tabelle 9-52: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 581

Tabelle 9-53: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 581

Tabelle 9-54: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 585

Tabelle 9-55: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 586

Tabelle 9-56: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 587

Tabelle 9-57: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 588

Tabelle 9-58: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 588

Tabelle 9-59: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 588

Tabelle 9-60: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 592

Tabelle 9-61: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 593

Tabelle 9-62: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 594

Tabelle 9-63: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 595

Tabelle 9-64: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 595

Tabelle 9-65: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 595

Tabelle 9-66: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ /a 599

Tabelle 9-67: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ /a 599

Tabelle 9-68: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ /a 600

Tabelle 9-69: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 601

Tabelle 9-70: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 602

Tabelle 9-71: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 603

Tabelle 9-72: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 604

Tabelle 9-73: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 605

Tabelle 9-74: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 606

Tabelle 9-75: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 607

Tabelle 9-76: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 608

Tabelle 9-77: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 609

Tabelle 9-78: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 610

Tabelle 9-79: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 611

Tabelle 9-80: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF 612

Tabelle 9-81: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“ 613

Figurenverzeichnis

Figur 2-1:	Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Dienstleistungen nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen	14
Figur 2-2:	Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Dienstleistungssektor	15
Figur 2-3:	Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen	17
Figur 2-4:	Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie	23
Figur 2-5:	Überlebenswahrscheinlichkeitskurve der PW.	28
Figur 2-6:	Berechnungsmodell Schienenverkehr	30
Figur 2-7:	Energieverbrauch des Sektors Verkehr (Territorialprinzip) 2010, nach Verwendungszweck und Energieträgern.	32
Figur 2-8:	Modellaufbau	34
Figur 2-9:	Verbindungen zwischen den Teilmodulen und dem Steuerungsmodul (Jahresprozess)	35
Figur 2-10:	Vergleich der Abgrenzungen der CO_2-Emissionen der Gesamtenergiestatistik, des CO_2-Gesetzes und der Energieperspektiven, sowie der Treibhausgase gemäss Kyoto-Protokoll	41
Figur 3-1:	Entwicklung der mittleren Wohnbevölkerung von 2000 bis 2050 in den Energieperspektiven 2007 und den aktuellen Bevölkerungsszenarien aus dem Jahr 2010, in Mio.	52
Figur 3-2:	Entwicklung des BIP, real, in Mrd. CHF (Preisbasis 2010) und jährliche Wachstumsraten in %, 1950 - 2050	54
Figur 3-3:	Entwicklung des BIP pro Kopf, real, in tausend CHF (Preisbasis 2010) p.c., 1950 - 2050	55
Figur 3-4:	Vergleich der BIP-Entwicklung in den Energieperspektiven 2007 und der Aufdatierung 2012, real, in tausend CHF (Preisbasis 2000) und relatives BIP-Wachstum in % p.a., 2000 - 2050	56
Figur 3-5:	Vergleich der BIP pro Kopf-Entwicklung in den Energieperspektiven 2007 und der Aufdatierung 2012, real, in Tsd. CHF (Preisbasis 2000), 2000 - 2050	56
Figur 3-6:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung im Sektor Industrie nach Branchen, in Mrd. CHF (2010er Preise)	57

Figur 3-7:	Indizes der Bruttowertschöpfung von Industrie und Dienstleistungen, Basisjahr 2000	58
Figur 3-8:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung im Sektor Dienstleistungen nach Branchen, in Mrd. CHF (2010er Preise)	59
Figur 3-9:	Entwicklung der Energiebezugsflächen nach Sektoren, in Mio. m^2	60
Figur 3-10:	Verkehrsnachfrage Personenverkehr im Szenario „Weiter wie bisher“	63
Figur 3-11:	Relative BIP-Entwicklung gemäss Güterverkehrsperspektiven [ARE 2004] im Vergleich zur Aktualisierung SECO	65
Figur 3-12:	Verkehrsnachfrage Güterverkehr im Szenario „Weiter wie bisher“ im Vergleich zu den Szenarien der Güterverkehrsperspektiven des ARE [ARE, 2004]	66
Figur 3-13:	Verkehrsnachfrage Güterverkehr im Szenario „Weiter wie bisher“	67
Figur 3-14:	Vergleich der Verkehrsnachfrage im Personen- bzw. Güterverkehr in den Szenarien WWB/POM und NEP, in Mrd. Pkm, bzw. Mrd. tkm	69
Figur 3-15:	Entwicklung der Weltmarktrohöl- und CO_2-Preise in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“, in Preisen von 2010	70
Figur 3-16:	Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ Verbraucherpreise für Energie, 2000 – 2050, in Preisen von 2010	72
Figur 3-17:	Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ Verbraucherpreise für Benzin und Diesel, 2000 – 2050, in realen Preisen von 2010	73
Figur 3-18:	Langfristperspektive Bahn	78
Figur 5-1:	Szenarienvergleich Entwicklung der Endenergienachfrage pro Kopf von 1950 – 2050, in GJ p.c.	99
Figur 5-2:	Szenarienvergleich Entwicklung der Endenergienachfrage pro BIP von 1950 – 2050, in MJ/CHF	100
Figur 5-3:	Szenarienvergleich Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro Kopf von 1950 – 2050, in GJ p.c.	101
Figur 5-4:	Szenarienvergleich Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro BIP von 1950 – 2050, in MJ/CHF	102
Figur 5-5:	Szenarienvergleich Entwicklung der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage pro Kopf von 1950 – 2050, in GJ und MWh	103

Figur 5-6: Szenarienvergleich Entwicklung der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage pro BIP von 1950 – 2050, in MJ/CHF 104

Figur 5-7: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 105

Figur 5-8: Szenarienvergleich Einsatz der erneuerbaren Energieträger, in PJ 108

Figur 5-9: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 110

Figur 5-10: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 113

Figur 5-11: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ 116

Figur 5-12: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 119

Figur 5-13: Szenarienvergleich Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el} 121

Figur 5-14: Szenarienvergleich Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el} 122

Figur 5-15: Szenarienvergleich Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 124

Figur 5-16: Szenarienvergleich Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der maximalen Lastnachfrage im Winterhalbjahr, in MW_{el} 125

Figur 5-17: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe* ohne Stromerzeugung nach Sektoren, in Mio. t 130

Figur 5-18: Szenarienvergleich Absolute CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe* ohne Stromerzeugung, in Mio. t 131

Figur 5-19: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe* ohne Stromerzeugung pro Kopf, in t p.c. 132

Figur 5-20: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Szenarien und Varianten, in Mio. t 133

Figur 5-21: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Szenarien und Varianten, in Mio. t 134

Figur 5-22: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Sektoren und Variante C, in Mio. t 135

Figur 5-23: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Sektoren und Variante C&E, in Mio. t 136

Figur 5-24: Szenarienvergleich CO_2-Emissionen* nach Sektoren und Variante E, in Mio. t 137

Figur 5-25: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 139

Figur 5-26: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in % 140

Figur 5-27: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 144

Figur 5-28: Szenarienvergleich Private Haushalte Verbrauchsstruktur nach Energieträgern 2000 – 2050, in % 146

Figur 5-29: Szenarienvergleich Private Haushalte Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 147

Figur 5-30: Szenarienvergleich Private Haushalte Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in % 148

Figur 5-31: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 151

Figur 5-32: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 152

Figur 5-33: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 154

Figur 5-34: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage pro CHF Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010 155

Figur 5-35: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Spezifische Elektrizitätsnachfrage pro CHF Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010 156

Figur 5-36: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, in PJ 157

Figur 5-37: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 158

Figur 5-38: Szenarienvergleich Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 159

Figur 5-39: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchengruppen 2000 – 2050, indexiert (2010 = 100) 160

Figur 5-40: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 162

Figur 5-41: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 163

Figur 5-42: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, in PJ 165

Figur 5-43: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 166

Figur 5-44: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 167

Figur 5-45: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträgerimporten sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 179

Figur 5-46: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen am BIP, 2020 - 2050, in % 180

Figur 5-47: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträgerimporten sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 190

Figur 5-48: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen am BIP, 2010 - 2050, in % 191

Figur 5-49: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenairo WWB Var. C, 2010 - 2050, in Mio. CHF_{2010} 192

Figur 5-50: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen im Verhältnis zum BIP in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenario WWB Var. C, 2020 - 2050, in % 193

Figur 5-51: Szenarienvergleich Importe in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in PJ 195

Figur 5-52: Szenarienvergleich Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in Prozent 196

Figur 5-53: Szenarienvergleich Importe in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in PJ 197

Figur 5-54: Szenarienvergleich Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in Prozent 198

Figur 5-55: Szenarienvergleich Energieträger in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten in 2000 und 2050, in PJ 199

Figur 6-1: Perspektiven der installierten Leistung des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050 221

Figur 6-2: Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050 222

Figur 6-3: Gesamtwirtschaftliche Stromgestehungskosten von neuen Gaskombikraftwerken in der Schweiz (Bezugsjahr 2030, Szenario „Weiter wie bisher“), in Rp/kWh_{el} 223

Figur 6-4: Gesamtwirtschaftliche Stromgestehungskosten von neuen WKK-Anlagen in der Schweiz (2010 bis 2050, Szenario „Weiter wie bisher“), in Rp/kWh_{el} 225

Figur 6-5: Gesamtwirtschaftliche Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in der Schweiz 227

Figur 7-1: Szenario „Weiter wie bisher“ Jährlicher Netto-Zugang an Wohnfläche 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF 243

Figur 7-2: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in % 246

Figur 7-3: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp, in % p.a. 249

Figur 7-4: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte“ Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme, 2000 – 2050, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis) 251

Figur 7-5: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ 254

Figur 7-6: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte nach Verwendungszwecken 2010 und 2050, in PJ 259

Figur 7-7: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 262

Figur 7-8: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 264

Figur 7-9: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 267

Figur 7-10: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 269

Figur 7-11: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 271

Figur 7-12: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 273

Figur 7-13: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ/Mio. CHF 275

Figur 7-14: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010 276

Figur 7-15: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, in Mrd. CHF (Basis 2010) 279

Figur 7-16: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Bruttowertschöpfung nach energieintensiven Branchen 2000 – 2050, in Mrd. CHF (Basis 2010) 280

Figur 7-17: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Produktionsmenge nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (2010 = 100) 282

Figur 7-18: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Energiebezugsflächen der Produktion und Verwaltung 2000 – 2050, in Mio. m² 284

Figur 7-19: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 287

Figur 7-20: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 289

Figur 7-21: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 291

Figur 7-22: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieintensität der Branchen 2000 – 2050, in PJ 291

Figur 7-23: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010) 292

Figur 7-24: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergieverbrauch, Produktionsmenge und Bruttowertschöpfung 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010) 293

Figur 7-25: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung, logarithmische Skalierung 295

Figur 7-26: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 297

Figur 7-27: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Entwicklung von Kenngrössen der Neu-PW 1996 – 2011 (Angaben auto-schweiz, jährliche Auswertungen) 303

Figur 7-28: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Zusammensetzung der PW-Neuwagen (links) sowie der PW-Flotte (rechts) 304

Figur 7-29: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-PW bzw. der PW-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km) 305

Figur 7-30: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Zusammensetzung der LNF-Neuwagen (links) sowie der LNF-Flotte (rechts) 306

Figur 7-31:: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-LNF bzw. der LNF-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km) 306

Figur 7-32: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Verlauf der unterstellten spezifischen Verbräuche (in MJ/Pkm bzw. MJ/Tkm) im schienengebundenen Verkehr 308

Figur 7-33: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 309

Figur 7-34: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 311

Figur 7-35: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 315

Figur 7-36: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 316

Figur 7-37: Szenario „Weiter wie bisher“ Veränderung der Endenergienachfrage 2050 gegenüber 2010 nachVerwendungszwecken, in % 318

Figur 7-38: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 319

Figur 7-39: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh 320

Figur 7-40: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh 322

Figur 7-41: Szenario „Weiter wie bisher“ Veränderung der Elektrizitätsnachfrage 2050 gegenüber 2010 nachVerwendungszwecken, in % 323

Figur 7-42: Szenario „Weiter wie bisher“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 324

Figur 7-43: Szenario „Weiter wie bisher“ Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage, in % 325

Figur 7-44: Szenario „Weiter wie bisher“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ 326

Figur 7-45: Szenario „Weiter wie bisher“ Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 328

Figur 7-46: Szenario „Weiter wie bisher“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Energieträgern, in Mio. t 329

Figur 7-47: Szenario „Weiter wie bisher“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Sektoren, in Mio. t 330

Figur 7-48: Szenario „Weiter wie bisher“ Landesverbrauch 2000 bis 2050, in TWh_{el} 332

Figur 7-49: Szenario „Weiter wie bisher“ Gesamte Elektrizitätsnachfrage 2000 bis 2050, in TWh_{el} 333

Figur 7-50: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el} 334

Figur 7-51: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el} 335

Figur 7-52: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 336

Figur 7-53: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, Winterhalbjahr, in MW_{el} 337

Figur 7-54: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 339

Figur 7-55: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 339

Figur 7-56: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 340

Figur 7-57: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 346

Figur 7-58: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 346

Figur 7-59: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 347

Figur 7-60: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW 352

Figur 7-61: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW 353

Figur 7-62: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 356

Figur 7-63: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 357

Figur 7-64: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 358

Figur 7-65: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 359

Figur 7-66: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 361

Figur 7-67: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 362

Figur 8-1: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in % 372

Figur 8-2: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp, in % p.a. 375

Figur 8-3: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis) 377

Figur 8-4: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ 380

Figur 8-5: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung nach Verwendungszwecken in den Jahren 2010 und 2050, in PJ 384

Figur 8-6: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 387

Figur 8-7: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 390

Figur 8-8: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 392

Figur 8-9: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 393

Figur 8-10: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 395

Figur 8-11: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 397

Figur 8-12: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Spezifische Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ/Mio. CHF 399

Figur 8-13: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010 400

Figur 8-14: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 405

Figur 8-15: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 407

Figur 8-16: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 409

Figur 8-17: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieintensität der Branchen 2000 – 2050, in PJ 409

Figur 8-18: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010) 410

Figur 8-19: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung, logarithmische Skalierung 413

Figur 8-20: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 415

Figur 8-21: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Ansätze zur Reduktion von Energienachfrage und CO_2-Emissionen 416

Figur 8-22: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Zusammensetzung der PW-Neuwagen (links) sowie der PW-Flotte (rechts) im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ 418

Figur 8-23: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-PW bzw. der PW-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km) 418

Figur 8-24: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Zusammensetzung der LNF-Neuwagen (links) sowie der LNF-Flotte (rechts) im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ 419

Figur 8-25: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-LNF bzw. der LNF-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km) 420

Figur 8-26: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 423

Figur 8-27: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 425

Figur 8-28: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 429

Figur 8-29: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 430

Figur 8-30: Szenario „Neue Energiepolitik“ Veränderung der Endenergienachfrage 2050 gegenüber 2010 nachVerwendungszwecken, in % 432

Figur 8-31: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 433

Figur 8-32: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh 434

Figur 8-33: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh 436

Figur 8-34: Szenario „Neue Energiepolitik“ Veränderung der Elektrizitätsnachfrage 2050 gegenüber 2010 nachVerwendungszwecken, in % 437

Figur 8-35: Szenario „Neue Energiepolitik“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 438

Figur 8-36: Szenario „Neue Energiepolitik“ Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage, in % 440

Figur 8-37: Szenario „Neue Energiepolitik“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ 441

Figur 8-38: Szenario „Neue Energiepolitik“ Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 442

Figur 8-39: Szenario „Neue Energiepolitik“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Energieträgern, in Mio. t 444

Figur 8-40: Szenario „Neue Energiepolitik“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Sektoren, in Mio. t 445

Figur 8-41: Szenario „Neue Energiepolitik“ Landesverbrauch 2000 bis 2050, in TWh_{el} 446

Figur 8-42: Szenario „Neue Energiepolitik“ Gesamte Elektrizitätsnachfrage 2000 bis 2050, in TWh_{el} 447

Figur 8-43: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el} 448

Figur 8-44: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el} 449

Figur 8-45: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 450

Figur 8-46: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, Winterhalbjahr, in MW_{el} 451

Figur 8-47: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 453

Figur 8-48: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 453

Figur 8-49: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 454

Figur 8-50: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 460

Figur 8-51: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 460

Figur 8-52: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 461

Figur 8-53: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 467

Figur 8-54: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 467

Figur 8-55: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 468

Figur 8-56: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW 473

Figur 8-57: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW 474

Figur 8-58: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW 474

Figur 8-59: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 478

Figur 8-60: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 479

Figur 8-61: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 480

Figur 8-62: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 481

Figur 8-63: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 482

Figur 8-64: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 484

Figur 8-65: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 485

Figur 8-66: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Jahreskosten des Kraftwerksparks, in Mio. CHF/a 487

Figur 8-67: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerksparks, in Rp/kWh$_{el}$ 488

Figur 9-1: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in % 503

Figur 9-2: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp, in % p.a. 505

Figur 9-3: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis) 508

Figur 9-4: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ 510

Figur 9-5: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung nach Verwendungszwecken in den Jahren 2010 und 2050, in PJ 514

Figur 9-6: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 517

Figur 9-7: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 519

Figur 9-8: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 523

Figur 9-9: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 524

Figur 9-10: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 526

Figur 9-11: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 528

Figur 9-12: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ/Mio. CHF 530

Figur 9-13: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010 531

Figur 9-14: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 534

Figur 9-15: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 536

Figur 9-16: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ 538

Figur 9-17: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Energieintensität der Branchen 2000 – 2050, in PJ 538

Figur 9-18: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010) 539

Figur 9-19: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung, logarithmische Skalierung 541

Figur 9-20: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 543

Figur 9-21: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ 546

Figur 9-22: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ 548

Figur 9-23: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ 552

Figur 9-24: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ 553

Figur 9-25: Szenario „Politische Massnahmen“ Veränderung der Endenergienachfrage 2050 gegenüber 2010 nachVerwendungszwecken, in % 555

Figur 9-26: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ 556

Figur 9-27: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh 557

Figur 9-28: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh 559

Figur 9-29: Szenario „Politische Massnahmen“ Veränderung der Elektrizitätsnachfrage 2050 gegenüber 2010 nachVerwendungszwecken, in % 560

Figur 9-30: Szenario „Politische Massnahmen“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 561

Figur 9-31: Szenario „Politische Massnahmen“ Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage, in % 562

Figur 9-32: Szenario „Politische Massnahmen“ Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ 563

Figur 9-33: Szenario „Politische Massnahmen“ Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ 565

Figur 9-34: Szenario „Politische Massnahmen“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Energieträgern, in Mio. t 566

Figur 9-35: Szenario „Politische Massnahmen“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage* nach Sektoren, in Mio. t 567

Figur 9-36: Szenario „Politische Massnahmen“ Landesverbrauch 2000 bis 2050, in TWh_{el} 568

Figur 9-37: Szenario „Politische Massnahmen“ Gesamte Elektrizitätsnachfrage 2000 bis 2050, in TWh_{el} 569

Figur 9-38: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el} 571

Figur 9-39: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el} 571

Figur 9-40: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el} 572

Figur 9-41: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, Winterhalbjahr, in MW_{el} 574

Figur 9-42: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 576

Figur 9-43: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 576

Figur 9-44: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 577

Figur 9-45: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 583

Figur 9-46: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 583

Figur 9-47: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 584

Figur 9-48: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a 590

Figur 9-49: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a 590

Figur 9-50: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a 591

Figur 9-51: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in GW 596

Figur 9-52: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in GW 597

Figur 9-53: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in GW 597

Figur 9-54: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 601

Figur 9-55: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 602

Figur 9-56: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a 603

Figur 9-57: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 604

Figur 9-58: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 605

Figur 9-59: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 607

Figur 9-60: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh_{el} 608

Figur 9-61: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a 609

Figur 9-62: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$ 611

Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole

%	Prozent
$	US-Dollar
a	annum (Jahr)
abs.	absolut
ARA	Abwasserreinigungsanlage
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
bbl	barrel (entspricht 159 Liter)
BE	Brennelemente
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandprodukt
BO	Betriebsoptimierung
bspw.	beispielsweise
Btkm	Bruttotonnenkilometer
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (heute BAFU)
BWS	Bruttowertschöpfung
BWT	Brennwerttechnik
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon Capture and Storage
CEPE	Centre for Energy Policy and Economics
CHF	Schweizer Franken
CIM	(CIM-Analyse, Cross-Impact-Matrix)
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
d.h.	das heisst
EBF	Energiebezugsflächen
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFD	Eidgenössisches Finanzdepartemen
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnAW	Energieagentur der Wirtschaft
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne
EPR	European Pressurised Water Reactor
etc.	et cetera (und so weiter)

ETS	Europäische Emissionshandelsystem
EU	European Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EFH	Einfamilienhaus
EFKO	Eidgenössische Fahrzeugkontrolle
EZFH	Ein-/Zweifamilienhaus
Fzkm	Fahrzeugkilometer (Fahrleistung)
g	Gramm
°C	Grad Celsius
GEAK	Gebäudeenergieausweis der Kantone
gem.	gemäss
GEST	Gesamtenergiestatistik
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	Gegenüber
GSCHG	Gewässerschutzgesetz
GuD	Gas- und Dampfturbine(-Kraftwerk)
GW	Gigawatt
GWh_{el}	Gigawattstunde (elektrische Arbeit)
GWK	Grosswasserkraft
GWS	Gebäude- und Wohnungsstatistik
GV	Güterverkehr
HAA	hochaktive Abfälle
HCCI	homogeneous Charge Compression Ignition
h	Stunde
HEL	Heizöl extra leicht
Hl	Hektoliter
HS	Heizöl schwer
Hz	Herz
i. A.	im Allgemeinen
IEA	International Energy Agency
IFG	Infrastrukturfondsgesetz
IKT	Informations-/Kommunikationstechnik
inkl.	inklusive
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
I&K	Information- und Kommunikation(stechnologie)
i.W.	im Wesentlichen
HAA	Hochaktive Abfälle
Kap.	Kapitel
K	Kelvin (Einheit für absolute Temperatur und Temperaturdifferenzen)
KB	Kernbrennstoffe
KEG	Kernenergiegesetz
KKW	Kernkraftwerk
km	Kilometer
KMU	Klein- und Mittelständische Unternehmen

kt	Kilotonne
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KW	Kraftwerk
KWK	Kleinwasserkraft
l	Liter
LED	Lichtemissionsdioden
LMA	Langlebige mittelaktive Abfälle
LN	Leichte Nutzfahrzeuge
LRV	Luftreinhalteverordnung
LSVA	Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe
LW	Lastkraftwagen
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
MINERGIE	Geschütze Marke für nachhaltiges Bauen in der Schweiz (Verein MINERGIE)
Mio.	Millionen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MJ	Megajoule
MR	Motorrad
Mrd.	Milliarde
MuKEn	Mustervorschriften der Kantone im Gebäudebereich (Energie)
MW	Megawatt
MwSt.	Mehrwertsteuer
Nagra	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
n.b.	nicht betrachtet
NE-Metalle	Nicht-Eisen-Metalle
NEAT	Neue Eisenbahn-Alpentransversale
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NO_x	Stickoxide
NT	Niedertemperatur (bei Heizkesseln und Prozesswärme)
o.ä.	oder ähnlich
OcCC	Organe consultatif pour le Changement Climatique
ÖV	öffentlicher Verkehr
ÖPNV	öffentlicher Personennahverkehr
o.g.	oben genannten
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
ORC	Organic Rankine-Cycle
p.a.	per annum (pro Jahr)
p.c.	per capita (pro Kopf)
P&D	Pilot- und Demonstration(sprojekte)
PEMFC	Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle

PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeuge
PHH	Private Haushalte
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
PM10	Particulate Matter kleiner 10 Mikrometern (Feinstaub)
PSI	Paul Scherrer Institut
PV	Photovoltaik
PW	Personenwagen
rel.	relativ
Rp.	Rappen
s.u.	siehe unten
SFSV	Spezialfinanzierung Strassenverkehr
SIA	Schweizerischer Verband für Ingenieure und Architekten
SMA	Schwach und mittelaktive Abfälle
SNF	schwere Nutzfahrzeuge
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzelle)
sog.	Sogenannte
STEP	Strategisches Entwicklungsprogramm für die Bahninfrastruktur
SWISSIX	Schweizer Strommarkt für Stromgrosshandelspreise
Sz.	Szenario
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer
tsd.	tausend
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
u.ä.	und ähnlichen
USA	United States of America
USD	US Dollar
usw.	und so weiter
u.U.	unter Umständen
UVEK	Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
u.a.m.	und andere mehr
v.a.	vor allem
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
VOC	Volatile organic compounds (flüchtige Kohlenwasserstoffe)
vs.	versus
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
W	Watt
W_{el}	Watt (elektrische Leistung)
W_{th}	Watt (technische Leistung)

Wh	Wattstunden
WGBU	wissenschaftlicher Beirat für Globale Umweltveränderungen
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WO	Wohnungen
WP	Wärmepumpe
z.B.	Zum Beispiel
z. T.	zum Teil
Zugkm	Zugkilometer (Zugleistung)
ZWILAG	Zwischenlager Würenlingen AG
zzgl.	zuzüglich

Energieeinheiten

Gemäss internationaler Wissenschaftskonventionen wird die physikalische Grösse Energie (Arbeit) im SI-Einheitensystem seit 1977 in der Einheit Joule, Abkürzung J, gemessen.

Leistung wird im SI-Einheitensystem in der Einheit Watt, Abkürzung W, gemessen.

In energiewirtschaftlichen Zusammenhängen wird gelegentlich noch die Einheit kWh (Kilowattstunde) gebraucht. Sie wird in dieser Arbeit aufgrund der Konventionen der schweizerischen Elektrizitätsstatistik für die Darstellung der Daten des Kraftwerksparks verwendet.

Zur Umrechnung der Arbeitseinheiten:

1 J = 1 Ws

1 kWh = 3.6 MJ

1 TWh = 3.6 PJ

1 J = 2.78 * 10^{-7} kWh

Vorsätze für dezimale Vielfache und Teile

Vorsatz	Kurzzeichen	Bedeutung
Hekto	h	10^{2} (=100)
Kilo	k	10^{3} (=1000)
Mega	M	10^{6} (=1‘000‘000)
Giga	G	10^{9} (=1‘000‘000‘000)
Tera	T	10^{12} (=1‘000‘000‘000‘000)
Peta	P	10^{15} (=1‘000‘000‘000‘000‘000)
Exa	E	10^{18} (=1‘000‘000‘000‘000‘000‘000)
Dezi	d	10^{-1} (=0.1)
Zenti	c	10^{-2} (=0.01)
Milli	m	10^{-3} (=0.001)
Mikro	µ	10^{-6} (=0.000 001)
Nano	n	10^{-9} (=0.000 000 001)

1 Hintergrund

Am 25. Mai 2011 hat der Bundesrat den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen und die Energiestrategie 2050 skizziert. Hierbei geht es unter anderem darum, auch langfristig die Energieversorgungssicherheit der Schweiz zu gewährleisten bzw. weiter zu stärken sowie die Auswirkungen verschiedener Entwicklungsoptionen für das Energiesystem unter den Aspekten Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit / Nachhaltigkeit sowie Versorgungssicherheit zu untersuchen.

Aufbauend auf den Energieperspektiven 2007, deren Zeithorizont bis zum Jahr 2035 reichte, werden für die Energieperspektiven 2050 die sozioökonomischen Rahmendaten aufdatiert, die technischen Voraussetzungen aktualisiert und neue energiepolitische Entwicklungen berücksichtigt. Auf dieser Basis wurden drei Szenarien zur Entwicklung von Energienachfrage und Energieangebot für die Schweiz erarbeitet. Die Eckszenarien „Weiter wie bisher“ sowie „Neue Energiepolitik“ sind in der grundsätzlichen Anlage von den Szenarien I und IV der Energieperspektiven 2007 abgeleitet. Jedoch sind sie aufgrund der seitherigen Veränderungen, sowohl in den sozioökonomischen, politischen als auch technischen Rahmenbedingungen, in Details und in den quantitativen Entwicklungen nicht „eins zu eins“ übertragbar.

Das Szenario „Politische Massnahmen“ ist ein politisch getriebenes Instrumentenszenario. Eine besondere Rolle spielt dabei die künftige Stromversorgung vor dem Hintergrund des auch in der Schweiz geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie. Es werden mehrere Varianten zur Deckung des Strombedarfs untersucht. Die ökonomischen Konsequenzen der unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Szenarien werden vom Projektpartner Ecoplan ermittelt. Eine weitere Schnittstelle besteht zu einem Projekt, das die Auswirkungen auf das Stromnetz abschätzt (Consentec). Zusätzlich wird eine Reihe von vertiefenden Exkursen zu Auswirkungen wachsender Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien im Strommix, Wärme-Kraft-Kopplung, Elektromobilität sowie Biomassepotenzialen ausgearbeitet. Die Arbeit vertieft die „Schnellschuss-Arbeit“ zur Begleitung des Kernenergieausstiegs mit über 40 Szenarien-Variantenkombinationen, die im April-/Mai 2011 durchgeführt wurde.

Die Szenarien wurden mit dem bekannten und in Kap. 2 beschriebenen Bottom-up-Instrumentarium komplett neu berechnet. Der Sektor Verkehr wird hierbei von Infras AG Bern bearbeitet. Aufgrund der zahlreichen aktualisierten Rahmendaten, der Kernkraftwerkslaufzeiten sowie der Anpassung an aktuelle Technologieentwicklungen sowie schnell diffundierende Innovationen (vor allem im Bereich der I&K-Technologien, die auch beginnen, Konsumpräferenzen und -wege zu verändern) ergeben sich damit z. T. deutliche Veränderungen gegenüber den im Mai 2011 veröffentlichten Zwischenergebnissen der aggregierten Rechnungen. Insofern handelt es sich nicht mehr nur um Aufdatierungen der Energieperspektiven 2035, sondern um einen eigenständigen aktualisierten Szenarienfächer.

Es ist nicht Aufgabe der Energieszenarien, Handlungsempfehlungen für die Politik abzuleiten oder eine Bewertung verschiedener politischer Strategien vorzunehmen. Die Szenarien stellen eine quantitative Untersuchung dar, mit der die Auswirkungen von Rahmenbedingungen, Einflussfaktoren, politischen Eingriffen und Zielsetzungen auf Energieverbrauch, CO_2-Emissionen und Versorgungssicherheit aufgezeigt und verglichen werden können. Ihre Aufgabe ist es, eine quantitative Grundlage für die politische und gesellschaftliche Diskussion bereit zu stellen.

Prozedere, Veröffentlichung

Nach den Ereignissen von Fukushima und den Kernkraft-Ausstiegsbeschlüssen in der Schweiz sowie in Deutschland steht die Energiepolitik derzeit stark im Fokus der öffentlichen Aufmerksamkeit sowie der politischen Debatte. Dies führte dazu, dass sich die Arbeiten seit 2011 gegenüber den ursprünglichen Prozessplanungen deutlich veränderten. Anstelle eines Studienerstellungsprozesses im üblichen Sinn wurden in Reaktion auf die politische Diskussion zahlreiche begleitende Abschätzungen zur Auswirkung veränderter Voraussetzungen sowie Sonderauswertungen durchgeführt. Für die im politischen Entscheidungsverfahren notwendigen Dokumente wurden vorab Szenarien- und Variantenrechnungen sowie Auswertungen und grafische Aufbereitungen durchgeführt. Zur Festlegung der Ausstattung und Ausgestaltung der Hauptinstrumente des Massnahmenpakets wurden in einem iterativen Verfahren die Auswirkungen verschiedener Vorgaben(pakete) auf aggregierter Ebene berechnet.

Die endgültigen Vorgaben für die aktuellen Szenarien lagen Anfang / Mitte Mai 2012 vor. Seit diesem Zeitpunkt wurden die endgültigen Rechnungen mit dem vollständig disaggregierten aufwendigen Modellsystem durchgeführt, die jeweiligen Bilanzierungskonventionen umgesetzt und vervollständigt. Die nunmehr ausgewiesenen Zahlen weichen daher naturgemäss nochmals von den bisher veröffentlichten, als provisorisch gekennzeichneten, Daten und Ergebnissen ab.

Die gegenwärtige Planung des Auftraggebers sieht vor, den vorliegenden Grundlagenband samt Anhängen und Bilanzenband mit dem Beginn des Vernehmlassungsverfahrens zu veröffentlichen.

Falls über die derzeit abgestimmten und gesicherten Voraussetzungen hinaus weitere Untersuchungen notwendig werden (z.B. Sensitivitäten zur Bevölkerungsentwicklung oder Laufzeiten der Kernkraftwerke, Veränderung des Verhältnisses zwischen zentraler und dezentraler fossiler Erzeugung), werden diese gesondert bearbeitet und veröffentlicht.

Aufbau dieses Berichts

Da in der vorliegend dokumentierten Phase des Perspektivenprojekts „nur“ drei Szenarien und 8 (bzw. 11) Varianten ohne Sensitivitäten im Detail ausgearbeitet und dokumentiert werden, ist es unser Anliegen, möglichst viel Basisinformation in dem vorliegenden Band unterzubringen. Bezogen auf die Publikationen der Energieperspektiven 2035 stellt dieser Band ein Hybrid aus den Bänden 2, 5 sowie den Sektorberichten dar.

Der Aufbau lehnt sich an Band 2 an; einige grundsätzliche Kapitel sind sehr ähnlich und übernehmen auch aktualisierte Textteile aus Band 2, um die Lesbarkeit zu erleichtern und nicht nur zu verweisen.

Der Szenarienvergleich ist für den eiligen Leser in Kapitel 5 vorgezogen, danach folgen in Kapitel 6 das heutige Elektrizitätsangebot und die erwarteten Potenziale. In den Kapiteln 7, 8 und 9 sind die Ergebnisse der einzelnen Szenarien dargestellt. Die Berechnungsweisen in den Sektoren und die Sektorergebnisse sind vergleichsweise ausführlich jeweils in den Unterkapiteln der Sektoren abgebildet.

1.1 Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 - Anlage der neuen Szenarien

Seit Mai 2011 haben verschiedene Datengrundlagen geändert, die in die Modelle eingeflossen sind. Folgende Grundlagen wurden für die definitiven Berechnungen berücksichtig:

- Verwendung definitiver Szenarien zur Branchenwertschöpfung des Perspektivstabes des Bundes (November 2011).
- ARE Verkehrsdaten, welche die Auswirkungen der neuen Bevölkerungsszenarien einbeziehen (April 2012).
- Berücksichtigung der neuen Vorschriften zu Elektrogeräten (September 2011).
- Einbau aktualisierter (umsetzbarer) Potenziale der Wasserkraft des BFE (Publikation Ende März 2012).
- Für die definitiven Berechnungen starten die Wirkungen der Massnahmen ab 2015 im Gegensatz zum in den Arbeiten von 2011 und anfangs 2012 verwendeten Startjahr 2012.
- Die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke wird für die Hauptvarianten mit 50 Jahren vorgegeben.

1.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“:

Das Szenario „Weiter wie bisher“ ist **massnahmenorientiert** und zeigt auf, welche Energienachfrage (bzw. Energieangebot) sich ergibt, wenn alle heute in Kraft befindlichen energiepolitischen Instrumente, Massnahmen, Gesetze, usw., während des betrachteten Zeithorizonts (hier bis 2050) weiter geführt werden. Dieses Szenario geht von einem Energienachfrageverhalten aus, welches im Grundsatz unverändert bleibt. Die Technologieentwicklung wird in einem „autonomen Effizienzfortschritt“ moderat fortgeführt. Die bestehenden Vorschriften usw. werden – in der Regel zeitverzögert – dem technischen Fortschritt angepasst. Dies führt zwar beispielsweise im Gebäudebereich zu verbesserten Neubaustandards sowie energetischen Sanierungen, aber die heute beobachtete Sanierungsrate bleibt unverändert. Analoges gilt im Verkehrssektor: Die Anpassungen von internationalen Vorschriften werden passiv übernommen. Bestehende Programme wie EnergieSchweiz oder auch Zielvereinbarungen mit der Industrie werden im heutigen Rahmen fortgesetzt.

Im Vergleich zu dem Szenarienfächer der Energieperspektiven 2035 entspricht dieses Szenario eher dem damaligen Szenario II als I, denn die heute eingesetzten energiepolitischen Instrumente haben sich gegenüber den 2005 eingesetzten und absehbaren Instrumenten deutlich erweitert. Insbesondere existiert ein Förderinstrument „kostendeckende Einspeisevergütung“ (mit Einspeisevorrang) für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Die seither durchlaufene Technologieentwicklung sowie die Einschätzungen über die weiteren Schritte wurden angepasst und eingebaut. Insbesondere wird eine moderate Einführung von Elektromobilität, allerdings keine vollständige Ablösung der Verbrennungsmotortechnik im Personenverkehr, angenommen.

1.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist das **Zielszenario** des Bundesrates vom 25. Mai 2011. Es wird ein möglicher Entwicklungspfad des Energieverbrauches und der Stromproduktion der Schweiz bis ins Jahr 2050 dargestellt, welcher es ermöglicht, die CO_2-Emissionen bis ins Jahre 2050 auf 1 bis 1.5 t pro Kopf zu senken. Eine wichtige Nebenbedingung ist die Begrenztheit der nachhaltig verfügbaren Biomasseressourcen, nicht nur schweizweit, sondern auch global. D.h. der „unbegrenzte“ Import von biogenen Energieträgern wird in diesem Szenario nicht zugelassen.
Das Szenario „Neue Energiepolitik“ erfüllt die Zielsetzung, die CO_2-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 2000 zu reduzieren. Dieses Szenario erfordert im Gegensatz zum Szenario „Politische Massnahmen“ eine international abgeglichene CO_2-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik. Insbesondere ist eine Technologieentwicklung und -einführung in internationaler Arbeitsteilung notwendig. Diese Ziele bedingen zudem eine vertiefte internationale Zusammenarbeit im Bereich Forschung und Entwicklung.

1.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“

Dieses Szenario ist **massnahmenorientiert** und bildet die Auswirkungen der dem Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmenpakete auf die Energienachfrage und das Elektrizitätsangebot ab. Für dieses massnahmenorientierte Szenario standen rund 50 Massnahmen zur Diskussion. Die verwendeten energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Modelle bilden die quantifizierbaren Massnahmen ab. Die vom Bundesrat vorgeschlagenen und in den Modellen quantifizierbaren Massnahmen betreffen den Gebäudebereich (Ausbau des Gebäudeprogramms, Standardverschärfungen SIA 380/4 usw.), die Industrie und den Dienstleistungssektor (Ausbau der wettbewerblichen Ausschreibungen, Förderung innovativer Kühlungstechnologien, Ausweitung des Instruments der Effizienzboni, vorsichtige Verschärfung von Standards bei Elektrogeräten sowie der technischen Gebäudeausstattung usw.) und im Sektor Verkehr verschärfte Flottengrenzwerte und die Verkehrsorganisation.

Die vom Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmen basieren auf **heute bestehenden Technologien sowie absehbaren Weiterentwicklungen dieser Technologien,** fördern aber gezielt energetische Massnahmen auf der Energienachfrageseite, den Einsatz erneuerbarer Energien in Gebäuden und erneuerbare Energien auf der Elektrizitätsangebotsseite. Die Priorität liegt aber auf der Effizienzsteigerung, da Effizienzgewinne in der Regel kostengünstiger sind als ein Zubau von Erzeugungstechnologien. Darüber hinaus sind wichtige erneuerbare Energien wie Solarenergie, Windenergie und Biomassen aufgrund der erzielbaren Energie- und Leistungsdichte bezogen auf die Flächeneinheit eine wertvolle und nicht beliebig verfügbare Ressource. **Die vorgeschlagenen Massnahmen können in der Schweiz eingeführt werden, unabhängig von der internationalen Energiepolitik** mit Ausnahme von Emissionsgrenzwerten im Verkehr. Da die Schweiz keine Fahrzeuge produziert sind diese Massnahmen von der internationalen Politik abhängig. In den Massnahmen sind die bis 2020 vorgesehenen verschärften Flottengrenzen der EU verwendet worden (130/95 g CO_2/km). Diese Grenzen sind bis 2050 auf 35 g CO_2/km in 2050 gesenkt worden. Diese Senkung ist erreichbar mit einer Elektrifizierung des Fahrzeugparks.

Dieses Szenario hat keine Entsprechung in den Energieperspektiven 2035.

Im Ergebnis zeigt sich, dass in diesem Szenario mit dem Einsatz eines Gaskombikraftwerks ab 2019 das „Post-Kyoto-Ziel“, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020 ge-

genüber dem Jahr 2000 um 20 % zu reduzieren, knapp nicht erfüllt werden kann. auch in der Variante E, ohne zusätzlichen Einsatz von Gaskraftwerken oder der Variante C&E, in der das erste Gaskraftwerk in 2022 eingesetzt wird, wird das Ziel knapp verfehlt. Gegenüber 1990 beträgt die Reduktion in allen Varianten der Stromerzeugung deutlich über 20 %.

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Szenarien

Als Methode zur Bereitstellung quantitativer und qualitativer Entscheidungsgrundlagen werden modellgestützte Szenarien verwendet.

Szenarien stellen sich der Aufgabe, konsistente Bilder über mögliche Zukünfte zu entwickeln, bei denen bestimmte Rahmenbedingungen und politisch-gesellschaftliche Voraussetzungen kontrolliert verändert werden. Damit können – im Gegensatz zu Prognosen, die die Beschreibung einer „möglichst wahrscheinlichen Zukunft“ anstreben – auch die Auswirkungen von starken Veränderungen der Voraussetzungen gegenüber heutigen Verhältnissen eingeschätzt werden [Prognos, 2004].

Szenarien stellen komplexe „Wenn-dann-Aussagen“ dar. Für die Zwecke der Energieperspektiven können sie grundsätzlich in zwei Richtungen orientiert sein:

- Einerseits werden Voraussetzungen wie Rahmenbedingungen, Politikstrategien und z. T. auch politische Einzelinstrumente sowie technische Massnahmen festgelegt oder abgeleitet. Deren Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem im Zeitablauf (Verbrauch, Energieträgermix, Anteil der Erneuerbaren etc.) wird ermittelt und unter strategischen Kriterien oder Zielsetzungen bewertet. Es handelt sich hierbei um eine „was passiert, wenn...?“–Aussage (“Strategie-Szenario“). Diese Methodik wird für die Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politisches Massnahmenpaket“ angewendet.

- Andererseits können konkrete oder strategische Ziele für einen bestimmten Zeitpunkt festgelegt werden. Mit Hilfe der Modellrechnungen lässt sich dann ein Satz notwendiger Massnahmen und Instrumente – und somit politikstrategischer Voraussetzungen ableiten, um diese Ziele zu erreichen. Die abgeleiteten Aussagen sind vom Charakter „Was muss geschehen, damit ein bestimmtes Ziel erreicht wird?“ Diese Methodik wird für das Szenario „Neue Energiepolitik“ angewendet. Das Ziel ist in diesem Fall ein enger Korridor von energiebedingten CO_2-Emissionen pro Kopf (bezogen auf die Schweizer Energiebilanz) im Jahr 2050.

An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die quantitative modellgestützte Arbeit quantitative Aussagen über (physikalisch-technische) Massnahmen und ggf. Rahmendaten erlaubt. Falls (politische) Instrumente abgeleitet werden sollen, sind weitere Überlegungen notwendig, die ausserhalb des Energiesystems liegende Kriterien und politische Präferenzen einbeziehen. Eine solche Aufgabe ist nicht Teil des aktuellen Auftrags und der vorliegenden Studie.

2.2 Angebotsvarianten

Die verschiedenen Szenarien werden mit unterschiedlichen angepassten Optionen für die Ausgestaltung des Kraftwerksparks kombiniert, um die zukünftige Stromversorgung

sicher zu stellen. Für die Rechnungen in dieser Phase des Projekts wurde eine Laufzeit der Kernkraftwerke von jeweils 50 Jahren vorgegeben. Mit dem Ausstiegsbeschluss des Bundesrats ist festgelegt, dass keine neuen Kernkraftwerke mehr gebaut werden und aus dem Betrieb gehende Kernkraftwerke nicht durch neue ersetzt werden. Andere denkbare Organisationsformen für den Ausstieg, z.B. Reststrommengen, Laufzeitvariationen oder allmähliche Reduktion der Vollastzeiten oder der mittleren Leistung, werden in diesem Stadium der Übung nicht untersucht.

Aus der Fülle der verschiedenen möglichen Optionen der Energieperspektiven 2035 bleiben somit von den in Energieperspektiven 2035 betrachteten zahlreichen Varianten im Wesentlichen drei Angebotsvarianten übrig. :

C Fossil zentral: Die Stromlücke wird nur mit zentralen Erdgas-Kombikraftwerken gedeckt. Durch die relativ kurze Planungs- und Bauzeit ist die Inbetriebnahme eines Kombikraftwerks beim Auftreten der Stromlücke möglich. Bei dieser Variante wird davon ausgegangen, dass die Arbeits- und Leistungsbilanzen vollständig durch inländische Erzeugung gedeckt werden. Erneuerbare Energien werden im Rahmen des heutigen Förderregimes zugebaut; dezentrale fossile WKK-Anlagen werden autonom dann zugebaut, wenn es sich für Investoren unter heutigen Rahmenbedingungen (keine flächendeckende Förderung) lohnt.

E Erneuerbare Energien (EE): Die Stromlücke soll vor allem durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Dabei kommen gekoppelte (Wärme und Strom) und ungekoppelte (nur Strom) Anlagen zum Einsatz. Wie in Variante C wird von einem autonomen Zubau dezentraler fossiler WKK-Anlagen ausgegangen. Aus den Ergebnissen der Energieperspektiven 2035 sowie unter Vorwegnahme der Ergebnisse soll hier angemerkt werden, dass auch ein kontinuierlicher Ausbau der Erneuerbaren Energien auf einem ambitionierten Pfad (im Rahmen umsetzbarer Potenziale) die Lücke nicht vollständig schliessen kann, insbesondere in den Jahren 2035 - 2045. In der Variante E wird der restliche Bedarf mit Importen gedeckt.
Eine solche Strategie würde veränderte politische Rahmenbedingungen erfordern, da mit dem derzeitigen Förderregime nicht genügend Potenziale ausschöpfbar sind.

Zusätzlich zu diesen „Grund“-Varianten werden zwei gemischte Strategien betrachtet:

C&E Es wird ein ambitionierter Ausbaupfad bei den Erneuerbaren Energien analog zur Variante E verfolgt; die restliche Bedarfsdifferenz (insbesondere in den „kritischen“ Jahren 2022 und 2035-2040 wird mit inländischen Gaskombikraftwerken gedeckt. WKK werden unter den heutigen Rahmenbedingungen autonom zugebaut, wo es sich für Investoren lohnt.

C&D&E Es wird ebenfalls ein ambitionierter Ausbaupfad bei den Erneuerbaren Energien verfolgt. Zur Deckung der restlichen Lücke soll ein Mix aus Gaskombikraftwerken und dezentraler Wärme-Kraft-Kopplung eingesetzt werden. Diese Variante wird (mit zwei Untervarianten für den WKK-Pfad) im Exkurs WKK (Anhang II.2) vorgestellt. Eine solche Variante würde deutlich veränderte Rahmenbedingungen für den Einsatz von WKK-Anlagen erfordern.

Die Tabelle 2-1 zeigt die in dieser Arbeit untersuchten Szenarien- und Variantenkombinationen.

Tabelle 2-1: Übersicht der Angebotsvarianten

Variante / Szenario	kein Zubau	C	C&E	E (&Importe)	C&D&E (Exkurs WKK)
Weiter wie bisher	X	X	X		X
Politisches Massnahmenpaket	X	X	X	X	X
Neue Energiepolitik	X	X	X	X	X

Quelle: BFE, Prognos 2012

2.3 Modelle

Zur quantitativen Abbildung von Energienachfrage und -angebot werden Bottom-up-Modelle verwendet, die die einzelnen Verwendungszwecke wie z.B. Gebäudeheizung, Gerätebetrieb, industrielle Prozesse und Mobilität in unterschiedlich hohem Detaillierungsgrad für die Nachfragesektoren Private Haushalte (vgl. Kap. 2.3.1), Dienstleistungen und Landwirtschaft, Industrie (alle drei bearbeitet von Prognos AG) sowie Verkehr (bearbeitet von Infras AG, vgl. Kap. 2.3.4) abbilden. Das Industrie-Modell wurde im Zuge einer Generalüberholung weiter entwickelt. Genauere Informationen dazu finden sich in Kap. 2.3.3. Das Modell für den Dienstleistungssektor und die Landwirtschaft ist nach einem Modelltransfer zu einem neuen Modellverantwortlichen in einem Neuaufbau und stand deshalb für die vorliegenden Arbeiten nicht zur Verfügung. Daher wird der Dienstleistungssektor in dieser Übung auf einer weniger aggregierten Ebene mit einem angepassten Modell von Prognos bearbeitet. Dessen Funktionalitäten werden in Kap. 2.3.2 genauer beschrieben.

Für die Berechnung des Elektrizitätsangebots wird ein Bottom-up-Kraftwerksparkmodell von Prognos eingesetzt, das in Kap. 2.3.5 genauer beschrieben wird. Dieses wurde um ein Modul zur stundenscharfen Simulation von Last- und Speicherfragen, insbesondere im Zusammenhang mit einem ambitionierten Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, ergänzt. Die entsprechenden Rechnungen und Ergebnisse sind im Exkurs in Anhang II.3 dokumentiert.

Der Einsatz von Bottom-up-Modellen erlaubt es,

- in der Vergangenheit beobachtete Entwicklungen detailliert auf ihre Ursachen hin zu analysieren,
- konkrete Annahmen für die Entwicklung technischer oder sozioökonomischer Parameter in der Zukunft zu treffen und damit die Konsequenzen alternativer Annahmen zur Entwicklung von technischem Fortschritt, Demographie, Wirtschaftswachstum und Wirtschaftsstruktur für den Energieverbrauch im Detail aufzuzeigen,
- die bei langfristigen Betrachtungen erforderlichen Veränderungen im für den Energieverbrauch relevanten Kapitalstock (z. B. Heizanlagen, PW-Bestand) zu berücksichtigen,

- die Variation von Parametern (politischen Massnahmen) in Szenarien und Variantenrechnungen angemessen zu berücksichtigen,

- die Auswirkungen energiepolitischer Massnahmen und ihrer Kosten zu untersuchen.

Die Auswirkungen von Energiepreisveränderungen (inkl. steuerlicher Massnahmen) auf den Energieverbrauch werden mit Hilfe ökonometrischer Verfahren abgeschätzt (Elastizitätenansatz) und in die Bottom-up-Modelle integriert.

Mit diesen Modellen werden die Energieverbräuche für die einzelnen Verwendungszwecke auf Basis der Mengenkomponenten und der spezifischen Verbräuche ermittelt.

Auf die so genannten „Mengenkomponenten" – das sind z.B. Wohn- und Energiebezugsflächen, Verkehrsleistungen bzw. Fahrzeugbestände, Produktionsmengen und Arbeitsplätze – wirken modellexterne Einflussgrössen wie Wirtschaftswachstum, Bevölkerung, Lebensstandard, Raum- und Verkehrsorganisation etc. ein.

In den spezifischen Verbräuchen spiegeln sich technische Entwicklungen wider; hierauf wirken politische Instrumente, wie z.B. Vorschriften, Zielvereinbarungen oder Förderprogramme, Energiepreise, aber auch Werthaltungen und gesellschaftliche Prioritäten ein.

Die Abbildung nach Kohorten ermöglicht es, die Altersstruktur der Anlagen (über Bauzeiten und Lebensdauern sowie Investitionszyklen, z.B. Sanierungszeiten, Neuanschaffungen von Produktionsanlagen) in den jeweiligen Verbrauchsbereichen einzubeziehen. Implizit wird von der Voraussetzung ausgegangen, dass „stranded investments" zu vermeiden sind. Z.B. werden Energieeffizienzinvestitionen nicht beliebig vorgezogen, wenn bestehende Anlagen noch nicht abgeschrieben sind, selbst wenn neue und kostengünstige Technologien zur Verfügung stehen sollten.

Die Umsetzung der Massnahmen oder Massnahmenbündel in den einzelnen Szenarien kann vergleichsweise explizit erfolgen, z.B. durch Veränderung der Beheizungsstruktur von Gebäuden oder Verringerungen spezifischer Energieverbräuche in den Produktionstechniken.

Bei der Umsetzung der Szenarienvorgaben in die Kohorten werden technische und wirtschaftliche Potenziale für Energieeffizienz und Erneuerbare sozusagen „automatisch" begrenzt: Einerseits erfolgt die Umsetzung jeweils zum Fälligkeitszeitpunkt, was immer ein stetiges Einschleifen bis zu einer maximal möglichen Sättigung bedingt. Andererseits erfolgt die Umsetzung nach einer Einschätzung der technisch-wirtschaftlichen Möglichkeiten.

Die Bottom-up-Modelle erlauben eine sehr detaillierte Darstellung des Energiesystems. Die Stärke verschiedener Einflussfaktoren kann im Einzelnen variiert und in ihren Auswirkungen untersucht werden.

Jedoch sind die verwendeten Energiesystemmodelle keine Energiewirtschaftsmodelle. Deshalb lassen sich mit ihnen weder Aussagen über implizit rückgekoppelte Marktdynamiken noch über gesamtwirtschaftliche Veränderungen herleiten. Über die Auswirkungen von Investitionen im Energiesektor oder im Energieeffizienzsektor auf Arbeitsmärkte, Löhne oder Prämien für das Gesundheitssystem können keine Aussagen getroffen werden. Solche Aussagen müssen in einem zweiten Schritt entweder mit Hilfe anderer Modelle oder mit weiter gehenden qualitativen und quantitativen Überlegungen

abgeleitet werden. Im Rahmen der Perspektivarbeiten wurde eine ergänzende Bewertung mit dem Gleichgewichtsmodell von Ecoplan vorgenommen, deren Methodik und Ergebnisse in einer gesonderten Dokumentation veröffentlicht werden.

Im Folgenden wird kurz die Charakteristik und prinzipielle Funktionsweise der verwendeten Sektormodelle und des Kraftwerksparkmodells dargestellt. Für tiefer gehende Erläuterungen sowie Diskussionen der jeweiligen Datenbasen wird auf die entsprechenden Kapitel der Sektoren verwiesen.

2.3.1 Modellierung des Sektors Private Haushalte

Die Energienachfrage im Sektor Private Haushalte wird differenziert nach den Verwendungszwecken Raumwärme, Warmwasser, Kochen sowie Strombedarf für Haushaltsgeräte, Haustechnik und Beleuchtung analysiert und in die Zukunft entwickelt.

Raumwärme

Das Submodul Raumwärme der Privaten Haushalte setzt sich aus den Elementen Gebäudebestandsmodell und Energiebedarfsmodell zusammen. Mit dem Gebäudebestandsmodell werden die Wohnflächen differenziert nach

- Gebäudetypen (Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Nichtwohngebäude mit Wohnungen),
- Gebäudealtersklassen (Baualter),
- Beheizungsstrukturen nach Energieträgern und
- Belegungsarten (dauernd bewohnt, zeitweise bewohnt, unbewohnt)

berechnet. Hierzu gehen in das Modell spezifische Annahmen über Wohnungs- und Wohnflächenzugänge und ihre Beheizungsstrukturen sowie über Wohnflächenabgänge (Verteilung nach Gebäudearten und -altersklassen) ein. In einer Substitutionsmatrix werden zusätzliche Annahmen zum Ersatz eines Heizsystems durch ein anderes gemacht.

Bei den Heizsystemen werden Einzelheizsysteme mit den Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas, Holz und Kohle sowie Zentralheizungen mit den Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas, Holz, Kohle, Fernwärme, Solarstrahlung sowie Wärmepumpen betrachtet. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass parallel mehrere Energieträger genutzt werden können. Beispielsweise ein zentrales Heizsystem mit einer Holz-Zusatzheizung oder mit solarer Unterstützung.

Leitvariablen für die Fortschreibung der Wohnungen und Wohnflächen sind die Bevölkerung, die mittlere Haushaltsgrösse und Annahmen über die Entwicklung der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf. Die energetische Qualität der Wohnflächen wird durch gebäude- und baualtersklassenspezifische Wärmeleistungsbedarfe modelliert, die sich ihrerseits durch Abgang, Zugang und Sanierung von bestehenden Wohnflächen im Zeitablauf ändern.

Im Energiebedarfsmodell werden die Ergebnisse des Gebäudebestandsmodells aggregiert. Der Heizwärmeleistungsbedarf der Baualtersklassen wird zusammengefasst und mit den Vollbenutzungsstunden und den Nutzungsgraden der unterschiedenen Heizanlagen (letztere werden über Kohortenmodelle jahresweise abgebildet) verknüpft. Die Vollbenutzungsstunden werden differenziert nach Gebäudetyp, Belegungsart und

Heizsystem. Ergebnis ist der Nutz- und Endenergieverbrauch für Raumwärme nach Energieträgern, Gebäudetyp und Belegungsart.

Für die Szenarien werden die zentralen Leitvariablen fortgeschrieben. Neben den bereits erwähnten gebäudespezifischen Inputs sind Annahmen zu treffen über die Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe beim Neubau, über die Sanierungshäufigkeiten und die Sanierungseffizienzen im Gebäudebestand, über den Zugang an Heizanlagen sowie deren Nutzungsgrade und durchschnittliche Lebensdauer.

Warmwasser

Die Analyse und Szenarienbildung des Energieverbrauchs für die Warmwasserbereitung erfolgt mit einem eigenen Submodul. Die über die Zukunft abgeleiteten Aussagen basieren auf Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung, zum Warmwasserverbrauch pro Kopf (in Liter) und zur Effizienzentwicklung der Warmwasseranlagen. Dabei erfolgt eine Abstimmung mit dem Raumwärmemodul, weil in zentral beheizten Wohnungen die Warmwasserbereitung oft in Kombination mit dem zentralen Heizsystem erfolgt (Kopplung). Bei Einzelofen-beheizten Wohnungen werden in der Regel dezentrale Warmwasserbereiter eingesetzt. Auch bei der Warmwassererzeugung wird berücksichtigt, dass parallel mehrere Energieträger genutzt werden können (prominent die solare Unterstützung).

Für die Zukunftsaussagen sind weitere Annahmen zu treffen über die Entwicklung des Warmwasserverbrauchs pro Kopf, die Anteile der an die Heizanlagen gekoppelten Warmwassersysteme, über die Energieträgerstruktur der ungekoppelten Warmwassersysteme und über den Nutzungsgrad der Anlagen.

Kochen/Kochherde

Der Energieverbrauch für die Kochherde wird modellmässig durch Multiplikation des durchschnittlichen Energieverbrauchs eines Kochherdes mit der Anzahl der Herde ermittelt, die sich ihrerseits an der Haushaltszahl und dem Ausstattungsgrad der Haushalte mit Herden orientiert. Es wird dabei nach Energieträgern (Strom, Gas, Holz) differenziert.

Elektrogeräte und Beleuchtung

Die Elektrogeräte sind differenziert nach Haushaltsgrossgeräten (Weisse Ware), Geräte der Unterhaltungselektronik, Geräte der Informations- und Kommunikationstechnologie, Haustechnikanlagen sowie sonstige elektrische Verbraucher. Diese Kategorien sind jeweils alters- und nutzungsabhängig in Kohorten aufgeteilt. Die Nutzungsabhängigkeit wird zum Beispiel bei den Kühlgeräten in einer Aufteilung nach Kühlgeräten, Kühl- und Gefrierkombinationen, Tiefkühltruhen und Tiefkühlschränken abgebildet. Hinter den Kohorten sind teilweise weitere Aufteilungen nach Grössenklassen und/oder Techniktypen hinterlegt. Bei den Fernsehern wird beispielweise nach verschiedenen Bildschirmdiagonalen und nach Technologietypen (CCFL/LCD, LED-LCD, Plasma) unterschieden. Bei gewissen Geräten kommen zusätzlich Annahmen über die tägliche Nutzungsdauer zum Tragen. Im Ergebnis resultieren als Effizienzgrössen mittlere Jahresverbräuche je Gerät oder Haushalt.

Für die Szenarien werden Annahmen getroffen über die künftige Entwicklung der gerätespezifischen Stromverbräuche, über die künftige Ausstattung der Haushalte mit Ge-

räten, über die Nutzungsdauer der Geräte und über die durchschnittliche Lebensdauer der Geräte.

Die Verbräuche der Vielzahl der kleinen (oder wenig genutzten) Elektrogeräte – von der elektrischen Zahnbürste bis zum elektrischen Rasenmäher, Elektrowerkzeugen oder dem beleuchteten bzw. beheizten Aquarium im Haushalt – werden in Form eines Aggregats „sonstiger Verbräuche“ erfasst. Dieses Verbrauchssegment wächst überdurchschnittlich weil auch zukünftig ständig neue stromverbrauchende Geräte und Anlagen auf den Markt kommen werden, die es heute noch nicht gibt.

Die Berechnung des Energieverbrauchs für die Beleuchtung basiert auf Annahmen zur installierten Lampenleistung und zur Brenndauer. Die installierte Lampenleistung wird berechnet aus der Anzahl Haushalte, der Ausstattung der Haushalte mit Lampen differenziert nach Lampentypen (Glühlampen, Halogen, Sparlampen, Fluoreszenzlampen, LED) sowie der lampentyp-spezifischen Lampenleistung.

Leitvariablen für die Fortschreibung sind die Entwicklung der Lampeneffizienz (Lichtstrom in Lumen je Watt Lampenleistung) und der installierte Lichtstrom je m^2 Wohnfläche. Die Ausgangswerte orientieren sich an einer Studie von Grieder und Huser [Grieder und Huser, 2008] zur Verbrauchsabschätzung von Lampen in Privaten Haushalten.

Datenquellen

Die Gebäudebestandsdaten bis zum Jahr 2000 stützen sich auf Daten der Volkszählung 2000. Die Fortschreibung bis 2010 erfolgt auf Basis von Daten der jährlichen Bau- und Wohnbaustatistik des BFS und der Gebäude- und Wohnungsstatistik (GWS). Hierzu ist zu bemerken, dass in der GWS alle bewilligungspflichtigen Bau- sowie Umbau- und Renovationsmassnahmen erfasst sind. In zahlreichen Kantonen sind viele Renovationsmassnahmen, die auch energetische Anteile haben können, nicht bewilligungspflichtig und daher nicht enthalten (vgl. Anhang der GWS). Aus der GWS wurden Angaben zur Entwicklung der spezifischen Wohnfläche bei Neubauten sowie zur Kopplung der Heizungs- und Warmwassersysteme verwendet. Die in der GWS enthaltenen Angaben zur Beheizungsstruktur des Neubaus wurden nicht exakt übernommen. Verbunden wurden diese Angaben mit Informationen von Wüest & Partner. Die GWS weist keine Einzeljahreswerte, sondern gemittelte Werte für 5-jährige Bauperioden aus. Die Angaben von Wüest & Partner differenzieren hingegen nicht nach den Wohngebäudetypen Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser. Folglich bieten beide Quellen einen gewissen Interpretationsspielraum.

Als wichtige Informationsquelle zur Fortschreibung der Energieträgerstruktur im Gebäudebestand bis ins Jahr 2010 dienen Absatzzahlen von Heizanlagen differenziert nach Grössenklassen von *GebäudeKlima Schweiz*. Für die Absatzzahlen der Biomassekessel (Holz) wurden Angaben von Basler und Hofmann verwendet.

Bei den Haushalts- und Elektrogeräten ist die Datenqualität in den einzelnen Verbrauchsbereichen unterschiedlich. Für den Bereich der Weissen Ware (Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Tumbler, Geschirrspüler etc.) stehen Absatzdaten der FEA zur Verfügung. Ab 2002/2003 sind zudem für Kühlgeräte, Waschmaschinen und Tumbler sowie Geschirrspüler Durchschnittsverbräuche der neu abgesetzten Geräte vorhanden. Für den Bereich TV, Video und Computer einschliesslich Computerperipherie stehen SWICO-Marktdaten zur Absatzsituation und zum technischen Stand der verkauften Geräte zur Verfügung. Berücksichtigt wurde zudem eine Erhebung des BFS zur IKT-Ausstattung der Schweizer Haushalte [BFS, 2010a].

Abgrenzung der berücksichtigten Verbräuche

An einigen Stellen bestehen Abgrenzungsunschärfen zwischen dem Modellergebnis und der Energiestatistik. Das Haushaltsmodell erfasst alle Energieverbräuche des Bereiches Wohnen und alle Elektrizitätsverbräuche, soweit diese dem Bereich Haushalte zuzuordnen sind. Abgrenzungsprobleme betreffen in diesem Zusammenhang zum einen den Energieverbrauch der Zweit- und Ferienwohnungen und zum anderen den Elektrizitätsverbrauch von Haushaltsgeräten und Einrichtungen in Mehrfamilienhäusern, die über Gemeinschaftszähler erfasst werden und die kostenseitig im Allgemeinen auf die betroffenen Haushalte verteilt werden.

Die Zuordnung der Zweit- und Ferienwohnungen in der Gesamtenergiestatistik ist nicht vollständig zu klären. Methodisch sind die Zweitwohnungen den Privaten Haushalten, die gewerblich vermieteten Ferienwohnungen dem Dienstleistungssektor zuzurechnen. Die Bestände an Zweit- und Ferienwohnungen sind nicht hinreichend bekannt. Da die Ferienwohnungen zahlenmässig wahrscheinlich deutlich überwiegen, werden die im Haushaltsmodell ermittelten Energieverbräuche der Zweit- und Ferienwohnungen vom modellmässig ermittelten Gesamtraumwärmeverbrauch aller Wohnungen abgezogen und nicht im Haushaltssektor, sondern im Dienstleistungssektor verbucht.

Zum Stromverbrauch der gemeinschaftlich genutzten Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern werden der Hilfsenergieverbrauch von Pumpen, Brennern, Gebläsen, der Verbrauch von Antennenverstärkern, Waschmaschinen und Trockner am Gemeinschaftszähler sowie kleinere, im Zeitablauf abnehmende Mengen an Elektrizität für in den Kellern betriebene Tiefkühlgeräte gezählt. Dieser Stromverbrauch für die gemeinschaftlich genutzte Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern wird ebenso wie der Raumwärmeverbrauch in Zweit- und Ferienwohnungen statistisch nicht den Haushalten, sondern dem Dienstleistungssektor zugerechnet.

2.3.2 Modellierung des Sektors Dienstleistungen inkl. Landwirtschaft

Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen einschliesslich Landwirtschaft, im Folgenden verkürzt als „Dienstleistungen“ oder „Dienstleistungssektor“ bezeichnet, wurde im Rahmen der Energieperspektiven mit dem aggregierten Dienstleistungsmodell der Prognos AG modelliert. Nachdem das bisher im Rahmen der Energieperspektiven eingesetzte Modell von CEPE aufgrund von Übergabe- und Renovationsarbeiten derzeit nicht zur Verfügung steht und auch keine Alternativmodelle mit stärkerem Disaggregationsgrad zum Zeitpunkt der Erarbeitung dieser Energieperspektiven vorhanden waren, wurde das Prognos-Dienstleistungsmodell verwendet. Im Vergleich zu den übrigen Bottom-up-Modellen von Prognos, setzt das Dienstleistungsmodell jedoch auf einer höher aggregierten Ebene an.

Allgemein

Der Endenergieverbrauch im Dienstleistungsmodell wird nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen differenziert. Die Verwendungszwecke werden unterschieden nach:

- Raumwärme,
- Warmwasser,
- Kühlen und Lüften,
- mechanische Energie (Kraftanwendungen),
- Beleuchtung,

- Bürogeräte und
- Sonstige.

Es werden folgende Branchen in diesem Modell abgebildet:

- Handel (NOGA 08: 45-47),
- Kredit/Versicherung (NOGA 08: 64-66),
- Gesundheit und Soziales (NOGA 08: 86-88),
- Erziehung und Unterricht (NOGA 08: 85),
- Gastgewerbe (NOGA 08: 55,56),
- Übrige Dienstleistungen (NOGA 08: 36-39,49-53, 58-63,68-74,77-82, 84,90-97)
- Landwirtschaft (NOGA 08: 01-03).
- PHH (Ferien- und Zweitwohnungen, Gemeinschaftszähler Mehrfamilienhäuser)

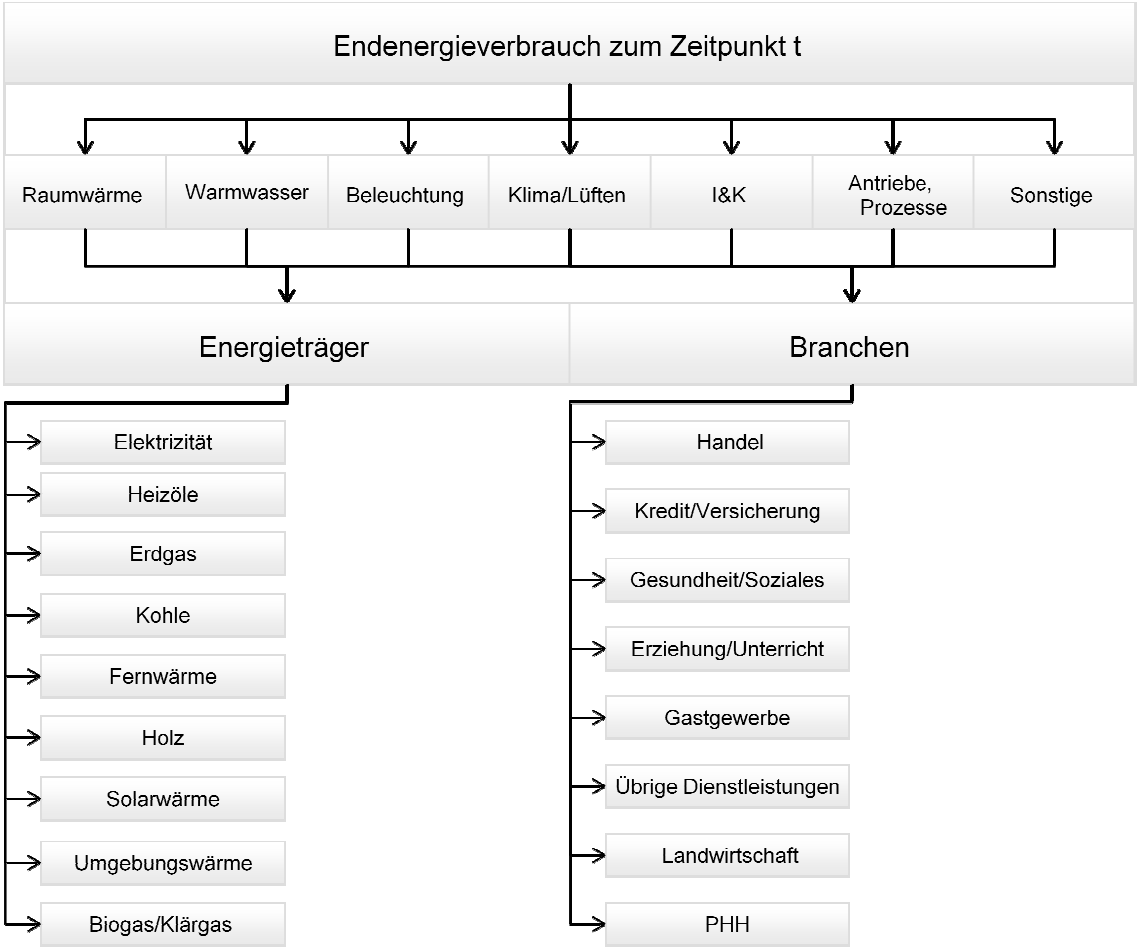
Die Landwirtschaft wird im Dienstleistungsmodell mit modelliert und dann, wie traditionell üblich, der statistischen Differenz zugeordnet.

Als Endenergieträger werden berücksichtigt:

- Elektrizität,
- Heizöle,
- Erdgas,
- Kohle,
- Fernwärme,
- Holz,
- Solarwärme,
- Umgebungswärme und
- Biogas/Klärgas.

Der Endenergieträger des Dienstleistungssektors setzt sich somit für jedes Jahr aus 441 Komponenten (7 Branchen, 7 Verwendungszwecke und 9 Energieträger) zusammen. Figur 2-1 liefert einen Überblick über die Dimensionen der Einzelkomponenten des Modells.

Figur 2-1: Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Dienstleistungen nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen



Quelle: Prognos 2012

Fortschreibung

Die Einzelkomponenten des Energieverbrauchs werden mit Hilfe verschiedener Determinanten rekursiv fortgeschrieben. Als Determinanten werden Mengengrössen, Ausstattungsgrade und spezifische Verbräuche eingesetzt.

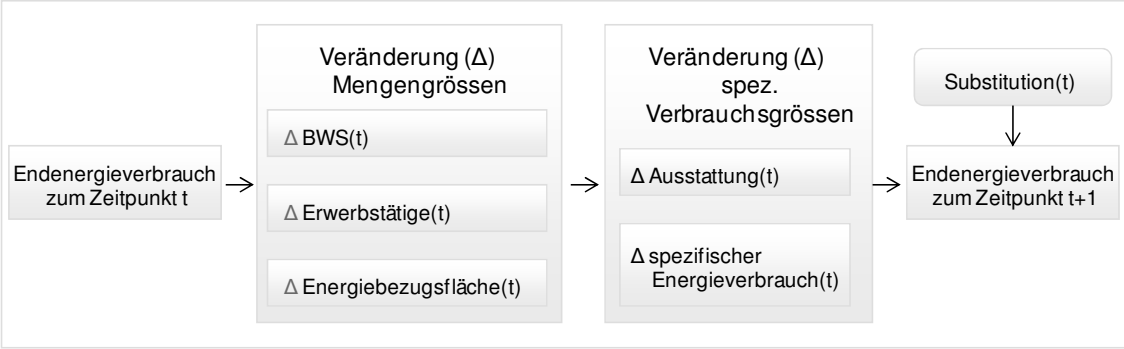
Ein Teil der Mengengrössen beziehen sich auf gesamtwirtschaftliche Rahmendaten wie Bruttowertschöpfung oder Erwerbstätige, andere auf technische Detailgrössen wie Energiebezugsflächen oder Anzahl der Elektrogeräte.
Ausstattungsgrade und spezifische Verbräuche sind als Verhältniszahlen definiert, wie etwa die Anzahl der Bürogeräte pro Kopf oder der Wärmeleistungsbedarf pro m^2. Veränderungen dieser Grössen wirken auf den Verlauf des Energieverbrauchs. Erhöht sich beispielsweise durch einen höheren Nutzungsgrad von I&K-Technologien der Ausstattungsgrad (Bürogeräte pro Kopf), erhöht sich auch der Energieverbrauch. Steigt hingegen die Effizienz der Energieverbrauchstechnologien bei gleichbleibender Nutzung bzw. Ausstattung, sinkt der Energieverbrauch; dies ist der Fall, wenn neue energiesparende Technologien alte ersetzen oder ergänzen: neue Energiesparleuchten oder Baumaterialien, die den Beleuchtungsenergiebedarf bzw. den Wärmeleistungsbedarf von Gebäuden reduzieren.

Zur Beeinflussung des Energieverbrauchs stehen aus politischer Sicht verschiedene Instrumente zur Verfügung. Diese wirken im Regelfall auf die Ausstattungsgrade oder

auf die spezifischen Verbrauchsgrössen, sei es durch ordnungsrechtliche Instrumente (Vorschriften, Standards), Fördermassnahmen (Einspeisevergütungen, direkte Subventionen), markt- oder preisgetriebene Massnahmen (Lenkungsabgaben, Quotenregelungen mit Zertifikathandel) oder freiwillige Massnahmen (Selbstverpflichtung). Der Einsatz dieser Instrumente führt dazu, dass sich die Energieverbraucher an die geänderten Bedingungen anpassen und daraufhin energiesparende Investitionen tätigen oder auf andere Energieträger ausweichen. Daraus resultieren Veränderungen der nachgefragten Energieträgermengen. Diese letztgenannten Veränderungen werden im Modell im Substitutionsmodul berechnet.

Figur 2-2 skizziert die Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Dienstleistungssektor: Die Einzelkomponenten, d. h. die Endenergieverbräuche nach Branchen, Verwendungszwecke und Energieträger, werden anhand der Veränderungen der Rahmendaten, der sonstigen Einflussfaktoren (z. B. Gebäudefläche, Gebäudealtersstruktur) und der Veränderung der spezifischen Verbrauchsgrössen (Ausstattung, spezifischer Energieverbrauch) unter Berücksichtigung der Substitution von Energieträgern, fortgeschrieben.

Figur 2-2: Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Dienstleistungssektor



Quelle: Prognos 2012

Daten

Die Entwicklung des Energieverbrauchs hängt u. a. mit der wirtschaftlichen Entwicklung einer Volkswirtschaft zusammen. Als Mass für die wirtschaftliche Entwicklung wurde hierfür das Bruttoinlandprodukt (BIP) von SECO [SECO, 2011] verwendet. Die Entwicklung des BIP wurde von SECO selbst mit der mittleren Bevölkerungsentwicklung fortgeschrieben. Da als Hauptverursacher des Energieverbrauchs in der Produktion bzw. der Bereitstellung von Dienstleistungen zu sehen ist, erscheinen die Bruttowertschöpfung bzw. die Anzahl der Erwerbstätigen mit die aussagekräftigsten expansiven Grössen für den impliziten Energieverbrauch zu sein. Mit der Berechnung der Bruttowertschöpfung und den Vollzeiterwerbstätigen der Branchen haben die Bundeskanzlei und das Bundesamt für Statistik ECOPLAN (November 2011) beauftragt. Die Arbeit wurde von einer interdepartmentellen Arbeitsgruppe begleitet. Ein weiterer Indikator ist die Energiebezugsfläche für die Fortschreibung des zukünftig benötigten Heizwärmebedarfs. Die verwendeten Energiebezugsflächen orientieren sich an den Angaben von Wüest und Partner [Wüest & Partner, 2012]. Für die Fortschreibung über den von Wüest und Partner angegebenen Zeitraum hinaus wurde eine lineare Regression auf den Jahrestrend und auf die Zahl der Erwerbstätigen vorgenommen. Die Startwerte für den Energieverbrauch nach Branchen, Verwendungszwecken und Energieträgern stammen aus verschiedenen Quellen. Der Energieverbrauch nach Energieträgern und Branchen beruht auf den Daten von [Helbling, 2011]. Die Bestimmung der Einzelkomponenten lehnt sich in der Aufteilung der Verwendungszwecke nach Strom bzw.

Brennstoffe an [BFE, 2011d] an. Die so ermittelten Stützdaten wurden schliesslich auf die Energiebilanz kalibriert.

Details: Fortschreibung Verwendungszwecke

Der Energieverbrauch für Raumwärme wird mit Hilfe der jährlichen Veränderung der Energiebezugsflächen und der Veränderung des durchschnittlichen spezifischen Raumwärmebedarfs pro m^2 fortgeschrieben. Die Entwicklung der Energiebezugsflächen beruht auf einem Kohortenmodell, wobei die durchschnittliche Lebensdauer eines Gebäudes auf 50 Jahre und einer gleich hohen Standardabweichung angesetzt wurde. Der Raumwärmebedarf eines Gebäudes ist abhängig vom Baujahr, von den geleisteten Sanierungsmassnahmen und der energetischen Sanierungseffizienz; dabei korrespondieren die Sanierungsraten mit den Sanierungsraten von Mehrfamilienhäusern im Haushaltsmodell von Prognos.

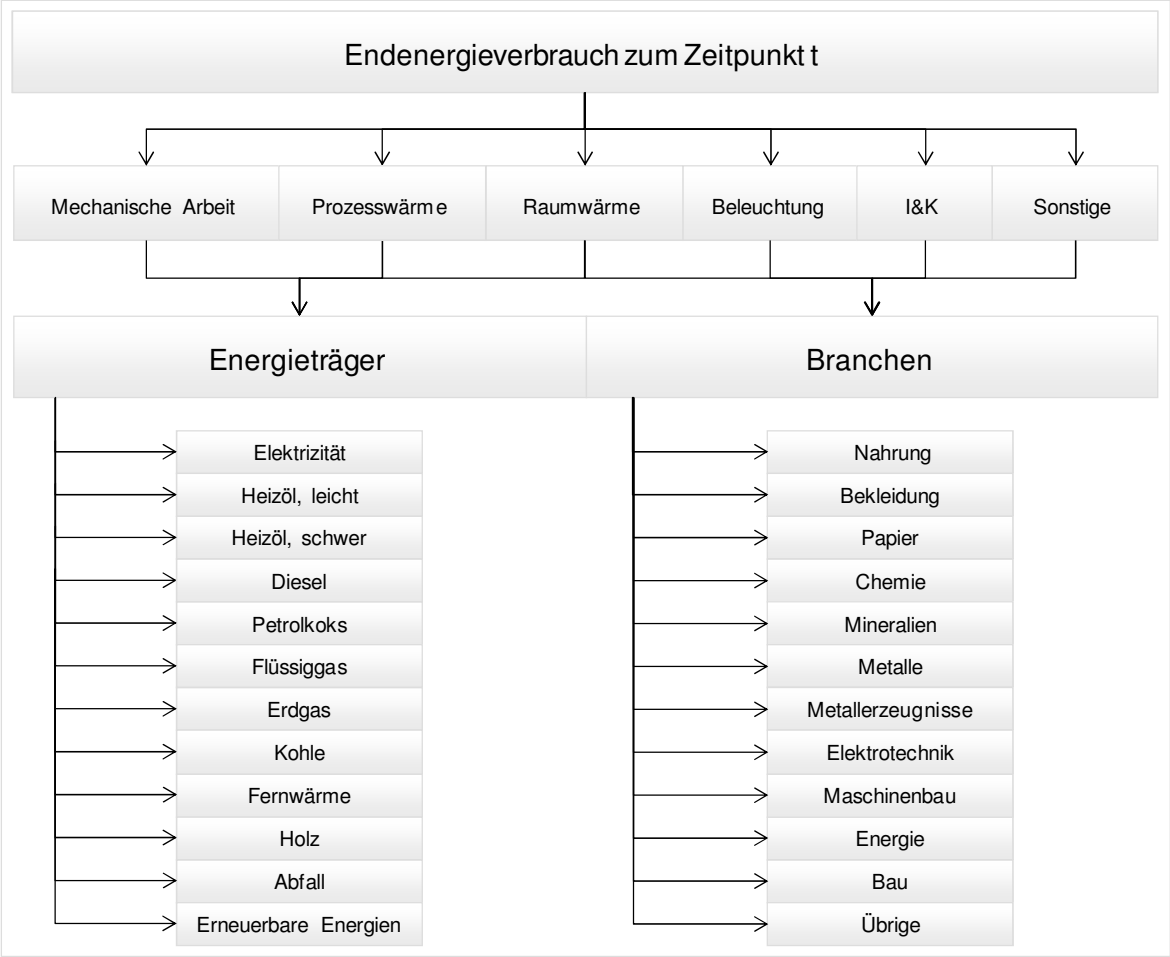
Die Energieverbräuche für die übrigen Verwendungszwecke werden mit Hilfe von Mengenindikatoren (Erwerbstätige, Wertschöpfung, Ausstattungsgrade mit Maschinen, Anlagen, Bürogeräten etc.) und Annahmen zur technischen/energetischen Qualität jährlich fortgeschrieben (siehe Figur 2-2).

So werden beispielsweise spezifische Verbräuche entsprechend der Verwendungszwecke für Bürogeräte, mechanische Energie und Warmwasser mit dem Mengenindikator Bruttowertschöpfung bzw. Erwerbstätige fortgeschrieben; bei den Verwendungszwecken Beleuchtung und Raumwärme dient vor allem der Mengenindikator Energiebezugsflächen zur Fortschreibung. Die spezifischen Energieverbräuche, welche mit den Mengenindikatoren multipliziert werden, werden mit szenarienabhängigen Effizienzentwicklungen fortgeschrieben, woraus schliesslich aus den branchen-, verwendungszweck- und energieträgerspezifischen Verbräuchen der Endenergieverbrauch des Dienstleistungssektors aggregiert wird.

2.3.3 Modellierung des Sektors Industrie

Das Industriemodell differenziert den Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen (vgl. Figur 2-3). Als Verwendungszweck werden mechanische Arbeit, Prozesswärme, Raumwärme, Information und Kommunikation (I&K) sowie sonstige Verwendungszwecke betrachtet. Die Untergliederung nach Energieträgern folgt der Aufteilung der Energiebilanz. Intern werden insgesamt zwölf Energieträger unterschieden. Zusätzlich zu den in der Energiebilanz geführten sind dies extraleichtes, mittelschweres und schweres Heizöl, Diesel, Petrolkoks und Flüssiggas. Die ausgegebene Branchenstruktur ist mit derjenigen der Teilstatistik zum Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor [Helbling, 2011] kompatibel, wobei für interne Zwecke zum Teil eine weitere Differenzierung vorgenommen wird. Die Abgrenzung zum Dienstleistungsmodell ist anhand der NOGA 2008-Klassifikation gegeben: In das Industriemodell gehen die 2-Steller 05 bis 43 ein.

Figur 2-3: Unterteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie nach Verwendungszwecken, Energieträgern und Branchen



Quelle: Prognos 2012

Es wird nur der Verbrauch an Endenergie erfasst, nicht aber der Energieträgereinsatz zu Umwandlungszwecken, sei es aus Eigenstromerzeugung oder aus Stoffumwandlungen wie sie z. B. in Raffinerien stattfinden. Dieses Vorgehen steht im Einklang mit der GEST, welche seit der Ausgabe 2010 strikt Produktionsprozesse von (energetischen) Umwandlungsprozessen trennt [BFE, 2011a]. Von einer Eigenenergieerzeugung aus WKK-Anlagen werden daher nur die Energieträger zur Wärmeproduktion sowie der erzeugte Strom, nicht jedoch die Energieträger, welche für die Stromproduktion eingesetzt wurden, als Verbrauch ausgewiesen.

2.3.3.1 Modellsystematik

Die Grundidee des Bottom-Up-Modells ist es, den Endenergieverbrauch möglichst kleinteilig aus den einzelnen Verbrauchergruppen zusammen zu setzen. Wie in der Verfahrenstechnik üblich, wird deshalb die industrielle Produktion produktspezifisch jeweils in einzelne Prozessschritte unterteilt, die separat betrachtet werden. Jedem Prozessschritt wird (mindestens) eine Anlage einer geeigneten Leistungsklasse zugewiesen. Der Energieträgereinsatz, den die Anlage für die Ausführung des Prozessschritts benötigt, variiert in der Zeit und in der Energieträgerzusammensetzung je nach Vorgabe von Produktionsmenge und technologischem Fortschritt der Anlagenkohorte.

Die energetisch relevanten Endenergieverbraucher werden separat in dieser Detailtiefe modelliert. Dies erlaubt eine hohe Kontrolle der einzelnen Prozesse und ermöglicht es, mit dem Modell verschiedene Szenarien und Varianten konsistent zu erstellen. Prozessschritte mit geringem Verbrauch, sehr inhomogener Güterproduktion (z. B. aus dem Maschinenbau) und auch Haustechnikprozesse (z. B. Heizungsanlagen) werden derzeit abgebildet.

Grundlage für die Berechnung und Fortschreibung des Endenergieverbrauchs in der Industrie bilden einerseits Mengenindikatoren, andererseits spezifische Energieverbräuche. Als Mengenindikatoren wird die Produktion der einzelnen Branchen verwendet, differenziert nach Produktionsprozessen und Produktionsmengen. Dabei werden soweit möglich physische Mengengrössen betrachtet. Dies gelingt bei vergleichsweise homogen produzierenden Branchen (z. B. Papierherstellung, Stahlerzeugung). Für die übrigen Branchen wird die Produktionsmenge anhand von Wertgrössen beschrieben, hauptsächlich anhand des Produktionsindex oder der Bruttowertschöpfung. Diese monetären Variablen bestimmen den Energieverbrauch zwar nicht unmittelbar, sind aber mit diesem korreliert (vgl. Abschnitt 7.4.3.1).

Die Produktion wird insgesamt 12 Branchen zugeordnet, deren Struktur sich an der NOGA 2008 – wie sie aktuell auch vom BFS verwendet und veröffentlicht wird – sowie am Produktionsprozess orientiert. Grosse, homogen produzierende Verbraucher werden möglichst zu einer Branche zusammen gefasst. Bei der Branchenaufteilung ist zu beachten, dass die statistische Zuordnung einzelner Unternehmen dem Schwerpunktprinzip folgt. Demnach wird das Unternehmen derjenigen Branche zugerechnet, in welcher es den grössten Umsatz erwirtschaftet. Diese Zuordnungspraxis kann je nach Erhebungsjahr eine andere Branchenzugehörigkeit liefern. Ähnliches gilt für die Mitgliederinformationen von Branchenverbänden, deren historisch gewachsene Grundgesamtheit selten mit der NOGA-Klassifikation übereinstimmt.

Je nach Komplexität umfassen die einzelnen Branchen bis zu 22 Produktionsprozesse, wie im Fall der Metallindustrie (Tabelle 2-2). Insgesamt unterscheidet das Bottom-Up-Modell 164 Produktionsprozesse, darunter z.B. das Kochen und Blanchieren in der Nahrungsmittelproduktion, Klinkerbrennen in der Zementindustrie und Pressen von Profilen, Rohren, Stangen in der Metallindustrie (Tabelle 2-3) sowie 64 Haustechnikprozesse, die die energetischen Aufwendungen für Raumheizung, Beleuchtung etc. beschreiben.

Tabelle 2-2: Branchenaufgliederung und Anzahl der Prozesse je Branche

Branche	NOGA 2008	Unterbranchen	Produktionsprozesse	Haustechnikprozesse
Nahrung	10-12	4	18	4
Bekleidung	13-15	2	6	4
Papier	17	2	17	4
Chemie	20-21	4	19	4
Mineralien	23	5	21	16
Metalle	24	4	22	8
Metallerzeugnisse	25	4	15	4
Elektrotechnik	26-27	2	7	4
Maschinenbau	28-30	1	9	4
Energie	05-06,19,35-39	1	2	4
Bau	41-43	3	4	4
Übrige	07-09,16,18,22,31-34,40	6	24	4
Industrie	**05-43**	**38**	**164**	**64**

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 2-3: Prozessschritte nach Branchen und Gütern

Branche	Gut	Produktionsschritt
Nahrung	Nahrungsmittel	Mischen, Pumpen, Fördern, Kühlen Dampftrocknen, Konservieren
	Zucker	Schnitzeln, Pressen, Pumpen Extraktion, Einengen, Kristallisation WKK-Anlagen
	Schokolade	Mischen, Pumpen, Fördern, Kühlen Heizkessel, Prozessdampf, Trocknen, Konservieren
	Bier	Schroten, Mischen, Pumpen, Kühlen Heizkessel, Prozessdampf, Kochen
Bekleidung	Textilien	Spinn-, Web-, Stickmaschinen, Pumpen Färben, Reinigen, Trocknen
	Bekleidung	Schneiden, Stanzen, Nähen Bügeln, Trocknen
Papier	Holz- und Zellstoff	Entrinden, Hacken, Pressen Aufschliessen, Kochen, Trocknen WKK-Anlagen, Konzentration Sulfitablauge
	Waren aus Papier	Schneiden, Stanzen, Fördern, Umweltschutz Prozessdampf, Trocknen
Chemie	Grundstoffe	Mischen, Pumpen, Kompressoren Destillation, Elektrolyse
	sonstige chemische Erzeugnisse	Mischen, Pumpen, Kompressoren Destillation, Trocknen, Elektrolyse WKK-Anlagen, Turbinen
	Chemiefasern	Mischen, Pumpen, Pressen, Spulen Chemische Reaktionen, Trocknen Behandlung Abluft, Abwasser
	Pharmazie	Mischen, Pumpen, Kompressoren Destillation, Trocknen, Elektrolyse WKK-Anlagen, Turbinen
Mineralien	Glas	Aufbereiten, Mischen, Formen, Druckluft Schmelzofen
	Keramik	Aufbereiten, Mischen, Formen Trockenkammer, Brennofen
	Ziegel	Mischen, Pressen Brennofen, Trockenkammer
	Zement	Rohgesteinbrechen, Rohmehlmahlen, Sichten Klinkerbrennen, Klinkermahlen, Kohlenmahlen Rauchgasreinigungsanlage Rohmehltransport
	Erzeugnisse aus Beton	Sieben, Mischen, Formgebung, Trocknen, Brennen
Metalle	Roheisen, Stahl	Drehen, Fräsen, Abkanten, Schneiden Walzen, Pressen, Ziehen Verformen, Härten, Glühen
	Bearbeitung von Eisen, Stahl	Schmelzen, Legieren, Formguss Giessen von Stahl und Eisen (Großanlagen) Filtern, Waschen

	Halbzeug	Schmelzen, Legieren, Wärmen, Extrudieren Filtern, Waschen
	Aluminium	Aluminium-Elektrolyse Stranggiessen Filtern, Waschen Vorbereiten, Schmelzen, Legieren, Giessen
	Bearbeitung von Aluminium	Homogenisieren, Kaltwalzen, Entfestigen Filtern, Waschen
Metallerzeugnisse	Metallerzeugnisse	Galvanisieren, Anodisieren, Beschichten Drehen, Fräsen, Abkanten, Schneiden Spritz-, Druckguss (Leichtmetall) Walzen, Pressen, Ziehen Giessen, Härten, Glühen
	Metallerzeugnisse aus Aluminium	Fliesspressen, Veredeln Filtern, Waschen Anodisieren, Ziehen
Elektrotechnik	elektronische Bauelemente	Drehen, Fräsen, Abkanten, Schneiden Spritz-, Druckguss (Leichtmetalle) Galvanisieren, Beschichten , Halbleiterherstellung Härten, Glühen
	Uhren	Spritzguss, Beschichten, Reinigen, Umwelt
Maschinenbau	Maschinen	Drehen, Fräsen, Abkanten, Schneiden Giessen von Stahl und Eisen Spritz-, Druckguss (Leichtmetalle) Vorwärmen, Walzen, Pressen, Ziehen Galvanisieren, Beschichten Härten, Glühen
Energie	Energie- und Wassreversorgung	Pumpen, Aufbereiten, Speichern, Verteilen, Montage, Fräsen
Bau	Erschließung von Grundstücken	Krane, elektrische Maschinen, Trocknungsprozesse Bagger, Kompressoren
	Haustechnik, Baustellenarbeiten	Schweissen, Wärmen, elektrische Maschinen
Übrige	Druckerzeugnisse	Grafische Druckverfahren Verpackungsdruckverfahren Trocknung
	Gummi- und Kunststoff	Mischen, Formen, Kühlen Trocknen, Schmelzen
	sonstige Waren	Absauganlage, Fräse, Hobel, Druckluft Trocknen, thermische Anwendungen
	Münzen, Schmuck	Gravieren, Schleifen
(alle Branchen)	(die meisten Güter)	Transport, stationäre Motoren, Fahrzeuge Abgasreinigung, Kläranlage

Quelle: Prognos 2012

Jeder dieser Prozesse wird von einem eigenen Anlagentyp ausgeführt. Die Anlagentypen haben einen generischen Charakter und weisen jeweils einen spezifischen Energieverbrauch sowie einen spezifischen Energieträgermix auf, der für die einzelnen Prozessschritte auf den Branchendurchschnitt kalibriert wird. Die Modellierung der Produktionsprozesse umfasst unterschiedliche Produktionstechnologien bzw. Anlagetypen und Energieträger. Insgesamt berechnet das Industriemodell 788 Einzelverbräuche je Jahresschritt.

Die spezifischen Energieverbräuche der einzelnen Prozesse werden über einen Kohortenalgorithmus ermittelt. Den Input hierfür liefern Branchendaten, Zusatzinformationen aus Einzelbetrieben, Best-Practice-Werte [basics, 2000], Benchmark-Analysen sowie Analysen zu Einsparpotenzialen und Querschnittstechnologien [ISI, 2010]. Diese Analysen umfassen meist mehrere Anlagengenerationen über Zeiträume von bis zu 20 Jahren und werden über die jeweiligen Branchen gemittelt. Die Spannbreite der spezifischen Energieverbräuche kann hier erheblich sein. Ihre Fortschreibung geht davon aus, dass in der Industrie aufgrund unterschiedlicher Hemmnisse nicht alle wirtschaftlichen Energiesparmassnahmen umgesetzt werden. Ausser die Effizienz vorhandener Prozesse zu steigern können perspektivisch auch ganze Produktionstechnologien ersetzt werden. Dabei lässt sich der spezifische Energieverbrauch um bis zu 90% reduzieren (wie z.B. beim Ersatz chemisch geführter durch biotechnologische Prozesse, die bei Zimmertemperatur ablaufen). Der Einsatz solcher Technologien hängt sehr stark vom generellen Umfeld, von der Genehmigungspraxis, der Machbarkeit in grossen Massstäben sowie der Wirtschaftlichkeit ab.

Die Geschwindigkeit, mit der sich der spezifischen Energieverbrauch der Produktionstechnologien absenken lässt, hängt im Wesentlichen ab von

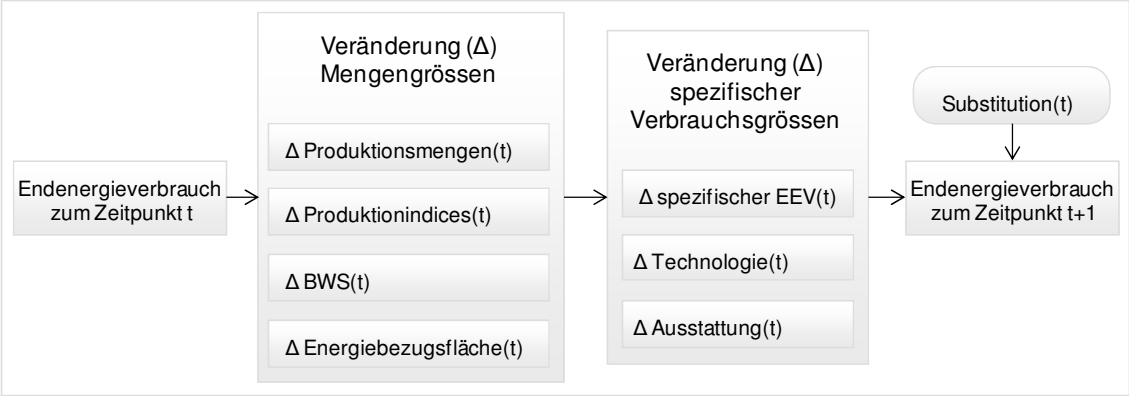
- Technologieentwicklungen,
- dem autonomen Entwicklungstrend der Branche,
- Produktionsmengen,
- absoluten und relativen Energieträgerpreisen sowie
- Standortbedingungen wie z.B. verfügbaren Wärmepotenzialen oder möglichen Kooperationen z.B. mit EVU.

Direkt oder indirekt können energiepolitische Instrumente auf all diese Einflussfaktoren wirken.

Die spezifischen Energieverbräuche in den Prozessen sind nicht unabhängig von den hergestellten Mengen. Je mehr produziert wird, desto stärker erhöht sich zunächst die Auslastung der bestehenden Anlagen. Dadurch verringert sich i. d. R der auf die Produktion bezogene spezifische Verbrauch. Kann die Auslastung nicht weiter gesteigert werden, wird der Anlagenpark durch zumeist energetisch bessere Einheiten erweitert, wobei der Zubau technischen und wirtschaftlichen Kriterien unterliegt. Bei Erreichen ihrer individuellen wirtschaftlichen Nutzungsdauer (und nicht früher) werden Altanlagen stillgelegt. Aufgrund dieser Zusammenhänge sinkt der spezifische Energieverbrauch des Anlagenparks nur allmählich.

Ausgehend von dem Energieverbrauch (nach Energiebilanz) des Jahres, auf das das Industriemodell kalibriert ist, wird der Energieverbrauch bis zum Ende des Betrachtungshorizonts in aufeinander folgenden Jahresschritten als Summe aller Produkte aus Mengenindikatoren und spezifischen Energieverbräuchen (PJ/Menge oder PJ/CHF) berechnet. Die Mengenindikatoren bilden die Gesamtproduktion des Industriesektors ab. Der spezifische Verbrauch an Strom und Brennstoffen folgt aus der Fortentwicklung der einzelnen Anlagenbestände und variiert je nach Produktions- und Prozessschwerpunkten der einzelnen Branchen (Figur 2-4).

Figur 2-4: Fortschreibung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie



Quelle: Prognos 2012

Die im Zeitablauf sukzessiven Berechnungen des Endenergieverbrauchs werden vom Industriemodell simultan für Branche, Energieträger und Verwendungszweck durchgeführt. Anschliessend kann der Endenergieverbrauch noch um Substitutionen zwischen Energieträgern korrigiert werden, womit sich auch energiepolitische Strategien abbilden lassen.

2.3.3.2 Rahmendaten

Rahmendaten sind bezüglich der eigentlichen Modellierung exogene Input-Grössen, welche jedoch unmittelbar und szenarioabhängig den Endenergieverbrauch mitbestimmen. Im Falle des Industriemodells sind dies zuvorderst Bruttowertschöpfung, Mengengrössen und Energiebezugsflächen. Weitere sozioökonomische Grössen wie Vollzeitbeschäftigte, Materialeinsatz, Umsatz, Energiepreise und klimatische Annahmen (vgl. Kap. 3) fliessen auch in die Modellierung mit ein, wenn auch mit untergeordneter Bedeutung. Viele der Input-Grössen liegen als Expost-Daten vor und werden für die Modellkalibration genutzt, so auch der Endenergieverbrauch der Vergangenheit.

Die Definition der Rahmendaten findet ausserhalb des Energiemodells statt. Da für die Industrie geeignete Angaben zu (physischen) Produktionsmengen meist fehlen, müssen diese anhand der zuvor genannten branchenspezifischen Rahmendaten in einem Zwischenschritt abgeschätzt werden. Gleiches gilt für die Energiebezugsfläche, welche nur insgesamt vorliegt, jedoch nicht verteilt auf die einzelnen Branchen. Beide Resultate stellen eigenständige, intermediäre Modellergebnisse dar.

Ein zentraler Ergebnisteil der Modellierung liegt in der Übersetzung der branchenbezogenen Vorgaben zur Bruttowertschöpfung in die (physische oder quasiphysische) Produktionsmenge, um daraus den Endenergieverbrauch hochzurechnen. Im Allgemeinen geschieht dies über eine ökonometrische Schätzung. Da die Bruttowertschöpfung jedoch eine monetäre Grösse ist, stimmt sie a priori nicht mit dem Endenergieverbrauch überein, denn sie berücksichtigt auch die nichtmaterielle Wertdichte. Besser ist hierfür ein Mengenindikator geeignet, welcher die tatsächlich produzierten Güter quantifiziert, im Idealfall ist dies die physische Produktionsmenge. Diese liegt für Branchen insbesondere der Grundstoffindustrie vor, deren Produktpalette sehr homogen ausgelegt ist. Im Industriemodell werden die Produktionsmengen für die Herstellung von Papier, Glas, Keramik, Ziegeln, Chemiefasern und die Metallgewinnung geführt. Für die anderen Branchen werden mit dem Endenergieverbrauch korrelierende Grössen zur Beschreibung der (vergangenen) Produktionsmenge verwendet, u. a. der Produktionsindex (in Sinne des BFS) und die Bruttowertschöpfung. Diese Grössen werden entspre-

chend auch zur Fortschreibung der Produktionsmengen herangezogen, falls zu wenige Informationen über eine Branchenentwicklung hinsichtlich ihrer in Zukunft zu erwartenden Güterproduktion vorliegen.

Die Energiebezugsflächen sind ebenfalls eine wichtige Vorgabe für die Energiemodellierung; insbesondere die Aufteilung nach Produktions- und Büroflächen. Hierzu standen die Globalvorgaben von Wüest & Partner zur Verfügung [Wüest & Partner, 2012]. Die Aufteilung der vorgegebenen Energiebezugsflächen auf Branchen und in Produktion und Büro ist ein intermediäres Modellresultat. Diese Aufteilung hängt vor allem von den Produktionsmengen aber auch von den Beschäftigten ab. So wird beispielsweise eine schrumpfende Produktion auch in den Energiebezugsflächen abgebildet. Der von Wüest & Partner ausgewiesene Leerstand wird im Modell zudem aufgeteilt in ungenutzte aber beheizte Flächen, wie es für alle leer stehenden Büros und für teilgenutzte Produktionshallen gilt (Vollbeheizungsäquivalent je 100 % und 90 - 98 %), sowie in ungenutzte und unbeheizte Flächen, den tatsächlichen, energetischen Leerstand. Beide stehen für Umnutzungen zur Verfügung.

Die energetische Ausgangslage bilden die aktuellen Daten der Gesamtenergiestatistik des BFE [BFE, 2011a]. Eine weitere wichtige Quelle stellt die branchenbasierte Energieverbrauchserhebung [Helbling, 2011] dar. Das Industriemodell wird auf beide derart kalibriert, dass absolute Grössen sowie Tendenzen im Mittel übereinstimmen. Da für die Vergangenheit Mengengrössen, spezifische Verbräuche der Prozesse und die Energieverbrauchsintegrale nach Energieträgern und Branchen bekannt sind, entstehen mit dem gewählten Modellansatz Konsistenzprobleme. Aufgrund dieser kann die Statistik nicht exakt reproduziert werden. In erster Linie soll das Industriemodell die zugrundeliegende Entwicklung auslastungsbereinigt verlässlich be- und fortschreiben, was im Mittel auch gelingt.

2.3.4 Modellierung Sektor Verkehr

2.3.4.1 Der Ansatz

Zur quantitativen Abbildung von Energienachfrage werden Bottom-up-Modelle verwendet, die die einzelnen Verwendungszwecke (wie z.B. Fahrzeugparks) in unterschiedlich hohem Detaillierungsgrad abbilden. In diesen Modellen werden die Energieverbräuche für die Verwendungszwecke nach Mengenkomponenten in Kohorten und spezifischen Verbräuchen aufgeteilt und ermittelt. Auf die so genannten „Mengenkomponenten“ (z.B. Fahrzeuge, spezifische Fahrleistungen pro Jahr) wirken modellexterne Einflussgrössen wie Wirtschaftswachstum, Bevölkerung, Lebensstandard, Raum- und Verkehrsorganisation etc. ein. In den spezifischen Verbräuchen spiegeln sich technische Entwicklungen wider; hierauf wirken politische Instrumente (wie z.B. Vorschriften, Zielvereinbarungen, Förderprogramme), aber auch Werthaltungen und gesellschaftliche Prioritäten, ein. Die Abbildung nach Kohorten ermöglicht es, die Altersstruktur (Lebensdauer) und Investitionszyklen (z.B. Neuanschaffungen oder Ersatz von Fahrzeugen) einzubeziehen. Implizit wird von der Voraussetzung ausgegangen, dass Energieeffizienzinvestitionen nicht beliebig vorgezogen werden, selbst wenn neue und kostengünstige Technologien zur Verfügung stehen sollten.

Neben diesen für den Energieverbrauch wesentlichen Modellierungsansätzen spielen gerade im Verkehrsbereich die Mengenkomponenten und ihre Struktur eine wichtige Rolle. Damit sind die Verkehrsleistungen (absolut in Personen-km bzw. in Tonnen-km), aber auch ihre modale Verteilung (z.B. auf Individual- bzw. öffentlichen Verkehr) gemeint. Hierzu wird auf die jüngsten Verkehrsperspektiven des Personen- und Güter-

verkehrs des UVEK abgestellt. Diese liefern gewissermassen die Eckwerte der Verkehrsnachfrage, ausgeprägt in verschiedenen Szenarien, die allerdings inhaltlich nicht deckungsgleich sind mit denjenigen der Energieperspektiven. Deshalb mussten aufgrund von Analogieschlüssen gewisse Anpassungen durchgeführt werden. Diese Anpassungen werden bei der Beschreibung der Szenarien näher erläutert. Modelltechnisch wurden die Bottom-up- und Kohorten-Modelle so abgestimmt, dass sie mit den Verkehrsperspektiven konsistent sind.

Eine genauere Beschreibung dieser Modelle findet sich im Sektorbericht „Verkehr" der Energieperspektiven 2007 [Infras, 2007]. Im Folgenden werden die wichtigsten Elemente davon erläutert.

2.3.4.2 Systemabgrenzungen

Dem Sektor Verkehr werden folgende Segmente zugerechnet:

Tabelle 2-4: Aufteilung der Verbraucher des Sektors Verkehr.

VERBRAUCHSKLASSEN		
Onroad (Strassenverkehr)	**Offroad / Verkehr**	**Offroad / Nicht-Verkehr**
Fossile Treibstoffe: - Personenverkehr: Personenwagen, Reisebusse, Linienbusse, Motorräder, Mofas - Güterverkehr: Leichte u. Schwere Nutzfahrzeuge	*Fossile Treibstoffe:* - Schienenverkehr - Schifffahrt - Flugverkehr (national)	*Fossile Treibstoffe:* - Land-, Forstwirtschaft, - Baumaschinen, - Industrie, - Militär, - Mobile Geräte (Garten pflege etc.)
Elektrizität (in analoger Differenzierung soweit verfügbar)	*Elektrizität:* - Schienenverkehr (Güter-, Personenverkehr)	

Quelle: Infras 2012

2.3.4.3 Absatz vs. Verbrauch

Im Sektor Verkehr ist zu unterscheiden zwischen „Absatz" (Verkäufe an den Tanksäulen) und „Verbrauch" (Energie, die auf den Verkehrswegen der Schweiz „verbraucht" wird). Aufgrund von Transfers über die Grenzen (sog. Tanktourismus namentlich als Folge von Preisdifferenzen zwischen der Schweiz und den angrenzenden Ländern) sind diese Mengen nicht identisch. Diese Differenzierung wird in den Szenario-Berechnungen mitgeführt. Relevant sind letztlich die Absatz-Zahlen, u.a. weil im Rahmen internationaler Vereinbarungen (namentlich des Kyoto-Protokolls) der Energieverbrauch bzw. die CO_2-Emissionen der Verkehrsträger nach dem Absatzprinzip berechnet werden. Ein Sonderfall ist der Flugverkehr: Hier wird gemäss den internationalen Konventionen Inlandverkehr (alle Flüge von A nach B in der Schweiz) und Auslandverkehr (alle Flüge von der Schweiz zu einer ausländischen Destination) unterschieden. Die Treibstoffmenge aus dem Inlandverkehr wird im Rahmen des Kyoto-Protokolls der Schweiz zugerechnet, die Treibstoffmenge aus dem Auslandverkehr gehört zu den so genannten „Bunkerfuels". Die „Bunkerfuels" der verschiedenen Länder kommen in einen gemeinsamen Pool (wie auch die „Bunkerfuels" der internationalen Schifffahrt). Faktisch kann deshalb die Schweiz nur auf den nationalen Flugverkehr einwirken. Dieser macht allerdings quantitativ sehr wenig aus (gemäss CO_2-Inventar bzw. BAZL ca. 6 – 7 % des Kerosen-Absatzes), er wird deshalb auch nicht eigens modelliert und nur am Rande thematisiert.

2.3.4.4 Externe Vorgaben

Die Eckwerte der Verkehrsentwicklung (in Personen-km bzw. Tonnen-km, getrennt nach Schienen- und Strassenverkehr) sind einerseits bis zum Jahr 2010 durch verschiedene statistische Grundlagen vorgegeben, andererseits skizzieren die ARE-Verkehrsperspektiven die künftige Entwicklung (bis 2030). Das gilt in erster Linie für die Referenz-Entwicklung („Weiter wie bisher"), aber durch das Szenario-Spektrum der Verkehrsperspektiven liegen auch Hinweise vor über das erwartbare Spektrum der Nachfrageveränderung infolge variierender Rahmenbedingungen. Modelltechnisch war die Bottom-up-Modellierung mit der Kohortenbildung und dem „vehicle-turnover" so anzupassen, dass die resultierenden Fahrleistungen mit den Nachfrage-Entwicklungsvorgaben konsistent wurden.

Der zugrunde liegende Bottom-up-Ansatz bildet den „Verbrauch" in den verschiedenen Segmenten gemäss der Rechenanweisung „Aktivität * spezifischer Energieverbrauch" nach, jeweils je Jahr über die Zeitreihe 2000 - 2050, mit der Vergangenheitsentwicklung 2000 - 2010 (teilweise zurückgehend bis 1990) als Ausgangspunkt. Kernpunkte für die Abschätzung der weiteren Entwicklung sind Erwartungen für im Wesentlichen drei Einflussfaktoren:

- Verkehrsaktivität (ausgedrückt als Verkehrsleistung [in Pers-km bzw. Tonnen-km] oder Fahrleistung [Fahrzeug-km] resp. Betriebsleistung [Zugs-km]),

- spezifischer Energieverbrauch (in l Treibstoff pro 100 km, oder in Wh je Btkm [Brutto-Tonnenkm] bei der Schiene),

- verschiedene Substitutionseffekten (innerhalb eines Segmentes [z.B. von schweren zu leichten Nutzfahrzeugen], zwischen Treibstoff- oder Antriebsarten [Benzin/Diesel/CNG], zwischen Verkehrsträgern [motorisierter Individualverkehr [MIV] und öffentlichem Verkehr [ÖV] etc.).

Als Referenzjahr wurde das Jahr 2010 herangezogen. Im Einzelfall bedurfte es dann – im Vergleich zu den Modellen, die für die Energieperspektiven 2007 eingesetzt wurden – der pragmatischen Anpassung einzelner Datensätze, zumal einige externe Vorgaben (wie etwa statistische Grundlagen, Bevölkerungsszenarien des BFS und in der Folge davon die Verkehrsperspektiven des UVEK) aktualisiert wurden. Konkret wurden die folgenden Anpassungen durchgeführt:

- Das BFS hat zwischenzeitlich die Angaben zu den Verkehrs- bzw. Fahrleistungen teilweise revidiert (z.B. bei den PW und den Lieferwagen). Die Modelle wurden auf die neuesten Zahlen 2010 ausgerichtet.

- Das ARE hat die Auswirkungen der vom BFS im Jahr 2010 aktualisierten Bevölkerungsszenarien auf die bestehenden Personenverkehrsperspektiven mit Hilfe des schweizerischen Personenverkehrsmodells des UVEK (NPVM-UVEK) ermittelt. Diese Angaben (bis 2030) wurden auch den aktualisierten Energieperspektiven zugrunde gelegt.

- Im Weiteren wurden die neuesten Informationen zur Entwicklung der Struktur des Fahrzeugparks (MOFIS-Datenbank des ASTRA) sowie des spezifischen Treibstoffverbrauchs der Neuwagen (gemäss auto-schweiz) bis 2010 berücksichtigt.

2.3.4.5 Modellierung des Strassenverkehrs

Die Modellierung erfolgt auf der Basis eines Modells, das sich u. a. anlehnt an das Handbuch für Emissionsfaktoren des Strassenverkehr [Infras, 2010]. Differenziert wird im Strassenverkehr nach verschiedenen Fahrzeugkategorien (Personenwagen [PW], Leichte und Schwere Nutzfahrzeuge [LNF, SNF], Busse (Reisecar, ÖV-Busse), motorisierte Zweiräder). Für jede Kategorie werden drei Elemente berücksichtigt:

- die Verkehrsmengen, d. h. die Fahrleistung (Fzkm) – und über Annahmen zum Auslastungsgrad wird der Bezug zu den Verkehrsleistungen (in Pkm bzw. Tkm) hergestellt,

- die Verkehrszusammensetzung, nach Antriebsart (Benzin/Diesel) und nach Grössenklassen (Gewichts- bzw. Hubraumklassen),

- das Fahrverhalten, d.h. die Aufteilung der Fahrleistung auf verschiedene sog. „Verkehrssituationen“ (unterschiedliche Geschwindigkeits- und Beschleunigungsmuster).

Die Fahrleistungen werden ermittelt nach der Formel

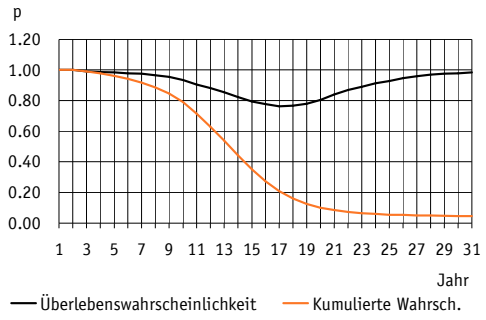
*Fahrleistung Schweiz (pro Jahr) = Fzg.-Bestand * spezifische Fahrleistung (pro Jahr und Fzg.)*

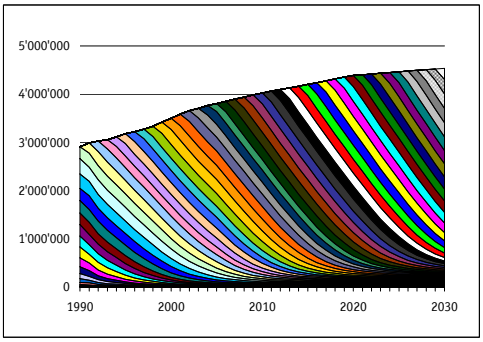
So werden einerseits die statistischen Angaben zur Fahrleistung für die vergangenen Jahre reproduziert. Andererseits kann damit die künftige Fahrleistungsentwicklung über Annahmen zur Entwicklung von Bestand und der spezifischen Fahrleistung ermittelt werden, welche letztlich auch den Verkehrsperspektiven zugrunde lagen. So stimmen die resultierenden Mengen im Wesentlichen mit den Eckwerten der Verkehrsperspektiven überein. Zudem lässt sich so auch die Diffusion von neuen Technologien im Bestand bzw. der Fahrleistung nachvollziehbar modellieren. Konkret erfolgt dies in zwei Schritten:

- Der erste Schritt modelliert die Fahrzeugbestandesentwicklung. Die Vergangenheit wird über statistische Angaben der Eidg. Fahrzeugkontrolle (EFKO) zu Bestand und Altersverteilung abgebildet. Ausgehend von einem Basisjahr, d.h. dem letzten Jahr, zu dem statistische Angaben vorliegen (im vorliegenden Fall 2010) wird die künftige Entwicklung über Annahmen zu Neuzulassungen und sog. Überlebenswahrscheinlichkeiten (oder äquivalent Ausfallraten) ermittelt. Dieses Verfahren wird für jede Fahrzeugkategorie separat durchgeführt, wobei jeweils innerhalb der einzelnen Fahrzeugkategorien noch weiter differenziert wird, z.B. bei den PW nach Segmenten, d.h. nach Motorkonzepten (Otto-, Diesel, alternativen Antrieben wie CNG, Elektroantrieb) und zusätzlich nach drei Grössenklassen (bei Verbrennungsmotoren in Anlehnung an den Hubraum, d.h. <1.4 l, 1.4 - 2 l und >2 l). Die nachstehende Figur zeigt links ein Beispiel einer Überlebenswahrscheinlichkeitskurve, rechts die Entwicklung des PW-Bestandes inklusive Altersverteilung (Auszug aus der Zeitreihe von 1990 bis 2030).

Figur 2-5: Überlebenswahrscheinlichkeitskurve der PW.

Illustration der Bestandesentwicklung (Beispiel PW)





Quelle: Infras 2012

Beschreibung: Die Grafik links zeigt illustrativ die Überlebenswahrscheinlichkeitskurve der PW. Die schwarze Linie zeigt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Fahrzeug (in Abhängigkeit seines Alters) im Folgejahr noch im Verkehr ist, die orange Kurve zeigt die kumulierten Werte (=„Lifetime-function") und macht eine Aussage zur Wahrscheinlichkeit, dass ein Fahrzeug nach x Betriebsjahren noch im Verkehr ist.
Rechts ist die Entwicklung des Schweizer PW-Bestandes dargestellt, inkl. Neuzulassungen und allmählichen Ausfällen aus dem Verkehr. Durch einen vertikalen Schnitt in einem bestimmten Bezugsjahr lässt sich die entsprechende Altersverteilung der Fahrzeuge ablesen. Damit lassen sich Rückschlüsse auf deren baujahr-spezifischen Treibstoffverbrauch machen.

- Der zweite Schritt bildet die Fahrleistungen nach: Auf der Basis diverser Erhebungen (wie LSVA-Auswertungen, PEFA [Ermittlung der Jahresfahrleistung durch Strassenverkehrsämter, ARE 2002a] u.a.m.) werden je Fahrzeugkategorie die spezifischen Fahrleistungen bestimmt (in km/a und Fzg.). Diese wird gleichzeitig differenziert nach Alter, nach Grössenklassen etc. (so haben beispielsweise Diesel-PW höhere Fahrleistungen als Benzin-PW, schwerere Fahrzeuge fahren mehr als leichtere, neuere fahren mehr als ältere etc.). Diese Information wird für die Zukunft fortgeschrieben, unter Beachtung struktureller Änderungen wie etwa der Verlagerung zu Diesel-PW. Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass ein Teil der Fahrleistung im Ausland, aber auch ein Teil der Fahrleistung auf Schweizer Strassen durch Ausländer zurückgelegt wird. Anschliessend wird diese Fahrleistung je Fahrzeugkategorie drei Strassentypen zugeordnet (Autobahnen, ausserorts, innerorts). Bei den Nutzfahrzeugen wird anhand empirischer Grundlagen aus dem Kontext der LSVA neben den Gewichtsklassen auch nach Typen (Solo-LW, Lastenzüge, Sattelzüge) unterschieden; damit lässt sich über Beladungsgrad ein differenzierter Bezug zwischen Verkehrs- und Fahrleistungen machen.

Für die Modellierung des Energieverbrauchs des Strassenverkehrs sind im Weiteren die spezifischen Energieverbräuche und deren Entwicklung ein Kernpunkt. Auf die konkret verwendeten Werte wird bei der Darstellung des Szenarios „Weiter wie bisher" eingegangen (vgl. Kapitel 7.4.4).

2.3.4.6 Modellierung des Schienenverkehrs

Bei der Modellierung des Stromverbrauchs im Verkehr stellt sich vorweg die Frage nach der Systemabgrenzung. Gemäss Gesamtenergiestatistik wird dem Verkehr der eigentliche Traktionsstrom zugewiesen. Die Elektrizitätsstatistik weist allerdings noch zwei weitere Segmente auf, die zumindest teilweise dem Sektor Verkehr zugeordnet werden könnten (öffentliche Beleuchtung, sowie „übriger Verkehr“ wie Belüftung Tunnel, Bahnhöfe etc.), welche nennenswerte Anteile ausmachen, nämlich gut halb so viel wie der Bedarf für die Traktion. Für die Energieperspektiven wird lediglich die Traktionsenergie dem Sektor Verkehr zugerechnet. Die übrigen Verbrauchersegmente sind in den andern Sektoren enthalten.

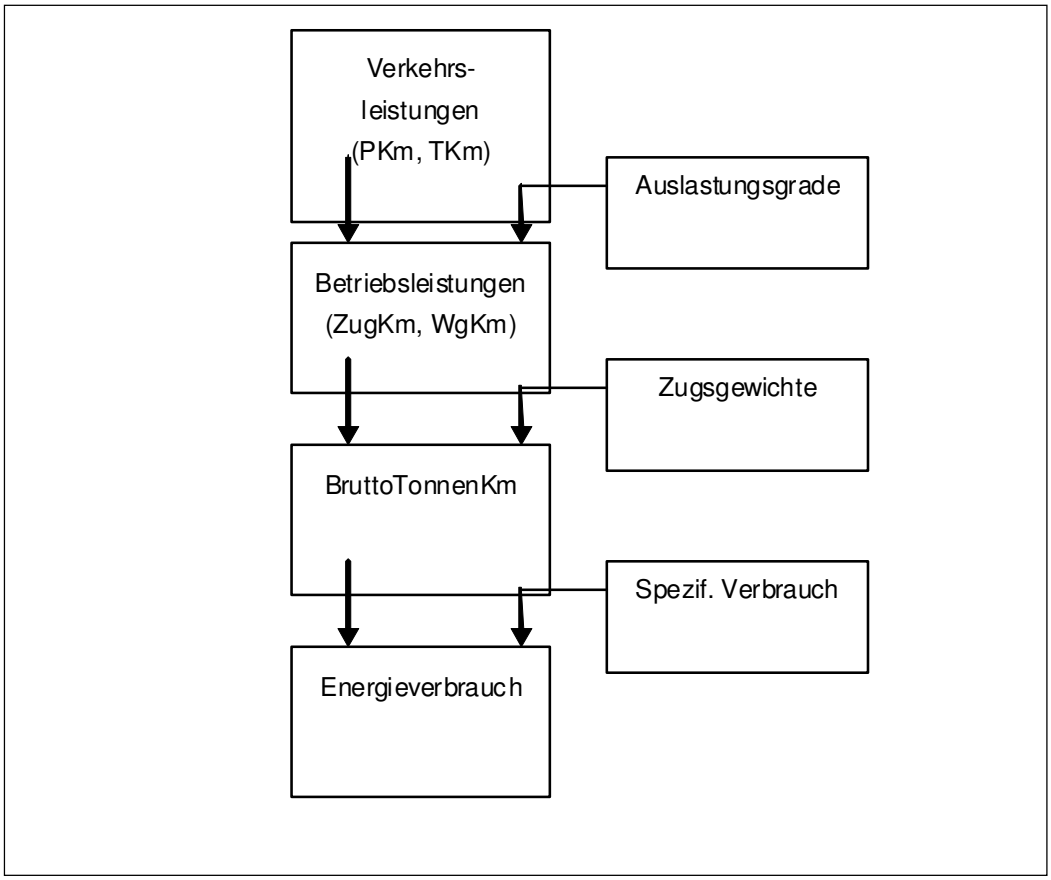
Tabelle 2-5: Für die Energieperspektiven wird lediglich die Traktionsenergie dem Sektor Verkehr zugerechnet. Die übrigen Verbrauchersegmente sind in den andern Sektoren enthalten.

Segmente	GWh	Anteile
Traktionsenergie (Bahnen, Öff. Nahverkehr, Skilifte)	3'163	65%
Öffentliche Beleuchtung	483	10%
Übriger Verkehr" wie Belüftung Tunnel, Bahnhöfe	1'236	25%
Total	**4'862**	**100%**

Quelle: Infras 2012

Kernelement der Modellierung des Energieverbrauchs im Schienenverkehrs ist ein Mengengerüst, das den Stromverbrauch über eine Verkettung mehrerer Einflussfaktoren ermittelt (vgl. Figur 2-6): Ausgehend von der Nachfrage (Pkm bzw. Tkm) und Annahmen zum Auslastungsgrad wird das Angebot (d.h. die Zugsleistungen in Zugkm im Personen- bzw. Güter-Bereich) ermittelt. Über Annahmen zur Entwicklung der Zugsgewichte werden Bruttotonnenkm [Btkm] ermittelt, über die – mit ergänzenden Annahmen bzw. Erwartungen zum spezifischen Energieverbrauch (ausgedrückt in g/Btkm) – schliesslich der Gesamtenergieverbrauch ermittelt wird.

Figur 2-6: Berechnungsmodell Schienenverkehr



Quelle: Infras 2012

Dieser Berechnungsgang wird nach folgenden Segmenten differenziert durchgeführt:

- Personenverkehr: Schienen-Fern- und –Regionalverkehr,
- Güterverkehr: Fern- und Nahverkehr, sowie
- ÖPNV (öffentlicher Personennahverkehr, d.h. Tram und Trolleybusse).

Alle diese Segmente basieren auf elektrischer Traktion. Mit Diesel angetriebene Schienenfahrzeuge kommen praktisch nur im Rangierverkehr und als Sonderzüge (z.B. Bauzüge für Unterhaltarbeiten etc.) vor; diese werden dem Offroad-Verkehr zugezählt und dort behandelt (siehe unten). Die Autobusse werden im Rahmen des Strassenverkehrs bearbeitet. Grundsätzlich wird auch im Schienenverkehr „bottom-up“ modelliert, allerdings vereinfacht, da der Stromverbrauch lediglich etwa 5% des Verkehrsenergieverbrauchs ausmacht. Zudem erfolgt keine explizite Modellierung des „vehicle turnover“, weil der Fahrzeug- und damit Technologie-Ersatz im Schienenverkehr weniger kontinuierlich abläuft als im Strassenverkehr, sondern über „Generationen“. Deshalb wird dieser an Energieeffizienz gekoppelte Ablöseprozess vereinfacht approximiert.

Ausgangspunkt für die quantitative Nachbildung sind Mengengerüste für die Jahre 2005 bis 2010. Der Energieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik bzw. Elektrizitätsstatistik wird dabei als massgebende Grösse verwendet (vgl. Tabelle 2-5). Das BFS nennt demgegenüber einen Wert, der rund 15% tiefer ist. Die Angaben zu den aggregierten Grössen des Stromverbrauchs der Bahnen lassen deshalb einige Abgren-

zungsfragen offen, zumal lediglich Summenwerte des schweizerischen Energieverbrauchs für die Eisenbahnen, Tram und Trolleybusse genannt werden. Weitere Differenzierungen (z.B. zwischen KTU und SBB, oder gar nach TU) werden seit rund 10 Jahren nicht mehr publiziert. Auch eine Differenzierung zwischen Personen- und Güterverkehr ist nicht möglich.

Ausgehend vom heutigen Zustand wird die weitere Entwicklung (bis 2050) szenariospezifisch und unter Einbezug verschiedener externer Vorgaben (wie die UVEK-Verkehrsperspektiven) ermittelt. Dieses Mengengerüst der Referenzentwicklung wiederum ist die Basis für die Modellierung der weiteren Szenarien, wobei die Einflüsse auf die diversen Faktoren direkt eingeschätzt und modifiziert werden und schliesslich daraus auf die Energieverbrauchsentwicklung geschlossen werden kann.

Grundsätzlich liesse sich der Energieverbrauch im Schienenverkehr nach dem ähnlichen Grundmuster wie im Strassenverkehr modellieren, d.h. als Funktion des Rollmaterials (Zugskategorie wie IC, Regionalverkehr mit entsprechenden Charakteristiken wie Gewicht, Kapazitäten, Zugslängen etc.), der technologischen Einstufung und Ausrüstung der Zugfahrzeuge (z.B. Leistungsfähigkeit, Zugkraft, Rekuperationsfähigkeit [Stromrückgewinnung], Umrichtertechnologie, Aerodynamik), der Streckenbeschaffenheiten im Netz (Höchstgeschwindigkeiten, Längsneigungen, Tunnelanteile etc.) und Fahrverhalten (Geschwindigkeitsprofile, worin sich Höchstgeschwindigkeiten, Anzahl Stopps, Anteile und Intensität von Beschleunigung und Verzögerungen etc. niederschlagen). Ein solches Modell würde allerdings ein sehr differenziertes (derzeit nicht verfügbares) Mengengerüst voraussetzen. Die Modellierung ist hier deshalb stark vereinfacht, einerseits weil der gesamte Energiebedarf des Schienenverkehrs einen vergleichsweise geringen Anteil am gesamten Energieverbrauch des Verkehrs ausmacht (ca. 5%), andererseits weil das Schienensystem („Stahl auf Stahl“) schon heute vergleichsweise effizient ist. Die vereinfachte Modellierung stützt sich u.a. auf aktualisiertes Grundlagenmaterial, das von den SBB zur Verfügung gestellt wurde.

An dieser Stelle liegt der Fokus auf dem Energiebedarf (im Sinne von Watt-Stunden oder PJ) - auch wenn der Leistungsbedarf (im Sinne von Watt) gerade im Schienenverkehr speziell interessiert. Der Grund liegt in der Gleichzeitigkeit des Leistungsbedarfs wie es im Konzept Bahn 2000 angelegt ist: Die Züge fahren tendenziell im ganzen Netz kurz vor der Stunde in die Knotenbahnhöfe ein und verlassen diese mehr oder weniger simultan kurz nach der Stunde (bzw. dem jeweiligen Symmetrie-Zeitpunkt). Dadurch überlagert sich eine Vielzahl von Verbrauchern zum etwa gleichen Zeitpunkt.

2.3.4.7 Modellierung des Offroad-Bereichs

Zum sogenannten Offroad-Bereich zählen die folgenden Bereiche:

- Baumaschinen
- Industrie
- Landwirtschaftliche Geräte und Maschinen
- Forstwirtschaft
- Gartenpflege/Hobby

- Schiffe
- Schiene (Rangierverkehr, Unterhalts- und Bauzüge etc.)
- Militär

Die Modellierung des Offroad-Bereichs basiert auf einer aktualisierten BAFU-Studie [BAFU, 2008]. An dieser Stelle interessieren vor allem die mit diesem Modell ermittelten Energieverbräuche. Diese basieren im Wesentlichen auf zwei Grundlagen:

- Mengengerüste, d.h. Bestände und Betriebsstunden der verschiedenen Geräte- und Maschinentypen des ganzen Offroad-Sektors. Dabei wird nach Einsatzart, Leistungsklasse und Motorentyp differenziert.
- Treibstoffverbrauchsfaktoren. Diese geben – je Motortyp – den Verbrauch (und die Schadstoffemissionen) in g/kWh an. Diese werden über die Zeitreihe variiert. Namentlich bei den Schadstoffemissionen ist diese Variation relevant, weil die Grenzwerte und in der Folge die spezifischen Emissionen im Zug der neueren (EU-) Gesetzgebung stufenweise reduziert werden.

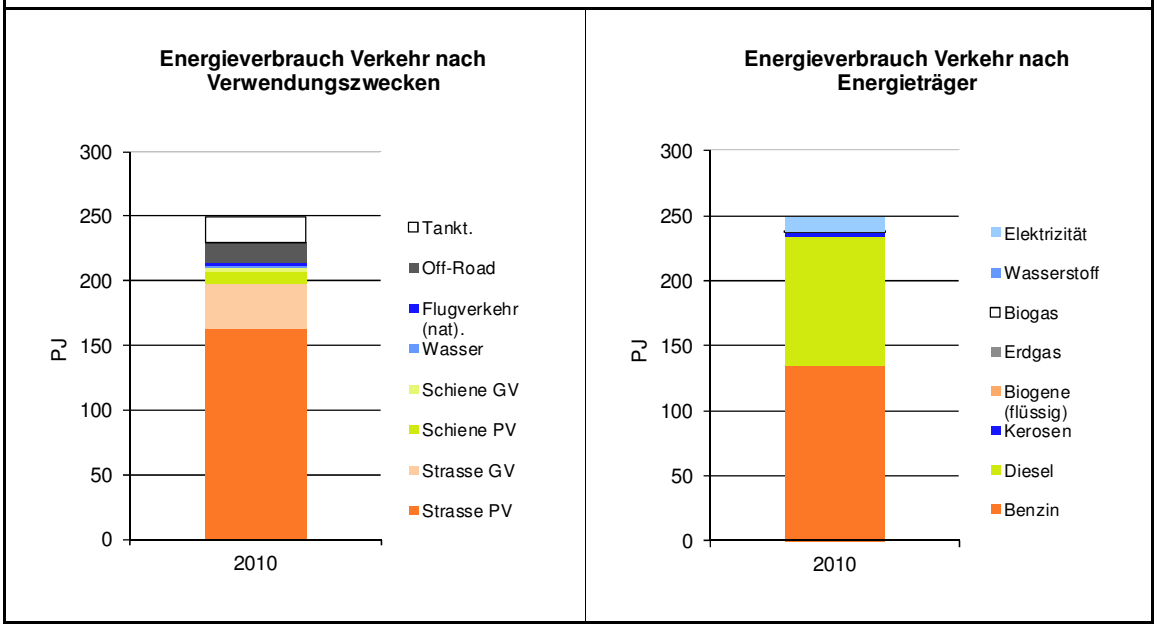
Auf der Basis dieser zwei Datensätze (Mengengerüste, Verbrauchs- und Emissionsfaktoren) lassen sich Treibstoffverbrauch (und Emissionen) ermitteln. Die Werte der BAFU-Studie für das Jahr 2010 werden als Ausgangspunkt verwendet.

2.3.4.8 Verbrauch des Sektors Verkehr 2010 als Ausgangspunkt

Die Bottom-up-Modellierung führt zu einer nach Verbrauchergruppen differenzierten Verbrauchsentwicklung, wie sie in der nachstehenden Figur bzw. Tabelle dargestellt ist.

Figur 2-7: Energieverbrauch des Sektors Verkehr (Territorialprinzip) 2010, nach Verwendungszweck und Energieträgern.

Energieverbrauch Verkehr 2010 nach Verwendungszweck sowie nach Energieträgern



Quelle: Infras 2012

Tabelle 2-6:: Energieverbrauch des Sektors Verkehr (Territorialprinzip) 2010, nach Verwendungszweck und Energieträgern.

Energieträger	Einheit	2000	2005	2010	Verwendungszweck	Einheit	2000	2005	2010
Benzin	PJ	169.3	152.8	134.6	Strasse PV	PJ	161.0	163.8	162.7
Diesel	PJ	55.9	73.3	98.8	Strasse GV	PJ	33.7	33.9	35.2
Kerosen	PJ	4.3	3.3	3.4	Schiene PV	PJ	7.1	7.6	8.7
Biogene (flüssig)	PJ	0.1	0.2	0.4	Schiene GV	PJ	2.8	3.6	3.2
Flüssiggas	PJ	-	-	-	Wasser	PJ	1.4	1.4	1.5
Erdgas	PJ	-	-	0.2	Flugverkehr (nat).	PJ	4.3	3.3	3.4
Biogas	PJ	-	-	0.1	Off-Road	PJ	14.2	14.4	15.1
Wasserstoff	PJ	-	-	-	Tankt.	PJ	14.5	12.3	19.0
Elektrizität	PJ	9.5	10.7	11.4					
Total	PJ	239.1	240.4	248.8	Total	PJ	239.1	240.4	248.8

Quelle: Infras 2012

Der motorisierte Personenverkehr verbraucht rund 65% der insgesamt 249 PJ Energieverbrauch im Verkehr, der Strassengüterverkehr beansprucht rund 14 % und rund 7 % fallen auf den sog. Offroad-Bereich. Der gesamte elektrifizierte öffentliche Verkehr (Schienenpersonen- und Schienengüterverkehr einschliesslich Nahverkehr) konsumiert etwa 5 %, und der nationale Flugverkehr macht in dieser „Verbrauchsbetrachtung“ etwa 2 % aus, und der sog. Tanktourismus schlägt mit knapp 8 % zu Buche.

Ein Vergleich von Absatz und Verbrauch zeigt, dass die Diskrepanz vor allem im Flugverkehr markant ist: einem Absatz von 61 PJ (2010) steht ein (nationaler) Verbrauch von lediglich 3 bis 4 PJ gegenüber, der überwiegende Teil entfällt auf den internationalen Verkehr.

2.3.5 Modellierung des Elektrizitätsangebots

2.3.5.1 Funktionsweise des Kraftwerkmodells

Das Modell bildet den Kraftwerkspark der Schweiz bis zum Jahr 2050 ab. Es wird eingesetzt, um Optionen zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage (Stromangebotsvarianten) für verschiedene Nachfrageszenarien zu analysieren und zu bewerten.

Die zentrale exogene Grösse im Kraftwerksparkmodell stellt die Elektrizitätsnachfrage gemäss den verschiedenen Szenarien dar, die durch das verfügbare Stromangebot gedeckt werden muss. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schweizerische Elektrizitätsversorgung ist eine jahreszeitliche Differenzierung der Kalenderjahre in Sommer- und Winterhalbjahr angezeigt. Alle Berechnungen zur Deckung der Nachfrage werden in erster Linie, wegen der höheren Nachfrage und dem geringeren Angebot der Wasserkraft, auf die jeweiligen Winterhalbjahre (1. Oktober bis zum 31. März) ausgerichtet. Als Basisjahr dient in der vorliegenden Version des Modells das hydrologische Jahr 2009/2010 bzw. das Kalenderjahr 2010. Der Prognosehorizont reicht für die Perspektiven bis zum Jahr 2050. Dieser wird in Jahresschritten, beginnend mit dem Jahr 2010, dargestellt.

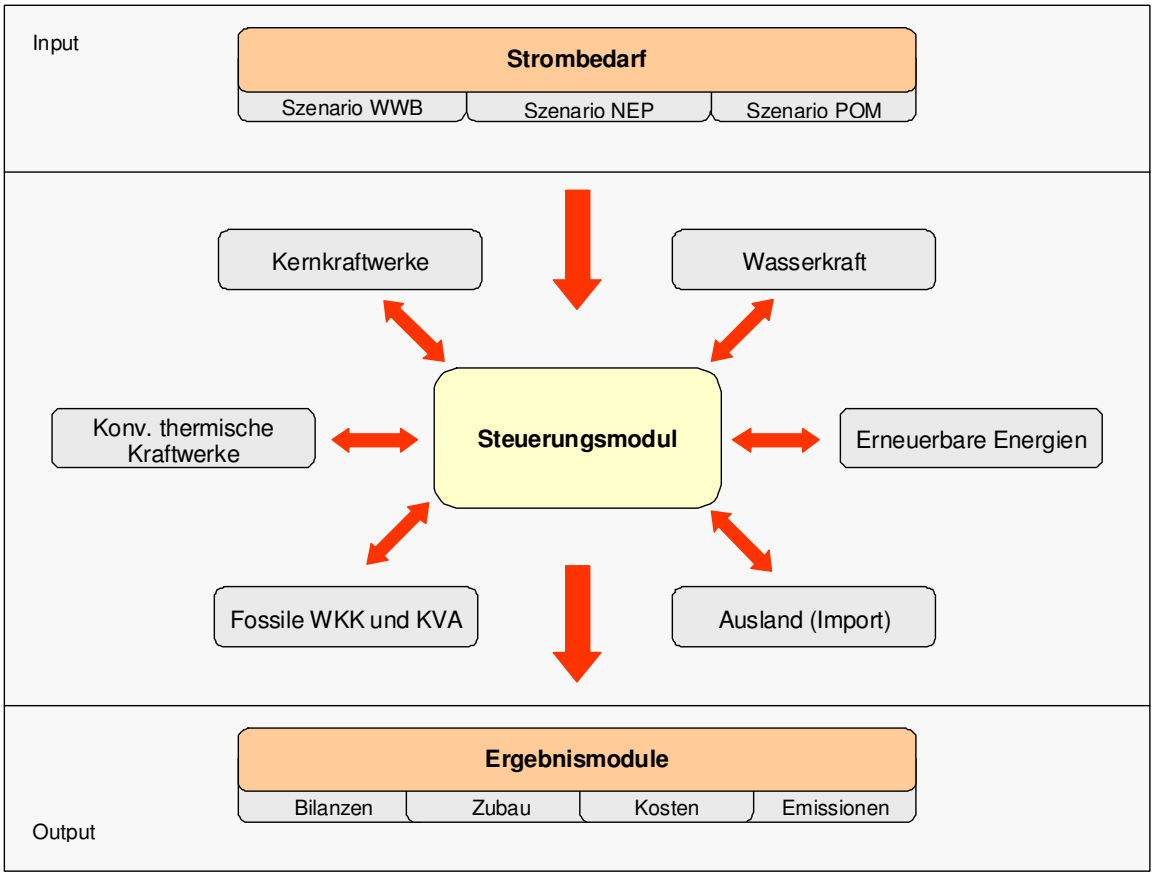
Das Modell ist nach funktionalen und technischen Kriterien in Technologiemodule aufgeteilt, die durch ein Steuerungsmodul interaktiv miteinander verknüpft sind. Im Steuerungsmodul wird die Stromnachfrage dem Angebot gegenübergestellt und der notwendige Zubau an Kraftwerkskapazitäten für die verschiedenen Szenarien bestimmt. Der notwendige Zubau wird an die Teilmodule

- Wasserkraft,

- Kernkraft,
- Zentrale fossil-thermische Kraftwerke,
- Fossile Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) und Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA),
- Gekoppelte und ungekoppelte erneuerbare Energien (Sonne, Wind, Biomasse und Geothermie),
- Importe

übergeben, die ihrerseits jeweils die gesamte Kraftwerksgruppe aggregiert abbilden und nach verschiedenen Einzeltechnologien differenziert sind. Innerhalb der Technologiemodule werden die Erzeugungspotenziale der einzelnen Technologien (bei Wasserkraft z.B. Laufkraftwerke, Speicherkraftwerke, Kleinwasserkraft) nach dem Vintage-Ansatz, also nach Jahrgängen getrennt, abgebildet. Grundsätzlich wird dabei unterstellt, dass die Anlagen ihre Anfangseigenschaften über die Lebensdauer beibehalten und die Irreversibilität des investierten Sachkapitals gegeben ist. Das heisst, es wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke nicht vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer die Produktion einstellen. Figur 2-8 veranschaulicht den Modellaufbau des Strommodells.

Figur 2-8: Modellaufbau



Quelle: Prognos 2012

Die grundlegende Funktionsweise des Modells besteht darin, dass das jeweilige Erzeugungspotenzial und die Zubaupotenziale der einzelnen Technologien aus den Teilmodulen an das Steuerungsmodul übergeben und mit der Nachfrage verglichen werden.

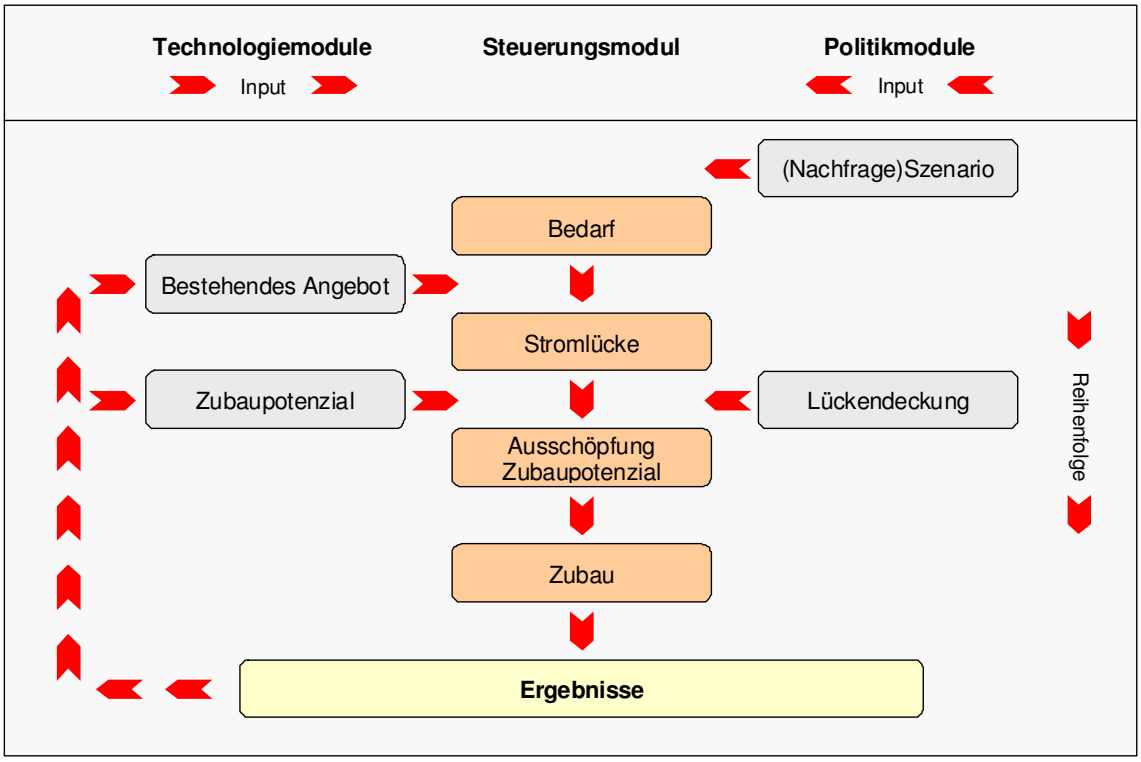
Tritt eine Stromlücke auf, werden die Zubaupotenziale so weit ausgeschöpft, dass die Lücke geschlossen wird. Dabei stehen in den einzelnen Szenarien verschiedene Angebotsvarianten zur Auswahl, mit deren Hilfe die Ausschöpfung des Zubaupotenzials gesteuert wird. Der Zubau der einzelnen Technologien wird anschliessend an die Teilmodule zurückgegeben. Dort werden die Endergebnisse, die Elektrizitätsbilanzen, die Gestehungs- und Grenzkosten, die Emissionen sowie der Zubau (absolut in Arbeit und Leistung) berechnet und in der Ergebnisdarstellung aggregiert ausgegeben.

Unabhängig von der auftretenden Lücke werden einige Technologien, wie erneuerbare Energien und fossile Wärme-Kraft-Kopplung in den Szenarien zugebaut. Dahinter stehen Annahmen über die Energiepolitik sowie über Investitionsentscheidungen von Einzelakteuren.

Da Wasserkraft nicht als eine eigene Strategie zur Deckung der Lücke analysiert wird – die Zubaupotenziale reichen hierfür nicht aus – wird Wasserkraft in allen Szenarien und Varianten unabhängig von der Stromlücke zugebaut.

Hiermit bilden der Zubau an fossil-thermischen Grosskraftwerken und Importe die freien Parameter des Modells. Unterstellt wird, dass die Potenziale in den jeweiligen Angebotsvarianten vorhanden sind.

Figur 2-9: Verbindungen zwischen den Teilmodulen und dem Steuerungsmodul (Jahresprozess)



Quelle: Prognos 2012

In Figur 2-9 sind die Verbindungen zwischen den Technologiemodulen und dem Steuerungsmodul schematisch dargestellt. Aus den Technologiemodulen wird neben dem bestehenden Angebot im Jahr t_i das Zubaupotenzial im Jahr t_i an das Steuerungsmodul übergeben. In dieser Modelleinheit wird für das gewählte Nachfrageszenario und die gewählte Angebotsvariante die Ausschöpfung des Zubaupotenzials im Jahr t_i berechnet und an die Technologiemodule zurückgegeben. Abschliessend werden alle

Teilergebnisse in den verschiedenen Ergebnismodulen für das Jahr t_i zusammengefasst. Diese Ergebnisse werden in den Berechnungen für das Jahr t_{i+1} berücksichtigt. Dieser Prozess läuft bis zum Ende des Betrachtungshorizonts.

2.3.5.2 Status Quo des schweizerischen Kraftwerkparks

Im hydrologischen Jahr 2009/2010 betrug die Landeserzeugung in der Schweiz 64.1 TWh. Davon entfielen 35.4 TWh auf Wasserkraftwerke (Speicher-, Pumpspeicher- und Laufkraftwerke), 25.1 TWh auf Kernkraftwerke und 3.6 TWh auf konventionell-thermische Kraftwerke und andere (inkl. neue erneuerbare Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen sowie WKK).

Die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken lag damit im hydrologischen Jahr 2009/2010 knapp unter dem langjährigen Mittelwert. Im Sommerhalbjahr lag die Erzeugung aus Wasserkraftwerken knapp über und im Winterhalbjahr deutlich unter der Stromerzeugung des langjährigen Mittels [BFE, ElStat, 2011c].

2.3.5.3 Annahmen über Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks (Absterbeordnung), ohne Zubau

Für die Stromerzeugungsanlagen bestimmter Kraftwerkstechnologien werden typische technische Lebensdauern angenommen. Mit Ausnahme der Wasserkraftwerke werden innerhalb des Prognosehorizonts bis 2050 alle Kraftwerke des derzeitigen Bestands das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Damit stehen im Jahre 2050 fast die Hälfte der Bestandserzeugung und ein Grossteil der Grundlasterzeugung nicht mehr zur Verfügung.

2.3.5.4 Methode der Kostenberechnung im Elektrizitätsmodell

Die im Kraftwerksparkmodell ermittelten notwendigen neuen Anlagen zur Elektrizitätserzeugung werden mit ihren direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten bewertet. Unter den direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten werden diejenigen Kosten verstanden, die die Anlagen zur Elektrizitätserzeugung (oder auch z.B. zur CO_2-Einsparung) der Gesamtwirtschaft verursachen. Dazu zählen die Ausgaben für die Investitionen in Anlagen, die Finanzierungs- und Betriebskosten sowie die Energieträgerkosten (falls solche anfallen).

Die gesamtwirtschaftliche Sicht auf die Finanzierungskosten geht davon aus, dass die Anlagenkosten über die Lebensdauer annuitätisch mit dem langfristigen realen Obligationenzins (Nationalbank) verteilt werden. Diese Betrachtungsweise schliesst definitionsgemäss sekundäre Kreislauf- und Allokationseffekte, wie sie aus der einzelwirtschaftlichen Betrachtungsweise durch kürzere Abschreibungsdauern, höhere Zinsen und interne Verzinsungsanforderungen resultieren, aus. Zur Erläuterung: Abschreibungsdauern, die kürzer als die Lebensdauer sind, führen nach dem Ende des Abschreibungszeitraums durch den Wegfall der Kapitalkosten zu geringen laufenden Kosten (und somit bei gleich bleibenden Preisen zu höheren Gewinnen). Dies wird jedoch mit höheren Kapitalkosten (aufgrund hoher jährlicher Abschreibungen) während des Finanzierungszeitraums bezahlt. Diese „Produktion am goldenen Ende“ aus abgeschriebenen Anlagen wird mit der gesamtwirtschaftlichen Betrachtungsweise nicht abgebildet – es werden die tatsächlichen Anlagen- und Betriebskosten über die gesamte Lebensdauer verteilt. Ebenso werden dadurch Allokationseffekte durch Rendite- und Gewinnverteilung ausgeschlossen.

Alle Kosten und Preise werden ohne Steuern/Abgaben bzw. Subventionen berechnet, da diese gesamtwirtschaftlich zunächst nur eine Umverteilung zwischen Verbrauchern und Staat bewirken. Bewertet wird somit die reine gesamtwirtschaftliche Ressourceninanspruchnahme für die Volkswirtschaft als Ganzes durch die Anlageninvestitionen und ihren Betrieb. Diese Kosten werden jeweils durchgängig in zwei Darstellungsweisen ermittelt: Als gesamte Jahreskosten während des Szenarien-Zeithorizonts sowie als Stromgestehungskosten je kWh im jeweiligen Betrachtungsjahr. Zusätzlich werden jeweils die Barwerte bis zum Ende des Betrachtungszeitraums gebildet, um die Gesamtaufwendungen vergleichen zu können, sowie die entsprechenden mittleren Stromgestehungskosten.

Diese Berechnung wird für die Kosten von neuen Anlagen und für den bestehenden Park (ex-post) angewendet. Netzinvestitionen werden innerhalb der im Modell implementierten Zubaulogik nicht berücksichtigt. Diese Methode der Kostenberechnung eignet sich daher insbesondere für den Vergleich (Differenzbetrachtung) der gesamtwirtschaftlichen Kosten des Stromangebots zwischen den Varianten und Szenarien. Meist wird dabei Bezug auf ein Referenzszenario genommen. Schlüsse auf Kosten oder Preise aus der Sicht von Einzelakteuren (z.B. EVU oder Stromkunden) können aus den berechneten Kosten nicht direkt gezogen werden. In einem Sub-Modul des Modells erfolgt jedoch ergänzend eine Abschätzung der KEV-Umlage und des Strompreises für exemplarische Verbraucherkategorien.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt in den Technologiemodulen im Anschluss an die Bestimmung der mittleren Erzeugung (Beschaffung). Dabei wird zwischen folgenden Kostenkomponenten unterschieden:

- Betriebskosten (fix und variabel),
- Brennstoffkosten,
- Kapitalkosten.

Durch den Vintage-Ansatz ist es möglich, den Betrieb jedes Kraftwerks eines jeden Kraftwerkstyps vom Zeitpunkt seiner Inbetriebnahme, genauer gesagt, seines Baubeginns, bis zum Ende seiner Betriebszeit (bzw. Stilllegung) zu verfolgen. Dadurch lassen sich Verschiebungen in der Kostenstruktur des Kraftwerksparks erfassen.

Die dynamische Spezifizierung des Modells ist für die Berechnung der Brennstoff- und Betriebskosten selbstverständlich, wird aber auch für die Kapitalkosten (Abschreibungen) erforderlich. Für das einzelne Kraftwerk stellen die Kapitalkosten, z.B. bei Berücksichtigung einer gleichbleibenden Annuität auf die Anschaffungskosten, für die Zeit der Abschreibungsdauer zwar einen Fixkostenblock dar, für den gesamten Kraftwerkspark eines Typs jedoch enthalten diese Fixkosten im Zuge der Bestandsentwicklung (Stilllegung, Ersatzbau bzw. Zubau neuer Kraftwerke) ein dynamisches Element, wenn sich die (realen) Investitionskosten im Zeitverlauf verändern. Bei Kraftwerken mit einem hohen Anteil der Kapitalkosten kann dies durch die Verschiebungen der Altersstruktur von wesentlicher Bedeutung für die Entwicklung der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten sein. Für die einzelnen Technologien und Kostenkomponenten werden zum Teil unterschiedliche Realpreisentwicklungen unterstellt.

Als Betriebskosten werden die Personalkosten, die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die Versicherungskosten und die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe berücksichtigt. Die ersten drei Betriebskostenarten können als quasi-fixe Kosten angesehen wer-

den, d.h. sie sind abhängig von der installierten Leistung, nicht aber von der produzierten Arbeit bzw. der Auslastung der Anlage. Diese Kosten werden deshalb als spezifische Kosten je kW installierte Leistung definiert. Zusammen mit den Brennstoffkosten bilden die Hilfs- und Betriebsstoffe die variablen Kostenbestandteile, die von der Stromerzeugung abhängig sind, also in Rp/kWh angegeben werden.

Bei der Behandlung der Brennstoffkosten werden die Brennstoffpreisentwicklungen, die den Perspektivarbeiten zugrunde liegen, in die Technologiemodule übernommen und unter Berücksichtigung der technologiespezifischen Wirkungsgrade auf die Stromproduktion bezogen. Bei den fossilen Brennstoffen Öl und Gas können die Energiepreise direkt eingesetzt werden, während der Brennstoffeinsatz in Kernkraftwerken eine Reihe von Besonderheiten aufweist. So müssen bei den Brennstoffkosten nicht nur die Bereitstellungskosten, sondern auch die Entsorgungskosten berücksichtigt werden. Die Brennstoffpreise wurden in einer gesonderten Analyse ermittelt und decken den gesamten Brennstoffzyklus ab.

Die Ermittlung der Kapitalkosten geht von den Investitionskosten aus, die in Abhängigkeit von der installierten Kraftwerksleistung angegeben werden. Aus diesem Grund wird in den Technologiemodulen z. T. rekursiv über die Volllaststunden die installierte Leistung der bestehenden und neuen Anlagen bestimmt. Die gesamten Investitionskosten lassen sich unterscheiden in

- spezifische Anlagekosten (CHF/kW_{el}) zum Planungs- bzw. Baubeginn,
- die Finanzierungskosten während der Bauzeit.

Ausgegangen wird vom Zeitpunkt der Planung bzw. des Baubeginns, die beide, vom Inbetriebnahmejahr aus gerechnet, determiniert sind. Während der Bauzeit werden in der Regel Vorauszahlungen geleistet, die Finanzierungskosten verursachen. Im Modell wird unterstellt, dass die Anlagekosten in jährlich gleichbleibenden Raten vorfinanziert werden. Mit längerer Bauzeit steigen die Finanzierungskosten, die Kapitalkosten beinhalten also auch die Bauzinsen. Als realer Zinssatz wird den Berechnungen gegenwärtig ein Wert von 2.5 Prozent zugrunde gelegt, der von einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ausgeht.

Durch dieses Vorgehen lassen sich alle bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks aufgelaufenen Investitionskosten berechnen. Diese bilden die Basis für die Ermittlung der Kapitalkosten, die in Form jährlich gleichbleibender Annuitäten auf die gesamte Abschreibungsdauer umgelegt werden. Die Abschreibung wird also auf die Anschaffungskosten der Investition bezogen. Die betriebswirtschaftliche Abschreibungsdauer liegt in der Regel weitaus niedriger als die technische Betriebsdauer und beinhaltet einen höheren Zinssatz. Da dem Kraftwerksparkmodell eine gesamtwirtschaftliche Analyse zugrunde liegt, wird die Abschreibungsdauer grundsätzlich mit der technischen Betriebsdauer gleichgesetzt (siehe oben). Damit wird eine Produktion am „goldenen Ende“ ausgeschlossen. Ein Vergleich der Stromgestehungskostendaten verschiedener Quellen mit den in diesem Bericht angegebenen Daten sollte mit einiger Vorsicht vorgenommen werden, wenn die zugrundeliegenden Annahmen und Methode nicht im Detail bekannt sind, da diese zu z. T. (scheinbar) erheblich differierenden Ergebnissen führen können.

Für die Kostenkomponenten der einzelnen Technologien werden durchschnittliche Kraftwerkstypen an durchschnittlichen Standorten angenommen, auch wenn diese in der Realität erhebliche Bandbreiten aufweisen können. Die Kosten für die Stromvertei-

lung finden keine Berücksichtigung. Dementsprechend werden beispielsweise die Zusatzkosten, die – in Abhängigkeit von der angestrebten Versorgungssicherheit – mit der möglicherweise notwendigen Erweiterung der Übertragungskapazitäten für höhere Stromimporte verbunden sind, nur qualitativ betrachtet. Quantitative Analysen zu den Kosten für das im Rahmen der Szenarien und Varianten notwendige Verteil- und Übertragungsnetz wurden in zwei anderen Studien im Rahmen der Aufdatierung der Energieperspektiven durchgeführt [Consentec 2012a & 2012b]. Die Ergebnisse dieser Studien werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit in der Abschätzung der zukünftigen Strompreise berücksichtigt.

Ausgehend von den spezifischen Kostendaten werden die Jahreskosten der Technologien bestimmt und durch Division mit der Erzeugung in Durchschnittskosten der Stromerzeugung (je kWh) umgerechnet. Im Aggregationsmodul „Gesamt“ werden die Durchschnittskosten der einzelnen Technologien zusammengestellt und gewichtete Durchschnittskosten der jeweiligen Kraftwerksgruppe ermittelt.

2.3.5.5 Wärmegutschriften

Als Ergebnisse der Kostenberechnung werden Kosten inklusive und exklusive Wärmegutschriften berechnet. Wärmegutschriften werden berücksichtigt, da aufgrund der Wärmeerzeugung durch WKK-Anlagen konventionelle Wärmeerzeugung ersetzt wird. Die Kosten die durch eine getrennte Erzeugung auf der Wärmeseite anfallen würden, können somit vermieden werden. Damit müssen für die Bilanzierung der Gesamtkosten die Kosten der durch WKK-Anlagen ersetzten Wärmeerzeugung abgezogen werden. Im Modell erfolgt dies in Form von Wärmegutschriften [vgl. Prognos, EPCH 2035, 2007].

Dieselbe Vorgangsweise wird für die Bilanzierung des Primärenergieverbrauchs und der CO_2-Emissionen angewendet. Als Referenzsystem für die Kosten, Emissionen und den Primärenergieverbrauch der getrennten Wärmeerzeugung wird ein konventioneller Brennwertkessel herangezogen. In den Modellergebnissen werden dementsprechend Gesamtkosten, Primärenergieverbräuche und CO_2-Emissionen inklusive und exklusive Wärmegutschriften ausgewiesen. Für den Vergleich verschiedener Stromangebotsvarianten und Szenarien werden, mit Ausnahme der Stromgestehungskosten, Werte inklusive Wärmegutschriften herangezogen.

2.4 Systemgrenzen, Konventionen

2.4.1 Systemgrenzen und Konventionen

Räumliche Systemgrenze ist die Schweiz. Die Darstellung der Energienachfrage und des Umwandlungssektors folgen im Wesentlichen den Konventionen der nationalen Gesamtenergiestatistik [BFE, 2011a].

Entsprechend werden Importe mit positivem, Exporte mit negativem Vorzeichen ausgewiesen (Elektrizitätsbilanzen).

Es werden grundsätzlich die direkten Verbräuche sowohl bei den Nachfragesektoren als auch im Umwandlungssektor ausgewiesen. Das heisst, es wird keine Vorkettenbetrachtung durchgeführt, dafür jedoch die direkten Verbräuche der für den Export produzierten Güter und der exportierten Dienstleistungen. Diese Abgrenzung ist mit der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) und der internationalen Berichterstattung kompatibel.

Im Verkehrssektor wird für die Strassenfahrzeuge das Absatzprinzip angewendet (inländischer Verbrauch zzgl. Modellwerte für den Tanktourismus, [vgl. Infras, 2007]. Beim Flugverkehr wird für die hier verwendete „Inlandsoptik“ mit der Systemgrenze Schweiz der inländische Flugverkehr in den Tabellen ausgewiesen. Für die Energiebilanzen (Anhangband) wird zur Kompatibilität mit der Gesamtenergiestatistik auch der Verbrauch des internationalen Flugverkehrs nach Absatzoptik mit ausgewiesen.

Die Berechnung wurde auf die Gesamtenergiestatistik kalibriert.

Die Modellierung des zukünftigen Endenergieverbrauchs erfolgt naturgemäss witterungsbereinigt, während die Energiestatistik als „Rohdatensatz“ Witterungseinflüsse abbildet. Diese sind für einen erheblichen Teil der Schwankungen in der Vergangenheit verantwortlich und werden z.B. in den Ex-Post-Analysen quantifiziert.

Die in diesem Band ausgewiesenen Verbrauchsdaten der Nachfragesektoren sind für die Vergangenheit nicht witterungsbereinigt; wodurch es zu vermeintlichen Brüchen nach dem Jahr 2010 kommen kann. Das Jahr 2010 war ein „kaltes“ Jahr, so dass die Verbräuche an fossilen Brennstoffen sowie Strom höher als der witterungsbereinigte Durchschnitt sind. Alle Bezüge zu den Werten von 2010 sind mit den witterungsbereinigten Modellwerten gebildet. Diese Vorgehensweise wurde nach den Erfahrungen der Energieperspektiven 2035 gewählt, da die dort gezeigten vermeintlichen Abweichungen von der Energiestatistik trotz Beschreibung in der öffentlichen Kommunikation schwer vermittelbar waren.

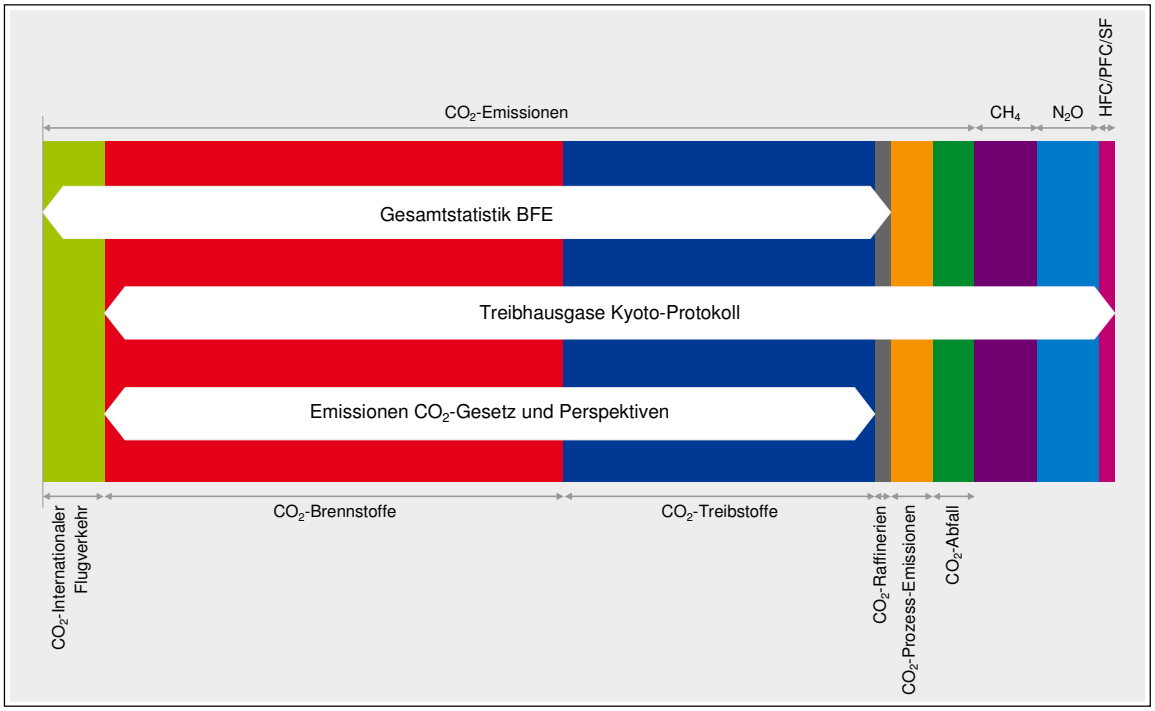
Die statistische Differenz, welche in der schweizerischen Gesamtenergiestatistik den nicht eindeutig einem verbrauchssektor zuordnungsfähigen Energieverbrauch ausweist, ist in den Energiebilanzen (Anhang III) explizit ausgeweisen. Sie beinhaltet gemäss der Konvention auch den Verbrauch des Landwirtschaftssektors. Im Bericht ist die statistische Differenz nicht ausgewiesen, da lediglich der zuordenbare Verbrauch modelliert wird. (Die Verbräuche der Landwirtschaft sind in den Sektorkapiteln zum Dienstleistungssektor enthalten, aber konform zur Bilanzierungskonvention aus den Summentabellen heraus gerechnet.) Informationshalber sind die verbräuche mit und ohne statistische Differenz in den Übersichtstabellen zu den Szenarien ausgewiesen, um den Vergleich mit dem Bilanzenband zu vereinfachen. Die statistische Differenz incl. Landwirtschaft entspricht knapp 1.5 % des Endenergieverbrauchs. Da der Verbrauch der Landwirtschaft hoch aggregiert berechnet und die restliche statistische Differenz pauschal fortgeschrieben wird, unterscheiden sich die Werte szenarienabhängig.

Für die Energiebilanzen sind auch die Raffinerie-Eigenverbräuche mit ausgewiesen.

In die CO_2-Bilanzen nach CO_2-Gesetz gehen nur die Verbräuche des nationalen Flugverkehrs ein; die Raffinerie-Eigenverbräuche sind aus versorgungspolitischen Gründen aus den Bilanzierungen ausgenommen.

Die Unterschiede in den jeweiligen Bilanzgrenzen sind in der Figur 2-10 verdeutlicht.

Figur 2-10: Vergleich der Abgrenzungen der CO_2-Emissionen der Gesamtenergiestatistik, des CO_2-Gesetzes und der Energieperspektiven, sowie der Treibhausgase gemäss Kyoto-Protokoll



Quelle: Bundesamt für Umwelt, bearbeitet

Für die Angebotsseite ebenso wie die Seite der Energieträgerimporte ist zu beachten, dass grundsätzlich von einer kontinuierlichen Entwicklung des Umfeldes und der Rahmenbedingungen ohne krisenhafte Störungen und Brüche ausgegangen wird (keine Krisenszenarien).

Alle Kostenangaben sind real in CHF 2010. Falls keine Angaben über den Bezugszeitpunkt der Kostendaten vorlagen, wurde das Jahr der Veröffentlichung des jeweiligen Berichtes verwendet. Durch Veränderungen von Wechselkursen und die oben genannten Unvollständigkeiten können sich Bandbreiten ergeben.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten im volkswirtschaftlichen Sinne wird von einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz ausgegangen. Dies bedeutet, dass

- mit einem Realzinssatz von 2.5 Prozent gerechnet wird,
- der Abschreibungszeitraum gleich der technischen Lebensdauer der Anlage ist.

Es wird keine betriebswirtschaftliche Betrachtung vorgenommen (keine Produktion am goldenen Ende). Ein Vergleich der Kostendaten verschiedener Quellen mit den hier angegebenen Daten sollte deswegen mit einiger Vorsicht geschehen, wenn die den jeweiligen Aussagen zugrunde liegenden Annahmen nicht bekannt sind.

In die Berechnung der Strompreise (Endverbraucherpreise) geht eine betriebswirtschaftliche Betrachtung der Gestehungskosten ein, sowie Annahmen über Netzkosten.

Die externen Kosten werden ausschliesslich durch CO_2-Kosten abgebildet. Andere externe Kosten (und Nutzen) werden nicht in die Berechnungen einbezogen.

In Bezug auf die Stromimporte und -exporte werden in dieser Studie die langfristig vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet. Nach dem Auslaufen dieser Rechte und Pflichten wird davon ausgegangen, dass - je nach Szenario - ggf. betrachtete Importe am Markt beschafft werden. Nicht betrachtet werden diejenigen Stromimporte und -exporte, die jahreszeitliche oder untertägige Schwankungen der Stromerzeugung und -nachfrage ausgleichen.

2.4.2 Energieträger

Die wesentliche Ergebnisdimension der Energieperspektiven ist die zeitliche Entwicklung der Energieträger. Diese werden – mit kleinen Ergänzungen – entsprechend der GEST aufgeteilt und dargestellt.

Die GEST weist bei den erneuerbaren Energien nach Sektoren lediglich „sonstige Erneuerbare“ aus; einzelne erneuerbare Energieträger sind nur teilweise nach Sektoren verfügbar, auch wenn die Statistik der erneuerbaren Energien für die Summen detaillierte Angaben macht. Mit Blick insbesondere auf das Szenario „Neue Energiepolitik“ wurde in den Modellen eine Differenzierung dieses Bereichs nach den Einzelenergieträgern Solarwärme, Umgebungswärme, Biogas/Klärgas (gestützt auf die Statistik der erneuerbaren Energien, die Wärmepumpenstatistik sowie die ex-Post-Analysen) sowie Biotreibstoffe vorgenommen. Bei den Treibstoffen wurden ausserdem die Kategorien „Erdgas als Treibstoff“ sowie „Flüssige Biotreibstoffe“ eingeführt.

„Umgebungswärme“ wird nur dann als eigener Energieträger gerechnet, wenn wirklich eine „Umgebungswärmequelle“ angezapft wird. In den Gesamtbilanzen tauchen Abwärmenutzungen in der Industrie nicht als Energieträger auf, da sonst Doppelzählungen auftreten können. Bei gesonderten Auswertungen zu Wärmepumpen werden diese aber gezählt. Gemäss internationalen Bilanzierungskonventionen wird Umgebungswärme, die für die Bereitstellung von Klimakälte eingesetzt wird, nicht gesondert gezählt. Dies geschieht aus Gründen der Vergleichbarkeit zu konventionellen Kälteerzeugungsanlagen, die ebenfalls Umgebungswärme „benutzen“ sowie um Doppelzählungen bei bivalenten Anlagen zu vermeiden.

Die „sonstige Erdölprodukte“ sind in der Energiestatistik unter den Erdölprodukten subsumiert, im Modell aber gesondert ausgewiesen.

Im Umwandlungssektor „Elektrizität“ werden zunächst die nach Varianten summierten Energieträgereinsätze im Ganzen aufgeführt, von denen in der Summenbildung zum Schluss die – in der Endenergienachfrage enthaltene – Elektrizitätsnachfrage wieder abgezogen wird, um keine Doppelzählungen zu erzeugen. Der Verbrauch der Speicherpumpen wird gesondert ausgewiesen.

Ebenso werden für die Fernwärme die kumulierten Energieträgereinsätze ausgewiesen, von denen in der Summenbildung die Fernwärmenachfrage wieder abgezogen wird. Hier besteht allerdings die Besonderheit, dass die Einsätze an Abfall (die in den KVA zu Strom und Wärme verarbeitet werden) vollständig beim Strom verbucht sind. Daher kann es vorkommen, dass die Energieträgereinsätze für die Fernwärme scheinbar kleiner sind als die Nachfrage.

Es gilt die Konvention, dass die Energieträgereinsätze für Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) vollständig bei der Elektrizität verbucht und mit Wärmegutschriften korrigiert werden. Dies ist insbesondere für die korrekte CO_2-Bilanzierung wichtig. Ausserdem werden entsprechende Gutschriften für WKK aus dem Industriesektor rückbilanziert.

Für die verwendeten Konventionen und Berechnungsmethoden wird an dieser Stelle auf Band 5 der Energieperspektiven 2035 (Modellierung des Elektrizitätsangebots) [Prognos, 2007] sowie den Exkurs Wärme-Kraft-Kopplung verwiesen.

Dem importierten Strom werden aufgrund der Systemgrenze Schweiz keine CO_2-Emissionen zugerechnet – diese werden in der Verbuchungslogik gem. internationalen Konventionen jeweils dem Erzeugerland zugerechnet und bei den Kosten über Zertifikate abgegolten. Umgekehrt werden gem. internationaler Konventionen sämtliche im Schweizer Kraftwerkspark anfallenden Emissionen auch in der Schweiz verbucht und nicht etwa „exportiert", falls es positive Exportbilanzen gibt. (Diese wären ggf. über Zertifikatspreise mit abzugelten.) Dieser Fall kann in den Szenarien und Varianten C&E auftreten, da in den Jahren 2022 und 2034 in der dort angewendeten bilanziellen Logik einige Gaskombikraftwerke zugebaut werden müssen, woraus mit zunehmendem Zubau Erneuerbarer Energien bis 2050 Überkapazitäten, vor allem im Sommerhalbjahr, entstehen können. Aufgrund der Kosten- und Betriebscharakteristik dieser Kraftwerke, der Betriebscharakteristik der eingesetzten Erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik mit sommerlichen Leistungspeaks) sowie der angenommenen parallelen Entwicklung im europäischen Kraftwerkspark ist es wahrscheinlicher, dass die Gaskombikraftwerke dann abgeregelt werden und sich insgesamt ihre Vollaststundenzahl verringert. Damit reduzieren sich auch die inländischen Emissionen.

2.5 Auswertungen

2.5.1 Energieträgerstruktur

Die Struktur der Energieträger wird sowohl bezüglich der sektoral ermittelten Nachfrage als auch im Elektrizitätsangebot als auch in der Gesamtbilanz ermittelt und gezeigt.

Auf der Ebene der Nachfrage interessieren die Aufteilungen nach Brennstoffen, Treibstoffen und Elektrizität, sowie die Anteile der Erneuerbaren an den Brenn- und Treibstoffen – im Umkehrschluss auch der Anteil der fossilen Energieträger an der Nachfrage.

Im Elektrizitätssektor ist sowohl der Anteil der neuen erneuerbaren Energieträger als auch der Anteil der fossilen Energieträger (gekoppelt und ungekoppelt), die Kernenergienutzung, der Importanteil und letztlich auch das gemittelte Verhältnis zwischen Energieträgereinsatz und Erzeugung grundsätzlich von Interesse.

Zusätzlich sind die insgesamt benötigten Biomassen (Endenergie bzw. Energieträgereinsatz) sowie der gesamte Erdgasverbrauch von Interesse.

Bei der Darstellung der Varianten wird vor allem die Erzeugung (Arbeit) im Winterhalbjahr und im hydrologischen Jahr nach Energieträgergruppen (basierend auf den Technologiegruppen des Modells) dargestellt. Die Anteile der Erneuerbaren in der Auswertung werden auf die Erzeugung bzw. auf den Landesverbrauch bezogen.

2.5.2 Energiebedingte CO_2-Emissionen

Bezüglich der Umweltwirkungen werden CO_2-Emissionen ausgewiesen.

Die CO_2-Emissionen hängen im Wesentlichen von den chemischen Eigenschaften der Energieträger ab und sind daher mit festen Emissionsfaktoren zu ermitteln. Diese Faktoren finden sich im Anhang. Theoretisch gibt es – aufgrund von technischen Eigen-

schaften der Verbrennungsprozesse – geringfügige Unterschiede: Falls die Verbrennung nicht vollständig ist, wird weniger CO_2- dafür CO, mehr Volatil organic compound (VOC), Feinstaub (Russpartikel) emittiert – aber auch weniger Energie erzeugt. Diese Unterschiede sind geringfügig; daher wird hier – als eine Art „schlimmster Fall“ unter der CO_2-Optik jeweils der volle Kohlenstoffgehalt in die CO_2-Emissionen eingerechnet.

Die CO_2-Emissionen der Elektrizitätserzeugung sind eine Bilanz der Emissionen der Energieträgereinsätze mit den Wärmegutschriften aus der WKK-Produktion. Für die Wärmegutschriften werden gemittelte Energieträgerstrukturen und Wirkungsgrade des jeweiligen Parks der Heizungsanlagen unterstellt.

Die gesamten CO_2-Emissionen werden in diesem Band gemäss CO_2-Gesetz bilanziert, d.h. ohne Auslandsflüge und ohne Raffinerie-Eigenverbräuche. Im Anhang III (Bilanzenband) sind sie gem. der Systematik der GEST entlang der Energieverbräuche bilanziert. Da aber jeweils nachrichtlich die Nachfrage ohne Auslandsflugverkehr sowie der Umwandlungssektor ohne Raffinerie-Eigenverbräuche aufgeführt sind, ist es leicht möglich, die CO_2-Emissionen gemäss CO_2-Gesetz zu berechnen.

2.5.3 Versorgungssicherheit

In der hier durchgeführten Studie wird Versorgungssicherheit im Energiebereich definiert als die stets ausreichende und ununterbrochene Befriedigung der Nachfrage nach Energie (nach Schneider 1999; Streffer et al. 2005). Mit anderen Worten heisst das, dass die Nachfrage rund um die Uhr gedeckt werden muss. Je nach Variante des Elektrizitätsangebots werden positive Importbilanzen als „zulässig“ angenommen oder die Forderung nach einer mit inländischer Erzeugung gedeckten Strombilanz (Arbeit und Leistung) gestellt.

2.5.3.1 Importanteile

Bezüglich der Gesamtenergiebilanz wird der Anteil der importierten Energieträger absolut (in PJ) und relativ (in Prozenten) über die Zeit jeweils für die Szenarien und Varianten ermittelt. Hierbei werden die fossilen Energieträger (Brenn- und Treibstoffe, sowie Erdgas für den Kraftwerkseinsatz), die biogenen Treibstoffe sowie Stromimporte zu den importierten Anteilen gerechnet. Da Stromimporte Endenergieträger sind und die Kraftwerkswirkungsgrade dem Erzeugerland zugerechnet werden, ergibt sich an dieser Stelle das scheinbare Paradoxon, dass die Varianten mit Stromimporten zu geringeren Importanteilen führen als diejenigen mit Eigenerzeugung. Dieses Paradoxon ist quantitativ systematisch nicht lösbar und muss entsprechend qualitativ interpretiert und ergänzt werden. Die Kernbrennstoffe werden als Importe betrachtet.

2.5.3.2 Elektrizitätsangebot

Bei der Elektrizitätserzeugung werden ein implizites und ein explizites Kriterium verwendet, nach dem die Versorgungssicherheit überprüft werden kann:

Als implizites Kriterium wird die Auslegungsregel gewählt, dass die Arbeitsnachfrage im Winterhalbjahr gedeckt werden muss. Eine Variante ist erst dann vollständig, wenn die mittlere Arbeitsbilanz im Winterhalbjahr ausgeglichen ist. Dies ist sinnvoll, weil die Laufwasserkraftwerke aufgrund des verringerten Wasserdargebots im Winter weitaus weniger Leistung und Arbeit bereitstellen können als im Sommer (ca. 25 % der installierten Leistung), gleichzeitig aber die Nachfrage nach Grundlast aufgrund tiefer Temperaturen und elektrischer Heizungen sowie Wärmepumpen höher ist als im Sommer.

Je nach Strukturierung der Variante werden Importe mit einbezogen. Sie tauchen entsprechend bei der Auswertung der Importanteile auf.

Explizites Kriterium ist eine (Spitzen-)Leistungsbetrachtung für den Referenzfall der mit dem Modell berechneten Lückendeckung im Winter- und im Sommerhalbjahr. Hierbei werden die fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht zur verfügbaren Leistung gezählt. Zusätzlich zu dieser Leistungsfrage wird untersucht, ob bei entsprechender Speicherbewirtschaftung die Arbeitsbilanz im Winter gesichert werden kann. Hierfür werden Stundensimulationen von Angebot und Nachfrage durchgeführt und ggf. besonders kritische Jahre und Wochen (Juni, Dezember) unter kritischen Rahmenbedingungen betrachtet. Die Ergebnisse werden im Exkurs „Lastsimulationen bei fluktuierenden Einspeisungen“ (Anlage II.3) diskutiert.

2.5.4 Rahmenbedingungen für Neubauten von Grosskraftwerken

2.5.4.1 Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Erdgas-Kombikraftwerk

Nach dem Beschluss des Bundesrats zum Ausstieg aus der Kernenergie kommen als Grosskraftwerke für die Schweiz nur mehr gasbefeuerte Kraftwerke in Frage. Zur Diskussion verschiedener sonstiger fossil befeuerter Optionen wird auf Kap. 2.4.4.1 in Band 2 der Energieperspektiven 2035 [Prognos, 2007a] verwiesen.

Wenn die Option von Grosskraftwerken in der jeweiligen Strategie als „zulässig“ angenommen wird, wird mit Gaskombikraftwerken der Grössenklasse 550 MW gerechnet. Für diese Anlagen sind Umweltverträglichkeitsprüfungen vor dem Baubewilligungsverfahren notwendig. Parallel zum Baubewilligungsverfahren erfolgt das Plangenehmigungsverfahren für die Gaszuleitung sowie für die Hochspannungsleitung. Im Fall einer Kühlung des Dampfes des Kraftwerks mittels Flusswasser ist zusätzlich ein kantonales Konzessionsverfahren vorzunehmen. Nach Erhalt der Baubewilligung dauert der Bau des Kraftwerks ca. 24 Monate. Insgesamt beträgt die Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeit bis zur Erhaltung der Betriebsbewilligung ca. 6 Jahre (vgl. EPCH 2035, Band 5, Anhang D).

2.5.4.2 Fragen der CO_2-Kompensation

Neben den baubewilligungsrechtlichen Fragen stellen die rechtlichen Vorgaben zur CO_2-Kompensation eine wesentliche Rahmenbedingung zur Umsetzbarkeit von fossil befeuerten Kraftwerken dar. Die gegenwärtige Gesetzgebung sieht vor, dass die CO_2-Emissionen eines Gaskombikraftwerks zu 50 % inländisch kompensiert werden müssen (d.h. durch Massnahmen zur Einsparung fossiler Energieträger oder Stromeffizienz bei Verbrauchern) und lediglich 50 % über Zertifikate am Emissionshandel teilnehmen können. Dies führt de facto dazu, dass diese Kraftwerke am Strommarkt nicht konkurrenzfähig sind (da der europäische Kraftwerkspark zu 100 % am Emissionshandel teilnimmt) und international nicht anbieten können.

Aus diesem Grund werden für die Modellrechnungen die Anforderungen an die CO_2-Kompensation so gesetzt, dass die Kraftwerke am internationalen Markt konkurrenzfähig sind, d.h. 100 % Teilnahme am ETS.

2.6 Möglichkeiten und Grenzen der Methoden und der Perspektiven

2.6.1 Grundsätzliches

Grundsätzlich sind auch bei einer detaillierten Modellierung von Zukunftsentwicklungen Warnhinweise angebracht:

Auch sehr komplexe Modell-Systeme können nicht alle für die Entwicklung der Zielgrössen bedeutenden Einflussfaktoren berücksichtigen. Das gilt insbesondere für individuelle Entscheidungen, die durch Werte und Prioritäten ausserhalb der rein ökonomischen Rationalität beeinflusst werden. Zum Teil können solche Einflussfaktoren als exogen vorgegeben werden, zum Teil finden sie keinen Eingang in die Modelle.

Die Qualität der Modelle hängt von der Qualität der Grundlagen (Statistiken, Energieverbräuche, Kohorten) ab, mit denen sie arbeiten. Hier gibt es an vielen Stellen noch Verbesserungsmöglichkeiten.

Szenarien versuchen, konsistente Welten abzubilden. Diese Welten müssen jedoch durchaus nicht eindeutig sein. So sind manche der die Szenarien definierenden Bedingungen nur hinreichend, aber nicht notwendig, bei anderen kann es umgekehrt sein.

Die Ergebnisse der Szenarien hängen stark von exogenen Rahmenbedingungen ab, die sich z. T. volatil ändern können. Die Szenarien konzentrieren sich auf langfristige Aussagen und rechnen mit geglätteten durchschnittlichen Rahmenbedingungen. Konjunkturell oder durch singuläre Ereignisse ausgelöste Extremwerte (wie z.B. jährliche BIP-Fluktuationen oder Ölpreis-Peaks) werden nicht abgebildet, sondern unterliegen der Durchschnittsbildung.

Volatilitäten und konjunkturelle Schwankungen bestimmen jedoch sehr stark jeweils die aktuelle Wahrnehmung und Zukunftseinschätzung durch die Öffentlichkeit, wie sich an den Debatten über die Energiepreise der Jahre 2005 / 2006 gezeigt hat. Szenarien und deren Diskussion und Kritik können zumindest teilweise den Charakter der Projektion des „Jetzt“ in ein „Später“ – mit gewissen Anpassungen, die aus dem resultieren, was vom jeweiligen Protagonisten für wahrscheinlich gehalten wird - nicht vermeiden. Dies ist durchaus Teil des Begründungszusammenhangs einer Szenarien-Aufgabenstellung: Es geht ja zum Teil gerade darum, Notwendigkeiten für Gegenmassnahmen und Ansatzpunkte für ein gezieltes Gegensteuern zu identifizieren, wenn die gegenwärtigen Dynamiken in die Zukunft projiziert werden.

In der hier vorliegenden Arbeit werden als bewusste Entscheidung der Programmleitung keine Katastrophenszenarien oder „Wildcards“ betrachtet – das sind unvorhersehbare Ereignisse mit weltweiten Auswirkungen wie Asteroideneinschläge, schwere Kernkraftunfälle, das plötzliche Auftauchen einer risiko- und nebenwirkungsfreien kostenlosen unerschöpflichen Energiequelle o.ä.. Falls solche Ereignisse auftreten würden, wären eine Reihe der hier betrachteten Fragestellungen nicht mehr relevant.

Allerdings können Sensitivitäten betrachtet werden, aus denen hervorgeht, wie robust oder anfällig die Energiesysteme gegenüber Schwankungen in den Rahmenbedingungen sind. Aus Zeitgründen werden allfällige Sensitivitätsanalysen bei dieser Aufgabe erst zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt.

Bei sehr langfristig orientierten Szenarien muss in Betracht gezogen werden, dass sich sowohl der Technologiefortschritt als auch die Wirtschafts- und Gesellschaftsorganisation stetig verändert. Insbesondere wird mit einer zunehmenden Entwicklung von wissensintensiven und weniger materialintensiven Produkten sowie Prozessschritten in einem Land wie der Schweiz eine saubere Trennung zwischen Industrie- und Dienstleistungsbranchen schwierig. Die Flexibilisierung von Arbeitsprozessen und das Auslagern und Outsourcing zahlreicher Aufgaben aus Industrieprozessen in industrienahe Dienstleistungsbetriebe (z.B. IT, Entwicklung, Test) führt zu einer leicht „künstlichen" Unterscheidung von Industrie- und Dienstleistungssektor, die bereits heute schwer zu interpretieren ist. Dieser Punkt sollte berücksichtigt werden, wenn die Branchenentwicklung sowie die Energieverbräuche des Industrie- und Dienstleistungssektors betrachtet werden.

Viele gesellschaftliche und methodische Probleme wie z.B. externe Kosten, die Verteilung der mit Klimawandel oder Kernkraftunfällen verbundenen Risiken, die Kosten des Einsatzes von Politikinstrumenten oder Aushandlungsprozesse in Risikofragen können im Rahmen dieser Modellrechnungen nicht gelöst werden. Dafür sitzen andere Konsortien mit anderen Modellen an weitaus grobkörnigeren Fragestellungen. Für kommende Aushandlungsprozesse wurden aber durch die Szenarienarbeiten Faktengrundlagen geschaffen.

Um eine dauerhaft durchhaltbare energiepolitische und energiewirtschaftliche Strategie festzulegen und einen Konsens über eine mögliche und zulässige Erreichung der z. T. in den Auswirkungen konfligierenden Ziele zu erreichen, müssen letztlich auch ethische Fragestellungen in den gesellschaftlichen Diskurs einfliessen:

- Was will sich die Gesellschaft leisten? Diese Fragestellung beinhaltet im Kern die Frage der Grundlagen und Funktionsweisen einer postindustriellen reichen westeuropäischen Gesellschaft: Welche Ansprüche an Komfort, Lebensstil, Versorgung, Wirtschaft, gesellschaftliche Disparitäten, Umgang mit einer alternden Bevölkerung, etc. werden formuliert?

- Was ist die Gesellschaft bereit, dafür in Kauf zu nehmen? Diese Frage betrifft zumeist und zumindest Kosten, Risiken (z.B. grosse Anlagenunfälle, Blackoutrisiken, Abhängigkeitsrisiken), Einschränkungen von Freiheiten, Gesundheitsgefährdungen sowie Komplexitätsentwicklungen.

- Was kann die (jetzige) Gesellschaft verantworten? Diese Fragestellungen beinhaltet insbesondere die Auseinandersetzung mit negativen Auswirkungen auf Regionen, Menschen(gruppen) und Generationen, die nicht direkt von den angestrebten Nutzen profitieren. Hierzu gehören z.B. langfristige Umweltschäden, irreversible Auswirkungen von Energienutzungen (radioaktive Abfälle, die über Jahrzehntausende gesichert werden müssen, Klimawandel), Proliferationsrisiken, Risiken von Grossunfällen, geopolitische Risiken aufgrund von Verteilungsungleichgewichten?

2.6.2 Systemgrenzen und allgemeine Voraussetzungen

Aufgrund der Systemgrenzen, der Trägheit der Energiesysteme und der Stetigkeit der Entwicklungen der letzten ca. 25 Jahre werden einige Annahmen über Voraussetzungen und unveränderte Rahmenbedingungen getroffen:

- Es wird davon ausgegangen, dass im EU-Umfeld weiterhin eine wettbewerbs- und liberalisierungsorientierte Energiepolitik sowie eine ernsthafte Effizienz- und Klimapolitik betrie-

ben werden; beide Politikfelder und -ziele sind mit zähen Aushandlungsprozessen und langsamen Fortschritten verbunden.

- Auf EU-Ebene sowie auf nationaler Ebene in Ländern mit einem bereits spürbaren und wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromnetz zeigt sich derzeit, dass die bisherigen Marktmechanismen im Zusammenspiel mit den Fördermechanismen für erneuerbare Energien nicht mehr genügend Anreize für den Bau von physikalisch benötigter konventioneller Kraftwerkskapazität sowie den Bau (und z. T. den Betrieb) von Speichern zu bieten scheinen. Wie ein künftiges „Marktdesign“ aussehen kann, ist derzeit noch sehr offen. In dieser Arbeit wird daher weder explizit noch implizit auf die Marktorganisation rekurriert; die Betrachtung ist vorrangig physikalisch und gesamtwirtschaftlich.

Bezüglich des schweizerischen Energiesystems wird von den folgenden grundsätzlichen Voraussetzungen ausgegangen:

- Die Infrastruktur des Systems mit gut funktionierenden Elektrizitätsnetzen, derzeit hinreichenden Grenzübergangskapazitäten und ausreichenden Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Erzeugungs- und Nachfrageregionen bleibt erhalten.

- Falls eine stärkere „Dezentralisierung“ der Elektrizitätserzeugung und insbesondere ein verstärkter Zubau von erneuerbaren Energien auf tieferen Netzebenen erfolgt, müssen Netzfragen untersucht werden. Dies wurde in einem ersten Schritt von Consentec [Consentec, 2012a und b] und der Universität Graz durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse sind in Kap. 3.4 zusammen gefasst.

- Bezüglich der Wärme-Infrastruktur gibt es keine tiefen Eingriffe oder Veränderungen; es werden keine grossen neuen Fernwärmenetze unterstellt. Der Ausbau von Nahwärmenetzen, die Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen wie bspw. Abwassernetzen ist grundsätzlich denkbar.

- Es wird nicht davon ausgegangen, dass in nennenswertem Umfang Wasserstoffinfrastruktur bis 2035 aufgebaut wird; diese Annahme wurde durch die Experten-Befragung [Prognos, 2006] im Zusammenhang mit der Entwicklung des Szenario IV der Energieperspektiven 2035 gestützt. Grundsätzlich wird aber die Möglichkeit, Wasserstoff als Energiespeicher oder Energieträger (auch im Verkehr) einzusetzen, nicht ausgeschlossen. Von einer durchgängigen Wasserstoffinfrastruktur (z.B . für den Individualverkehr) bis 2050 wird nicht ausgegangen.

- Sowohl die Entwicklungen der letzten Jahre bei den Biotreibstoffen, die unerwünschte Auswirkungen auf Lebensmittelmärkte sowie weitere Flächenkonkurrenzen mit nachhaltiger Landnutzung, verdeutlichten, dass nachhaltig zu gewinnende Biomassen eine knappe und kostbare Ressource sind. Wenn Flächenkonkurrenzen zur Nahrungskette (menschliche Nahrung wie Tierfutter), zur stofflichen Nutzung sowie zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit des Ökosystems (z.B. Regenwald) ausgeschlossen werden, bleiben weltweit erstaunlich geringe Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomassen übrig. In den Industrieländern wird mit weniger als durchschnittlich 10 % der Primärenergiebilanz gerechnet; bei einem globalen pro-Kopf-Equity-Ansatz sind dann auch die möglichen Importmengen beschränkt.
  Für eine „einfache“ Substitutionsstrategie von fossilen Energieträgern zu biogenen Energieträgern sind damit die Ressourcen nicht vorhanden. Zusätzlich ist bei sehr knappen Ressourcen ggf. strategisch zu entscheiden, wo sie eingesetzt werden sollten (auch um ggf. ein entsprechendes Marktdesign zu gewährleisten). Hierzu werden im Szenario „Neue Energiepolitik“ Überlegungen angestellt.

2.6.3 Offene Fragen

Mit Bottom-up-Energiesystemmodellen lassen sich Energieverbrauch, Energieträger, Aufwand für Verwendungszwecke und auch Kosten der Energieversorgung unter verschiedenen Voraussetzungen über den soziodemographischen und politischen Rahmen sehr präzise ermitteln. Für Fragestellungen ausserhalb des Energiesystems sind sie nicht geeignet.

Im Zusammenhang mit Energiesystemprognosen und -szenarien wird in der politischen Debatte immer wieder gefordert, ausserhalb des Systems liegende Effekte zu quantifizieren. Hierzu gehören die „Externen Kosten“ mit ihren Rückwirkungen auf nationale und internationale Wohlfahrtsfragen sowie – verstärkt durch den zunehmenden Handlungsdruck in Fragen der Klimaveränderungen – der „Externen Nutzen“ sowie „secondary benefits“ politischer Eingriffe.

Die Frage der externen Kosten wird seit dem Kernkraft-Unfall von Chernobyl 1986 verstärkt bearbeitet. Die mittlerweile für viele Bereiche, Energietechniken und Energieträger vorliegenden Vorschläge streuen allerdings aus systematischen Gründen z. T. erheblich: Die berechneten Kosten hängen davon ab, welche Effekte mit in die Auswertung einbezogen werden und wo die Systemgrenze gesetzt wird. Insbesondere bei Kernenergie gibt es für die Eintrittswahrscheinlichkeiten von grossen Unfällen, die Art eines betrachteten Unfalls, die Schadenshöhe, Schadensradien und zeitliche Auswirkungen sehr grosse Bandbreiten, wie z.B. die in [Prognos, 1992] gezeigte „Hohmeyer-Voss-Kontroverse“ zeigt. Eine objektive Festlegung auf Systemgrenzen gibt es grundsätzlich nicht; hier ist das bestmögliche Ergebnis eine möglichst breit abgestützte Konvention. Mittlerweile liegen mit der ExternE- Methodik und dem Nachfolgeprojekt „newExternE“ [ExternE, 2005] zunehmend akzeptierte Methodiken vor. Die Arbeit ist allerdings noch im Fluss. Je nach Fragestellung können spezifisch veränderte Systemgrenzen sinnvoll sein. Eine aktualisierte Arbeit zu externen Kosten wird von ECOPLAN im Sommer 2012 veröffentlicht.

In die Berechnungen der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen mit dem Gleichgewichtsmodell (Ecoplan) wurden externe Kosten, soweit plausible Bandbreiten vorlagen, einbezogen.

Die Situation bezüglich „externer Nutzen“ – insbesondere von Energieeffizienzmassnahmen und der Nutzung erneuerbarer Energiequellen – ist einerseits mit Fragen des Strukturwandels, andererseits mit subjektiven Einschätzungen bezüglich der Lebensqualität verbunden, hat also auch grundsätzlich qualitative Aspekte. Ein typischer (Spezial-)Fall ist die positive Entwicklung der Luftqualität in energieeffizienten Gebäuden mit kontrollierter Lüftung.

Eine weitere Facette der Frage indirekter Kosten sind die (unbekannten) Kosten des Klimawandels und die im Umkehrschluss vermiedenen Kosten durch Klimaschutzmassnahmen und Abschwächung der Klimaerwärmung. Der Stern-Review [Stern, 2006] hat erste Anhaltspunkte gegeben, die wissenschaftlichen Arbeiten hierzu sind allerdings bei weitem nicht abgeschlossen. Auch hier ist zunächst auf der qualitativen und methodischen Ebene zu klären, welche Effekte in welcher Stärke und mit welchen Radien einbezogen werden müssen – und was die Referenz ist. In diesen Fragen sind in den vergangenen Jahren keine grossen methodischen Fortschritte zu verzeichnen.

Besser zu operationalisieren und auch zu quantifizieren sind CO_2- (bzw. Treibhausgas-)Vermeidungskosten. Für die Stromerzeugung lassen sich diese Kosten recht zu-

verlässig ermitteln, bei Effizienzmassnahmen ist der Unschärfenbereich grösser. Bei der fossilen Stromerzeugung sind CO_2-Kosten eingerechnet. Die unterschiedlichen Zusammensetzungen der Energiepreise in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ spiegeln die unterschiedlichen globalen Voraussetzungen hierzu.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die Debatte über die mögliche Entwicklung der Energiesysteme nicht umhin kommt, die mit Modellen und Szenarien ermittelten quantitativen Grundlagen durch qualitative Aspekte zu ergänzen. Hierzu gehören vor allem

- Risikofragen und Akzeptanzfragen bei Kernenergie sowie
- Fragen der gesellschaftlichen Abstützung ambitionierter Klimaziele.

Diese Fragen müssen in Verbindung mit quantitativen Ergebnissen wie Stromgestehungskosten verschiedener Technologien sowie Einsparkosten diskutiert werden, um einen möglichst breit abgestützten Konsens über eine Strategie zu erreichen.

3 Gemeinsame Rahmendaten für die Szenarien

3.1 Sozioökonomische Rahmendaten

Die Szenarien gehen grundsätzlich von identischen Annahmen für die Entwicklung der sozioökonomischen Parameter aus.

3.1.1 Bevölkerung

Den Energieperspektiven wurde die Bevölkerungsentwicklung nach dem „mittleren" Demografieszenario des Bundesamts für Statistik von 2010 zugrunde gelegt [BFS, 2010b]. Das „mittlere" **Szenario (A-00-2010)** ist das Referenzszenario, welches die Entwicklungen der letzten Jahre fortschreibt und die in der Folge des Inkrafttretens der bilateralen Abkommen über den freien Personenverkehr mit der EU beobachteten Trends einbezieht. Es basiert auf der am wahrscheinlichsten erscheinenden Kombination von Hypothesen zum Arbeitsmarkt:

- Die Konkurrenz zwischen beruflicher Tätigkeit und Familienleben wird sich verstärken, die Vereinbarkeit zwischen Beruf und Familie ist für Paare teilweise schwierig. Die Unterstützungsmassnahmen für Familien reichen nicht aus um eine nachhaltige Steigerung der Fruchtbarkeit sicherzustellen.
- Die Schweiz setzt weiterhin auf den bilateralen Weg. Das Inkrafttreten der beiden Erweiterungen der Personenfreizügigkeit hat auf die Einwanderung der Staatsangehörigen aus den neuen EU-Staaten nur vorübergehende Auswirkungen. Aufgrund einer gewissen sozioökonomischen Konvergenz mit den europäischen Ländern verliert die Schweiz an Attraktivität.
- Aus den Nicht-EWR-Ländern immigrieren nur hoch qualifizierte Personen in die Schweiz. Diese sind sehr mobil und bleiben in der Regel nur einige Jahre in der Schweiz.
- Der Anteil der Personen mit gesundheitlichen Problemen nimmt kaum ab. Der medizinische Fortschritt verhilft dagegen einer grösseren Zahl von Personen zu einer höheren Lebenserwartung. Die Sterblichkeit nimmt somit weiter ab.

Im Ergebnis steigt die ständige Wohnbevölkerung bis zum Jahr 2050 auf rund 9 Mio. an (+25 % ggü. 2000; Tabelle 3-1). Mit der Zunahme der Einwohnerzahl vollzieht sich eine starke Veränderung im Altersaufbau der Bevölkerung. Der Anteil der 65-jährigen und älteren Einwohner erhöht sich von gut 15 % im Jahr 2000 auf 28 % im Jahr 2050. Die Anzahl der über 80-jährigen steigt um den Faktor 3.6.

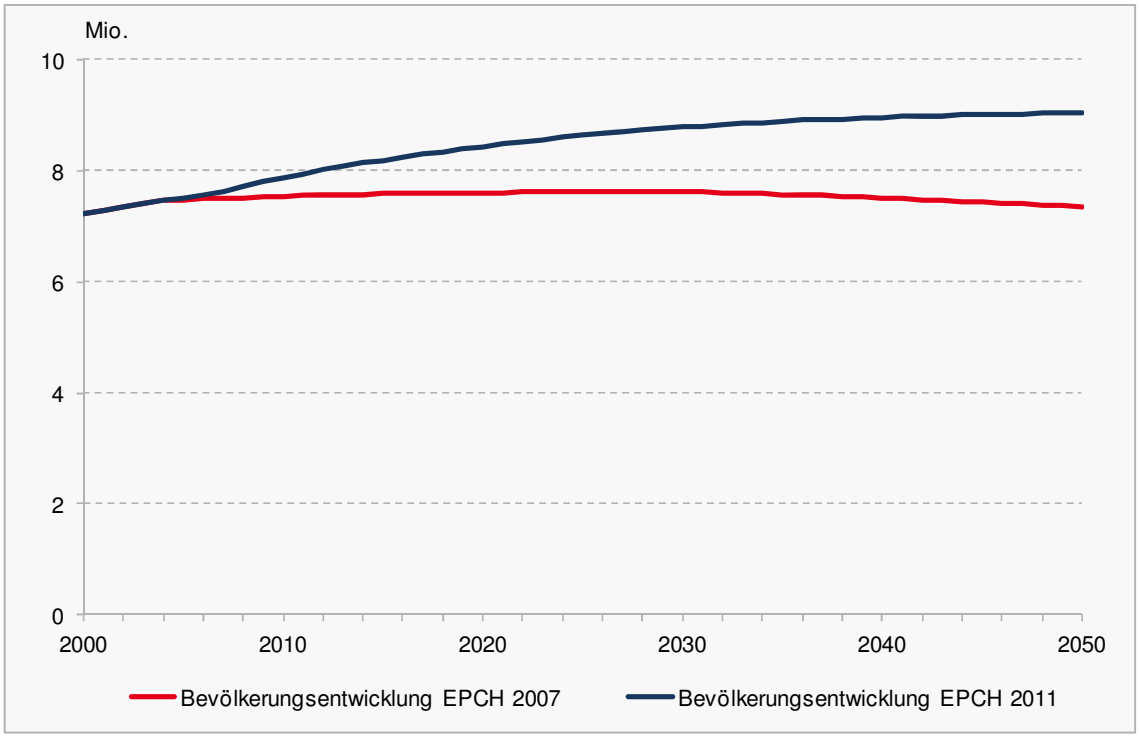
Der Anteil der potenziell Erwerbstätigen, vereinfacht angenommen als der Anteil der Personen im Alter zwischen 20 bis 64 Jahren, sinkt von 61.5 % im Jahr 2000 auf 54 % im Jahr 2050. Diese Veränderungen führen dazu, dass der Altersstrukturquotient, hier definiert als Verhältnis von Personen im Rentenalter (65 Jahre und älter) zu denjenigen im Erwerbsalter (20 bis 64 Jahre), im Betrachtungszeitraum von 25 % auf 51 % ansteigt.

Tabelle 3-1: Entwicklung der ständigen Wohnbevölkerung nach Altersstufen von 2000 bis 2050, in Tsd., Jahresendwerte

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
ständige Wohnbevölkerung in Tsd.							
Insgesamt	7'204	7'857	8'402	8'738	8'838	8'907	8'983
davon im Alter von 0–19	1'664	1'635	1'665	1'706	1'684	1'658	1'639
20–39	2'081	2'082	2'106	2'025	2'009	2'022	2'054
40–64	2'350	2'796	2'944	2'893	2'850	2'836	2'799
65–79	818	962	1'200	1'430	1'529	1'527	1'430
80 und mehr	291	382	487	685	766	864	1'061
Index 2000 = 100							
ständige Wohnbevölkerung	100	109	117	121	123	124	125
davon im Alter von 0–19	100	98	100	102	101	100	98
20–39	100	100	101	97	97	97	99
40–64	100	119	125	123	121	121	119
65–79	100	118	147	175	187	187	175
80 und mehr	100	131	167	235	263	297	364

Quelle: BFS 2010, bearbeitet

Figur 3-1: Entwicklung der mittleren Wohnbevölkerung von 2000 bis 2050 in den Energieperspektiven 2007 und den aktuellen Bevölkerungsszenarien aus dem Jahr 2010, in Mio.



Quelle: BFS 2010, bearbeitet

Die mittlere Wohnbevölkerung steigt im Betrachtungszeitraum, annähernd parallel zur ständigen Wohnbevölkerung stark an (Tabelle 7-3). Sie erhöht sich von 7.2 Mio. in

2000 auf über 9.0 Mio. in 2050 (+25 %). Die Zunahme liegt deutlich über dem in den letzten Energieperspektiven angenommen Anstieg der Bevölkerung [Prognos, 2007a, BFS-Szenario von 2001] (Figur 3-1). Der Grossteil der Wohnbevölkerung lebt in Privaten Haushalten, ein kleiner Teil wird den Kollektivhaushalten zugerechnet (Anstalten, Wohnheime, Altersheimen, Spitäler u.ä.). Aufgrund der Alterung der Bevölkerung und dem ansteigenden Anteil der über 80-jährigen nimmt in den Szenarien der Anteil der Bevölkerung in Kollektivhaushalten leicht zu und der Anteil in Privaten Haushalten ab.

Die Zahl der Haushalte in der Schweiz erhöht sich zwischen 2000 und 2050 um 1.2 Mio. (+39 %). Ursache hierfür sind die steigende Bevölkerung in Privaten Haushalten (+21 %) und die abnehmende Haushaltsgrösse. Der Anteil der Ein- und Zweipersonenhaushalte nimmt im Betrachtungszeitraum um annähernd 11 %-Punkte zu, während sich die Zahl der Haushalte mit 5 oder mehr Personen deutlich reduziert (-34 %). Als Folge dieser Entwicklung sind im Jahr 2050 rund 78 % aller Haushalte Ein- oder Zweipersonenhaushalte, im Jahr 2000 waren es 67 %. Diese Veränderungen führen zu einer Abnahme der durchschnittlichen Haushaltsgrösse von 2.27 Personen je Haushalt im Jahr 2000 auf 1.97 im Jahr 2050.

Tabelle 3-2: Mittlere Bevölkerung, Haushalte und Haushaltstruktur im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2050, in Tsd.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
mittlere Wohnbevölkerung	7'209	7'880	8'437	8'784	8'887	8'958	9'038
Bevölkerung in Privaten Haushalten	7'122	7'701	8'224	8'505	8'581	8'619	8'634
Haushalte	3'144	3'545	3'962	4'207	4'274	4'323	4'384
davon 1-Personenhaushalte	1'113	1'331	1'562	1'712	1'752	1'786	1'833
2-Personenhaushalte	1'000	1'165	1'375	1'497	1'528	1'549	1'580
3-Personenhaushalte	410	425	431	420	425	428	429
4-Personenhaushalte	418	434	421	414	412	410	406
5-und mehr-Personenhaushalte	203	191	173	163	157	150	135
durchschn. Haushaltsgrösse in Pers.	2.27	2.17	2.08	2.02	2.01	1.99	1.97

Quelle: BFS 2010, Prognos 2012

3.1.2 BIP-Szenarien

Das SECO [SECO, 2011] hat ein Szenario für die längerfristige BIP-Entwicklung berechnet. Basis hierfür sind Schätzungen des Produktivitätswachstums und deren Korrelationen mit den Demografieszenarien des BFS. Dieses BIP-Szenario geht für den Zeitraum 2010 bis 2020 von einem mittleren Wachstum von 1.2 % p.a. aus. Im Zeitraum 2020 bis 2050 bewegen sich jährlichen Wachstumsraten zwischen 0,75 % bis 1 % (Tabelle 3-3). Das „gemittelte mittlere“ Wachstum über den Zeitraum 2000 bis 2050 beläuft sich auf 1.1 % p.a..

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass langfristige Szenarien grundsätzlich keine Konjunkturschwankungen berücksichtigen können. Die damit verbundenen Volatilitäten im relativen Wachstum erscheinen im Allgemeinen hoch, wie z.B. die Erfahrung der jüngsten Vergangenheit zeigt – zwischen einem Negativwachstum mit -1.9 % in 2009 zu einem Realwachstum von 3.6 % in 2007 reicht die Spanne aktuell

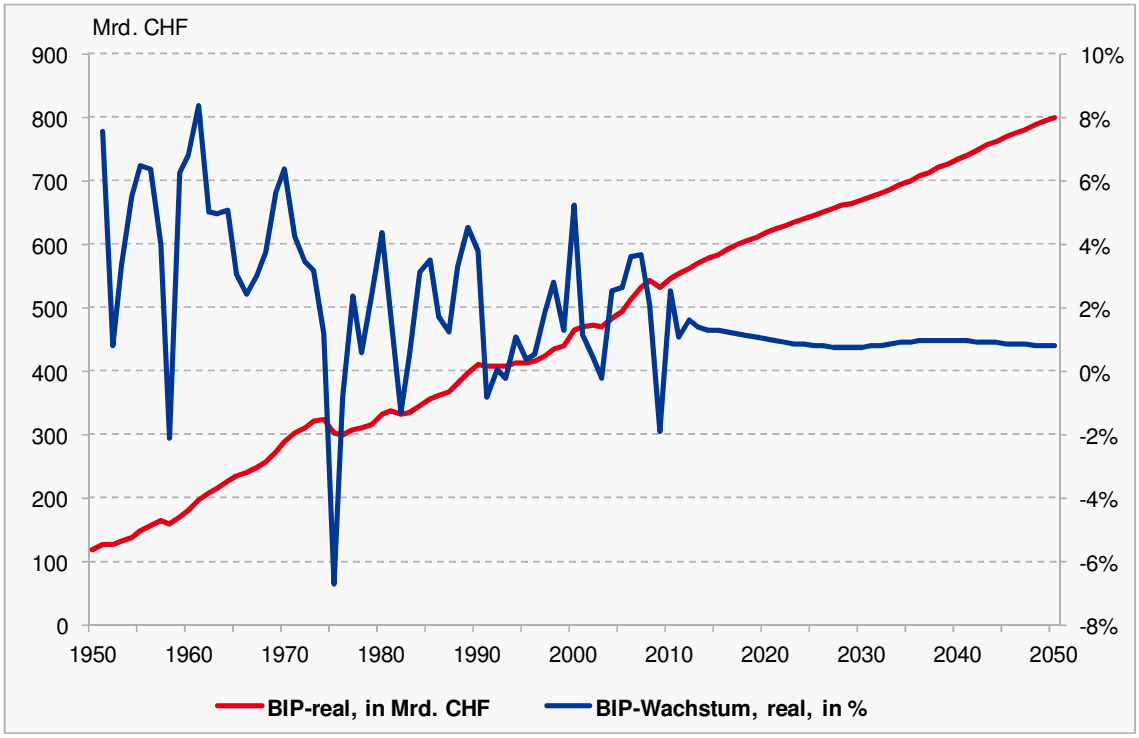
und war in der Vergangenheit auch weitaus höher. Da das relative Wachstum sich jedoch seit Jahrzehnten im unteren einstelligen Bereich bewegt, sind die Auswirkungen langfristig gesehen weniger gravierend, wie das absolute BIP in realen Werten zeigt (Figur 3-2). Auch bezüglich der Verhältnisse im Energiesystem sind eher die langfristigen Entwicklungen prägend; aufgrund der langen Lebensdauer von energierelevanten Investitionen führen Volatilitäten zumeist eher zu abwartendem Investitionsverhalten.

Tabelle 3-3: BIP-Entwicklung in den Szenarien, real, in Mrd. CHF (Preise von 2010), Wachstumsraten in % p.a.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
BIP real	464.2	546.6	617.9	670.5	700.0	734.4	800.7
BIP pro Kopf in Tsd CHF	64.4	69.4	73.2	76.3	78.8	82.0	88.6
		2000-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2035	2035-2040	2040-2050
Wachstumsrate BIP in %		1.6	1.2	0.8	0.9	1.0	0.9
Wachstumsrate BIP pro Kopf in %		0.7	0.5	0.4	0.6	0.8	0.8

Quelle: SECO 2011, eigene Anpassungen

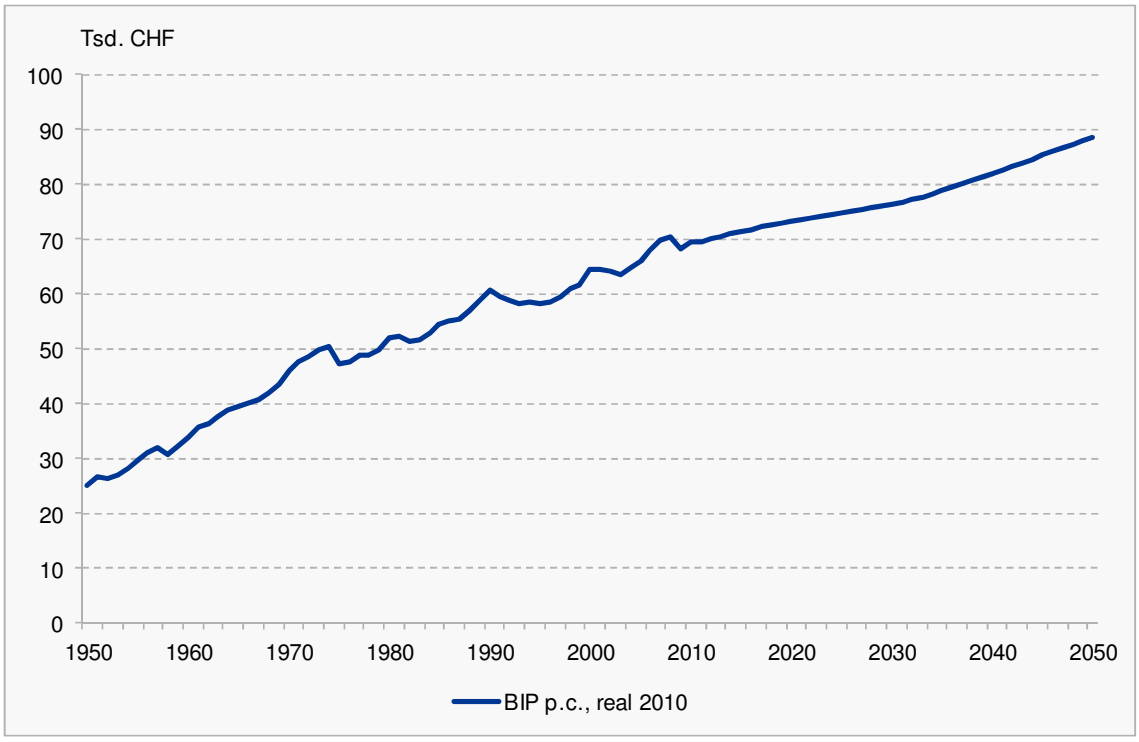
Figur 3-2: Entwicklung des BIP, real, in Mrd. CHF (Preisbasis 2010) und jährliche Wachstumsraten in %, 1950 - 2050



Quelle: SECO 2011, eigene Anpassungen

Gemäss dem aktuellen SECO-Szenario [SECO, 2011] steigt das BIP in Preisen von 2010 von 464.2 Mrd. CHF in 2000 auf 800.7 Mrd. CHF in 2050 (+72.5 %). Das reale BIP pro Kopf erhöht sich von knapp 64 Tsd. CHF im Jahr 2000 auf gut 89 Tsd. CHF im Jahr 2050 (+38 %; Tabelle 3-3 und Figur 3-3). Die Zuwachsrate des Pro-Kopf-Einkommens liegt mit durchschnittlich 0.6 % p.a. unter der BIP-Zuwachsrate von 1.1 % p.a..

Figur 3-3: Entwicklung des BIP pro Kopf, real, in tausend CHF (Preisbasis 2010) p.c., 1950 - 2050

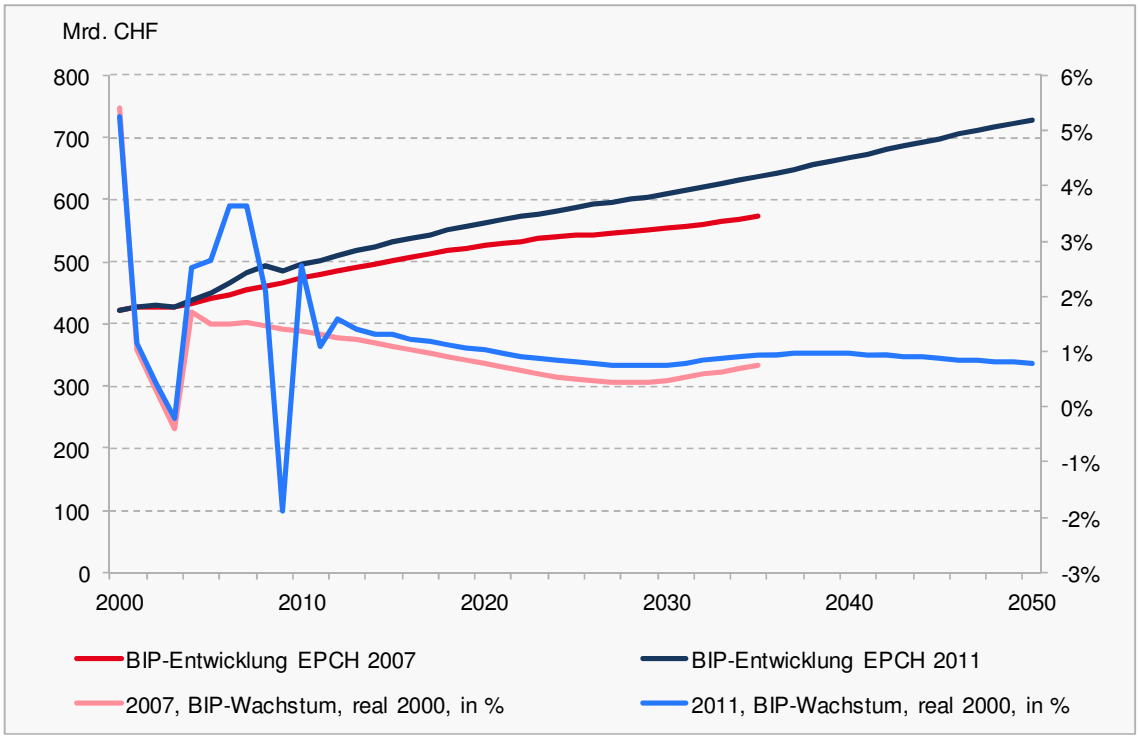


Quelle: SECO, BFS, eigene Berechnungen

Im Vergleich zur BIP-Prognose, die im Rahmen der letzten Energieperspektiven 2007 verwendet wurde, geht die aktuelle BIP-Prognose des SECO [SECO, 2011] von einem stärkeren BIP-Wachstum aus (Figur 3-4). Dies ist einerseits auf ein stärkeres Wachstum im (ex-post) Zeitraum bis 2010 zurückzuführen und andererseits auf die leicht höheren jährlichen Wachstumsraten im Zeitraum 2010 bis 2050. Die höheren Wachstumsraten stehen in engem Zusammenhang mit dem stärkeren Bevölkerungswachstum, verbunden mit einer grösseren Anzahl an Erwerbstätigen.

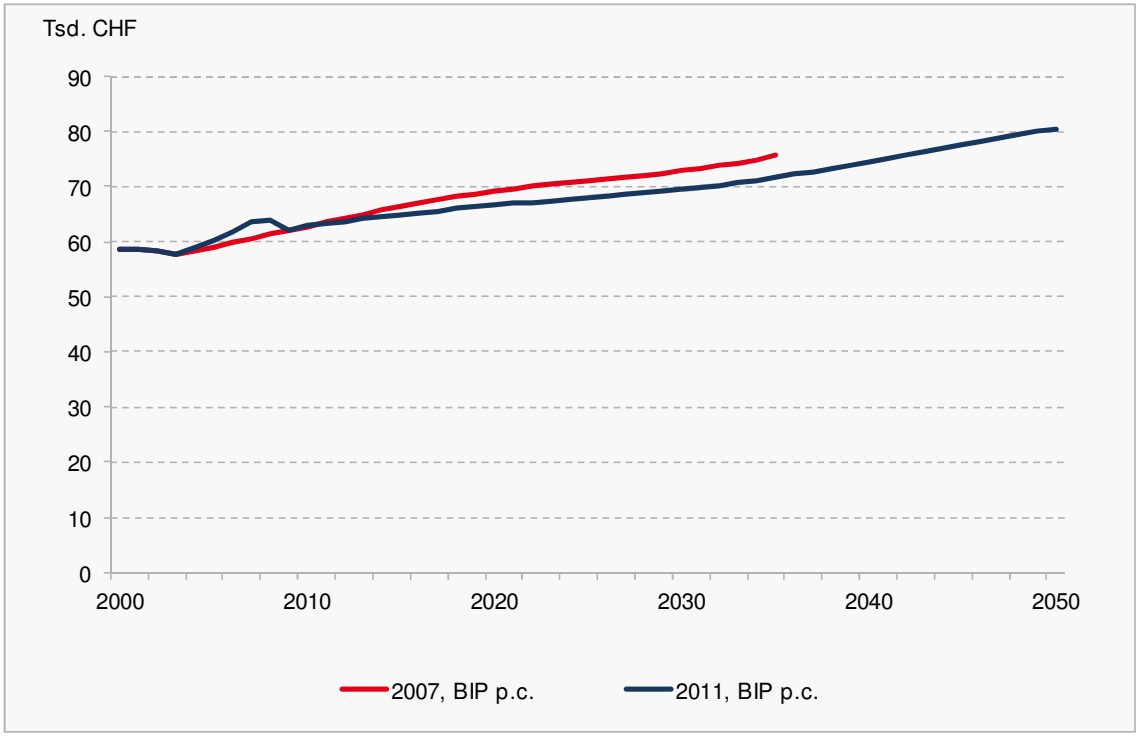
Im Gegensatz zum BIP entwickelt sich das Pro-Kopf-Einkommen ab 2010 in den aktuellen Szenarien weniger stark als in denjenigen der letzten Energieperspektiven. Die aktuellen Szenarien gehen von einem Anstieg des Pro-Kopf-Einkommens auf 71.6 Tsd. CHF in 2035 aus (real, Preisbasis 2000). Den Szenarien 2007 wurde ein Anstieg bis 2035 auf 75.6 Tsd. CHF hinterlegt (Figur 3-5).

Figur 3-4: Vergleich der BIP-Entwicklung in den Energieperspektiven 2007 und der Aufdatierung 2012, real, in tausend CHF (Preisbasis 2000) und relatives BIP-Wachstum in % p.a., 2000 - 2050



Quelle: SECO, BFS, eigene Berechnungen

Figur 3-5: Vergleich der BIP pro Kopf-Entwicklung in den Energieperspektiven 2007 und der Aufdatierung 2012, real, in Tsd. CHF (Preisbasis 2000), 2000 - 2050



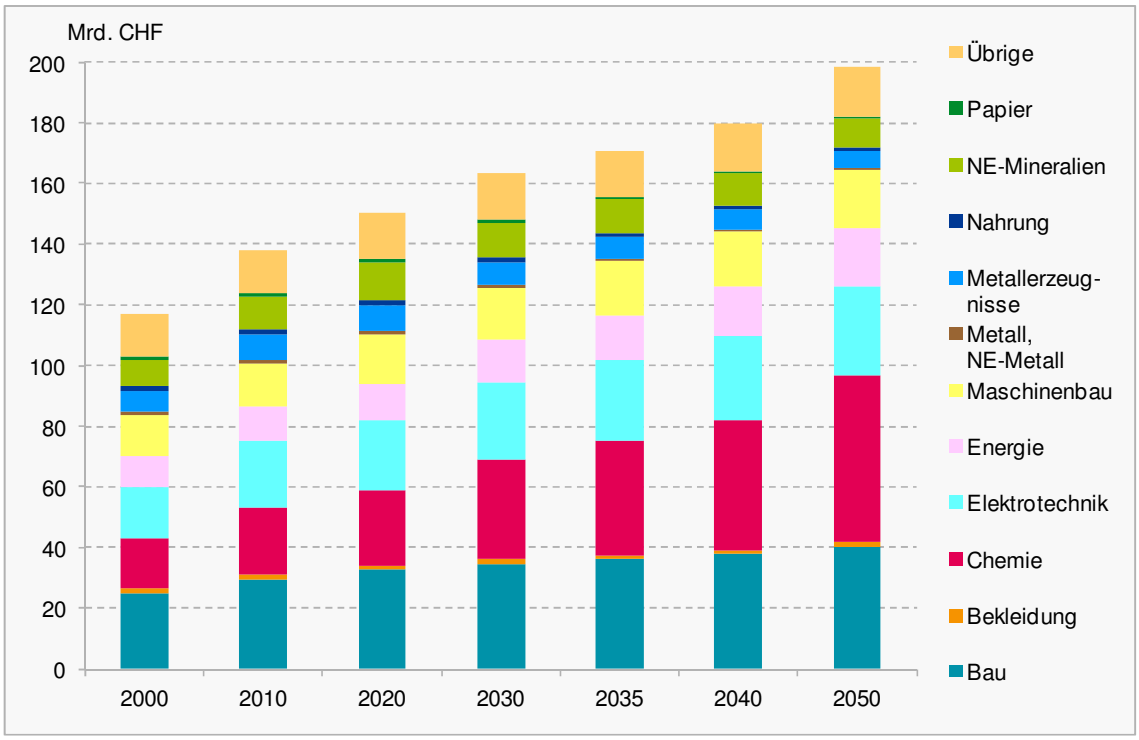
Quelle: SECO, BFS, eigene Berechnungen

3.1.3 Branchenentwicklung

Hinter der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung stehen zum Teil sehr unterschiedliche Veränderungen in den einzelnen Wirtschaftsbranchen. Die Ausgangsdaten für die in den Szenarien verwendete Branchenentwicklung basieren auf einer Studie von Ecoplan [Ecoplan, 2011] im Auftrag der Bundeskanzlei sowie des BFS, die von einer interdepartmentalen Arbeitsgruppe begleitet wurde. Die Fortschreibung der Werte nach 2030 beruht auf Abschätzungen der Prognos AG.

Im Industriesektor erhöht sich die Bruttowertschöpfung im Zeitraum 2000 bis 2050 um 81 Mrd. CHF auf 198 Mrd. CHF (real, in Preisen von 2010). Die in der jüngeren Vergangenheit beobachteten Trends beim interindustriellen Strukturwandel halten im Betrachtungszeitraum an. Dies bedeutet einerseits weitere Anteilsverluste für konsumnahe Branchen (Nahrung und Bekleidung) und solche im energieintensiven Primärgüterbereich (Papiergewerbe, Metalle, NE-Metalle und Mineralien, Metallerzeugnisse). Andererseits gewinnen die investitionsgüterorientierten Branchen im Hoch- und Spitzentechnologiebereich, die vor allem für den Weltmarkt produzieren, Anteile hinzu. Dazu zählen der Maschinenbau, die Elektronik und insbesondere die Chemie. Mit einer Zunahme um 38 Mrd. CHF zeigt sich bei der Chemie das grösste Wachstum (+233 %; Figur 3-6). Ein kräftiges Wachstum verzeichnet auch die Baubranche (+61 %), unter anderem aufgrund des anhaltenden Bevölkerungswachstums und des weiteren Ausbaus der Infrastruktur.

Figur 3-6: Entwicklung der Bruttowertschöpfung im Sektor Industrie nach Branchen, in Mrd. CHF (2010er Preise)

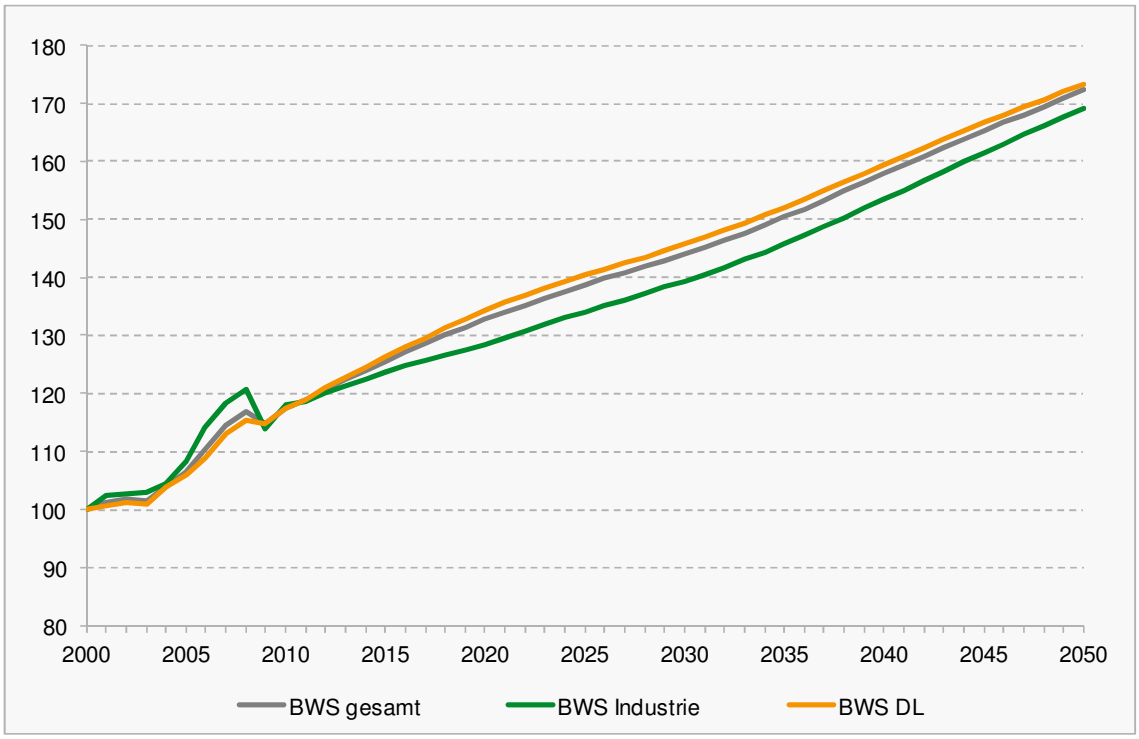


Ecoplan [2011] im Auftrag der Bundeskanzlei und des BFS, eigene Fortschreibung

Im Dienstleistungssektor (inkl. Landwirtschaft) nimmt die Bruttowertschöpfung im Zeitraum 2000 bis 2050 um 236 Mrd. CHF auf 558 Mrd. CHF zu (real, in Preisen von 2010). Die Zunahme im Dienstleistungssektor (+73 %) ist etwas höher als im Industriesektor (+69 %; Figur 3-7). Damit hält der Trend zur Dienstleistungs- und Wissensgesellschaft langfristig an. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass aus der Industrie ausgela-

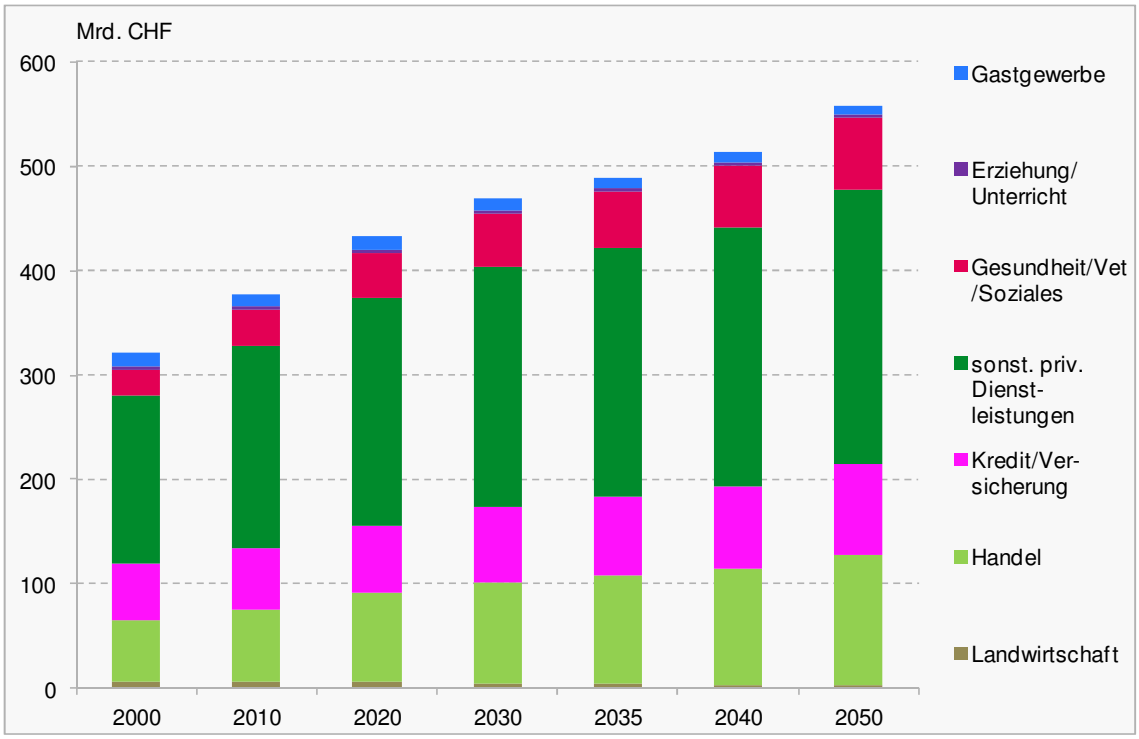
gerte Dienstleistungen wie IT, Forschung und Entwicklung, Test, z.T. bis zum Betrieb von Produktionshallen, bezüglich der statistischen Abgrenzung der Branchen vom Industrie- in den Dienstleistungssektor „wandern“ und dort auch zum Energieverbrauch beitragen. Sie wären ohne den Industriesektor nicht vorhanden; damit wird die Abgrenzung zwischen den beiden Sektoren bezüglich der Interpretation etwas diffus - auch die Wissensgesellschaft ist noch eine Industriegesellschaft. Der Anteil der Dienstleistungen an der Bruttowertschöpfung steigt jedoch nur leicht, von 73 % im Jahr 2000 auf 74 % im Jahr 2050. Überdurchschnittliche Zuwachsraten weisen die Wirtschaftszweige Gesundheit und Soziales (+173 %) und der Handel (+110 %) auf (Figur 3-8). Abnehmende Bruttowertschöpfungen zeigen sich bei der Landwirtschaft (-50 %) und beim Gastgewerbe (-39 %).

Figur 3-7: Indizes der Bruttowertschöpfung von Industrie und Dienstleistungen, Basisjahr 2000



Quelle: Prognos 2012

Figur 3-8: Entwicklung der Bruttowertschöpfung im Sektor Dienstleistungen nach Branchen, in Mrd. CHF (2010er Preise)



Ecoplan [2011] im Auftrag der Bundeskanzlei und des BFS, eigene Fortschreibung

3.1.4 Energiebezugsflächen

Die Ausgangsdaten für die Entwicklung der Energiebezugsflächen (EBF) in den Sektoren Dienstleistungen, Landwirtschaft und Industrie basieren auf Flächenangaben einer Studie von Wüest&Partner. Grundlage für die Energiebezugsflächen in Wohnungen bilden die Volkszählung 2000, die jährlichen Bau- und Wohnbaustatistiken und die Gebäude- und Wohnungsstatistik (GWS). Die Fortschreibung der Flächen erfolgt mittels der sektoralen Bottom-up Modelle. Leitvariablen für die Fortschreibung der Wohnflächen sind die Bevölkerung, die mittlere Haushaltsgrösse und Annahmen über die Abgänge und die Entwicklung der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf. Die Fortschreibung der Flächen in den Wirtschaftssektoren stützt sich auf die Entwicklung der Produktionsmengen und der Anzahl Erwerbstätiger sowie auf Annahmen über die Gebäudeabgänge.

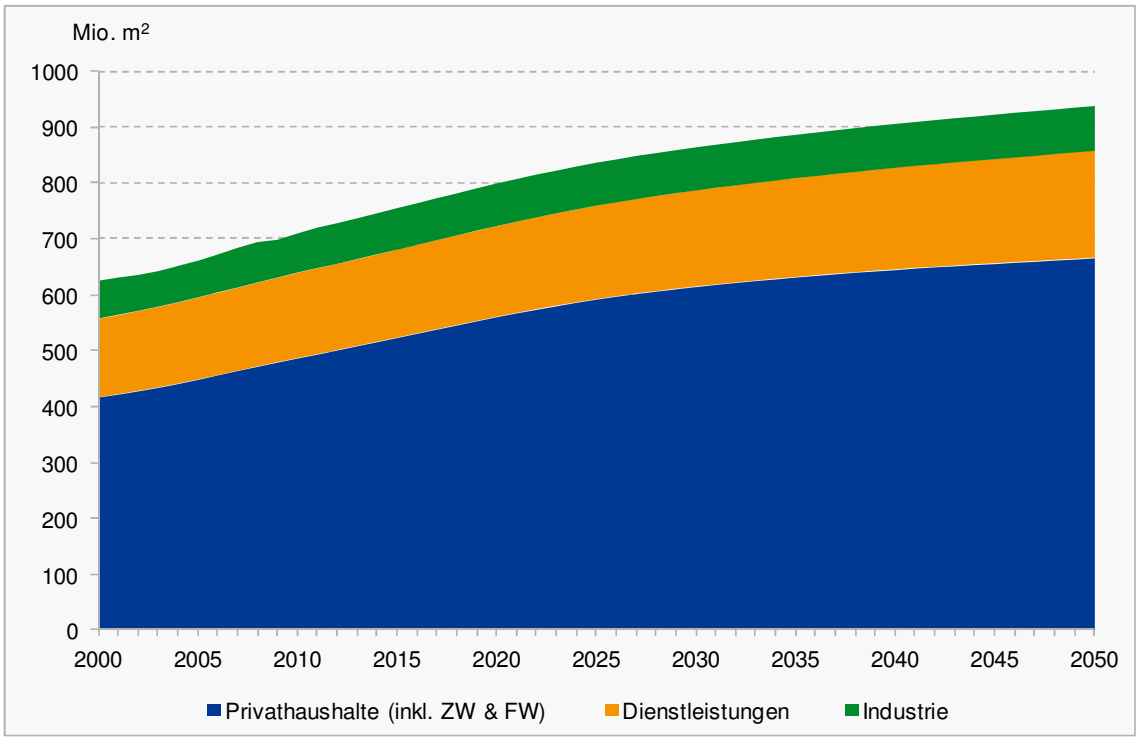
Die Energiebezugsfläche weitet sich in den Szenarien zwischen 2000 und 2050 um 314 Mio. m^2 (+50 %) auf knapp 940 Mio. m^2 aus (Tabelle 3-4). Der Grossteil der Zunahme entfällt auf die Privaten Haushalte, inkl. der Zweit- und Ferienwohnungen. Diese Fläche wächst um 250 Mio. m^2 (+60 %). Dadurch erhöht sich der Anteil der Privaten Haushalte an der Gesamt-Energiebezugsfläche von 67 % im Jahr 2000 auf 71 % im Jahr 2050. Die Energiebezugsfläche des Dienstleistungssektors weitet sich um 51 Mio. m^2 (+37 %) aus, diejenige des Industriesektors um 13 Mio. m^2 (+20 %).

Tabelle 3-4: Entwicklung der Energiebezugsflächen nach Sektoren, in Mio. m² (ZW & FW: Zweit- und Ferienwohnungen)

Energiebezugsflächen in den Sektoren	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Privathaushalte (inkl. ZW + FW)	416.5	486.7	560.5	614.4	631.4	645.0	665.8
Dienstleistungen	139.7	151.8	161.7	171.6	176.5	181.4	191.0
Industrie	67.3	70.3	76.4	77.2	77.8	78.9	80.7
Total	**623.5**	**708.8**	**798.5**	**863.2**	**885.7**	**905.3**	**937.5**

Quellen: Wüest&Partner, Volkszählung 2000, eigene Anpassungen und Fortschreibungen

Figur 3-9: Entwicklung der Energiebezugsflächen nach Sektoren, in Mio. m²



Quellen: Wüest & Partner, Volkszählung 2000, eigene Anpassungen und Fortschreibungen

3.2 Verkehrsleistungen

Grundlage für die Verkehrsleistungen, welche den Energieperspektiven zugrunde liegen, sind die Verkehrsperspektiven des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE). Diese bilden eine wichtige Grundlage für die Verkehrsplanung auf nationaler und regionaler Ebene – etwa zur Beurteilung von Projektvorschlägen, aber auch für die Raumordnungs-, Energie- und Umweltpolitik. Quantitative Vorstellungen über die zukünftige Entwicklung des Verkehrs sind dafür eine wichtige Voraussetzung. Die letzten Perspektivarbeiten datieren von 2004 [„Perspektiven des schweizerischen Güterverkehrs bis 2030“, ARE 2004] bzw. 2006 [„Perspektiven des schweizerischen Personenverkehrs bis 2030“, ARE 2006]. Deren Fokus der Verkehrsperspektiven lag primär auf den Verkehrsleistungen (d.h. Nachfragekennziffern in Form von Personen- oder Tonnen-km), für die Verwendung bei den Energieperspektiven müssen zum Teil ergänzende Annahmen getroffen werden, um auf entsprechende Fahr- oder Betriebsleistungen (in Fahrzeug- oder Zugs-km) zu schliessen, weil diese letztlich den Energiebedarf zu einem wesentlichen Teil mit bestimmen.

In der Zwischenzeit hat sich der Verkehr teilweise in etwas andere Richtungen weiterentwickelt als es in den damaligen Perspektiven erwartet wurde. So hat sich beispielsweise der öffentliche Personenverkehr dynamischer entwickelt als erwartet, andererseits hat der Güterverkehr aufgrund der konjunkturellen Entwicklung weniger stark zugenommen. Gleichzeitig wurden die Datengrundlagen verbessert, verfeinert und zum Teil namhaft angepasst. Zudem hat das Bundesamt für Statistik im Jahr 2010 die Bevölkerungsprognosen aktualisiert und weist für 2030 eine um 7% höhere Bevölkerung aus. In der Folge hat das ARE die Fahr- und Verkehrsleistungen für einen Referenzzustand 2030 auf der Grundlage der aktualisierten Bevölkerungsprognosen und mit Hilfe des nationalen Personenverkehrsmodells [ARE 2010a, ARE 2010b] neu ermittelt. Mit diesem Modell werden die erwarteten soziodemographischen und siedlungsstrukturellen Veränderungen, aber auch die vorgesehenen Angebotsausbauten des Verkehrssystems abgebildet und daraus die Verkehrsnachfrageveränderungen abgeleitet. Die Nachfrageprognosen werden in sog. Quell-Ziel-Matrizen erstellt, und durch Umlegung dieser Fahrtenwünsche auf die Verkehrsnetze (Strasse und Schiene) lassen sich Querschnitts- bzw. Netzbelastungen ermitteln. Dabei werden die Belastungssituationen mit in Betracht gezogen, d.h. attraktivere verkehrliche Bedingungen durch Ausbauten auf Strasse oder Schiene sowie Angebotsverdichtungen im ÖV, aber auch vermehrte Engpässe infolge höherer Belastungen werden für die Prognose berücksichtigt. Letztlich lassen sich aus den Netzbelastungen die entsprechenden Verkehrs- und Fahrleistungen ableiten.

Diese aktualisierten ARE-Angaben [ARE, 2012] wurden den Energieperspektiven zugrunde gelegt. Sie mussten allerdings ergänzt werden. Zum einen gibt das ARE lediglich Eckwerte für 2030 vor, entsprechend mussten Zwischenzeitpunkte festgelegt werden. Andererseits musste der Zeithorizont bis 2050 ausgedehnt werden. Da entsprechende Modellgrundlagen fehlten, musste dies zwangsläufig in pragmatischer Form erfolgen.

3.2.1 Personenverkehr

Gemäss den neuen Angaben des ARE [ARE, 2012] wird der Personenverkehr insgesamt bis ins Jahr 2030 um 25 % (gegenüber 2010) zunehmen. Für den motorisierten Individualverkehr 2030 wird dabei ein Wachstum von 19 % erwartet und für den öffentlichen Personenverkehr eine Zunahme um rund 50%. Für die Fahrleistungen geht das ARE davon aus, dass sich der Besetzungsgrad gegenüber heute nicht verändert. In der Folge verändern sich die letztlich für den Energieverbrauch massgebenden Fahrleistungen der Personenwagen (PWkm) im Gleichschritt mit den Verkehrsleistungen (Pkm).

Ein Vergleich mit den Annahmen, die den letzten Energieperspektiven (2007) zugrunde gelegt wurden (Infras 2007), zeigt zum einen, dass sich die Verkehrsnachfrage in den jüngsten Jahren (2005/10) vor allem im öffentlichen Verkehr (ÖV) dynamischer entwickelt hat. So nahmen gemäss BFS die Pkm im OeV allein im Zeitraum 2005-2010 um rund 19 % zu, während man in den früheren Perspektiven eine entsprechende Zunahme von 6 % erwartete. Vor diesem Hintergrund veranschlagt das ARE das Wachstum für den Zeitraum 2010/2030 neu mit 50 %, was rund einer Verdopplung gegenüber den früheren Erwartungen (25 %) entspricht. Einer der wesentlichen Treiber ist die Bevölkerungsentwicklung, für die früher im Zeitraum 2010/2030 praktisch eine Stagnation angenommen (+1 %), neu wird mit einer Zunahmen von +11 % gerechnet, welche überdies (für 2010) auf einem höheren Niveau (7.86 Mio. gegenüber früher 7.54 Mio.) ansetzt. Mit in Rechnung gestellt werden auch die entsprechenden Ausbauten vor allem im ÖV, aber auch die punktuellen Engpassbeseitigungen auf der Strasse. So wird

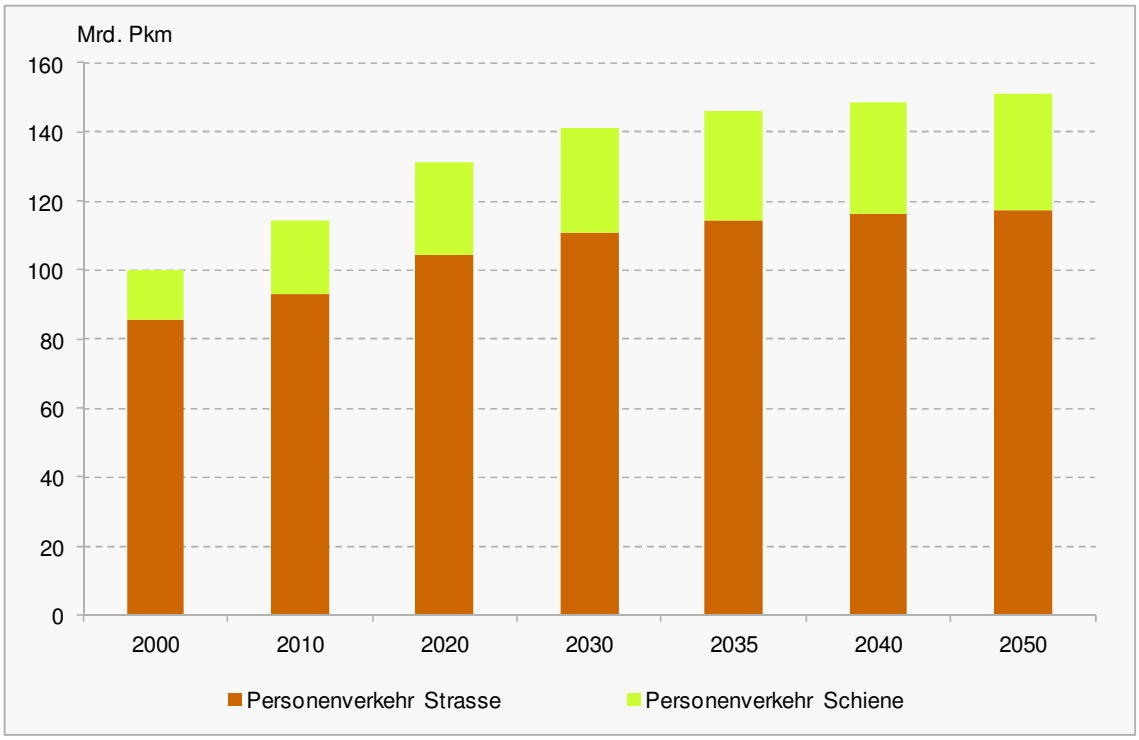
auch das Nachfragewachstum auf der Strasse neu höher eingestuft: war früher von einer Zunahme 2010/2030 von gut 9 % (PWkm) ausgegangen, wird neu auch hier ein rund doppelt so hoher Wert, nämlich 19 % angesetzt. Der Modal Split (ÖV-Anteil) verschiebt sich dadurch von 20 % auf 25%. Die Werte zwischen den Jahren 2010 und 2030 werden in Anlehnung an die früheren Perspektiven interpoliert.

Für die weitere Entwicklung über 2030 hinaus bis 2050 liefert das ARE-Modell keine Angaben. Die Angaben für 2030 werden deshalb in Anlehnung an die vom BFS genannte Bevölkerungsentwicklung weiter gezogen. Dabei wird das Grundmuster einer steigenden spezifischen Verkehrsleistung (von Km/Person), das im ARE-Modell von heute 14.5 km/P auf 16.1 km/P ansteigt, als weiterhin dominierend unterstellt, aber mit doch zunehmend sinkendem Gradienten, so dass für 2050 von einem Wert von 16.8 km/P ausgegangen wird.

Der Anteil der nicht-erwerbstätigen Bevölkerung bzw. der über 65-Jährigen wird gemäss BFS kontinuierlich zunehmen (von heute 17 % auf 24 % im Jahr 2030 auf 28 % im Jahr 2050). Dieses Bevölkerungssegment weist heute noch unterdurchschnittliche Mobilitätskennziffern aus, was sich dämpfend auf das Verkehrsvolumen einwirken könnte. Allerdings werden die „künftigen Älteren“ individuell eine mobilitätsgewohnte Vergangenheit haben, über Zeit und Ressourcen verfügen, eher multimodal unterwegs und in der Folge durchaus zu weiterem Verkehrswachstum beitragen werden.

In Kombination mit der weiterhin, wenn auch geringer ansteigenden Bevölkerungszahl resultiert somit ein weiteres Verkehrswachstum, das sich aber deutlich abdämpft. Konkret wird mit einem weiteren Wachstum von +7 % (2050/2030) und einer noch leichten zusätzlichen Verschiebung des Modal Split (Anteil der Schiene) um einen weiteren Prozentpunkt gerechnet. Insgesamt resultiert so ein Verkehrswachstum von heute (2010) gut 114 Mrd. Pkm auf (2050) 151 Mrd. Pkm. Der Strassenverkehr bleibt der dominierende Verkehrsträger.

Figur 3-10: Verkehrsnachfrage Personenverkehr im Szenario „Weiter wie bisher“



Quelle: Infras 2012

3.2.2 Güterverkehr

Die Eckwerte für den Güterverkehr 2030 wurden ebenfalls auf Angaben des ARE abgestützt [ARE, 2012], deren ursprüngliche Basis ebenfalls die Verkehrsperspektiven aus dem Jahr 2004 sind (mit Bezugsjahr 2002 als Ausgangsbasis für die Prognoseüberlegungen). Diese Angaben wurden den Energieperspektiven 2007 zugrunde gelegt. Über Annahmen zu den wesentlichen sozioökonomischen und verkehrspolitischen Einflussfaktoren wurden drei mögliche Entwicklungsszenarien erarbeitet:

- Im Basisszenario wird von einer trendmässigen Entwicklung der Wirtschaft und der schweizerischen und europäischen Güterverkehrspolitik ausgegangen. Entsprechend unterscheiden sich die Alternativszenarien hauptsächlich durch die Veränderung des Wirtschaftswachstums und der Intensität der Verlagerungspolitik in der Schweiz und in Europa.

- Das Alternativszenario 1 – „Bahndynamik und Alpenschutz in Europa“ – geht gegenüber dem Basisszenario von einer stärkeren Wirtschaftsentwicklung mit entsprechend grösserem Güterverkehrswachstum aus. Dies erhöht den Druck auf eine starke Bahn, so dass auch in Europa die Verlagerungspolitik deutlich intensiviert wird.

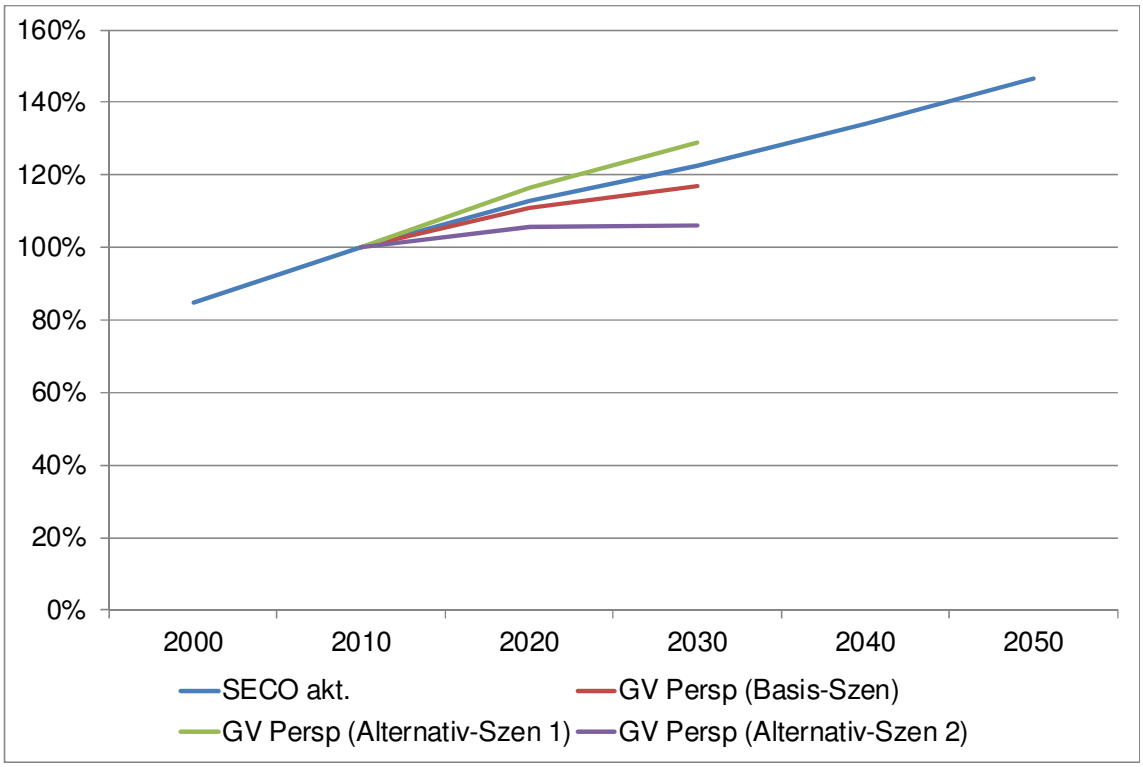
- Im Alternativszenario 2 – „Stagnation und schwache Bahn“ – „dümpelt“ die Wirtschaft. Vor allem in Europa bremst dies die Bereitschaft zu einer forcierten Liberalisierung und Verbesserung der Bahn. Knapper werdende öffentliche Finanzmittel werden eher in punktuelle Kapazitätserweiterungen bei der Strasse eingesetzt.

Für die aktualisierten Energieperspektiven waren mit Blick auf das Szenario „Weiter wie bisher“ zwei Aspekte relevant: Zum einen hat die konjunkturelle Entwicklung in den letzten Jahren im Güterverkehr – anders als im Personenverkehr – auch zu Rückgängen des Verkehrsvolumens geführt, so dass die Ausgangslage 2010 neu an die effekti-

ven Zahlen des BFS anzupassen war. Zum andern stehen von Seiten BFS bzw. SECO neue Szenarien für die Bevölkerungs- bzw. die BIP-Entwicklung zur Verfügung, welche über den damaligen Zeitpunkt (2030/35) hinausgehen und auch nennenswerte Abweichungen davon umfassen. In der Folge wurde versucht, die bisherigen Szenarien in die neuen Vorgabezahlen von BFS/SECO „einzupassen". Diese neuen Vorgaben bezüglich längerfristiger Entwicklung zeigen keine Rückgänge und auch keine Stagnation, sondern vielmehr ein durchaus nennenswertes Wachstum. In der Konsequenz ist zu erwarten, dass die weitere wirtschaftliche Entwicklung diese positiven Impulse aufnimmt. Die Bevölkerung will auch künftig versorgt werden, wird sicher nicht sinkende Konsumansprüche haben und muss, um diese zu befriedigen, wertschöpfend, d.h. produktiv tätig sein. Für die Nachfrage nach Güterverkehrsleistungen ergeben sich daraus unmittelbare Konsequenzen: Neben der unmittelbaren Versorgung der weiter wachsenden Bevölkerung und den damit verbundenen Transportvorgängen bringt dies auch positive Impulse für vorgelagerte Industrien wie die Nahrungsmittelindustrie, es kommt zu weiter anhaltender Bautätigkeit zur Schaffung entsprechenden Wohnraumes wie auch für Infrastrukturen zur Sicherstellung der Mobilität dieser Bevölkerung – Aktivitäten, die alle mit entsprechenden Transportaktivitäten verbunden sind. Das Bruttoinlandsprodukt steht dabei als Kenngrösse der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung im Zentrum und ist Leitindikator für die Güterverkehrsnachfrage. Allerdings ist dabei zu beachten, dass die Binnennachfrage lediglich etwa 50% der Verkehrsleistung (in Tkm) ausmacht, während gut 20% auf den Import-/Export-Verkehr und knapp 30% auf den Transitverkehr fällt. Letzterer ist nicht zwangsläufig ans CH-BIP gekoppelt, sondern hängt stark von der Aussenhandelsentwicklung Italiens ab, die hier nicht eigens thematisiert, sondern in Analogie aus den früheren Verkehrsperspektiven übernommen wurde.

Parallel dazu interessiert die „Transportintensität", das Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Leistung (in Franken) und Verkehrsaufkommen in Tonnen bzw. Verkehrsleistung in Tkm. Für die Einpassung wurden die Szenario-Annahmen bezüglich Transportintensitäten aus den ARE-Güterverkehrsperspektiven implizit übernommen. Hingegen wurde die gesamtmodale Verkehrsentwicklung für das Szenario WWB durch Einpassung in das BIP-Spektrum der früheren Szenarien abgeleitet. Die nachstehende Figur zeigt die relativen BIP-Entwicklungen der verschiedenen Szenarien gemäss Güterverkehrsperspektiven. Gleichzeitig ist die analoge Entwicklung des aktualisierten SECO-Szenarios [SECO, 2011] eingetragen (jeweils relativ und bezogen auf das Jahr 2010). Darin zeigt sich, dass die neue BIP-Entwicklung zwischen dem Basis- und dem Alternativ-Szenario 1 liegt. Dementsprechend wurde die gesamtmodale Entwicklung abgleitet, d.h. deren relativer Entwicklungsverlauf liegt zwischen Basis- und dem Alternativ-Szenario 1, mit Ausgangspunkt 2010 gemäss BFS-Angaben.

Figur 3-11: Relative BIP-Entwicklung gemäss Güterverkehrsperspektiven [ARE 2004] im Vergleich zur Aktualisierung SECO



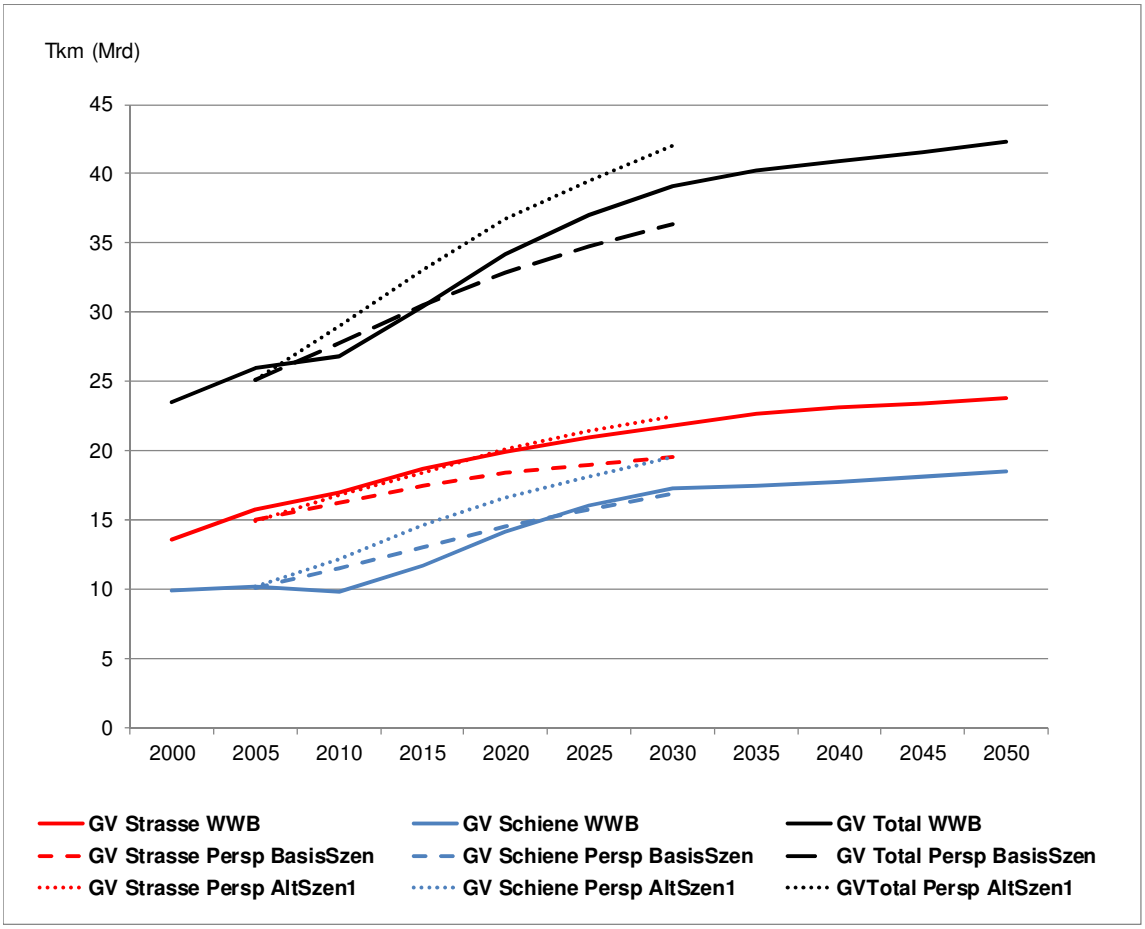
Quelle: ARE 2004, SECO 2011

Für die modale Entwicklung Schiene bzw. Strasse orientiert sich das Entwicklungsmuster auch im Szenario „Weiter wie bisher“ stärker am Alternativ-Szenario 1 als am damaligen Basisszenario. Motiviert wird dies durch eine Reihe von Faktoren. So ist die Verlagerungspolitik im Güter(transit)verkehr eine erklärte Strategie, mithin also ein kennzeichnendes Element des „Bisher“. Dazu gehören die Beschlüsse zum Bau der NEAT und den Bestrebungen zum Ausbau der Zufahrtsstrecken bzw. von 4-m-Korridoren (einschliesslich einiger Schlüsselprojekte innerhalb der TEN-Korridore auf EU-Ebene). Neben baulichen Kapazitätsausweitungen gehört auch der Einsatz von kapazitätssteigernden Technologien wie ETCS dazu. Teil davon ist auch die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe (LSVA) mit Fokus auf die Internalisierung aller mit dem Transport von Gütern verbundenen Kosten; dies gilt namentlich auch für die internationalen Verkehre, wo die EU mit Wegekostenrichtlinie gleichgezogen hat. Es ist zu erwarten, dass sich in der Folge der Strassengüterverkehr tendenziell verteuern wird. Auch weitere bestehende Instrumente, wie etwa Nachtfahrverbote, Dosierung des Strassengüterverkehrs, Geschwindigkeitslimit oder Überholregime etc. sind Teil des bestehenden Regulativs, auch wenn ihre Wirkung eher lokaler Art ist und nicht die grossen Modal-Split-Veränderungen bewirken. Im Übrigen kann – durchaus unter dem Label des „weiter wie bisher“ – die Bestrebungen namentlich seitens der Verladerschaft steigen, den ökologischen Fussabdruck ihres Wirtschaftens zu vermindern. Der Trend zu „gesamtmodalen Angeboten“, d.h. hin zu Anbietern, welche mit allen Verkehrsträgern operieren und unter wirtschaftlichen wie auch ökologischen Aspekten die Transportkette gestalten. Schliesslich kann man bei der Schiene noch mehr Potenzial für Produktivitätssteigerungen (im inländischen wie insbesondere im internationalen Verkehr) orten, während die Strasse diese schon weitergehend genutzt hat; bei letzterer können vielmehr infrastruktur-bedingte Engpässe weitere Produktivitätssteigerungen. In der Summe spricht deshalb einiges dafür, das Vorzeichen der langfristigen Entwicklung bei der Bahn eher positiv zu setzen.

In absoluten Grössen ausgedrückt resultiert ein Mengengerüst mit einer Gesamtnachfrage (in Tkm/a) im Jahr 2030, welches zwischen dem Basis- und Alternativszenario 1 liegt. Ähnliches gilt auch für den Strassenverkehr, während für die Schiene die Werte 2030 praktisch deckungsgleich sind mit dem Basis-Szenario. Insgesamt wird demnach mit einem Verkehrswachstum 2010/2030 von +46% gerechnet und einer gleichzeitig Modal Split-Verschiebung von 37 % auf 44 % (Anteil Schiene). Darin eingerechnet ist die neu dynamischere Bevölkerungsentwicklung.

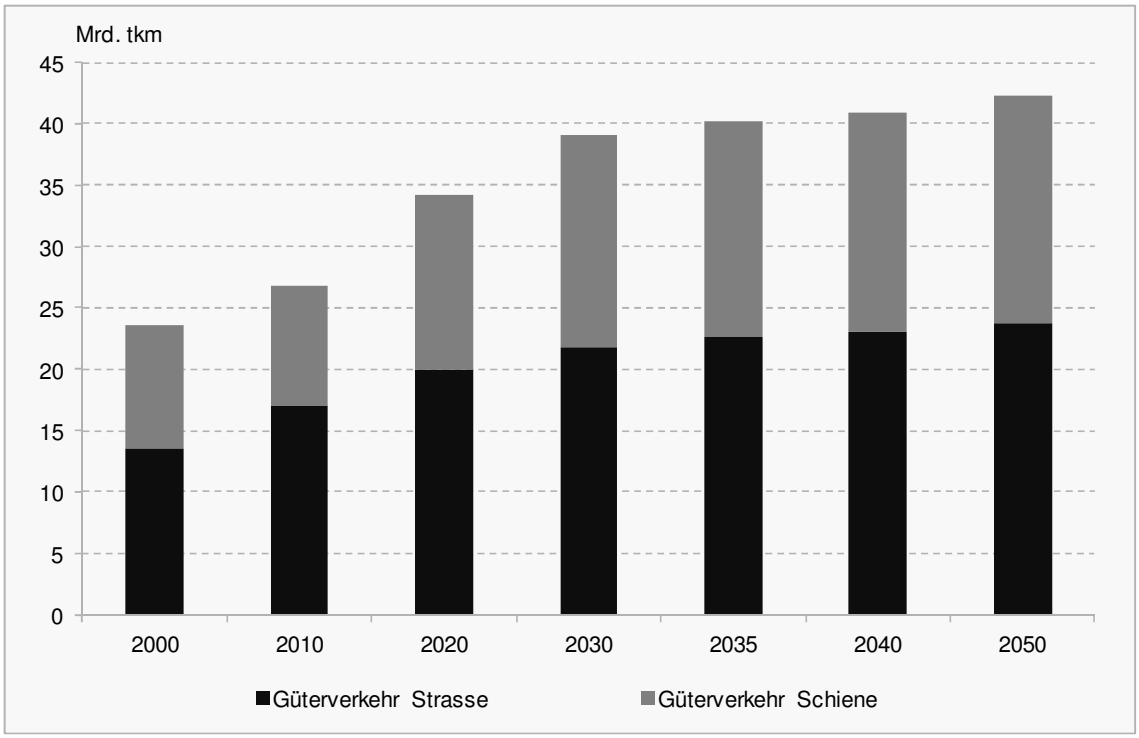
Eine Kernfrage ist ob eine Entkopplung zwischen wirtschaftlichem Wachstum und Güterverkehr stattfinden kann und welchen Spielraum es für diese Entkopplung, was letztlich den Rückgang der Intensitäten bedeutet, gibt. Die im Mengengerüst nach 2030 bis 2050 unterstellte Entwicklung geht implizit davon aus, dass eine solche, wenn auch moderate Trendwende längerfristig umsetzbar wird, weil die Verkehrsleistungsentwicklung zwar noch immer ansteigend ist, aber doch leicht unter der BIP Entwicklung (von SECO) verläuft.

Figur 3-12: Verkehrsnachfrage Güterverkehr im Szenario „Weiter wie bisher“ im Vergleich zu den Szenarien der Güterverkehrsperspektiven des ARE [ARE, 2004]



Quelle: Infras 2012

Figur 3-13: Verkehrsnachfrage Güterverkehr im Szenario „Weiter wie bisher“



Quelle: Infras 2012

3.2.3 Verkehrsleistungen in den Szenarien „Politische Massnahmen” (POM) und „Neue Energiepolitik” (NEP)

Das Szenario „Politische Massnahmen“ unterstellt gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzliche politische Instrumente zur Beeinflussung der Energienachfrage, das Szenario „Neue Energiepolitik“ seinerseits stellt die Erreichung der gesetzten Energie- und CO_2-Ziele in den Mittelpunkt. In beiden Szenarien stellt die Ausnutzung der technischen Möglichkeiten einen Schwerpunkt dar. Breitbandige Effizienzgewinne und Nutzen aller Optionen sollen die Energienachfrage dämpfen. Gleichwohl stellt sich die Frage, wieweit auch die Aktivitäten (Verkehrsmengen, -leistungen) Potenziale liefern, um die Nachfrage zu dämpfen. Für das POM-Szenario ist keine Änderung am Mengengerüst gegenüber dem WWB-Szenario unterstellt, zumal in dem Szenario „Weiter wie bisher“ durchaus gegenüber der Vergangenheit zurückhaltende Wachstumsraten und gleichzeitig eine deutliche Modalsplit-Verschiebung angenommen wird. Darin ist beispielsweise vermehrtes nichtlokales Arbeiten (z.B. unterwegs, im öffentlichen Raum, aber auch im Heimbüro) abgebildet. Zudem ist im WWB auch im Strassenverkehr ein intensiviertes Verkehrsmanagement unterstellt, um durch bessere Ausnutzung und Steuerung mit nur punktuellen Ausbauten die nötigen Kapazitäten verfügbar zu haben, um das Wachstum von rund 25 % bewältigen zu können. Im Güterverkehr wird überdies eine – wenn auch langfristige – moderate Entkopplung von Wirtschafts- und Güterverkehrswachstum unterstellt.

Auch das NEP-Szenario nutzt alle technischen Möglichkeiten aus, die sich antriebsseitig wie verkehrsorganisatorisch bieten. Zusätzlich unterstellt das NEP-Szenario jedoch auch einen Paradigma-Wechsel, der auch die Aktivitäten umfasst. Auf den Verkehr übertragen heisst dies, dass auch Verkehrsmengen und –leistungen in einem solchen Szenario entlang einem (moderat) andern Pfad verlaufen können. Unterstellt wird dabei, dass einerseits das gesamtmodale Verkehrswachstum weniger ausgeprägt verläuft als im WWB-Szenario, andererseits eine gegenüber dem WWB noch prononcier-

tere Verlagerung zum Schienenverkehr stattfindet. Das Ausmass dieser Differenzen im Vergleich zum WWB-Szenario wird so interpretiert, dass der Strassenverkehr im Personen- wie im Güterverkehr gegenüber heute auch im NEP-Szenario durchaus noch zunimmt, allerdings in moderatem Mass, und das künftige Wachstum durch den öffentlichen Verkehr aufgefangen wird. Dieses leicht geringere Verkehrswachstum entspricht somit noch nicht einer ernsthaften „Suffizienzstrategie“.

In der Folge ergeben sich für die verschiedenen Szenarien die in Tabelle 3-5 bzw. Figur 3-14 aufgezeigten Verkehrsentwicklungen[1].

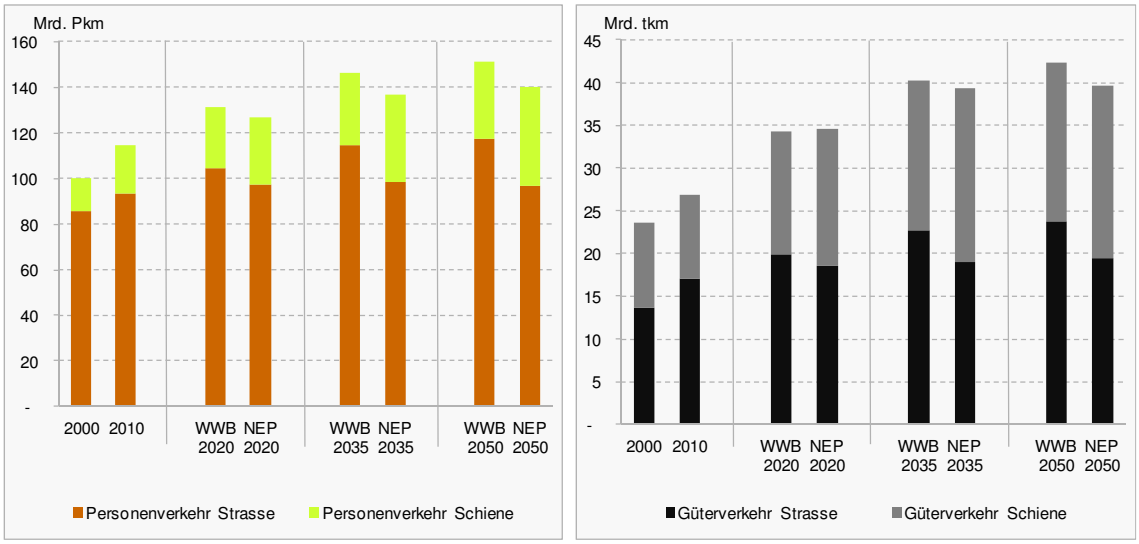
Tabelle 3-5: Vergleich der Verkehrsnachfrage im Personen- bzw. Güterverkehr in den Szenarien WWB/POM und NEP, in Mrd. Pkm, bzw. Mrd. tkm

"Weiter wie bisher" und "Politische Massnahmen"	**Einheit**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Personenverkehr Strasse	Mrd. Pkm	85.3	93.2	104.6	110.9	114.5	116.2	117.2
Personenverkehr Schiene	Mrd. Pkm	14.8	21.0	26.5	30.3	31.5	32.6	34.0
Total Personenverkehr	Mrd. Pkm	**100.1**	**114.2**	**131.1**	**141.1**	**146.0**	**148.8**	**151.3**
Güterverkehr Strasse	Mrd. tkm	13.6	17.0	20.0	21.8	22.7	23.1	23.8
Güterverkehr Schiene	Mrd. tkm	10.0	9.9	14.3	17.3	17.6	17.8	18.6
Total Güterverkehr	Mrd. tkm	**23.6**	**26.9**	**34.2**	**39.1**	**40.3**	**40.9**	**42.3**
"Neue Energiepolitik"	**Einheit**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Personenverkehr Strasse	Mrd. Pkm	85.3	93.2	97.3	97.8	98.1	97.2	96.8
Personenverkehr Schiene	Mrd. Pkm	14.8	21.0	29.3	36.9	38.9	41.2	43.4
Total Personenverkehr	Mrd. Pkm	**100.1**	**114.2**	**126.6**	**134.8**	**137.0**	**138.3**	**140.3**
Güterverkehr Strasse	Mrd. tkm	13.6	17.0	18.6	19.0	19.1	19.1	19.4
Güterverkehr Schiene	Mrd. tkm	10.0	9.9	16.0	19.7	20.2	20.2	20.3
Total Güterverkehr	Mrd. tkm	**23.6**	**26.9**	**34.5**	**38.7**	**39.3**	**39.2**	**39.7**

Quelle: ARE, Berechnungen Infras 2012

[1] Im Personenverkehr wird hier differenziert zwischen Strasse und Schiene, d.h. die Autobusse werden der Strasse“ zugeordnet, da die Energieberechnungen im Strassenmodell berechnet werden. Deshalb sind die Daten auf dieser Aggregationsebene nicht direkt mit den Angaben in ARE (2012) vergleichbar.

Figur 3-14: Vergleich der Verkehrsnachfrage im Personen- bzw. Güterverkehr in den Szenarien WWB/POM und NEP, in Mrd. Pkm, bzw. Mrd. tkm



Quelle: Infras 2012

3.3 Weltmarkt-Energiepreise

Die Preise der Energieträger Erdöl und Erdgas sind in hohem Mass durch die Weltenergiemärkte bestimmt und steigen bis 2050 deutlich an. Am Weltmarkt liegt der reale Ölpreis im Jahr 2035 mit 114 US-$(2010)/Barrel um mehr als 230 % höher als im Jahr 2000. Diese Entwicklung orientiert sich an der Einschätzung des IEA World Energy Outlook 2010, Szenario „new energy policy“ [IEA, 2010]. Für die Preisentwicklung nach 2035 werden eigene Annahmen getroffen, dabei wird von einer Abschwächung des Preisanstiegs ausgegangen. Im Jahr 2050 erreicht der reale Ölpreis rund 117 US-$(2010)/Barrel. Gegenüber 2000 bedeutet dies eine Zunahme um den Faktor 3.4 (Tabelle 3-6).

Der CO_2-Preis steigt gemäss dem IEA-Szenario „new energy policy“ von 15 US-$(2010)/t CO_2 in 2010 auf 50 US-$(2010)/t CO_2 in 2035. Es wird davon ausgegangen, dass sich der CO_2-Preis bis ins Jahr 2050 auf 56 US-$(2010)/t CO_2 erhöht.

Tabelle 3-6: Entwicklung der Weltmarktrohölpreise und der CO_2-Preise in den Szenarien, in Preisen von 2010

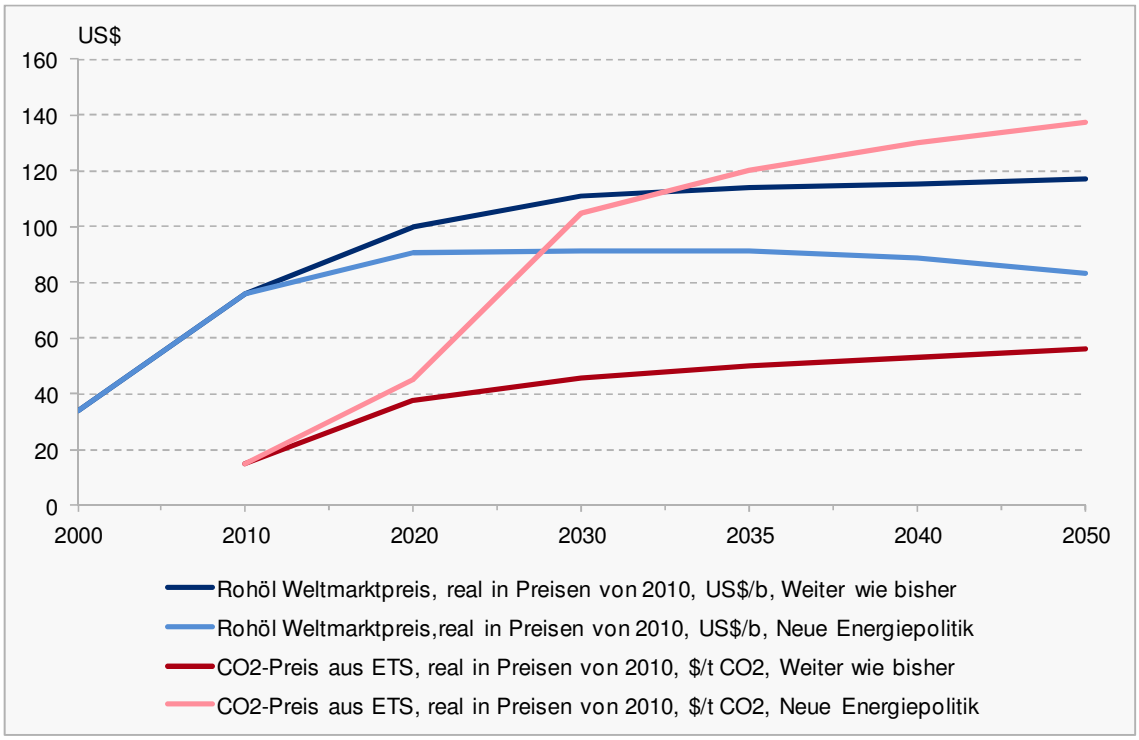
"Weiter wie bisher" / "Politische Massnahmen"	**Einheit**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Rohöl Weltmarktpreis	US$/b	34.3	76.0	99.9	111.1	114.1	115.3	116.9
CO_2-Preis aus ETS	$/t CO_2		15.0	38.0	46.0	50.0	53.0	56.0
"Neue Energiepolitik"	**Einheit**	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Rohöl Weltmarktpreis	US$/b	34.3	76.0	90.8	90.9	90.9	88.8	83.5
CO_2-Preis aus ETS	$/t CO_2		15.0	45.0	105.0	120.0	130.0	137.0

ETS: Emission Trading System *Quellen: IEA, OPEC, eigene Berechnungen*

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ orientiert sich die Entwicklung der Weltmarktrohölpreise am IEA-Szenario „450 ppm“. Dieses Szenario geht von einer ambitionierten internationalen Klimapolitik aus. Die globale Klimaerwärmung soll auf maximal 2°C be-

schränkt werden. Die Nachfrage nach Rohöl ist dadurch stark rückläufig. Der Nachfrage wirkt sich auf die Entwicklung der Weltmarktpreis von Rohöl aus. Bis 2020 stabilisiert sich der Preis bei rund 90 US-$(2010)/Barrel. Es wird davon ausgegangen, dass der Preis nach 2035 leicht rückläufig ist und in 2050 bei 83.5 US-$(2010)/Barrel liegt. Im Gegensatz zum Rohölpreis erfährt der CO_2-Preis im Szenario „450 ppm“ einen starken Anstieg, bis 2035 erhöht sich der CO_2-Preis auf 120 US-$(2010)/t CO_2. Bis 2050 steigt der Preis auf 137 US-$(2010)/t CO_2. Aufgrund der stark ansteigenden CO_2-Preise sind die Konsumenten im Szenario „450 ppm“, und damit auch im Szenario „Neue Energiepolitik“ mit einem höheren Ölpreis konfrontiert als im Szenario „new energy policy“, respektive in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ (Figur 3-15).

Figur 3-15: Entwicklung der Weltmarktrohöl- und CO_2-Preise in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“, in Preisen von 2010



ETS: Emission Trading System *Quellen: IEA, OPEC, eigene Berechnungen*

Die inländischen Verbraucherpreise werden auf der Basis der Weltmarkt- bzw. Einfuhrpreise unter Berücksichtigung von Wechselkursveränderungen, allfälligen Verarbeitungskosten (Raffinerien, Transport im Inland, Netze, Handelsmargen etc.), von Produktionssteuern, der CO_2-Abgabe und – bei den Haushalten und im nichtgewerblichen Verkehr – der Mehrwertsteuer ermittelt. Dies geschieht zunächst auf Basis der jeweiligen nominellen Preise. Diese werden dann mit dem Landesindex der Konsumentenpreise bzw. dem Index der Produzentenpreise deflationiert und in reale Preise überführt.

Die inländischen Kostenkomponenten für Umwandlung, sonstige Verarbeitung, Aufbereitung, Transport im Inland, Produzenten- und Handelsmargen werden real weitgehend konstant gehalten. Ihre nominale Entwicklung wird mit einem Mix aus Produzentenpreisindex und BIP-Deflator fortgeschrieben. Bei den Raffinerien wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Umwandlungskosten (Verluste) ölpreisabhängig ist und mithin dem nominalen Ölimportpreis folgt.

Bei der Fortschreibung der Mineralölsteuern und beim Mineralölsteuerzuschlag auf Treibstoffe werden die Steuersätze periodisch alle 5 Jahre der Inflation angepasst und zusätzlich um nominal 1.5 Rp. erhöht. Die CO_2-Abgabe auf Brennstoffen von aktuell 36 CHF/t und der Klimarappen auf Treibstoffen von 1.5 Rp./Liter werden ebenfalls der Inflation angepasst, aber nicht real erhöht, d.h. in Preisen von 2010 verbleibt die CO_2-Abgabe bei 36 CHF/t und der Klimarappen bei 1.5 Rp./Liter. Der nominale Preis für CO_2 erreicht in 2050 63 CHF/t CO_2. Für den Mehrwertsteuersatz wird ein Anstieg von derzeit 8.0 % auf 9.6 % im Jahr 2050 unterstellt.

Unter Einbeziehung der Steuern und Abgaben steigen die realen Konsumentenpreise für Energie zwischen 2000 und 2050 deutlich an (Tabelle 3-7 sowie in Figur 3-16 und Figur 3-17). Bei den privaten Haushalten weist Holz mit einer annähernden Verdreifachung bis 2050 den stärksten Preisanstieg auf. Die Verbraucherpreise für fossile Brennstoffe steigen ebenfalls deutlich an: Heizöl +140 % und Erdgas +130 %. Die Anstiege bei den Treibstoffen sind vergleichsweise gering: Diesel +40 % und Benzin +30 %.

Die Strompreise für Endverbraucher hängen von den gewählten und untersuchten Stromangebotsvarianten ab. Da einige im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ eingesetzten Instrumente direkt über Preiswirkungen und Amortisationszeiten von Einsparinvestitionen wirken, wird als Referenz das Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C verwendet. Die Strompreise für die verschiedenen Verbrauchergruppen setzen sich aus den betriebswirtschaftlichen Gestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks (bestehende und neue Kraftwerke), Netzkosten sowie entsprechenden Verteilungs- und Entlastungseffekten zusammen. Da die Energiepreise in der Schweiz regional recht unterschiedlich sein können, wird hier ein gemittelter Preis gemäss ElCom verwendet (in Tabelle 3-7 ist der Preis der Verbraucherkategorie III ausgewiesen, welche einem Jahresverbrauch von rund 4‘500 kWh/Jahr entspricht). Im Zeitraum 2010 bis 2050 steigt im Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C, der Strompreis von 23.6 Rp./kWh auf 28.8 Rp./kWh (+22 %).

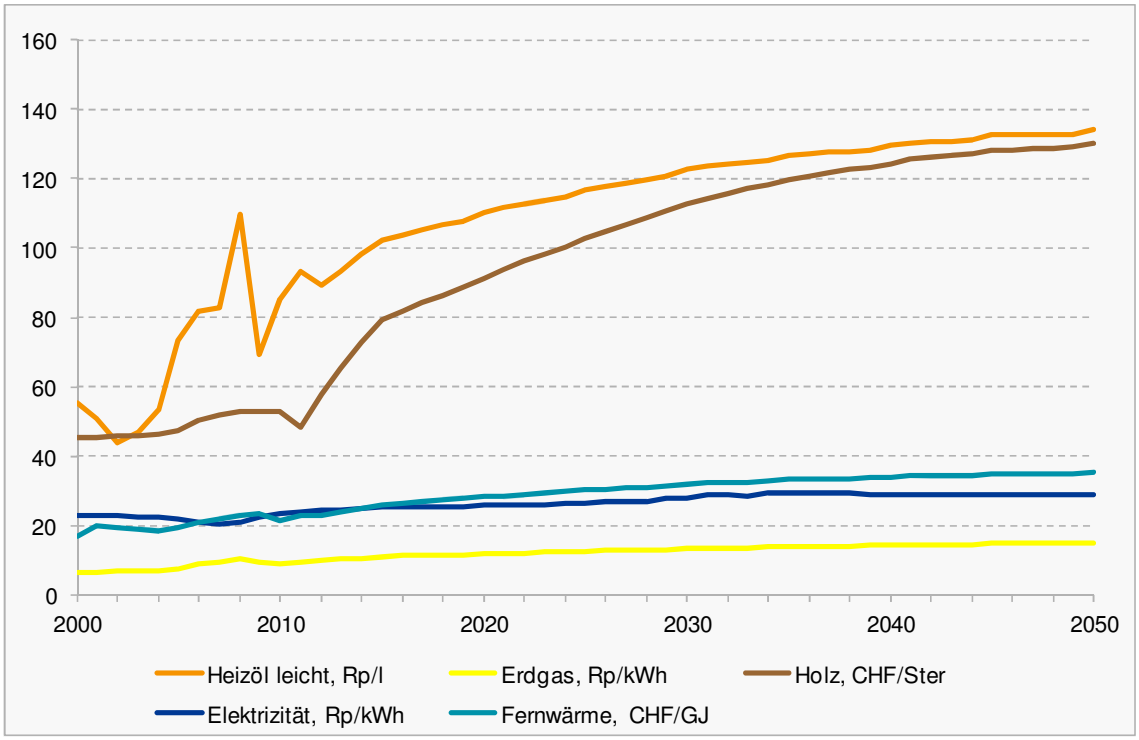
In dieser Arbeit wird zunächst davon ausgegangen, dass die Steuern und Abgaben in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politisches Instrumentenpaket“ real nicht, oder nur gering erhöht werden (Mehrwertsteuer, Mineralölsteuerzuschlag). Daher resultiert der grösste Teil der Preissteigerungen aus den höheren Beschaffungskosten bzw. den Preisentwicklungen auf den internationalen Brennstoffmärkten. Der Anstieg des Strompreises ist hauptsächlich auf die Ersatzinvestitionen bei, den Zubau von Gaskombikraftwerken und steigende Netzkosten zurückzuführen. Der Einfluss des Anstiegs des KEV-Zuschlags von 0.45 Rp./kWh auf 0.9 Rp./kWh ist vergleichsweise gering.

Tabelle 3-7: Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ Verbraucherpreise für Energie, 2000 – 2050, in Preisen von 2010

Endverbraucherpreise, real 2010	Einheit	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizöl leicht, Rp/l	Rp/l	55.4	85.4	110.0	122.6	126.9	129.5	134.4
Erdgas, Rp/kWh	Rp/kWh	6.5	9.1	11.8	13.3	13.9	14.3	14.9
Holz, CHF/Ster	CHF/Ster	45.4	52.8	91.3	112.5	119.6	124.4	130.0
Elektrizität, Rp/kWh	Rp/kWh	23.0	23.6	25.7	27.8	29.3	28.7	28.8
Fernwärme, CHF/GJ	CHF/GJ	16.7	21.6	28.1	31.9	33.1	34.0	35.3
Benzin 95	CHF/l	1.53	1.64	1.84	1.94	1.98	2.00	2.04
Benzin 98	CHF/l	1.58	1.69	1.88	1.98	2.02	2.04	2.09
Diesel	CHF/l	1.57	1.72	1.97	2.09	2.13	2.15	2.19

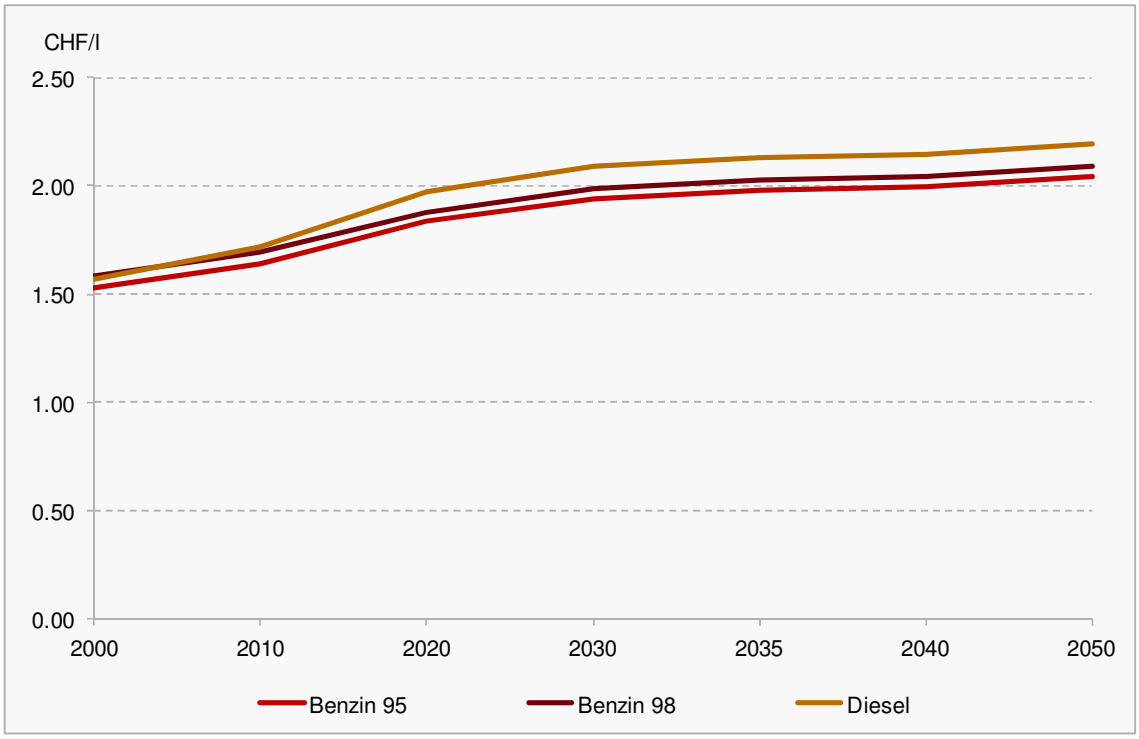
Quelle: BFS, ElCom, Prognos 2012

Figur 3-16: Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ Verbraucherpreise für Energie, 2000 – 2050, in Preisen von 2010



Quelle: BFS, Prognos 2012

Figur 3-17: Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ Verbraucherpreise für Benzin und Diesel, 2000 – 2050, in realen Preisen von 2010



Quelle: BFS, Prognos 2012

Die Preisanstiege im Szenario „Neue Energiepolitik“ sind grösser als in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“. Die Preisanstiege im Szenario „Neue Energiepolitik“ sind hauptsächlich auf den Anstieg der CO_2-Abgabe bzw. des ab 2020 internationalen CO_2-Preises (der dann als Abgabe auch auf die Verbraucherpreise umgelegt wird) zurückzuführen, welcher bis 2050 auf nominal 259 CHF/t CO_2 ansteigt (dies entspricht dem Wert von 137 US-$(2010)/t CO_2 in Tabelle 3-6). Der Preis für Heizöl extra-leicht steigt bis 2050 um 190 % auf 162 Rp./l, der Erdgaspreis erhöht sich um rund 170 % auf 17,5 Rp./kWh (Tabelle 3-8). Da die CO_2-Abgabe auf die Treibstoffe ausgeweitet wird, steigen auch die Preise für Benzin (+65 %) und Diesel (+75 %) stärker. Aufgrund der starken Nachfrage nach Energieholz für die Gewinnung von Biotreibstoffen und Strom erhöht sich der Holzpreis um rund 300 %. 184 CHF je Ster Holz entsprechen in etwa einem kWh-Preis von 10.5 Rp.

Der Strompreis steigt im Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C+E, bis 2050 auf 33.6 Rp/kWh (+42 % ggü. 2010). Der Anstieg ist mittelfristig unter anderem auf den grösser werdenden Anteil an Technologien mit höheren Gestehungskosten zurückzuführen (darunter Photovoltaik, Biomasse). Längerfristig sinken die Gestehungskosten der erneuerbaren Technologien, so dass der Strompreisanstieg abnimmt. Eine weitere Ursache für den Anstieg des Strompreises ist die rückläufige Stromnachfrage. Die Fixkosten der Erzeugungsanlagen und der Netzinfrastruktur werden auf eine kleiner werdende Strommenge verteilt, mit der Konsequenz, dass die Kosten je kWh Strom ansteigen. Der KEV-Zuschlag erhöht sich im Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E, auf rund 2 Rp/kWh.

Tabelle 3-8: Szenario „Neue Energiepolitik“ Verbraucherpreise für Energie, 2000 – 2050, in realen Preisen von 2010

Endverbraucherpreise, real 2010	Einheit	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizöl leicht, Rp/l	Rp/l	55.4	85.4	113.3	135.8	145.9	152.9	162.0
Erdgas, Rp/kWh	Rp/kWh	6.5	9.1	12.2	14.6	15.7	16.5	17.5
Holz, CHF/Ster	CHF/Ster	45.4	52.8	94.6	136.1	154.4	167.5	184.2
Elektrizität, Rp/kWh	Rp/kWh	23.0	23.6	27.1	30.6	32.1	32.3	33.6
Fernwärme, CHF/GJ	CHF/GJ	16.7	21.6	28.7	33.4	35.5	36.8	38.4
Benzin 95	CHF/l	1.53	1.64	2.00	2.25	2.36	2.44	2.57
Benzin 98	CHF/l	1.58	1.69	2.05	2.29	2.40	2.48	2.61
Diesel	CHF/l	1.57	1.72	2.15	2.40	2.53	2.61	2.74

Quelle: BFS, ElCom, Prognos 2012

3.4 Netze und Verkehrsinfrastruktur

3.4.1 Stromnetze

Die analysierten Stromangebotsvarianten und Nachfrageszenarien führen zu neuen Herausforderungen und Anforderungen im Bereich der Stromnetze. Dabei ist zwischen den Auswirkungen im Bereich der Übertragungsnetze und im Bereich der Verteilnetze zu unterscheiden. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurden zwei Studien zu den Auswirkungen unterschiedlicher Stromangebotsvarianten für die verschiedenen Netzebenen durchgeführt. Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse dieser Studien dargestellt.

Die zukünftigen Herausforderungen für das Übertragungsnetz sind vor allem von der Nachfrageentwicklung und der Struktur des Erzeugungssystems in Europa abhängig [Consentec, 2012b]. Prinzipiell ist bei einem höheren Nachfragepfad mit einem höheren Netzausbaubedarf auf der Ebene der Übertragungsnetze zu rechnen. Demgegenüber sind die Auswirkungen der unterschiedlichen Stromangebotsvarianten relativ gering.

Durch die Umsetzung der notwendigen Netzausbauprojekte im strategischen Netz 2020 werden im Übertragungsnetz die meisten Netzüberlastungen innerhalb der Schweiz beseitigt. Für alle Nachfrageentwicklungen bleiben aber teilweise regionale Netzüberlastungen bestehen, wodurch ein über das strategische Netz 2020 hinausgehender Bedarf für Netzverstärkungen besteht. Die kumulierten Investitionskosten für das strategische Netz 2020 betragen ca. 2 Mia. CHF [BFE, 2012b]. Darüber hinaus ist mit Investitionskosten von 0.2 bis 0.6 Mia. CHF bis 2035 bzw. 0.3 bis 0.7 Mia. CHF bis 2050 zu rechnen. Die Investitionskosten für das Szenario „Weiter wie bisher“ sind dabei etwas höher als für das Szenario „Neue Energiepolitik“ [Consentec, 2012b].

Wesentliche Einflussfaktoren für den Netzausbaubedarf im Bereich der Verteilnetze sind die Höhe der dezentralen Einspeisung, die Höhe der Last, die räumliche Aufteilung der Erzeugung, das Alter der Netzanlagen und weitere spezifische Rahmenbedingungen für bestimmte Versorgungsgebiete [Consentec, 2012a].

Bei dezentraler Einspeisung und sinkender Nachfrage ergibt sich ein höherer Ausbaubedarf für die Verteilnetze. Dezentrale Einspeisung erfordert eine umfangreichere Infrastruktur im Niederspannungsbereich und bei einem Rückgang der Last erfolgt ein höherer Netzausbaubedarf, da die Rückspeiseleistungen ansteigen. Für das Szenario „Weiter wie bisher“ ergeben sich für die Stromangebotsvariante C&E kumulierte Investitionskosten von 5.6 Mia. CHF bis 2035 und 8.8 Mia. CHF bis 2050. Im Vergleich dazu liegen die Investitionskosten im Szenario „Neue Energiepolitik“ für die Variante C&E bei 6.2 Mia. CHF bis 2035 und 11.2 Mia. CHF bis 2050. Durch den Einsatz innovativer Massnahmen, wie spannungsgeregelter Mittelspannungs-/Niederspannungs-Transformatoren, können sich die Investitionskosten signifikant senken lassen [Consentec, 2012a]. Alle Kostenangaben sind Investitionskosten für neue Betriebsmittel, d.h. zusätzlich zum Erhalt des Bestandsnetzes.

Insgesamt betragen die Investitionskosten (kumuliert) für neue Betriebsmittel bis 2050 für die Stromangebotsvariante C&E im Szenario „Weiter wie bisher“ 8.8 Mia. CHF und im Szenario „Neue Energiepolitik“ 11.2 Mia. CHF. Für Stromangebotsvarianten mit einem höheren Anteil zentraler Stromerzeugung sind geringere Investitionskosten zu erwarten. Die Investitionskosten für das strategische Netz 2020 sind darin nicht enthalten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Grossteil der Investitionskosten im Bereich der Verteilnetze anfällt. Durch innovative Massnahmen im Bereich der Verteilnetze liesse sich dieser Anteil senken.

Der notwendige Netzausbau soll durch ein Paket von Massnahmen erreicht werden [BFE, 2012b]. In einer Strategie Energienetze soll eine integrale Analyse der Strom-, Wärme- und Gasnetze die optimale Funktionalität aller Energienetze ermöglichen. Des Weiteren soll eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren durch Anpassungen im Bereich des Verfahrensrechts, der gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Erstellung von Infrastrukturanlagen und der verwaltungsinternen Abläufe erfolgen. Weitere Massnahmen betreffen die Sicherstellung der Netzinfrastruktur für neue Produktionsanlagen zur Erreichung einer ausreichenden Investitionssicherheit, die Nutzung von Smart Metering und die Implementierung von Smart Grids sowie die Abstimmung des Netzausbaus mit Europa durch die aktive Mitwirkung in internationalen Gremien.

3.4.2 Verkehrsinfrastruktur

Die in den letzten Jahren festgestellte Dynamik der Nachfrageentwicklung wirkt sich auch auf die absehbare Weiterentwicklung der Verkehrsinfrastruktur bzw. des Verkehrsangebots aus. Entwürfe für Ausbauprogramme für die Strasse und Schiene liegen teilweise vor und befinden sich in der politischen Debatte, die zwangsläufig auch die Finanzierungsfrage mit einschliesst. Ausgehend von aktuellen Planungen wird im Folgenden skizziert, wie sich die Verkehrsinfrastruktur in den nächsten 20 - 40 Jahren entwickeln könnte.

3.4.2.1 Bahninfrastruktur

Nach Bahn 2000 (1. Etappe), NEAT und HGV-Anschlüssen fand ein erster Schritt der Weiterentwicklung der Bahninfrastruktur im Rahmen von ZEB (Zukünftigen Entwicklung der Bahninfrastruktur) statt, welches seit 2009 umgesetzt wird. Mit ZEB soll die stark wachsende Nachfrage im Personenverkehr mit zusätzlichen Angeboten aufgefangen werden. Für den Güterverkehr entstehen leistungsfähige Zufahrten zu den neuen Basistunnels Gotthard und Ceneri (NEAT). Dazu wird die Bahninfrastruktur in einer Vielzahl von Projekten ausgebaut, die sich über die ganze Schweiz verteilen. Das Parlament hat für ZEB einen Kredit von CHF 5.4 Mrd. bewilligt. Mit einer Netzlösung

für die gesamte Schweiz sollen die Reisezeiten flächendeckend weiter verkürzt und das „Knotenprinzip“ auf weitere Bahnhöfe ausgedehnt werden, um die Anschlüsse in den grösseren Bahnhöfen und damit die Voraussetzungen für die Integration des Regionalverkehrs zu verbessern.

Die nächste Stufe findet im Rahmen von FABI (Finanzierung und Ausbau der Bahninfrastruktur) statt. Der Bundesrat hat am 18. Januar 2012 die entsprechende Vorlage ans Parlament überwiesen. Sie dient dazu, die Finanzierung der Bahninfrastruktur langfristig zu sichern. Gleichzeitig werden dem Parlament das Strategische Entwicklungsprogramm für die Bahninfrastruktur (STEP) sowie ein erster konkreter Ausbauschritt für den Zeithorizont 2025 vorgelegt.

FABI umfasst zwei wesentliche Teile: Einerseits Finanzierungsmassnahmen und andererseits die Ausbaustrategie für die Bahninfrastruktur. Die Finanzierung der Bahninfrastruktur soll einfacher und übersichtlicher werden: die Kosten für Substanzerhalt, Betrieb und Ausbau werden aus einem einzigen Fonds gedeckt, dem neu zu schaffenden Bahninfrastruktur-Fonds BIF. Die heute bestehende finanzielle Lücke für den Substanzerhalt und den Ausbau soll gemäss Vorschlag des Bundesrates mit zusätzlichen Beiträgen von allen Beteiligten - Bund, Kantonen, Passagieren sowie Pendlerinnen und Pendlern – gedeckt werden.

Der Ausbau der Bahn-Infrastruktur soll im Rahmen des Strategischen Entwicklungsprogramms (STEP) erfolgen. Dieses Programm umfasst Massnahmen und Bauprojekte unterschiedlicher Dringlichkeit. Die Botschaft beziffert die Gesamtinvestitionen für STEP mit rund 42.5 Mrd. Franken. Künftig sollen dem Parlament in der Regel alle vier oder acht Jahre die weiteren Ausbauschritte vorgelegt werden. Der erste Ausbauschritt 2025 umfasst – ergänzend zu den ZEB-Massnahmen im Umfang von 5.4 Mrd. Franken – Projekte im Umfang von 3.5 Milliarden Franken. Geplant sind folgende Verbesserungen:

- Massnahmen auf der Ost-West-Achse via Bern, um die nachfragestarken Streckenabschnitte Genf-Lausanne und Bern-Zürich-Winterthur mit langen Doppelstockzügen zu entlasten,
- Ausbau der Bahnknoten Lausanne, Bern und Basel,
- Anpassungen als Voraussetzungen für Halbstundentakte zwischen Bern und Luzern, Zürich und Chur sowie Locarno und Lugano,
- Verbesserungen bei den Privatbahnen und im Schienengüterverkehr.

Dazu sind verschiedene Infrastrukturbauten nötig, zum Beispiel:

- Bahnhofsausbauten in Bern und Lausanne,
- Zusätzliche Gleise in der Bahnhofseinfahrt Basel,
- Ausbau des Engpasses Holligen im Raum Bern,
- Bau eines Tunnels mit Doppelspur zwischen Ligerz und Twann,
- Ausbau auf Doppelspur zwischen Contone und Tenero,

- Abstell- , Wende- und Überholgeleise in Lugano, auf den Strecken Lausanne–Genève, Zürich–Chur sowie im Raum Liestal/Gelterkinden.

Dadurch sollen vor allem die Kapazitäten erhöht werden, das bedeutet ein besseres Angebot mit mehr Sitzplätzen, dichteren Fahrplänen und teilweise kürzeren Fahrzeiten, während für den Schienengüterverkehr die nötige Beförderungskapazität gesichert und die Transportqualität erhöht werden soll.

Gleichzeitig hat das BAV auch eine Langfristperspektive skizziert, welche eine Konkretisierung des Angebots und folgende Kernelemente umfasst:

- Gewährleistung der Funktionsfähigkeit des Netzes

- Hohe Pünktlichkeit und Zuverlässigkeit für die bestehenden und geplanten Angebote

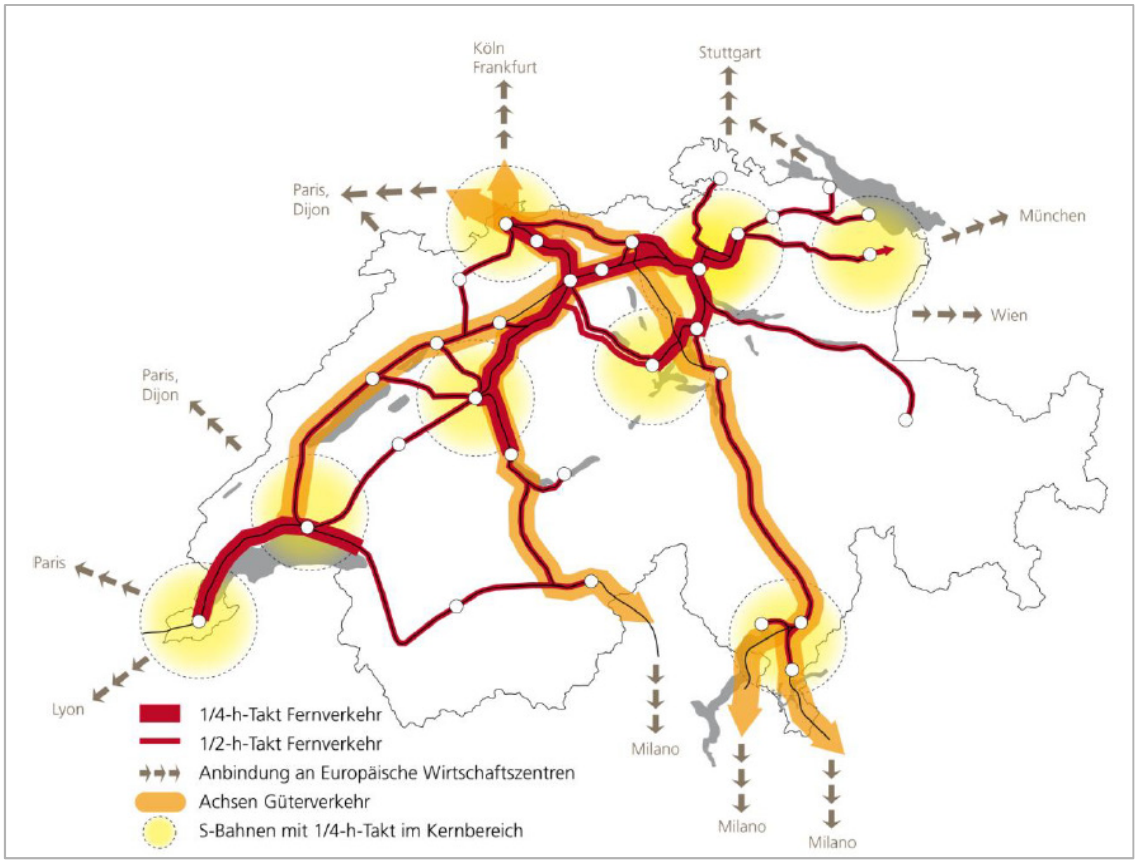
- Taktverdichtungen und häufigere Verbindungen stehen im Vordergrund. Weitergehende Anhebungen der Geschwindigkeit sind vor allem bezüglich der Sicherung der relativen Standortgunst der grossen schweizerischen Zentren im europäischen Standortwettbewerb und zwischen den grossen schweizerischen Zentren bei Gewährleistung des Knotenprinzips relevant.

- Neu- und Ausbau von intermodalen Schnittstellen durch Koordination mit der Raum- und Siedlungsentwicklung.

- Verlagerung des Güterverkehrs durch Kapazitätssteigerungen und Verbesserung der Voraussetzungen für Qualität des Schienengüterverkehrs (wettbewerbsfähige Transportzeiten, hohe Pünktlichkeit, günstige Produktionsbedingungen). Ausreichende Strecken- und Terminalkapazitäten namentlich auch für den Import/Export-Verkehr.

- Der Energiebedarf der Bahn wird durch umweltfreundliche, erneuerbare Energieträger gedeckt werden.

Figur 3-18: Langfristperspektive Bahn



Quelle: BAV 2012

3.4.2.2 Strasseninfrastruktur

Der Beschluss zum Bau des Nationalstrassennetzes datiert aus dem Jahr 1960. Er wurde bisher in vergleichsweise geringem Umfang angepasst (1984: Verzicht auf Rawyl-Verbindung und Neuaufnahme der Transjurane, im Jahr 2000 die Aufnahme der Prättigauerstrasse ins Nationalstrassennetz). Rund 100 km (von ca. 2‘000 km) müssen noch gebaut werden. Neu steht der sog. Netzbeschluss zur Debatte, mit dem rund 400 km bestehende Strassen ins Nationalstrassennetz aufgenommen werden sollen. Allerdings hat der Verkehr bekanntlich markant zugenommen – seit 1960 etwa eine Verfünffachung. Die Zahl der Engpässe ist vor allem in den letzten 10 Jahren gestiegen, gemäss ASTRA [ASTRA, 2011a] haben sich die Staustunden vervielfacht, von 3‘000 Stunden im 1995 auf 16‘000 Stunden im 2010, zum grösseren Teil aufgrund von Verkehrsüberlastungen, aber auch infolge von Baustellen.

In der Erwartung weiteren Verkehrswachstums wurde mit dem Infrastrukturfonds eine neue Finanzierungsgrundlage geschaffen. Das entsprechende Infrastrukturfondsgesetz (IFG) ist seit dem 1. Januar 2008 in Kraft. Mit diesem Gesetz stellt der Bund während 20 Jahren 20.8 Milliarden Schweizer Franken aus der Spezialfinanzierung Strassenverkehr (SFSV) für die Bewältigung der Mobilität bereit. Davon stehen in den nächsten 20 Jahren 5.5 Milliarden Franken für die Engpassbeseitigung auf dem Nationalstrassennetz zur Verfügung, 8.5 Milliarden für Fertigstellung des beschlossenen Netzes. Gespiesen wird der Infrastrukturfonds mit 990 Millionen Franken jährlich aus der SFSV. Die Laufzeit des Infrastrukturfonds beträgt 20 Jahre.

Das Programm Engpassbeseitigung soll schrittweise erfolgen. Eine erste Programmbotschaft hat der Bundesrat dem Parlament Ende 2009 vorgelegt. Dieses Programm zeigt auf, welche Abschnitte im Nationalstrassennetz in Zukunft stark überlastet sein werden und mit welchen baulichen Massnahmen diese Engpässe beseitigt werden könnten. Allerdings übersteigt der Bedarf die verfügbaren Mittel um ein Mehrfaches. Deshalb war eine Priorisierung der vorliegenden Projekte unumgänglich, was zur Zuweisung in 4 Module führte:

Das Modul 1 wurde im Herbst 2010 beschlossen und umfasst die dringlichsten Projekte zur Behebung gravierender Engpässe. Diese Projekte sind planerisch bereits weit fortgeschritten. Darunter fallen die 6-Spur-Ausbauten zwischen Härkingen und Wiggertal, Blegi und Rütihof sowie auf der Nordumfahrung Zürich und Ausbaumassnahmen im Raum Crissier.

Die Module 2 und 3 umfassen weitere Engpass-Projekte. Diese werden bis zur nächsten Programmbotschaft im Jahre 2014 planerisch vertieft und umfassen Projekte in sechs Regionen (Genf, Lausanne, Bern, Zürich/Winterthur, St. Gallen, Lugano). Lediglich die Projekte aus den Modulen 1 und 2 sind gemäss ASTRA aus heutiger Sicht mit den verfügbaren 5.5 Milliarden Franken finanzierbar.

Die Finanzierungsfrage stellt sich aber gemäss ASTRA [ASTRA, 2011b] grundsätzlich, da sich die Schere zwischen Einnahmen und Ausgaben wegen der steigenden Kosten für Betrieb, Unterhalt und Ausbau bei den Nationalstrassen stetig öffnet. Das ASTRA führt diese Entwicklung auf mehrere Gründe zurück:

- Zunehmende Kosten für Unterhalt und Betrieb (z.B. kostspielige Belagssanierungen, Investitionen in die Betriebs- und Sicherheitsausrüstung und Verkehrsinformation).

- Höhere Kosten beim Ausbau bestehender Nationalstrassen (steigende Anforderungen an die Tunnelsicherheit und die Neugestaltung von Anschlüssen, Lärmschutzbauten, Wildquerungen, neue Sicherheitsnormen etc.),

- Teuerungs auf der Kostenseite, nicht aber auf der Einnahmenseite. Letzte Anpassungen bei den Einnahmen fanden im Jahr 1993 (Mineralölsteuer) bzw. 1974 (Mineralölsteuerzuschlag) statt.

- „Neuer Netzbeschluss“: Gemäss Überprüfung des Bundesbeschlusses über das Nationalstrassennetz sollen auf Anfang 2014 knapp 400 Kilometer bestehende Strassen ins Nationalstrassennetz aufgenommen werden. Dies würde die SFSV in den nächsten 20 Jahren mit rund 6 Milliarden Franken zusätzlich belasten.

- Weitere Begehren zur Engpassbeseitigung (z.B. neue Linienführungen bei Morges oder im Glattal) oder aus speziellen Gründen (wie z.B. die 2. Röhre am Gotthard im Kontext der Sanierung).

- Beiträge für Eisenbahngrossprojekte: Offen ist, ob bzw. in welchem Umfang Teile des SFSV weiterhin für die Finanzierung von Eisenbahnprojekten vorzusehen sind.

- Sinkende Einnahmen: Trotz zunehmender Fahrleistung ist damit zu rechnen, dass infolge des sinkenden spezifischen Treibstoffverbrauchs die Einnahmen der SFSV mittel- bis langfristig abnehmen.

Vor diesem Hintergrund schlägt der Bundesrat die Beschaffung von zusätzlichen finanziellen Mitteln für die SFSV vor, und zwar in zwei Stufen:

1. Stufe: Preiserhöhung der Autobahnvignette zur Finanzierung neuen Netzelemente (Anpassung des Netzbeschlusses).

2. Stufe: Preiserhöhung Mineralölsteuerzuschlag Mit der Erhöhung des Mineralölsteuerzuschlags soll der stetig wachsende ordentliche Bedarf gedeckt sowie die Finanzierung absehbarer, zusätzlicher Aufgaben sichergestellt werden. Ein entsprechender Vorschlag dürfte dem Parlament etwa 2015 unterbreitet werden.

3.5 Klimaentwicklung

Als Referenz bezüglich der Klimaentwicklung, die insbesondere auf den Energiebedarf für Heizung, Kühlung und in geringerem Ausmass auf die Bereitstellung von Warmwasser wirkt, wird von einem Anstieg der mittleren Jahrestemperatur um 1.25 °C bis 2035 und um 1.84 °C bis 2050 gegenüber dem Jahresmittel der Referenzperiode 1984 bis 2002 ausgegangen. Das Ausmass der unterstellten Klimaerwärmung orientiert sich an den IPCC-Szenarien [OcCC, 2004]. Der gewählte Ansatz ist identisch mit den Grundlagen der Sensitivität „Klima wärmer“ im Rahmen der letzten Energieperspektiven [Prognos, 2007a]. Dabei wird angenommen, dass sich die Klimaerwärmung unterschiedlich auf die mittleren Tagestemperaturen in den Sommer- und Wintermonaten auswirkt:

- Bis 2035 erhöht sich in den Wintermonaten September bis Mai die Tagesmitteltemperatur um 1 °C, in den Sommermonaten Juni bis August um 2 °C.

- Bis 2050 erhöht sich in den Wintermonaten Oktober bis April die Tagesmitteltemperatur um 1.5 °C, in den Sommermonaten Juni bis August um 2.5 °C und in den Übergangsmonaten Mai und September um 2 °C.

Als Vereinfachung wird ein linearer Temperaturanstieg bis 2050 unterstellt. Im Gegensatz zur Temperatur wird bei der jährlichen Solarstrahlungsmenge nicht von einer Veränderung gegenüber dem langjährigen Mittel ausgegangen.

Die Abschätzung des Klimaeffekts auf die nachgefragte Raumwärme erfolgt unter Verwendung des Witterungskorrekturverfahrens auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung [Prognos, 2003]. Gradtag-Tage werden gezählt, wenn die mittlere Tagestemperatur unter 20 °C liegt. Bei den Gradtagen werden die Gradtag-Tage mit der Differenz zwischen der jeweiligen mittleren Tagestemperatur und 20 °C gewichtet. Aufgrund der angenommen Klimaerwärmung reduzieren sich die Gradtage gegenüber dem langjährigen Mittel der Jahre 1984 – 2002 bis 2035 um ca. 12 % und bis 2050 um rund 17 %. Infolge der gleichbleibenden jährlichen Strahlungsmenge fällt die Reduktion des Heizwärmebedarfs der Gebäude etwas geringer aus. Bis 2035 reduziert er sich um rund 10 % und bis 2050 um 15 %. Der Wärmebedarf zur Bereitstellung von Warmwasser nimmt bis 2050 klimabedingt um rund 4 % ab.

Bezüglich der sommerlichen Erwärmung und des möglichen Kühlungs- und Klimatisierungsbedarfs müssen aufgrund mangelnder Datenlage und im Wohnbereich bisher geringer Durchdringung mit Kühlgeräten plausible Annahmen getroffen werden. In den Szenarien steigt aufgrund der unterstellten Klimaerwärmung die Zahl der Kühlgradtage

von heute rund 120 auf 235 im Jahr 2035 und auf 280 im Jahr 2050.[2] Dies bedeutet mehr als eine Verdoppelung der Kühlgradtage (+130 %). Da der Kühlleistungsbedarf in den meisten technischen Modellierungen als proportional zu den Kühlgradtagen angenommen wird, führt dies zu einem Anstieg der benötigten Kühlarbeit je gekühlter Fläche. Der spezifische Kühlbedarf steigt bis 2050 um 130 % auf ca. 30 kWh/m^2 EBF.

Um diese mittlere Entwicklung des Klimas können sich stochastische Fluktuationen ausbilden, die entsprechend der Erfahrungen der letzten zehn Jahre stärker werden können. Da die Energiesystemmodelle keine Klimamodelle sind, sind die Ergebnisse grundsätzlich „witterungsbereinigt".

Die unterstellte Klimaveränderung wirkt sich über die veränderte Nachfrage nach Heizung und Kühlung hinaus auch auf die Wasserverhältnisse in der Schweiz und insbesondere auf das Wasserdargebot für die Lauf- und Speicherwasserkraftwerke aus. Die im Rahmen der Energieperspektiven 2035 von der EPFL durchgeführten Simulationen der Gletscherabflussgebiete deuteten darauf hin, dass aufgrund von erhöhten Verdunstungen bis 2035 das Wasserdargebot um ca. 7 % abnimmt [Horton, 2005].

Eine aktuelle Studie im Auftrag der Schweizerischen Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie und der Hydrologischen Kommission [SGHL und CHy, 2011] kommt im Vergleich dazu zum Ergebnis, dass der Klimawandel bis 2050 kaum Auswirkungen auf den Umfang der jährlichen Wasserkrafterzeugung hat. Allerdings ist mit unterschiedlichen Entwicklungen im Winter- und im Sommerhalbjahr zu rechnen. Im Winterhalbjahr wird von einer höheren Erzeugung ausgegangen, während die Erzeugung im Sommerhalbjahr abnimmt. Zudem verschiebt sich das Maximum der Wasserkrafterzeugung in Richtung Winterhalbjahr. In der Studie wird ausserdem auf die zu erwartende hohe Variabilität der Zuflusscharakteristika hingewiesen und die höhere Wahrscheinlichkeit für Extremereignisse betont. Für den Zeitraum nach 2050 ist mit abweichenden Ergebnissen zu rechnen. Aufgrund der geringeren Zuflussmengen wird langfristig von einer Abnahme der Wasserkrafterzeugung ausgegangen.

Die Ergebnisse der Studie [SGHL und CHy, 2011] werden bei der Berechnung der Stromlücke berücksichtigt und wirken sich auf die notwendigen Kraftwerksneubauten aus. Im Modell wird eine konstante Jahresproduktion, ausgehend von dem Erwartungswert der bestehenden Wasserkraftwerke, unterstellt. Zudem werden in der Modellierung eine Abnahme der Produktion im Sommerhalbjahr und eine Zunahme im Winterhalbjahr implementiert. Innerhalb „normaler" Schwankungsbreiten (integral betrachtet) wird des Weiteren nicht mit einer Reduktion der verfügbaren Kühlungsleistungen bei thermischen Kraftwerken gerechnet.

[2] Kühltage werden gezählt, wenn die mittlere Tagestemperatur 18.3 °C überschreitet. Bei den Kühlgradtagen (Cooling Degree Days: CDD) werden die Kühltage mit der Differenz zwischen der mittleren Tagestemperatur und 18.3°C gewichtet.

4 Charakterisierung der Szenarien

In diesem Kapitel wird die Anlage der Szenarien erläutert: Die zugrundeliegende Fragestellung, die inhärente Logik (exploratives Szenario mit vorgegebenem Instrumentensatz oder Zielszenario), die Voraussetzungen über das Umfeld, die methodische Herangehensweise. Zum Teil müssen der Vollständigkeit halber Ergebnisse (Technologieüberlegungen und internationale Voraussetzungen im Szenario „Neue Energiepolitik“) vorweggenommen werden, was zu einem scheinbaren methodischen Zirkel führt.

Die konkrete Umsetzung in den einzelnen Sektoren wird jeweils in den Kapiteln 7 bis 9, die sich der ausführlichen Beschreibung der Szenarien, ihrer Umsetzung in den Sektoren und ihrer Ergebnisse widmen, erläutert.

Kapitel 4-1 gibt einen steckbriefartigen Überblick über die Szenarien, in Kap. 4.2 - 4.5 wird die jeweilige Anlage der Szenarien und der Varianten des Elektrizitätsangebots genauer beschrieben.

4.1 Überblick über die Szenarien

An dieser Stelle soll ein steckbriefartiger Überblick über die Hauptszenarien gegeben werden. Ergebnisse werden instrumentell, nicht numerisch, vorweggenommen. Die Zusammenfassung und Interpretation der numerischen Ergebnisse finden sich in Kapitel 5.

Tabelle 4-1: Steckbrief Szenario „Weiter wie bisher“

Kategorie	Beschreibung
Szenario	„Weiter wie bisher“
Logik	explorativ (“was geschieht, wenn...“)
Charakterisierung	Fortführung der bisherigen (bis 2010) schweizerischen Energiepolitik; moderate Fortführung der Weiterentwicklung von Effizienztechnologien; Einführung von Elektromobilität, aber keine Volldurchdringung bis 2050.
Wesentliche Instrumente	Vorhandene Instrumente weiterführen: EnergieSchweiz wird mit 28 Mio. CHF p.a. weitergeführt. Gebäudeprogramm mit 200 Mio. CHF p.a. wird weitergeführt. CO_2-Abgabe wächst von 36 CHF/t auf 72 CHF/t in 2016. Klimarappen auf Treibstoffe. Vorschriften und Standards im Baurecht werden weiterentwickelt und dem technischen Fortschritt nachgeführt – alle 10 Jahre Verschärfung der Grenz- und Zielwerte um ca. 10 %. Minergie-Standard für Neubauten ab ca. 2015 standardmässig umgesetzt. Weiter Richtung Passivstandard. Wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz in der Wirtschaft mit wachsendem Budget bis auf 27 Mio. CHF p.a. bis 2015. Flottengrenzwerte PW: 130 g CO_2/km bis 2015, 95 g CO_2/km bis 2030. Effizienzsteigerung bei LNF und SNF. Kostenorientierte Einspeisevergütung für erneuerbare Stromerzeugung ist eingeführt, Vergütungssätze werden in regelmässigen Abständen überprüft und an die Kostenentwicklung angepasst, Umlage wird auf maximal 0.9 Rp/kWh erhöht.
Paradigma Schweiz & weltweit	Energie- und Klimapolitik muss gemacht werden, steht aber nicht weit oben auf der Agenda der gesellschaftlichen Prioritäten; Wirtschafts-, Sozial-, Gesundheitspolitik sind wichtiger. Es wird kein wesentliches Ressourcenproblem (weder bei den Quellen noch bei den Senken) wahrgenommen, die Investitionspräferenzen werden nicht fundamental verändert.
Ziele	Nicht explizit vorgegeben; Post-Kyoto-Ziel wird abgeprüft
Angebotsvarianten	C (Gaskombikraftwerke), C&E (Gaskombikraftwerke und erneuerbare Energien), hierfür Anpassung des Förderinstruments notwendig. C&D&E (Gaskombikraftwerke, WKK und erneuerbare Energien) wird im Exkurs WKK abgehandelt

Tabelle 4-2: Steckbrief Szenario „Neue Energiepolitik“

Kategorie	Beschreibung
Szenario	„Neue Energiepolitik“
Logik	Zielszenario (“was muss geschehen, damit ein ambitioniertes Ziel erreicht wird“)
Charakterisierung	Vor allem energieeffiziente Querschnittstechnologien werden systematisch umgesetzt. Raumwärme wird systematisch eingespart, deutliche Erhöhung der energetischen Sanierungsrate. Wärmepumpenstrategie. Effizienz vor Erneuerbaren; neue Schlüsseltechnologien werden gezielt zur Weiterentwicklung der technischen Energieeffizienz in allen Verbrauchsbereichen entwickelt. Durch Vernetzung und z.B. Verkehrsflusssteuerung sowie Individualisierung von Angeboten ändern sich Lebens- und Arbeitsbedingungen, so dass insgesamt etwas weniger Flächen (insbesondere Büroflächen) und Verkehrsleistungen in Anspruch genommen werden. Verstärkter Trend zur Schiene. Verstärkte Elektromobilität, vor allem im PW- und urbanen Bereich (kurze Strecken, Lieferverkehre). Strategischer Einsatz von Biotreibstoffen für den Güterverkehr und Biomasse/Biogas für Prozesswärme. Keine Komforteinbussen. Neue gesellschaftliche Aushandlungsprozesse.
Wesentliche Instrumente	Keine Instrumentenvorgabe, aber Instrumente mit hoher Eingriffstiefe erforderlich. Wichtig, dass langfristige Massnahmen frühzeitig angegangen werden (Gebäudesanierung), bei höherem Einsatz erneuerbarer Energien Infrastrukturausbau Stromnetze erforderlich.
Paradigma Schweiz & weltweit	Energie- und Klimapolitik erhalten sehr hohe Priorität weltweit; es werden internationale Vereinbarungen geschlossen; weltweiter Emissionshandel oder Ähnliches, um Carbon Leakage-Effekte zu vermeiden. Abgestimmte kooperative weltweite Technologieoffensive.
Ziele	Weltweites Oberziel: energiebedingte CO_2-Emissionen pro Kopf auf 1 - 1.5 t bis 2050 reduzieren. Begrenzte Potenziale nachhaltiger Biomassen vorhanden, strategischer Einsatz. Begrenzte Potenziale an erneuerbaren Energien Wasser, Wind, Biomasse, Geothermie.
Angebotsvarianten	C (Gaskombikraftwerke), C&E (Gaskombikraftwerke und erneuerbare Energien), E (nur Erneuerbare und Importe) C&D&E (Gaskombikraftwerke, WKK und erneuerbare Energien) wird im Exkurs WKK abgehandelt.

Tabelle 4-3: Steckbrief Szenario „Politisches Massnahmenpaket“

Kategorie	Beschreibung
Szenario	„Politisches Massnahmenpaket“
Logik	explorativ (“was geschieht, wenn...“)
Charakterisierung	Ab 2015 ambitionierte Schweizer Energiepolitik; hohe Verstärkung vorhandener Instrumente; umgesetzte Massnahmen sind für Investoren im Rahmen der angebotenen Instrumente wirtschaftlich. Annahmen der bisherigen Technologieentwicklung, verstärkter Einsatz von Effizienztechnologien; Effizienz vor Erneuerbaren; paralleler Ausbau von Netz-Infrastruktur zu Erneuerbaren.
Wesentliche Instrumente	Aufstockung Gebäudeprogramm auf 300 Mio. CHF p.a. in 2014, 600 Mio. CHF p.a. ab 2015. Wettbewerbliche Ausschreibungen mit 100 Mio. CHF p.a.. Effizienzboni auf CO_2-Abgabe und Umlage. Optimierung Gebäudebetrieb. Förderung innovative Kühlungstechnologien, Förderung ORC-Anlagen. CO_2-Abgabe steigt bis auf 76 CHF/t in 2016, 96 CHF/t in 2018. Klimarappen. Flottengrenzwerte PW: 130 g CO_2/km bis 2015, 95 g CO_2/km bis 2020, anschliessend Absenkung auf 35 g/km. Fortführung EnergieSchweiz mit leicht erhöhtem Budget. Ein ambitioniertes FuE-Programm wird vorausgesetzt.
Paradigma Schweiz & weltweit	Energie- und Klimapolitik muss gemacht werden, steht aber nicht weit oben auf der Agenda der gesellschaftlichen Prioritäten; Wirtschafts-, Sozial-, Gesundheitspolitik sind wichtiger. Es wird über Ressourcenfragen diskutiert, aber aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise gibt es keine schweren Ölpreispeaks und nur mittlere Volatilität. Keine internationale bindende Verpflichtung, keine harmonisierten Instrumente.
Ziele	Keine Zielvorgabe, Prüfung Post-Kyoto-Ziel, Prüfung Zielerreichungsgrad
Angebotsvarianten	C (Gaskombikraftwerke), C&E (Gaskombikraftwerke und erneuerbare Energien), E (nur Erneuerbare und Importe) C&D&E (Gaskombikraftwerke, WKK und erneuerbare Energien) wird im Exkurs WKK abgehandelt

4.2 Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB)

Als erstes Szenario wurde eine Fortsetzung der bisherigen Energiepolitik ohne Verstärkung, aber auch ohne substanzielle Reduktion gegenüber dem Status von 2010, angenommen. Die Energiepolitik der vergangenen 25 Jahre hat ein Bündel an unterschiedlichen Instrumenten der Klassen Ordnungsrecht, Förderinstrumente, Transaktionsinstrumente sowie freiwillige Instrumente entwickelt und zur Umsetzung gebracht. In den vergangenen sieben Jahren seit der Festlegung der Rahmensetzungen für die Energieperspektiven 2035 hat sich das Spektrum energiepolitischer Instrumente deutlich erweitert und verstärkt. Die wirkungsvollsten in diesem Szenario unterstellten Instrumente sind:

- Die Weiterführung und Erhöhung der CO_2-Abgabe auf fossile Brennstoffe in Höhe von derzeit 36 CHF/t bis auf 72 CHF/t ab 2016. Mit freiwilligen Effizienzvereinbarungen können sich Unternehmen befreien lassen.

- Es gibt ein mit ca. 200 Mio. CHF pro Jahr ausgestattetes Gebäudeprogramm, mit dem die energetische Sanierung von Gebäuden sowie in geringerem Umfang erneuerbare Energien in Gebäuden gefördert werden.

- Förderung erneuerbarer Energien durch kostenorientierte Einspeisevergütungen, finanziert durch eine Umlage (KEV). Die Umlage soll im Laufe der nächsten Jahre bis auf 0.9 Rp/kWh ansteigen. Die Einspeisevergütungen für die verschiedenen Technologien werden regelmässig den aktuellen Kostenentwicklungen angepasst.

- Aus der KEV-Umlage wird ein Förderinstrument „wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz“ für Industrie- und Dienstleistungsbetriebe mit einer Ausstattung von bis zu 27 Mio. CHF pro Jahr gespiesen.

- Im Verkehrssektor sind Flottengrenzwerte für PW ein wesentliches Instrument, sie werden festgelegt auf 130 g CO_2/km bis 2015, 95 g CO_2/km bis 2030.

Die bereits bestehenden ordnungsrechtlichen Massnahmen - Gebäudestandards, Grenz- und Zielwerte, Kantonales Baurecht, Luftreinhalteverordnung (LRV), Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe (LSVA) – bleiben bestehen. Die Gebäudestandards werden im Laufe der Jahre dem angenommenen autonomen technischen Fortschritt nachgeführt. Die Fahrzeugstandards werden dem jeweils aktuellen EU-Richtlinienwerk nachgeführt.

Darüber hinaus gehende neue ordnungsrechtliche Instrumente werden nicht unterstellt.

Auf freiwilliger Ebene wird das Programm EnergieSchweiz fortgesetzt. Dieses Instrumentarium ist wegen seiner Transaktionswirkung zwar nicht explizit modellierbar oder quantifizierbar, aber für die Unterstützung und Effektivierung der Förderinstrumente sowie für die Diffusion von effektiven Technologiestandards notwendig. Für die Quantifizierungen in den Modellrechnungen wird es als Voraussetzung für die Fortsetzung und Effektivierung insbesondere der neueren Instrumente verstanden.

Im Vergleich mit dem Szenario I („Weiter wie bisher“) der Energieperspektiven 2035 hat die Energiepolitik in der Zwischenzeit mehr wirksame Instrumente beschlossen und eingeführt. Dieses neue Szenario „Weiter wie bisher“ entspricht daher von der Anlage der energiepolitischen Voraussetzungen eher dem Szenario II der Energieperspektiven

2035. Die Wirkung sowohl der Technologieentwicklung als auch der Instrumente ist de facto auch an der Entwicklung der Energiebilanz nachzuvollziehen: Obgleich sich die Bevölkerung gegenüber den damals aufgrund der Vorgaben unterstellten Rahmendaten deutlich erhöht hat (7.9 Mio. in 2010 gegenüber der Vorgabe des BFS 2001 von 7.4 Mio.), liegt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs recht genau auf dem Pfad des Szenario I. Die damit verbundenen Effizienzsteigerungen (Entwicklungen des Endenergieverbrauchs und des Stromverbrauchs pro Kopf und pro BIP-Einheit) entsprechen eher denjenigen des Szenario II der Energieperspektiven 2035.

Das Szenario „Weiter wie bisher“ wird als Referenzentwicklung verwendet, mit der die anderen Szenarien jeweils verglichen werden. Dies ist insbesondere aufgrund der Veränderungen der sozioökonomischen Rahmendaten notwendig. Es handelt sich bei diesem Szenario jedoch nicht um eine Prognose (genauso wenig wie das Szenario I der Energieperspektiven 2035 eine Prognose war und auch nicht als solche fungieren sollte).

4.3 Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP)

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist ein so genanntes „Zielszenario“, bei dem untersucht wird, welche technischen Massnahmen im Energiesystem umgesetzt werden müssen, um ein gegebenes Ziel zu erreichen.

Im Unterschied zu dem Zielszenario IV der Energieperspektiven 2035 wird das Zielsystem im Szenario „Neue Energiepolitik“ nunmehr sehr einfach gewählt:

Die energiebedingten CO_2-Emissionen pro Kopf sollen bis zum Jahr 2050 auf 1 - 1.5 t abgesenkt werden. Dieses Ziel gilt als derjenige weltweite Durchschnittswert für Treibhausgasemissionen, der dauerhaft nicht überschritten werden sollte, um die globale Erwärmung auf einen Korridor um maximal 2 °C einzuschränken. Im Gegensatz zu den für Industrieländer üblichen absoluten Emissionszielen wurde aufgrund der Sondersituation der Schweiz mit stark wachsender Bevölkerung der Ansatz des pro-Kopf-Zieles gewählt, um möglichen Benachteiligungen vorzubeugen.

Die derzeitigen energiebedingten CO_2-Emissionen in der Schweiz (in der Abgrenzung der Schweizer Energiebilanz ohne internationalen Flugverkehr und Raffinerieverluste) betragen ca. 5 t pro Kopf. Die Schweiz liegt damit am unteren Rand der Emissionen der Industrieländer. Die Gründe hierfür liegen einerseits in der für Industrieländer untypischen Wirtschaftsstruktur (grosser Dienstleistungssektor, sehr geringer Anteil energieintensiver Industrien) sowie der bislang CO_2-freien Stromerzeugung. Da in den verschiedenen Varianten der Stromerzeugung die CO_2-Intensität unterschiedlich hoch ist, ergibt sich ein Zielkorridor.

Zusätzlich zu diesem Ziel, aus dem sehr weitreichende Anforderungen an die Transformation des Energiesystems folgen, wird bei diesem Szenario verstärkt berücksichtigt, dass die Menge an nachhaltig erzeugbaren und verwendbaren (Primär-) Biomassen begrenzt ist. In der Schweiz betragen sie gem. der Potenzialstudie von Infras 2004 [Infras, 2004, vgl. auch Exkurs Biomasse im Anhang] ca. 130 PJ. Diese Begrenzung wird bei dem Einsatz und den Substitutionen der unterschiedlichen biogenen Energieträger (Holz, feste Biomassen wie Biokohle, biogene Anteile im Abfall, Klärgas, Kompogas, Deponiegas, Bioerdgas sowie Biotreibstoffe) berücksichtigt. Theoretisch wird ein Import nachhaltig produzierbarer Biomassen in Höhe von bis zu 30 PJ zugelassen.

Aus dieser strengen Restriktion folgen strategische Anforderungen an den Einsatz von Biomassen: Einerseits ist es notwendig, die knappen Ressourcen möglichst effizient einzusetzen, also vor allem in höhergrädige Prozesswärme, gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung sowie Güter- und Luftverkehr. Langfristig zeigt sich jedoch, dass der gesamte Verbrauch nicht so weit reduziert werden kann, dass die seltenen nachhaltigen Biomassen für alle Einsatzzwecke hinreichen würden. Daher müssen sie vor allem dort eingesetzt werden, wo auf lange Sicht keine Substitutionsoptionen (weder technisch noch bezüglich der Energieträgercharakteristik) bereit stehen. Dies ist vor allem der motorisierte Güter- und Flugverkehr, da dieser auch auf lange Sicht die hohe Energiedichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe benötigen wird. Es wird davon ausgegangen, dass die biogenen Treibstoffe vor allem im Ausland produziert werden und importiert werden. Insofern werden sie den Importbilanzen zugerechnet. Insgesamt wird jedoch darauf geachtet, dass die gesamte „zulässige" Menge an biogenen Energieträgern die schweizerische Nachhaltigkeitsgrenze nicht überschreitet.

Diese Zielsetzung ist etwas strenger als diejenige des Zielszenarios IV („Wege zur 2000-Watt-Gesellschaft") der Energieperspektiven 2035, denn dort wurde davon ausgegangen, dass die 2000-Watt-Gesellschaft (in einer spezifischen Definition, vgl. Kap. 4 Band 2 der Energieperspektiven 2035) bis zum Jahr 2100 anzustreben sei.

Seit der Durchführung der Arbeiten der Energieperspektiven 2035 von 2003 - 2007 hat Prognos einige weitere ambitionierte Zielszenarien mit ähnlichen Zielen für Deutschland ausgearbeitet (z.B. die Szenarien für ein Energiekonzept 2010 der deutschen Bundesregierung samt Folgearbeiten im Zusammenhang mit dem deutschen Atomausstieg, das Projekt „Modell Deutschland - Klimaschutz vom Ziel her denken" im Auftrag des WWF Deutschland 2009 sowie „Das energiewirtschaftliche Gesamtkonzept" im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft 2010). Aus den Erfahrungen dieser Szenarienarbeiten konnten strategische Setzungen und Vorgehensweisen abgeleitet werden, die es ermöglichten, die Zielszenarien jeweils in dem gebotenen engen Zeithorizont zu implementieren.

Grundsätzlich wird ein vierstufiges Vorgehen gewählt:

- Ausschöpfung aller Effizienzoptionen mit heute bekannten Technologien (bester Stand des Marktes); dies schliesst eine moderate Wärmepumpenstrategie und Elektromobilitätsstrategie für den motorisierten Personenverkehr ein;

- Substitution von fossilen Brenn- und Treibstoffen durch erneuerbare Optionen, soweit möglich und im Rahmen der Biomasserestriktionen;

- Weiterentwicklung der neuen Schlüsseltechnologien sowohl im Material- als auch im Produktionstechnikbereich, um mit weniger Energie- und Rohstoffeinsatz (wegen einer Vorkettenbetrachtung) insgesamt werthaltigere Produktionsformen sowie angepasste Produkte aufzubauen.

- Wenn nach einem solchen Vorgehen das Ziel noch deutlich verfehlt wird, wird über moderate „Suffizienzstrategien", d.h. Veränderungen bei den Mengengrössen wie Wohnflächen, Ausstattungen, Veränderungen der Verkehrsmengenstruktur (modal split) und Produktion nachgedacht. Dieses logische Vorgehen steht im Einklang mit den Ergebnissen zahlreicher Arbeitsgruppendiskussionen (sowohl im Rahmen der Schweizer Energieperspektiven als auch der entsprechenden Projekte in Deutschland), dass zunächst weder Strategien einer begrenzten Zulassung von gestrandeten Investitionen noch Suffizienzstrategien als akzeptabel angesehen werden, so lange technologische und nur begrenzt

das Verhältnis von Lebens- und Arbeitsformen verändernde Optionen zur Verfügung stehen. Erst wenn sich zeigen sollte, dass diese immer noch zu deutlichen Zielverfehlungen führen, sollte ernsthaft in die zeitliche und mengenmässige Entwicklung der Mengenkomponenten eingegriffen werden.

Daher wurde zur Entwicklung der Grundlagen für Szenario IV vor allem ein technologiebasierter Ansatz gewählt, der im Folgenden beschrieben wird. Zusätzlich zur Technologiebasierung wird davon ausgegangen, dass Ersatzinvestitionen nicht lange über die technische Lebensdauer hinausgezögert werden und der Anteil energetisch ineffizienter Ersatzinvestitionen wie „Pinselsanierungen“, die auf lange Zeit vertane Chancen bedeuten, deutlich verringert wird.

Daher wurden – unterstützt durch eine Expertenbefragung mit Spiegelung mit den Experten einer erweiterten Arbeitsgruppe [Prognos, 2006] – vor allem die Potenziale der neuen Schlüsseltechnologien

- Informations- und Kommunikationstechnologie mit verstärktem (auch kognitivem) Innovationsgehalt, auch auf Metaebenen, incl. Opto-Elektronik,
- Biotechnologie inkl. Bionik (und ggf. Neuroelektronik),
- Mikrotechnologie inkl. mikrominiaturisierter Produktionstechnologie,
- Nanotechnologie, insbesondere in Bezug auf Werkstoffe,
- neue Energieumwandlungs- und -transporttechnologien,

auf ihre Effizienzpotenziale und ihre Möglichkeiten, das gesamte System effizienter zu organisieren, hin ausgelotet. Hierbei war es wichtig, eine Beschränkung auf solche technischen Lösungen vorzunehmen, die bereits jetzt im Versuchsstadium sind oder Weiterentwicklungen bereits bekannter Lösungen darstellen, wie die Vakuumdämmung. Vollständig neuartige Produkte, Produktionsweisen, Dienstleistungsausprägungen oder Energiesysteme bleiben unbetrachtet – es wird also ein vorsichtiger „Technologieshift“ unterstellt, jedoch kein „Systembruch“.

Es zeigte sich, dass für alle Sektoren bereits mit bekannten hocheffizienten (Querschnitts-)Technologien ein hoher Grad an Zielerreichung bewerkstelligt werden kann. Weitere Technologieentwicklungen vor allem bei Werkstoffen für den Gebäudebereich, Prozesstechnik (z.B. Infrarotlaser, biologische Verfahren in der Chemie- und Pharm-Industrie sowie bei der Produktion von biogenen Energieträgern) sowie Kühltechnik (Betonkernkühlung, Absorptionskälte, ORC, bivalente Wärmepumpen), Einsatz massgeschneiderter Werkstoffe zur Oberflächengestaltung und -beschichtung machen die Zielerreichung einfacher.

Einige der Technologien, die in 2006 im Rahmen der Energieperspektiven von den Arbeitsgruppen noch als recht spekulativ eingeschätzt wurden, sind mittlerweile sehr deutlich zu sehen. Hierzu gehören

- LED- und OLED-Beleuchtungstechnologien bis hin zu Projektionstechnologie.
- Optoelektronik und Photonik als nächste Generation der physikalischen Basis für weiterentwickelte Informations- und Kommunikationstechnologie.

- Miniaturisierung, Visoren bei Displaytechnologien.
- Nanotechnologische Oberfläche:
    - Dämmstoffe auf der Basis von Nanoschäumen.
    - lab on chip zur materialeffizienten Produktion von Werkstoffen und Analysetechnik.
    - Elektromobilität, wenn auch mit langfristigem Zeithorizont.
    - Hochfunktionale textile und materialeffiziente Werkstoffe auf Basis nachwachsender Rohstoffe.

Diese Technologien werden nicht zwingend unterstellt, jedoch wird ein gewisser Anteil davon im Laufe der Zeit in den entsprechenden Verwendungszwecken eingesetzt.

Bezüglich der Infrastruktur wird von folgenden Voraussetzungen ausgegangen:

- Neubau grosser Fernwärmenetze oder NT-Wärme-Infrastruktur wird nicht unterstellt.
- Ebenso wenig wird der systematische Neubau von Kältenetzen angenommen.
- Ein signifikanter Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur wird nicht unterstellt. Als Option wird Wasserstoff als Energiespeicher sowohl für das Elektrizitätssystem (z.B. zur Aufnahme von PV-Überleistungen und winterlicher Mitverbrennung in Gaskombikraftwerken) oder für Flottenbetriebe von Lieferflotten in kleinen Mengen mit berücksichtigt.
- Mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung muss der Ausbau der Netze auf verschiedenen Ebenen einhergehen.
- Im Verkehrssektor ändert sich die Aufteilung nach Verkehrsträgern. (Verlagerung auf die Schiene.) Hier wird - zusammen mit der steigenden Bevölkerung - davon ausgegangen, dass die hierfür erforderliche Infrastruktur ausgebaut wird (vgl. Verkehrsteil des Szenarios).

Im Grundsatz könnte es notwendig sein, die Rückwirkungen eines oben geschilderten veränderten Technologieeinsatzes sowie der Technologieentwicklungen auf die Branchenstrukturen abzubilden. Eine solche Iterationsschleife konnte hier nicht vorgenommen werden. Im Szenario IV der Energieperspektiven 2035 wurde dies umgesetzt, mit dem Ergebnis, dass die damals ermittelte Branchen- und Produktestruktur der heutigen vorgegebenen Strukturentwicklung (vgl. Kap. 3) sehr ähnlich wurde. Die Entwicklung der Schweizer Wirtschaftsstruktur der letzten 10 Jahre, die unter anderem zu dieser Einschätzung von ECOPLAN im Auftrag der Bundeskanzlei und des Bundesamtes für Statistik, begleitet von einer interdepartamentalen Arbeitsgruppe, führte, zeigt also durchaus in eine energie- und materialeffiziente sowie wissensintensive Richtung.
Auch diejenigen Branchen, die verstärkt von den Veränderungen des Szenario „Neue Energiepolitik“ profitieren, nämlich Chemie (vor allem wegen der neuen hochwertigen Werkstoffe), Elektrotechnik, Elektronik, Maschinenbau sind ohnehin bereits „Gewinner“ in der vorgegebenen Branchenstruktur. Die Erfahrungen aus den analogen Szenarienprojekten für Deutschland zeigen, dass die zusätzlichen rückgekoppelten Veränderungen der Branchenstruktur klein wären (im einstelligen Prozentbereich), daher lässt sich die hier abgebildete konservative Vorgehensweise rechtfertigen.

Bezüglich sonstiger Infrastruktur sowie Arbeits- und Gesellschaftsorganisation sind verschiedene Veränderungen, die im Szenario IV der Energieperspektiven 2035 als innovativ und veränderungsnotwendig kontrovers in den Arbeitsgruppen diskutiert wurden, bereits jetzt als Entwicklungen sichtbar, z. T. auf dem Markt und daher bereits im Szenario „Weiter wie bisher“ untergebracht:

Diese technischen Optionen haben unter anderem einen Einfluss auf die Organisation von Arbeitsplätzen. Beispielsweise werden die Flächen im Dienstleistungssektor aufgrund besserer Ausnutzung und vermehrtem nichtlokalen Arbeiten (z.B. in Heimbüros, aber auch unterwegs, z.B. im öffentlichen Raum) reduziert. Die Verkehrsleistungen werden durch bessere Ausnutzung und Steuerung reduziert, sowie der modal split nochmals deutlich zur Schiene hin verschoben, vgl. Kap. 2. Ausser diesen Veränderungen im Verkehrssystem wurde **keine** Änderung der Mengengrössen wie Produktionsmengen, Energiebezugsflächen oder Dienstleistungsintensität notwendig. Eine ernsthafte „Suffizienzstrategie“ ist somit aus heutiger Sicht für ein solches zielorientiertes Szenario nicht notwendig.

Trotz der grundsätzlichen technischen Machbarkeit, die sich bereits heute abzeichnet, sind für die konkrete Umsetzung deutliche Veränderungen sowohl im regulatorischen als auch im internationalen Umfeld notwendig. Beispielsweise wird für die Elektromobilität eine globale Technologieentwicklung in internationaler Arbeitsteilung benötigt, unter Berücksichtigung gewisser Ressourcen- und Rohstofffragen. Auch für die Umsetzung der konkreten Querschnitts- und Effizienztechnologien in den Unternehmen ist es gerade für exportierende Branchen und Unternehmen notwendig, mittelfristig gewisse Harmonisierungen in den internationalen Rahmenbedingungen zu erreichen (z.B. CO_2-Handel und -preise, Anreize für Stromeffizienz, regulatorische Rahmenbedingungen, die den Technologieentwicklungen folgen, angepasstes Marktdesign auf den Strommärkten), damit auch international die Wettbewerbsfähigkeit gewahrt bleibt. Wenn diese Rahmenbedingungen gesichert sind, ist die Schweizer Industrie - wie oben ausgeführt - aufgrund ihrer Branchenstruktur und Produktpalette sehr gut aufgestellt und gehört eher zu den Gewinnern einer solchen technologisch und effizienzgetriebenen Entwicklung.

Um zu solchen harmonisierten Vereinbarungen zu kommen, ist als Voraussetzung einerseits ein starker gesellschaftlicher Konsens über die Ziele und zur Umsteuerung notwendig, andererseits entsprechend tief greifende Instrumente, damit auch die neuen Chancen und Risiken gleichmässig verteilt werden, und drittens eine ähnliche Entwicklung im europäischen Umfeld, idealer Weise in allen Industrieländern, sowie auch weltweit einen Paradigmenwechsel. Dieser ist einerseits notwendig, damit die entsprechenden gerichteten Technologieentwicklungen tatsächlich einigermassen effizient und mit gleichmässigen Forschungsbelastungen in den Industrieländern durchgeführt werden können. Internationale Aufgabenteilung wäre hier das Gebot der Stunde. Andererseits wäre selbst ein europäischer Alleingang sehr ambitioniert und würde zu komparativen Nachteilen auf den Weltmärkten in den stärker international ausgerichteten Wirtschaftszweigen führen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden explizit keine Instrumentenableitungen für dieses Szenario durchgeführt. Grundsätzlich wäre es bei entsprechenden internationalen Rahmenvereinbarungen möglich, eine Reihe von Umsetzungsschritten über entsprechende Märkte, marktorientierte Suchprozesse und marktorientierte Instrumente (Preisrelationen oder Anforderungen an Qualitäten) zu organisieren. Auch die Transaktionsleistungen werden sich unter solchen Bedingungen innerhalb kurzer Zeit über den Markt organisieren.

4.4 Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ (POM)

Die beiden Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ ermitteln einen Korridor, der die notwendigen Veränderungen aufzeigt, wenn das CO_2-Ziel ernst genommen wird. Da die Schweiz nicht über beliebig viele Optionen verfügt, die internationalen Verhandlungen und Abkommen voranzutreiben (und der hierfür notwendige internationale gesellschaftliche Konsens bislang auch noch nicht in bindender Weise festgeschrieben ist), wird mit einem Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ (in den Sektoren kürzer gefasst mit der Bezeichnung „Politische Massnahmen“) untersucht, wie weit ein ernsthaft verstärkter, aber als konsensfähig eingeschätzter Einsatz von bekannten energiepolitischen Instrumenten führen kann. Hierbei wird der Fokus auf konkrete inländische Massnahmen gelegt.

Für das Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ hat das BFE ein Paket von ca. 50 verschiedenen Instrumentenvorschlägen in einem Abstimmungsprozess zwischen zahlreichen verschiedenen Ämtern zusammen gestellt. Dieses Paket ist immer noch in der Weiterentwicklung und naturgemäss noch nicht im politischen Prozess beschlossen und umgesetzt, daher wird im Anhang I eine Liste der Instrumente mit Nummern und Titeln abgebildet. Die Instrumente umfassen Vorschläge für alle Sektoren und auf unterschiedlichen Detaillierungsebenen sowie die unterschiedlichen Klassen Ordnungsrecht (Vorschriften, Standards), preisorientierte Instrumente (Steuern, Abgaben, Änderungen im Steuerrecht), Anreizinstrumente (Förderung, indirekte Erleichterungen, Kooperationsinstrumente wie Vereinbarungen und Effizienzboni) sowie Transaktionsinstrumente wie EnergieSchweiz. Nicht alle Instrumente sind quantifizierbar. Insbesondere die Transaktionsinstrumente können nicht als eigenständige Klasse in ihren Wirkungen quantifiziert werden. Sie sind aber eine notwendige Voraussetzung für die Wirkung der Förder- und Kooperationsinstrumente, die Marktdiffusion effizienter und innovativer Technologien sowie die Reduktion von Mitnahmeeffekten.

In einem iterativen Prozess wurden vorab verschiedene Szenarien abgeschätzt, in denen die Hauptinstrumente unterschiedlich ausgestattet sind, und aus den Ergebnissen das vorläufig endgültige Instrumentenpaket für das Szenario fest gelegt.

Die quantitativ am stärksten wirkenden Instrumente sind Verstärkungen der bereits eingeführten Hauptinstrumente (die auch im Szenario „Weiter wie bisher“ umgesetzt werden):

- Aufstockung des Gebäudeprogramms auf 300 Mio. CHF in 2014, weitere Aufstockung auf 600 Mio. CHF ab 2015. Hiervon wird der grösste Anteil für die energetische Sanierung bestehender Gebäude vorgesehen, ein kleinerer Anteil für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Raumwärme.
  Für die Modellrechnungen sind nur die Höhe der Mittel sowie die Bedingungen für die Mittelvergabe von Interesse. Die Mittelherkunft (CO_2-Abgabe, Globalmittel, kantonale Ergänzungsmittel) muss im politischen Prozess geklärt werden.

- Verschärfung der MuKEN für Neubauten sowie die Höhe der energetischen Standards von Gebäudesanierungen.

- Aufstockung der Fördermittel des Instruments „wettbewerbliche Ausschreibungen“ auf 100 Mio. CHF p.a.

- Weitere Erhöhung der CO_2-Abgabe bis auf 96 CHF/t ab 2018.

- Weiterführung der Effizienzboni.
- Verbindliche Standards für die technische Gebäudeausstattung von Dienstleistungs- und Industriegebäuden.
- Förderung von ORC-Anlagen.
- Verschärfung der Flottengrenzwerte für Neufahrzeuge: 130g CO_2/km bis 2015 / 95 g CO_2/km bis 2020, 35 g CO_2/km in 2050 - diese Verschärfung zieht die verstärkte Einführung von Biotreibstoffen oder Elektromobilität - über verschiedene Zwischenstufen wie Hybrid, Plugin-Hybrid, Range extender - nach sich.

Hinzu kommen zahlreiche Einzelinstrumente, die Einzelbetreffnisse adressieren, wie z.B. Ersatzneubauten, Standards von Elektrogeräten, Ausstattung von Verkehrsinfrastruktur und mögliche Standorte von Anlagen zur erneuerbaren Stromproduktion an Infrastruktureinrichtungen ausweisen.

Die Liste der Instrumententitel findet sich in Anhang I.

4.5 Varianten des Elektrizitätsangebots

Gerechnet wurden die folgenden Eck-Kombinationen (ein Kreuz bedeutet, dass die Variante modellgestützt berechnet wurde).

Tabelle 4-4: Zusammenstellung der gerechneten Szenarien und Angebotsvarianten

	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario „Weiter wie bisher"	X	X	
Szenario „Politische Massnahmen"	X	X	X
Szenario „Neue Energiepolitik"	X	X	X

Quelle: Prognos 2012

Bezüglich der Szenarienlogik ist anzumerken, dass die Variante C&E im Szenario „Weiter wie bisher" eine gegenüber der in Kapitel 4.2 genannten Instrumentierung deutliche Erweiterung benötigt: In allen Varianten mit dem „E" im Namen, die einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung untersuchen, wird die Ausschöpfung von technischen und bezüglich der Akzeptanz als möglich eingeschätzten Potenzialen gerechnet. Für die Ausschöpfung dieser Potenziale in den Jahren 2010 - 2050 sind die im Szenario „Weiter wie bisher" genannten Obergrenzen für die KEV-Umlage nicht hinreichend. Falls die Umsetzung eines solchen Szenarios angestrebt wird, muss das Förderinstrumentarium erweitert werden. Eine solche Erweiterung wurde bereits im Bundesratsbeschluss über das Massnahmenpaket [Bundesrat, 2012] angedeutet, indem die Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung auf bis zu 1 Mrd. CHF p.a. aufgestockt wird.

Zusätzlich wird die Variante C&D&E (ambitionierte Pfade für erneuerbare Energien, ambitionierte Ausbaupfade gem. dem technischen Potenzial für WKK-Anlagen, ggf. restliche Lückendeckung durch Gaskombikraftwerke) berechnet. Hierfür würden erheb-

liche Änderungen der Rahmenbedingungen für WKK-Anlagen notwendig. Diese Varianten werden auf Wunsch des BFE im Exkurs WKK dokumentiert.

5 Vergleich der Szenarien

5.1 Wesentliche Kenndaten

In diesem Kapitel werden wesentliche Kenndaten der Szenarien zunächst kommentarlos zusammengefasst:

Endenergienachfrage und Elektrizitätsnachfrage in PJ, pro Kopf und BIP, sowie die absolute und relative Veränderung gegenüber 2000 und 2010. Die CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe inkl. der Erzeugung Variante C in Mio. t, pro Kopf und pro BIP, sowie die absoluten und relativen Veränderungen gegenüber 2000 und 2010.

Die Anteile der Erneuerbaren an der Stromerzeugung sind variantenabhängig und werden in Kapitel 5.3.8 diskutiert.

In der folgenden Tabelle sind kondensierte Kenngrössen der Szenarien mit den jeweils ausgewählten Angebotsvarianten zusammengestellt. Die CO_2-Emissionen sind physikalische inländische Emissionen (ohne Kompensation) der direkt verbrauchten Brenn- und Treibstoffe.

Tabelle 5-1: Szenarienvergleich
Endenergieverbrauch in PJ, pro Kopf und pro BIP, absolute und relative Veränderungen gegenüber 2000 und 2010

	Endenergienachfrage in PJ					Endenergienachfrage pro Kopf in GJ					Endenergienachfrage pro BIP in MJ pro Franken				
	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050
Weiter wie bisher	777	841	788	706	658	107.8	106.7	93.4	79.4	72.8	1.7	1.5	1.3	1.0	0.8
Politische Massnahmen	777	840	767	639	565	107.8	106.5	90.9	71.9	62.5	1.7	1.5	1.2	0.9	0.7
Neue Energiepolitik	777	840	734	549	451	107.8	106.5	87.0	61.8	49.9	1.7	1.5	1.2	0.8	0.6
absolute Veränderung gegenüber 2000, in PJ															
Weiter wie bisher		64	11	-71	-119		-1	-14	-28	-35		-0.1	-0.4	-0.7	-0.8
Politische Massnahmen		62	-11	-138	-212		-1	-17	-36	-45		-0.1	-0.4	-0.8	-1.0
Neue Energiepolitik		62	-43	-228	-327		-1	-21	-46	-58		-0.1	-0.5	-0.9	-1.1
relative Veränderung gegenüber 2000, in %															
Weiter wie bisher		8%	1%	-9%	-15%		-1%	-13%	-26%	-32%		-7%	-24%	-40%	-51%
Politische Massnahmen		8%	-1%	-18%	-27%		-1%	-16%	-33%	-42%		-8%	-26%	-45%	-58%
Neue Energiepolitik		8%	-6%	-29%	-42%		-1%	-19%	-43%	-54%		-8%	-29%	-53%	-66%
absolute Veränderung gegenüber 2010, in PJ															
Weiter wie bisher			-53	-135	-183			-13	-27	-34			-0.3	-0.5	-0.7
Politische Massnahmen			-73	-200	-274			-16	-35	-44			-0.3	-0.6	-0.8
Neue Energiepolitik			-105	-291	-389			-20	-45	-57			-0.4	-0.8	-1.0
relative Veränderung gegenüber 2010, in %															
Weiter wie bisher			-6%	-16%	-22%			-12%	-26%	-32%			-18%	-35%	-47%
Politische Massnahmen			-9%	-24%	-33%			-15%	-32%	-41%			-20%	-41%	-54%
Neue Energiepolitik			-13%	-35%	-46%			-18%	-42%	-53%			-23%	-49%	-64%

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-2: Szenarienvergleich
Elektrizitätsverbrauch in PJ, pro Kopf und pro BIP, absolute und relative Veränderungen gegenüber 2000 und 2010

	Elektrizitätsnachfrage in PJ					Elektrizitätsnachfrage pro Kopf in GJ					Elektrizitätsnachfrage pro BIP in MJ pro Franken				
	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050
Weiter wie bisher	185	212	221	232	249	25.7	26.8	26.2	26.1	27.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3
Politische Massnahmen	185	212	211	208	219	25.7	26.8	25.0	23.5	24.2	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
Neue Energiepolitik	185	212	210	198	191	25.7	26.8	24.9	22.3	21.1	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2
absolute Veränderung gegenüber 2000, in PJ															
Weiter wie bisher		26.5	36.2	46.9	63.4		1.2	0.6	0.4	1.8		0.0	0.0	-0.1	-0.1
Politische Massnahmen		26.5	26.0	23.4	34.0		1.2	-0.7	-2.2	-1.4		0.0	-0.1	-0.1	-0.1
Neue Energiepolitik		26.5	25.3	13.2	5.8		1.2	-0.7	-3.4	-4.6		0.0	-0.1	-0.1	-0.2
relative Veränderung gegenüber 2000, in %															
Weiter wie bisher		14%	20%	25%	34%		5%	2%	2%	7%		-2%	-10%	-17%	-22%
Politische Massnahmen		14%	14%	13%	18%		5%	-3%	-9%	-6%		-2%	-14%	-25%	-31%
Neue Energiepolitik		14%	14%	7%	3%		5%	-3%	-13%	-18%		-2%	-14%	-29%	-40%
absolute Veränderung gegenüber 2010, in PJ															
Weiter wie bisher			9.7	20.4	37.0			-0.6	-0.7	0.6			0.0	-0.1	-0.1
Politische Massnahmen			-0.5	-3.1	7.5			-1.8	-3.4	-2.6			0.0	-0.1	-0.1
Neue Energiepolitik			-1.1	-13.3	-20.6			-1.9	-4.5	-5.7			0.0	-0.1	-0.1
relative Veränderung gegenüber 2010, in %															
Weiter wie bisher			5%	10%	17%			-2%	-3%	2%			-8%	-15%	-20%
Politische Massnahmen			0%	-1%	4%			-7%	-13%	-10%			-12%	-23%	-30%
Neue Energiepolitik			-1%	-6%	-10%			-7%	-17%	-21%			-12%	-27%	-39%

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-3: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen der Nachfrage zzgl. der Erzeugung (Variante C) in Mio. t, pro Kopf und pro BIP, absolute und relative Veränderungen gegenüber 2000 und 2010

	CO_2-Emissionen in Mio. t					CO_2-Emissionen pro Kopf in t					CO_2-Emissionen pro BIP in Tsd. t pro Franken				
	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050
Weiter wie bisher	39.2	40.0	35.0	34.7	30.0	5.4	5.1	4.1	3.9	3.3	0.08	0.07	0.06	0.05	0.04
Politische Massnahmen	39.2	40.0	32.6	28.1	21.8	5.4	5.1	3.9	3.2	2.4	0.08	0.07	0.05	0.04	0.03
Neue Energiepolitik	39.2	40.0	29.2	20.2	11.4	5.4	5.1	3.5	2.3	1.3	0.08	0.07	0.05	0.03	0.01
absolute Veränderung gegenüber 2000, in PJ															
Weiter wie bisher		0.8	-4.3	-4.6	-9.2		-0.4	-1.3	-1.5	-2.1		0.0	0.0	0.0	0.0
Politische Massnahmen		0.8	-6.6	-11.2	-17.4		-0.4	-1.6	-2.3	-3.0		0.0	0.0	0.0	-0.1
Neue Energiepolitik		0.8	-10.0	-19.1	-27.8		-0.4	-2.0	-3.2	-4.2		0.0	0.0	-0.1	-0.1
relative Veränderung gegenüber 2000, in %															
Weiter wie bisher		2%	-11%	-12%	-24%		-7%	-24%	-28%	-39%		-13%	-33%	-41%	-56%
Politische Massnahmen		2%	-17%	-28%	-44%		-7%	-29%	-42%	-56%		-13%	-37%	-52%	-68%
Neue Energiepolitik		2%	-25%	-49%	-71%		-7%	-36%	-58%	-77%		-13%	-44%	-66%	-83%
absolute Veränderung gegenüber 2010, in PJ															
Weiter wie bisher			-5.0	-5.3	-10.0			-0.9	-1.2	-1.8			0.0	0.0	0.0
Politische Massnahmen			-7.4	-11.9	-18.2			-1.2	-1.9	-2.7			0.0	0.0	0.0
Neue Energiepolitik			-10.8	-19.8	-28.6			-1.6	-2.8	-3.8			0.0	0.0	-0.1
relative Veränderung gegenüber 2010, in %															
Weiter wie bisher			-13%	-13%	-25%			-18%	-23%	-35%			-23%	-33%	-49%
Politische Massnahmen			-18%	-30%	-45%			-24%	-38%	-52%			-28%	-45%	-63%
Neue Energiepolitik			-27%	-50%	-71%			-32%	-55%	-75%			-36%	-61%	-81%

Quelle: Prognos 2012

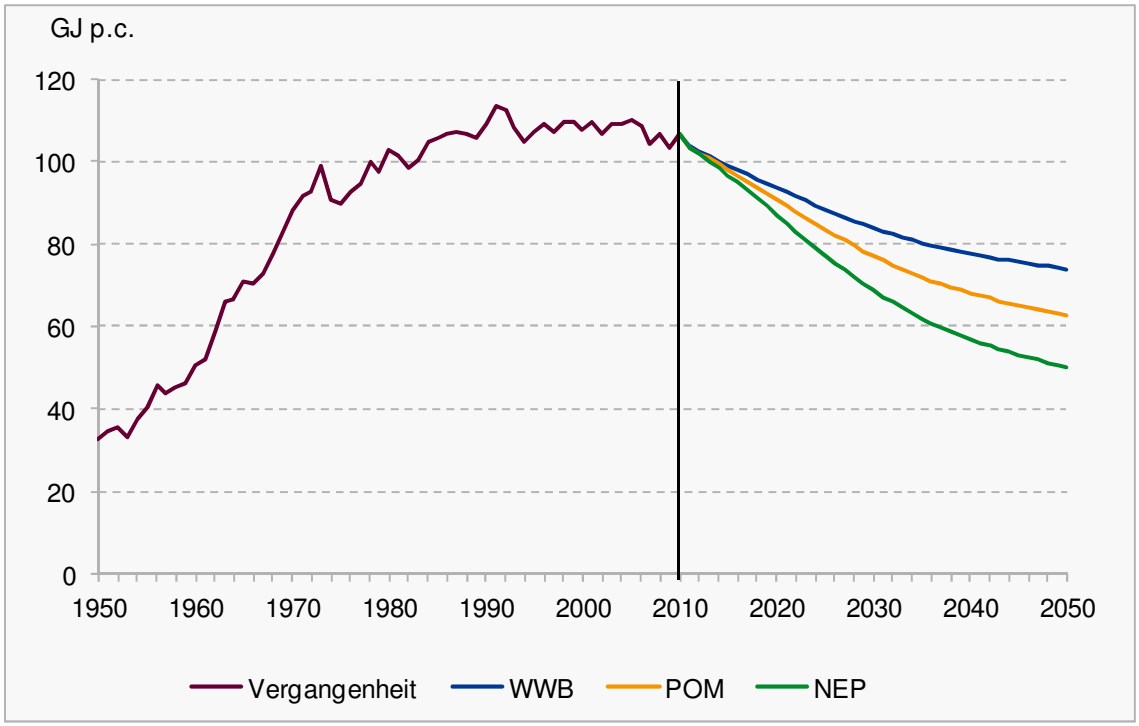
An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass das Post-Kyoto-Ziel, die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2000 um 20 % zu reduzieren, lediglich im Szenario „Neue Energiepolitik“ sicher erreicht wird. Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird es mit einer Reduktion um 17 % knapp verfehlt. Die Reduktion von 2020 gegenüber 1990 (energiebedingte CO_2-Emissionen 42.3 Mio. t) liegt in allen Szenarien- und Variantenkombinationen mit Ausnahme des Szenarios „Weiter wie bisher“ über 20 %. Das bedeutet, dass nur durch den Einsatz weiterer Politikinstrumente und der gleichzeitig unterstellten Strukturentwicklung mittelfristig (bis 2020) ein Gaskombikraftwerk unter CO_2-Aspekten im Energiesystem „Platz hat“. Langfristig werden mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ auch mit neun Gaskombikraftwerken bis zum Jahr 2050 die CO_2-Emissionen pro Kopf um 39 % gegenüber denjenigen von 2000 auf 3.3 t p.c. reduziert; dies ist jedoch noch ca. um einen Faktor drei vom Ziel entfernt. Im (zielorientierten) Szenario „Neue Energiepolitik“ wird das pro-Kopf-Ziel auch mit sechs Gaskombikraftwerken (die in 2050 nur noch geringe Volllaststunden haben) und einem nicht ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien erreicht. Die Emissionen liegen mit 1.3 t p.c. deutlich unterhalb der im Zielkorridor angesetzten Obergrenze.

5.2 Endenergienachfrage

5.2.1 Vergangenheitsentwicklung, Korrelationen

Um eine bessere Einschätzung der Szenarienergebnisse im Vergleich zur längerfristigen Entwicklung der Vergangenheit zu ermöglichen, wird an dieser Stelle die Entwicklung des Endenergieverbrauchs, des Elektrizitätsverbrauchs und der CO_2-Emissionen jeweils pro Kopf und pro BIP ab 1950 kurz dargestellt und diskutiert.

Figur 5-1: Szenarienvergleich
Entwicklung der Endenergienachfrage pro Kopf von 1950 – 2050, in GJ p.c.

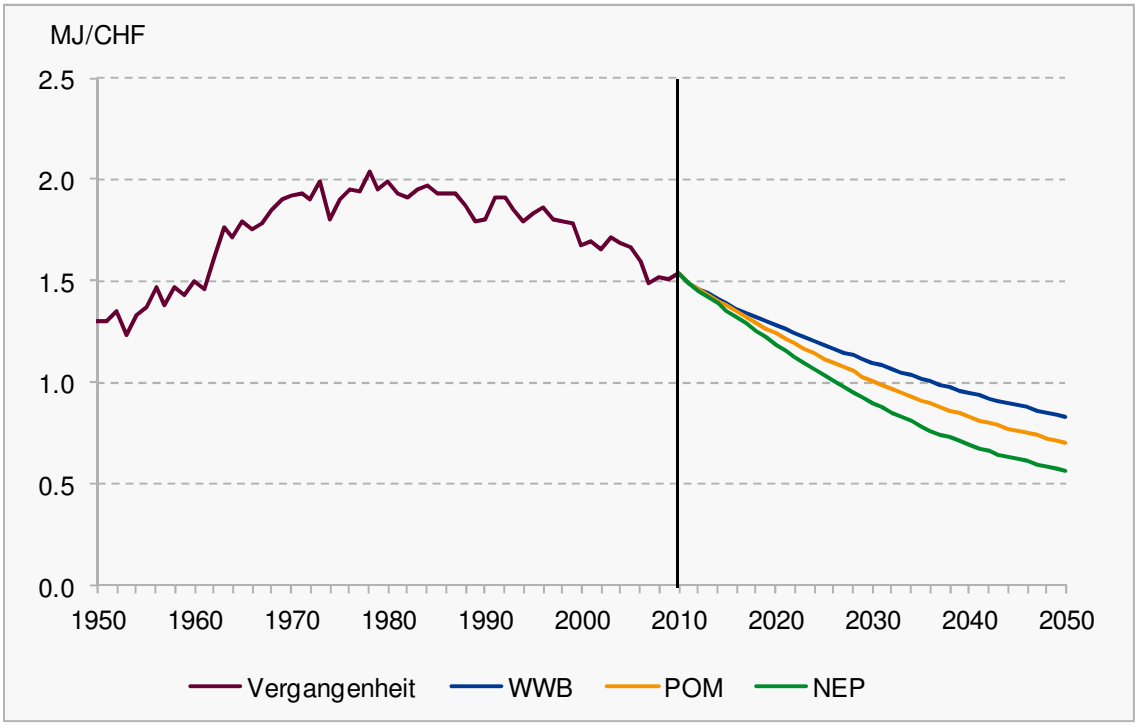


Quelle: Prognos 2012

Die Analyse der - unbereinigten - Entwicklung der Endenergienachfrage pro Kopf unter Einbezug der Vergangenheit in Figur 5-1 zeigt, dass der Endenergieverbrauch sich nach einem bis ca. 1972 (Ölpreiskrisen 1972 - 1984) rasanten, danach abgeschwächten Anstieg ab 1990 etwa stabilisiert hat; seit etwa dem Jahr 2005 hat er eine leicht abfallende Tendenz (diese war in den Energieperspektiven 2035 noch nicht zu sehen; der Abfall ab den Szenarien II, das dem jetzigen „Weiter wie bisher“ entspricht, stiess damals auf sehr viel Unverständnis). Dies wird noch deutlicher, wenn der Verbrauch witterungsbereinigt wird: Das Jahr 2010 war ein kaltes Jahr, insofern ist der Abfall auf die witterungsbereinigten Daten ab 2011 plausibel. Hierzu tragen sowohl die Strukturveränderungen der letzten Jahre als auch möglicherweise die seit dem Jahr 2005 zusätzlich eingeführten energiepolitischen Instrumente bei, die allerdings eher langfristig orientiert sind. Das Szenario „Weiter wie bisher“ setzt diesen Trend fort, in einer leicht abgeschwächten Weise. Die beiden Szenarien „Politisches Massnahmenpaket“ sowie „Neue Energiepolitik“ verstärken den Reduktionstrend jeweils deutlich. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird die spezifische Reduktion durch die getroffenen Massnahmen praktisch verdoppelt. In allen Szenarien ist deutlich zu sehen, dass sich der Abwärtstrend zwischen 2035 und 2050 abschwächt. Bei den beiden instrumentengetrie-

benen Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politisches Massnahmenpaket“ liegt dies daran, dass die eingesetzten Fördermittel konstant bleiben und insbesondere bei den wettbewerblichen Ausschreibungen die Massnahmen mit den höheren Einsparungseffizienzen zuerst ausgeschöpft werden. Beim Szenario „Neue Energiepolitik“ liegt es daran, dass die eingesetzten Querschnittstechnologien konservativ abgeschätzt wurden und gegen die zweite Ersatzperiode des Betrachtungszeitraums zusätzliche Einsparungen (wie z.B. bei Zweitsanierungen) immer schwerer zu realisieren sind.

Figur 5-2: Szenarienvergleich
Entwicklung der Endenergienachfrage pro BIP von 1950 – 2050, in MJ/CHF



Quelle: Prognos 2012

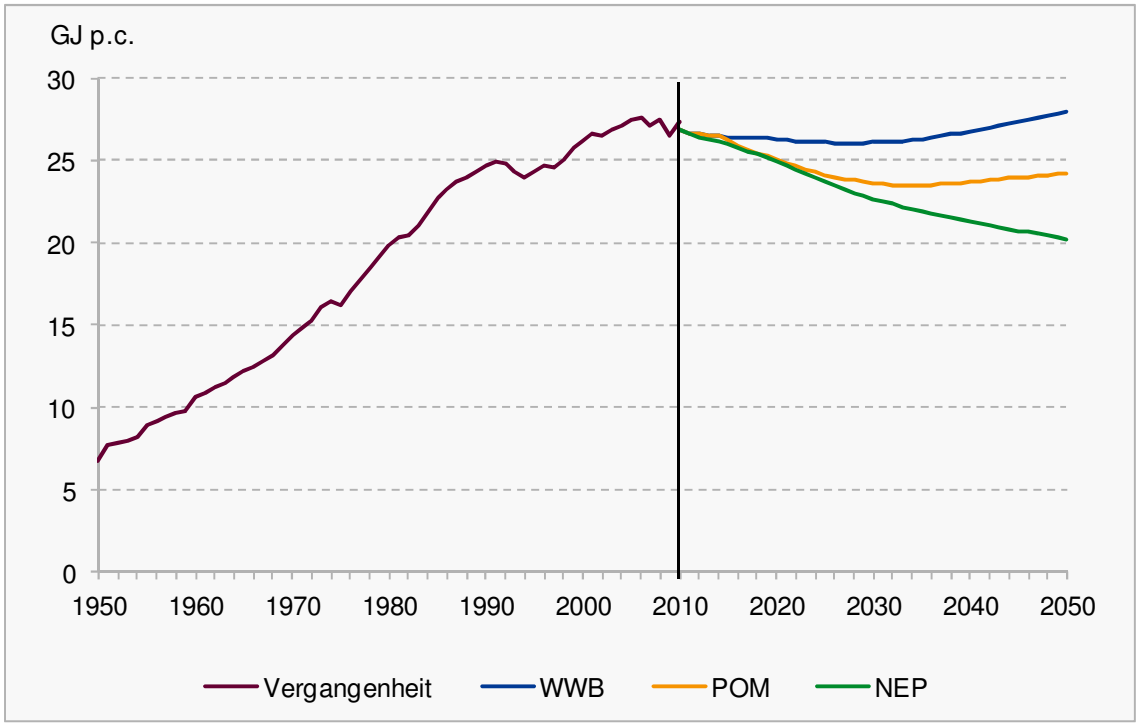
Die Entwicklung der Endenergienachfrage pro BIP (Figur 5-2) ist ein Mass dafür, mit wie viel Energieeinsatz die Wirtschaftsleistung erarbeitet wird.

Von 1950 bis 1974 (erste Ölpreiskrise) stieg der Endenergieverbrauch je BIP; hier zeigt sich z.B. die steigende Ausstattung der Bevölkerung mit Personenwagen oder die allmählich wachsenden spezifischen Wohnflächen. Die „Zacken“ in der Kurve stammen unter anderem daher, dass die hier gezeigte Vergangenheitsentwicklung gem. GEST nicht witterungsbereinigt ist. Ab dem Schock von 1974 ist bis etwa 1990 eine ungefähre Konstanz zu erkennen, überlagert von Fluktuationen. Diese kann mit verschiedenen Einflussgrössen korreliert werden: Einerseits ist davon auszugehen, dass eine gewisse „Sättigung“ in der Bevölkerung bei der Ausstattung mit bestimmten Komfortgütern wie Fahrzeugen, Flächen mit komfortablen Heizsystemen, Haushalts- und Unterhaltungsgeräten eingetreten ist, so dass diesbezügliches Wachstum ohnehin verlangsamt wird. Andererseits zeigen die beiden Ölpreiskrisen Nachwirkungen, es werden neue technische Lösungen für Energieeffizienz entwickelt. Die energetische Gebäudesanierung ist hier ein Beispiel, ebenso wie der Versuch, Fahrzeuge effizienter zu machen. Darüber hinaus setzt ein Strukturwandel ein, der insgesamt weniger energieintensive Branchen begünstigt. Ab 1990 sinkt der Energieverbrauch je erwirtschafteter BIP-Einheit um knapp 1 % pro Jahr; ab etwa 2000 verstärkt sich diese Tendenz zu einem Absinken um

ca. 1.2 % pro Jahr — die gesamte Volkswirtschaft wird also effizienter. Hierzu tragen mehrere Effekte bei: Die Durchdringung aller Sektoren mit Computern ist in vollem Gange; hierdurch werden in allen Volkswirtschaften der hoch industrialisierten Länder weitere Effizienzentwicklungen ausgelöst. Die Wertschöpfung verschiebt sich weiter von material- und energieintensiven Branchen zu wissens- und dienstleistungsorientierten (auch unternehmensnahe Dienstleistungsbranchen). Ausserdem gibt es etwa ab 1990, spätestens nach der ersten Klima- und Nachhaltigkeitskonferenz von Rio 1992 klimaschutzorientierte Anteile in der Energiepolitik.

Die Entwicklung des spezifischen Endenergieverbrauchs je BIP-Einheit illustriert die oben beschriebene Überkompensation der Mengeneffekte durch Effizienz deutlich: Bereits im Szenario „Weiter wie bisher“ nimmt die spezifische Endenergienachfrage pro BIP von 2000 bis 2050 um 50 % ab und setzt damit den Trend der letzten Jahre abgeschwächt fort. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ muss eine Reduktion von 66 % erreicht werden; mit dem Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ werden immerhin 58 % Reduktion erreicht.

Figur 5-3: Szenarienvergleich
Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro Kopf von 1950 – 2050, in GJ p.c.

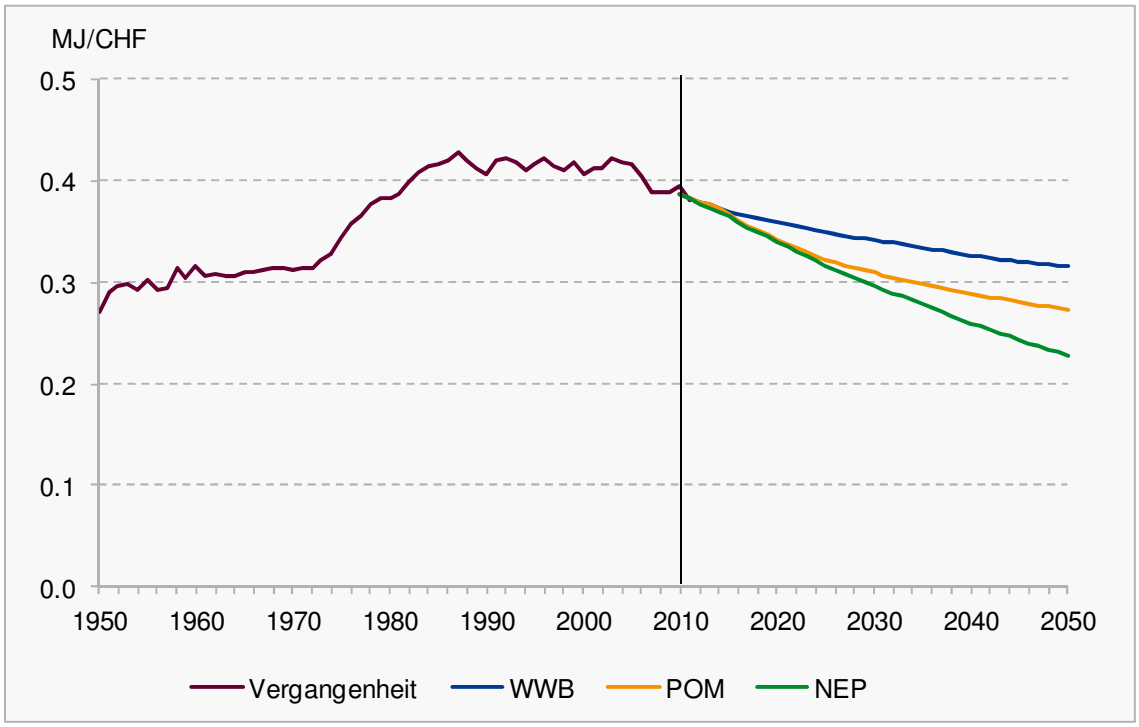


Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro Kopf der Vergangenheit (Figur 5-3) zeigt zwischen 1950 und 1970 ein etwa konstantes absolutes und abnehmendes relatives Wachstum auf. Zwischen 1970 und 1990 steigt das absolute Wachstum der pro-Kopf-Nachfrage nochmals deutlich an, während das relative aber im Durchschnitt weiter sinkt. Ab 1990 reduziert sich der Wachstumstrend bereits deutlich; ab dem Jahr 2005 ist (witterungs- und konjunkturbereinigt) eine sehr leichte Abnahme von 0.1 % pro Jahr beobchtbar. Im Szenario „Weiter wie bisher“ wird dieser Trend anfangs moderat fortgesetzt; ab ca. 2030 steigt der spezifische Elektrizitätsverbrauch pro Kopf sogar wieder an, um in 2050 7 % über demjenigen von 2000 und 2 % über demjenigen von 2010 zu liegen. Das bedeutet, dass der Stromverbrauch stärker wächst als die Bevölkerung.

Hierzu tragen insbesondere die Verwendungszwecke Antriebe und Prozesse in den wachsenden Wirtschaftsbranchen, der zunehmende Kühlungsbedarf in Wohn- und Dienstleistungsgebäuden sowie die moderate Elektrifizierung des Personenverkehrs bei. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinkt der spezifische Stromverbrauch pro Kopf insgesamt trotz einer Wärmepumpenstrategie und der starken Elektrifizierung des Personenverkehrs stetig um ca. 0.4 % pro Jahr bis 2050 auf ca. 82 % des Wertes von 2000 und 79 % des Wertes von 2010 ab. Dies wird durch den konsequenten Einsatz von energieeffizienten Querschnittstechnologien (Motoren, Pumpen, Druckluft, Traktion), den Verzicht auf Kompressionskühlung für Klimakälte, neue Beleuchtungstechnologien, die Anwendung von „Green IT“-Konzepten in den IT-orientierten Dienstleistungsbranchen sowie den Verzicht auf Stromdirekt- und -speicherheizungen erreicht. Im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ wird insbesondere über das Instrumentarium der wettbewerblichen Ausschreibungen ein starker Effizienzfortschritt erreicht; dieser schwächt sich ab etwa 2035 jedoch ab, und die Stromnachfrage wächst wieder geringfügig an; im Endeffekt liegt die spezifische Stromnachfrage pro Kopf in diesem Szenario 6 % unter derjenigen des Jahres 2000 und 10 % unter derjenigen des Jahres 2010.

Figur 5-4: Szenarienvergleich
Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro BIP von 1950 – 2050, in MJ/CHF



Quelle: Prognos 2012

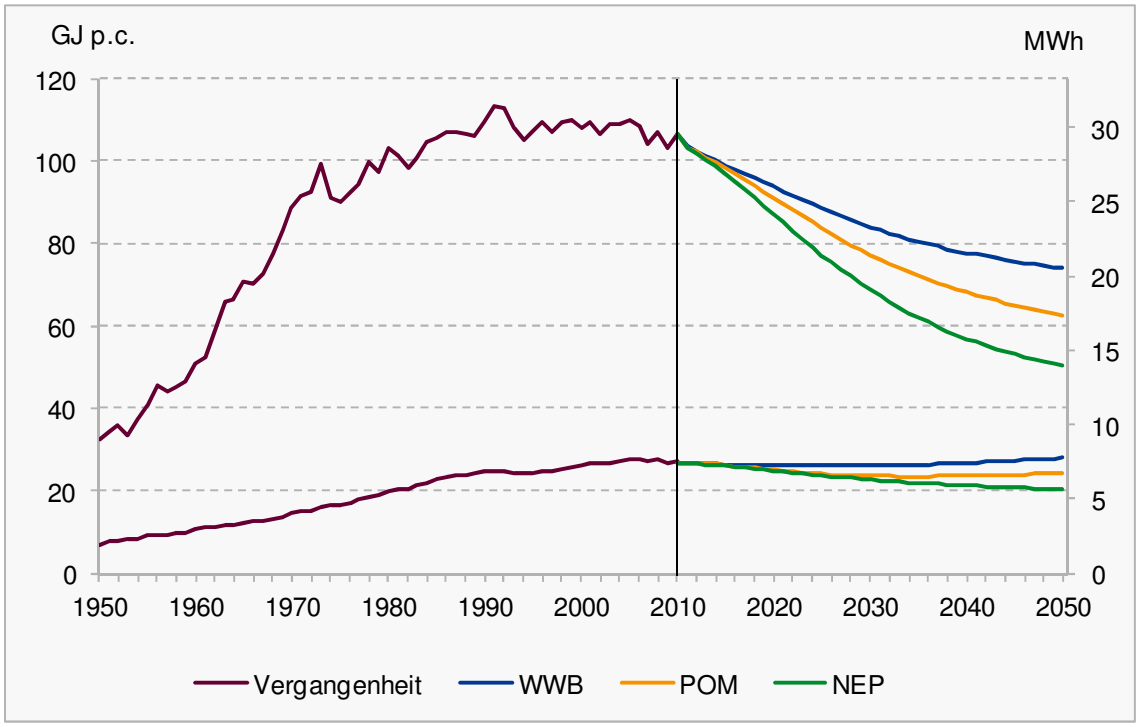
Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit (Figur 5-4) weist in der Vergangenheit deutlich voneinander getrennte Bereiche auf: In der Zeit von 1950 bis 1970 ist ein sehr geringer mittlerer Anstieg der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit von Fluktuationen überlagert; ab 1974 bis ca. 1987 ist ein deutlicher Anstieg der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit zu konstatieren; dieser korreliert zeitlich mit der zuvor beschriebenen ungefähren Konstanz der Gesamtenergienachfrage je BIP-Einheit nach 1974 und weist auf einen Struktureffekt im Energiemix hin: Je BIP-Einheit wird mehr „veredelte“ elektrische Energie und weniger fossile Energieträger, insbesondere Heizöl, verwendet. Ab 1990 ist die spezifische Nachfrage nach Elektrizität je BIP-Einheit mit

Fluktuationen etwa konstant, ab 2005 sinkt sie witterungs- und konjunkturbereinigt geringfügig um ca. 0.6 % pro Jahr ab. Dies ist vor allem auf den etwa seit 2000 verstärkten Strukturwandel zur weiteren hocheffizienten, wissensintensiven und werthaltigen Industriestruktur zurückzuführen. Daneben sind insbesondere einige wesentliche Technologien (IKT, Unterhaltungselektronik mit Displaytechnologien, Beleuchtung) deutlich energieeffizienter geworden und sind dabei in der Wertdichte gestiegen.

Dieser Trend setzt sich im Szenario „Weiter wie bisher“ im Wesentlichen fort; er schwächt sich ab 2035 geringfügig ab. Die spezifische Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit liegt im Jahr 2050 um 22 % unter derjenigen von 2000 und 20 % unter derjenigen von 2010. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird durch den Einsatz vor allem der Querschnittstechnologien, Green IT, konsequentem Ersatz von Kompressionskälte sowie moderatem Einsatz neuer Schlüsseltechnologien insgesamt ein (anfangs stärkerer, später moderater) Anstieg der Elektrizitätsproduktivität um durchschnittlich 1 % erreicht, die spezifische Elektrizitätsnachfrage je BIP liegt damit in 2050 um 40 % unter derjenigen von 2000. Im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ wird eine Reduktion um 31 % erreicht, dieses liegt damit ungefähr auf halbem Weg zwischen „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“.

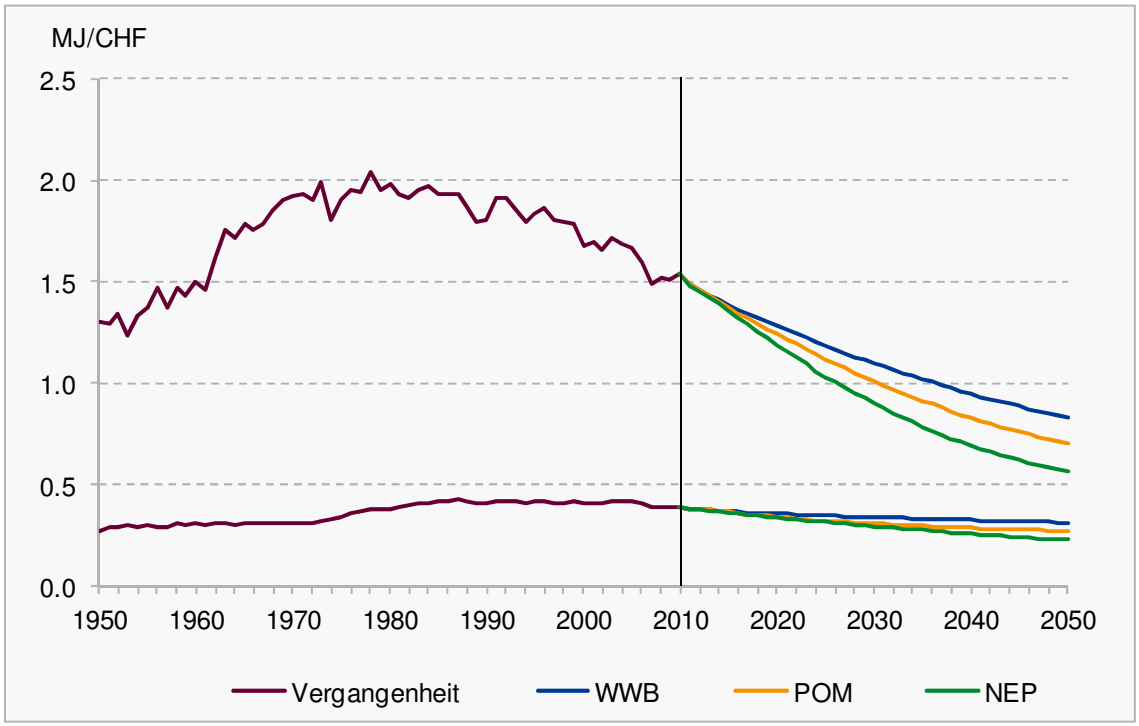
Die beiden folgenden Figuren fassen die spezifischen Verbräuche im langfristigen Zeitablauf zusammen.

Figur 5-5: Szenarienvergleich
Entwicklung der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage pro Kopf von 1950 – 2050, in GJ und MWh



Quelle: Prognos 2012

Figur 5-6: Szenarienvergleich
Entwicklung der Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage pro BIP von 1950 – 2050, in MJ/CHF



Quelle: Prognos 2012

5.2.2 Endenergienachfrage nach Energieträgern

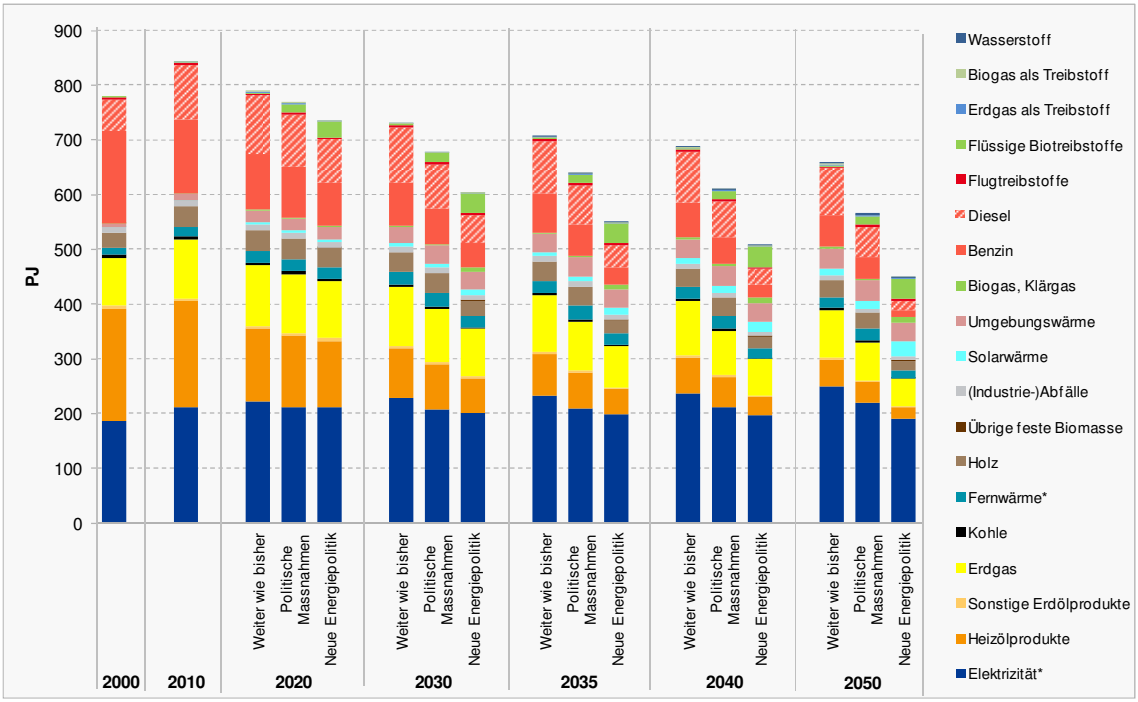
Die Endenergienachfrage insgesamt (vgl. Figur 5-7, Tabelle 5-4) nimmt in allen drei Szenarien von 2010 bis 2050 ab und setzt damit die eingeleiteten Trends fort, bei denen sich zeigte, dass die Effekte von Effizienzsteigerung und Strukturwandel die wachsenden Bevölkerungszahlen, Produktionsmengen und Konsummengen kompensieren können.

Tabelle 5-4: Szenarienvergleich
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

Endenergienachfrage nach Energieträgern (PJ)	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Elektrizität*	185.1	211.5	221.3	211.1	210.4	227.8	207.2	200.6	232.0	208.5	198.2	237.3	211.9	196.1	248.5	219.1	190.9
Heizölprodukte	206.8	194.0	132.8	130.4	122.1	91.0	82.7	63.4	76.8	66.7	46.0	65.7	54.4	34.0	49.2	37.8	19.8
Sonstige Erdölprodukte	5.9	4.2	5.0	5.0	4.6	4.6	4.5	3.8	4.4	4.3	3.5	4.2	4.1	3.2	3.8	3.8	2.7
Erdgas	87.0	108.2	111.3	107.4	104.0	107.9	95.4	86.3	103.2	88.2	76.0	98.2	81.2	66.5	87.7	70.0	50.9
Kohle	5.8	6.4	5.9	5.9	4.9	4.7	4.7	2.5	4.2	4.2	1.7	3.7	3.8	1.0	2.9	2.9	0.0
Fernwärme*	13.2	17.3	20.2	22.0	20.5	21.5	25.7	21.4	21.5	25.1	20.2	21.2	23.8	18.4	20.4	21.0	14.9
Holz	27.1	37.4	37.8	37.6	35.3	37.0	36.5	28.6	35.8	34.8	24.2	34.6	33.0	20.4	32.2	29.2	15.6
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	2.7
(Industrie-)Abfälle	10.4	10.0	10.4	10.4	10.0	9.8	9.7	8.5	9.4	9.4	7.9	9.0	9.0	7.3	8.3	8.1	6.2
Solarwärme	0.6	1.4	3.9	4.0	4.7	6.7	7.8	10.2	8.2	9.8	13.5	9.6	11.7	17.5	12.8	14.8	28.5
Umgebungswärme	4.3	10.8	21.4	21.7	22.5	30.0	32.4	32.1	32.5	35.3	34.4	34.4	37.2	35.2	36.1	37.2	33.5
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	2.0	2.0	3.8	2.5	2.4	7.2	2.7	2.6	8.4	2.9	2.8	9.2	3.3	3.1	10.3
Benzin	169.3	135.2	101.6	92.4	77.0	78.1	64.8	43.8	70.5	55.5	31.7	65.2	48.7	23.4	57.0	38.7	12.8
Diesel	55.9	98.8	107.5	96.8	79.9	101.2	81.4	52.7	96.8	72.9	39.9	93.0	66.1	30.4	86.0	56.0	17.3
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.3	3.3	3.1	3.2	3.2	3.0
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	2.2	15.7	29.3	1.9	16.5	35.0	1.7	16.2	36.0	1.6	16.0	36.4	1.4	15.7	37.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.5	0.4	0.5	1.2	1.0	1.0	1.5	1.1	1.1	1.6	1.1	1.1	1.7	1.1	1.0
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.4	0.4	0.3	1.0	0.9	0.7	1.4	1.1	0.8	1.7	1.2	0.9	1.9	1.2	0.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.5	0.7	0.6	1.8	2.5	2.3
Insgesamt	**777.2**	**840.8**	**787.8**	**766.7**	**734.2**	**730.3**	**677.1**	**603.0**	**706.0**	**639.2**	**549.0**	**687.7**	**610.0**	**507.0**	**658.2**	**565.3**	**450.6**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 5-7: Szenarienvergleich
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Die Verhältnisse des Endenergieverbrauchs in den Szenarien untereinander sind in Tabelle 5-5 zusammen gefasst.

Tabelle 5-5: Szenarienvergleich
Endenergienachfrage gesamt in PJ, Zielerreichungsgrade

								abs. Delta zu WWB			rel. Zielerreichung		
Gesamt EEV	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**
WWB	777.2	840.8	787.8	730.3	706.0	687.7	658.2						
POM	777.2	840.8	766.7	677.1	639.2	610.0	565.3	-21.1	-66.8	-92.8	39%	43%	45%
NEP	777.2	840.8	734.2	603.0	549.0	507.0	450.6	-53.5	-157.0	-207.5			

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Weiter wie bisher“ setzt sich der vorn beschriebene Trend der Reduktion des Endenergieverbrauchs pro Kopf und je BIP-Einheit fort, bis 2050 reduziert sich der Endenergieverbrauch gegenüber 2010 um 183 PJ (22 %). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird aufgrund der konsequenten Effizienzstrategie (inkl. der Wirkungsgradvorteile der Elektromobilität) eine Reduktion um 390 PJ (46 %) erreicht. Das bedeutet, dass im Zielszenario „Neue Energiepolitik“ somit gegenüber „Weiter wie bisher“ in 2050 der Endenergieverbrauch um fast ein Drittel (32 %, 208 PJ) niedriger liegt. Mit den zahlreichen Massnahmen des Szenarios „Politisches Massnahmenpaket“ wird von dieser Differenz knapp die Hälfte erreicht.

Die Energieträgerstruktur hängt stark von den szenarischen Voraussetzungen ab. In allen drei Szenarien wird der Verbrauch der fossilen Energieträger reduziert; hierbei ist das Gas relativ gesehen gegenüber den Heizölprodukten ein Substitutionsgewinner. Obwohl die Nachfrage nach Gas im Szenario „Weiter wie bisher“ vor allem aufgrund der Effizienzsteigerungen bei der Raumwärme um 20 PJ (19 %) bis 2050 zurück geht, bleibt der Anteil am Energiemix nahezu konstant bei ca. 13 %. Die Nachfrage nach Heizölprodukten wird um 145 PJ (75 %) reduziert, damit sinkt der Anteil am Energieträgermix von 23 auf 7 %-Punkte. In den Szenarien „Neue Energiepolitik“ sind die Reduktionen jeweils noch deutlich stärker, da sowohl die Raumwärme- und Prozesswärmenachfrage stärker abgesenkt wird, und zusätzlich Substitutionen mit erneuerbaren Energien, vor allem Wärmepumpen und Solarenergie, erfolgen.

Die Elektrizität nimmt anteilig am Energiemix in allen drei Szenarien zu. Absolut steigt die Elektrizitätsnachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ bis 2050 um 37 PJ (17 %) an, während sie im Szenario „Neue Energiepolitik“ um 21 PJ (10 %) zurückgeht. Das Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ liegt mit einem geringen Anstieg von 7.5 PJ (4 %), der sich aus einer Reduktionsphase bis 2035 und einer darauf folgenden Steigerungsphase zusammen setzt, etwa in der Mitte im von den beiden erstgenannten Szenarien aufgespannten Korridor.

Die fossilen Treibstoffe Benzin und Diesel erfahren im Szenario „Weiter wie bisher“ bis 2050 eine deutliche Nachfragereduktion von 91 PJ (39 %); ihre Anteil am Energieträgermix reduziert sich von 28 % auf 22 %. Hierzu tragen drei Effekte bei, die alle in die gleiche Richtung weisen: Erstens führen die aktuellen Grenzwertesetzungen für Neuwagen zu einer deutlichen Effektivierung im Fahrzeugpark, zweitens verändert sich der Modal split geringfügig (Verlagerung auf die Schiene), und drittens liefert selbst die moderate Einführung von Elektromobilität aufgrund der Wirkungsgraddifferenz zwischen Verbrennungs- und Elektromotor Effizienzgewinne von (mindestens) 2.5 in Bezug auf den eingesetzten Endenergieträger. (Die primärenergetische und emissionsbezogene Situation wird im Exkurs „Elektromobilität“ beleuchtet.) In den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ werden alle drei Trends deutlich

verstärkt. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird sowohl die Elektromobilität im Personenverkehr strategisch entwickelt als auch eine systematische Strategie des Einsatzes von Biotreibstoffen (nachhaltig, nach Möglichkeit der 2. und 3. Generation) im Güterverkehr unterstellt. Damit sinkt im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ der Anteil fossiler Treibstoffe für den Strassenverkehr auf 17 % in 2050, im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 7 %.

Tabelle 5-6: Szenarienvergleich
Einsatz der erneuerbaren Energieträger, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Energieträger			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
EE in Fernwärme	3.5	5.8	6.8	7.4	6.9	7.3	8.7	7.2	7.3	8.5	6.8	7.2	8.0	6.2	6.9	7.1	5.0
Holz	27.1	37.4	37.8	37.6	35.3	37.0	36.5	28.6	35.8	34.8	24.2	34.6	33.0	20.4	32.2	29.2	15.6
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	2.7
EE in (Industrie-) Abfällen	2.6	3.0	3.1	3.0	2.9	2.9	2.9	2.5	2.8	2.8	2.3	2.7	2.6	2.1	2.4	2.4	1.8
Solarwärme	0.6	1.4	3.9	4.0	4.7	6.7	7.8	10.2	8.2	9.8	13.5	9.6	11.7	17.5	12.8	14.8	28.5
Umgebungswärme	4.3	10.8	21.4	21.7	22.5	30.0	32.4	32.1	32.5	35.3	34.4	34.4	37.2	35.2	36.1	37.2	33.5
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	2.0	2.0	3.8	2.5	2.4	7.2	2.7	2.6	8.4	2.9	2.8	9.2	3.3	3.1	10.3
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	2.2	15.7	29.3	1.9	16.5	35.0	1.7	16.2	36.0	1.6	16.0	36.4	1.4	15.7	37.2
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.4	0.4	0.3	1.0	0.9	0.7	1.4	1.1	0.8	1.7	1.2	0.9	1.9	1.2	0.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.5	0.7	0.6	1.8	2.5	2.3
Insgesamt	**39.5**	**60.3**	**77.5**	**91.9**	**106.8**	**89.2**	**108.1**	**125.4**	**92.4**	**111.3**	**128.8**	**95.0**	**113.2**	**131.0**	**98.7**	**113.0**	**137.9**

Quelle: Prognos 2012

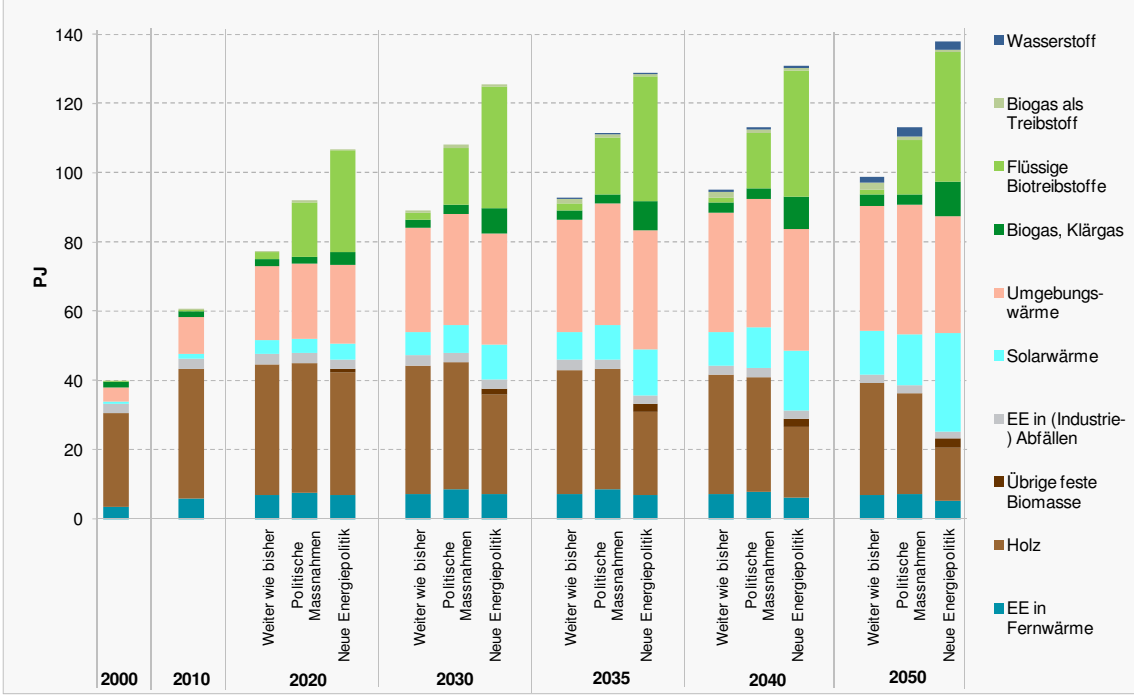
Bei den erneuerbaren Energien (Brenn- und Treibstoffe; der Einsatz der erneuerbaren Energien in der Elektrizität wird jeweils in den entsprechenden Kapiteln abgehandelt) lassen sich die Ergebnisse der jeweiligen Strategien der Szenarien deutlich ablesen (Tabelle 5-6, Figur 5-8): Im Szenario „Weiter wie bisher“ erhöht sich der Einsatz erneuerbarer Energien um 38 PJ (64 %). Damit verdoppelt sich der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 7 % auf 14 %-Punkte. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ erfolgt aufgrund der Anforderungen an die Emissionsminderung mehr als eine Verdoppelung des Einsatzes bis 2050, der Anteil am Energieträgermix wächst auf 31 %. Im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ wird mit dem Massnahmenpaket ein Zuwachs um 87 % erreicht. Damit wächst der Anteil am Endenergieträgermix auf 20 Prozentpunkte.

Im Szenario „Weiter wie bisher“ werden vor allem die Energieträger Umweltwärme sowie Solarwärme, die für die Produktion von Raumwärme und Warmwasser eingesetzt werden, ausgebaut, z. T. durch Förderinstrumente unterstützt. Der Einsatz von Umweltwärme wird im Betrachtungszeitraum mehr als verdreifacht (Zunahme um 25 PJ), derjenige von Solarwärme von sehr niedrigem Niveau aus mehr als verneunfacht. Mit 12.8 PJ stellt Solarwärme in 2050 den drittwichtigsten erneuerbaren Energieträger im Szenario „Weiter wie bisher“.

Bezogen auf Holz und Biotreibstoffe wurde im Szenario „Weiter wie bisher“ keine explizite Strategie vorausgesetzt; daher sind hier die Veränderungen moderat. Beim Holz reduziert sich der Einsatz von 2010 bis 2050 leicht aufgrund des geringeren Heizwärmebedarfs um 5 PJ (14 %). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sind die Umsetzungen verschiedener strategischer Vorgaben deutlich abzulesen: Der direkte Holzeinsatz (für Raum- und Prozesswärme) wird aus Gründen des strategischen Biomasseeinsatzes um mehr als die Hälfte auf 42 % des Einsatzes von 2010 reduziert. Dies geschieht einerseits durch die starke Reduktion des Raumwärmebedarfs, andererseits wird der

Anteil des Holzes in der Beheizungsstruktur verringert. Hingegen wird die Solarwärme zur Heizungs- und Kühlungsunterstützung deutlich ausgebaut, der Einsatz wird verzwanzigfacht, gegenüber dem Einsatz in 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“ verdoppelt. Die Umgebungswärme wird im Szenario „Neue Energiepolitik“ geringfügig weniger eingesetzt als im Szenario „Weiter wie bisher“; dies liegt am Ergebnis der gegenläufigen Effekte „starke Reduktion des Raumwärmebedarfs“ und „Ausbau des Anteils der Wärmepumpen an der Beheizungsstruktur“ - der Effizienzeffekt „gewinnt“ hier.

Figur 5-8: Szenarienvergleich
Einsatz der erneuerbaren Energieträger, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Deutlich ist der Effekt der expliziten Biotreibstoffstrategie im Szenario „Neue Energiepolitik“ zu sehen: Die Biotreibstoffe werden vor allem strategisch im motorisierten Güterverkehr - wo sie den Dieseltreibstoff so gut wie vollständig ersetzen - und auch im motorisierten Personenverkehr eingesetzt. Die Mengen sind mit 37 PJ immer noch klein genug, so dass insgesamt die Biomassen und Biotreibstoffe aus nachhaltigen Quellen in der Schweiz stammen können. Ob es sinnvoll ist, für solche Mengen eine entsprechende Produktionslinie (2. Generation, ggf. 3. Generation aus stark zellulose- und ligninhaltigen Grundstoffen ohne Konkurrenz zur Nahrungsmittelkette) aufzubauen, sollte sich ggf. im internationalen Wettbewerb ergeben. In diesem Szenario wird von international harmonisierten Zielen und ähnlichen groben Strategien ausgegangen. Im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ existiert keine explizite Strategie für die Substitution fossiler Treibstoffe durch Biotreibstoffe im Güterverkehr; daher erfolgt der Einsatz vor allem aufgrund der verschärften Richtlinien für die CO_2-Emissionen der jeweiligen Neufahrzeugflotten. Biogas (incl. Kompogas) und Klärgas werden in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ instrumentell sehr ähnlich behandelt; hier erfolgt jeweils eine gute Verdoppelung auf vergleichsweise niedrigem Niveau (um 1.8 PJ bei WWB bzw. 1.6 PJ bei POM aufgrund des Effizienzeffekts). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird eine explizite Strategie der Biogasbeimischung sowie des Biogas-Einsatzes für die industrielle Prozesswärmeproduktion umgesetzt; damit versiebenfacht sich der Einsatz bis 2050. Dies setzt eine veränderte Organisati-

on und Behandlung der biogenen Abfallströme sowohl bei den Siedlungs- als auch den Industrie- als auch den Landwirtschaftsabfällen voraus.

In Ergebnis wird somit im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ bezüglich der erneuerbaren Energien gut ein Drittel des Zielpfades erreicht (Tabelle 5-7).

Tabelle 5-7: Szenarienvergleich
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage in PJ, Zielerreichungsgrade

								abs. Delta zu WWB			rel. Zielerreichung		
Gesamt EE (PJ)	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**
WWB	39.5	60.3	77.5	89.2	92.4	95.0	98.7						
POM	39.5	60.3	91.9	108.1	111.3	113.2	113.0	14.4	18.9	14.3	49%	52%	36%
NEP	39.5	60.3	106.8	125.4	128.8	131.0	137.9	29.3	36.4	39.2			

Quelle: Prognos 2012

5.2.3 Endenergienachfrage nach Sektoren; Sektorenvergleich

Die sektorale Struktur des Endenergieverbrauchs (Tabelle 5-8, Figur 5-9) verändert sich je nach Strategie in den Szenarien leicht unterschiedlich. Derzeit tragen die beiden Sektoren private Haushalte (32 %) und Verkehr (30 %) am meisten zum Endenergieverbrauch bei. Die beiden Sektoren Industrie (20 %) und Dienstleistungen (18 %) teilen sich knapp 40 %. Diese Struktur ist für ein Industrieland vergleichsweise untypisch und spiegelt einerseits den hohen Lebensstandard (Wohnflächen und Raumwärme private Haushalte), andererseits die bereits jetzt vergleichsweise wenig energieintensive Industriestruktur sowie den grossen Dienstleistungsanteil an der Wertschöpfung wider.

Tabelle 5-8: Szenarienvergleich
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

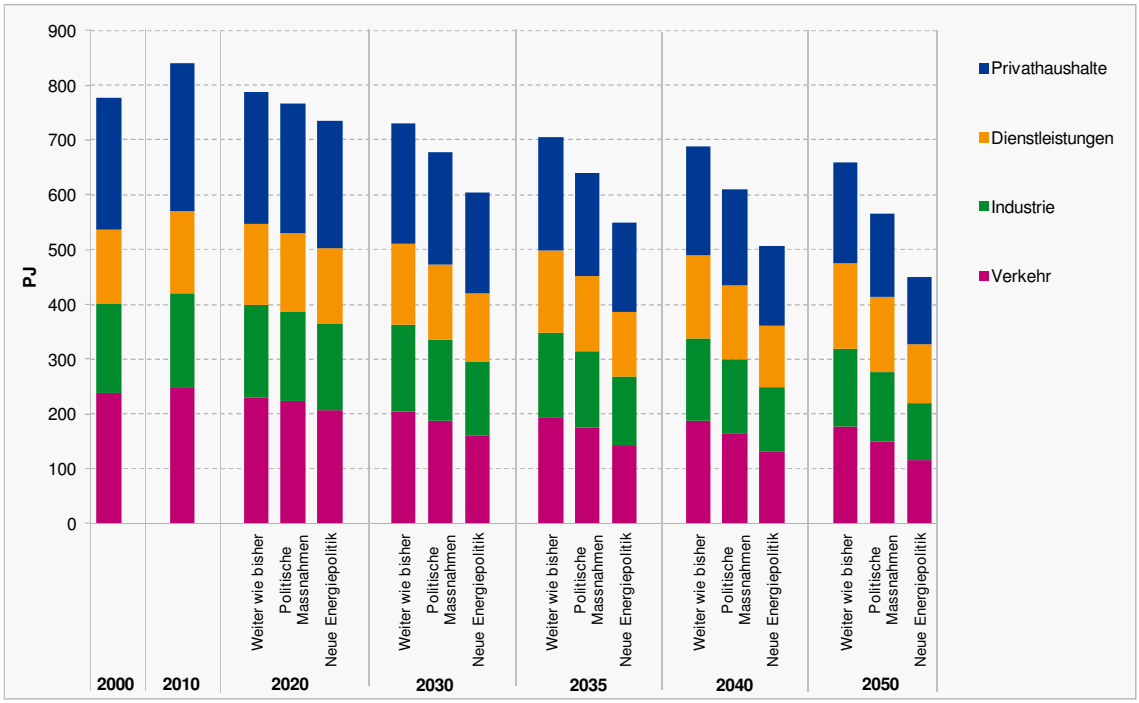
Endenergienachfrage nach Sektoren (PJ)	**2000**	**2010**	**2020**			**2030**			**2035**			**2040**			**2050**		
			WWB	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Privathaushalte	239.9	271.5	240.6	236.5	231.8	219.4	204.0	183.3	208.5	188.0	162.5	198.9	174.4	145.0	182.5	152.1	124.1
Dienstleistungen	137.0	148.7	147.7	143.0	137.0	148.5	137.6	124.3	149.5	136.0	118.8	151.0	135.2	114.0	156.1	136.2	106.6
Industrie	161.2	171.1	170.0	163.5	158.5	158.5	147.2	134.4	153.6	141.0	124.9	149.9	136.1	117.5	142.8	127.0	104.4
Verkehr	239.1	249.4	229.5	223.6	206.9	203.9	188.2	161.0	194.3	174.2	142.8	187.8	164.3	130.5	176.8	149.9	115.5
Summe	**777.2**	**840.8**	**787.8**	**766.7**	**734.2**	**730.3**	**677.1**	**603.0**	**706.0**	**639.2**	**549.0**	**687.7**	**610.0**	**507.0**	**658.2**	**565.3**	**450.6**

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Weiter wie bisher“ entwickelt sich die Struktur bis 2050 hin zu folgender Verteilung: Der Verbrauch der privaten Haushalte wir um 89 PJ (33 %) gegenüber 2010 reduziert, vor allem aufgrund der Einsparung an Raumwärme. Der Anteil am Endenergieverbrauch beträgt dann noch 28 %. Im Verkehrssektor beträgt die Reduktion gegenüber 2010 73 PJ (29 %), damit reduziert sich der Anteil am EEV auf 27 %-Punkte. Hier wirken die Einflussfaktoren Veränderung des Modal Split, effizienter Fahrzeuge sowie auch bei einem geringen Anteil von Elektrofahrzeugen der Effizienzgewinn auf der Ebene des Endenergieverbrauchs durch die unterschiedlichen Wirkungsgrade von Verbrennungs- und Elektromotoren. Der Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nimmt um 7 PJ (5 %) zu, vor allem aufgrund des erhöhten Kühlungsaufwandes (mehr Gebäude, höhere Ausstattung, höhere innere Lasten, mehr Kühlgradtage) sowie des wachstumsbedingten Mehrverbrauchs an Strom für Antriebe und Pro-

zesse. Damit steigt der Anteil des Dienstleistungssektors am Endenergieverbrauch auf 24 % an. Im Industriesektor führt die Branchenentwicklung, welche ein starkes Wachstum der wenig energieintensiven Schlüsselbranchen Chemie / Pharma, Maschinenbau und Elektrotechnik / Elektronik bei weniger starkem Wachstum der energieintensiven Grundstoffbranchen vorgibt, zu einer Verbrauchsreduktion von 28 PJ (17 %). Der Anteil am Endenergieverbrauch beträgt damit 22 %-Punkte.

Figur 5-9: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ gleicht sich die sektorale Verteilung noch weiter an bis zu Private Haushalte 28 %, Dienstleistungen 24 %, Industrie 23 %; Verkehr 25 %. Im Verkehrssektor erfolgt absolut gesehen die stärkste Verringerung im Jahr 2050 gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ mit 61 PJ (35 %), vor allem aufgrund der Veränderung des Modal Split und des Effizienzgewinns durch Elektrifizierung. Im Haushaltssektor beträgt die Einsparung (vor allem an Raumwärme, aber auch Kühlung und Elektrogeräte) 58 PJ (32 %). Im Dienstleistungssektor wird eine Reduktion um 49 PJ (32 %) durch Effizienz bei der Raumwärme und Kühlung erzielt. Im Industriesektor erfolgt mit 38 PJ (27 %) die absolut und relativ geringste Einsparung, die hauptsächlich durch den Einsatz von Querschnittstechnologien bei elektrischen Anwendungen und Kaskadierungstechnologien bei Prozesswärme, ergänzt durch eine allmähliche Einführung neuer Prozesstechnologien, zu Stande kommt.

Tabelle 5-9: Szenarienvergleich
Endenergienachfrage nach Sektoren in PJ, Zielerreichungsgrade

EEV nach Sektoren (PJ)								abs. Delta zu WWB			rel. Zielerreichung		
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
PHH - WWB	239.9	271.5	240.6	219.4	208.5	198.9	182.5						
PHH - POM	239.9	271.5	236.5	204.0	188.0	174.4	152.1	-4.0	-20.5	-30.4	46%	45%	52%
PHH - NEP	239.9	271.5	231.8	183.3	162.5	145.0	124.1	-8.8	-46.0	-58.4			
DL - WWB	137.0	148.7	147.7	148.5	149.5	151.0	156.1						
DL - POM	137.0	148.7	143.0	137.6	136.0	135.2	136.2	-4.7	-13.5	-19.9	44%	44%	40%
DL - NEP	137.0	148.7	137.0	124.3	118.8	114.0	106.6	-10.7	-30.8	-49.4			
IND - WWB	161.2	171.1	170.0	158.5	153.6	149.9	142.8						
IND - POM	161.2	171.1	163.5	147.2	141.0	136.1	127.0	-6.4	-12.6	-15.8	56%	44%	41%
IND - NEP	161.2	171.1	158.5	134.4	124.9	117.5	104.4	-11.5	-28.7	-38.4			
VER - WWB	239.1	249.4	229.5	203.9	194.3	187.8	176.8						
VER - POM	239.1	249.4	223.6	188.2	174.2	164.3	149.9	-5.9	-20.1	-26.8	26%	39%	44%
VER - NEP	239.1	249.4	206.9	161.0	142.8	130.5	115.5	-22.6	-51.5	-61.3			

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ wirken die verschiedenen Hauptinstrumente differenziert in den einzelnen Sektoren: Die wirtschaftsorientierten Instrumente „wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz“, Effizienzboni und freiwillige Massnahmen führen dazu, dass im Industriesektor gegenüber „Weiter wie bisher“ in 2050 16 PJ reduziert werden können und somit 41 % auf dem Zielerreichungspfad zurück gelegt werden. Im Dienstleistungssektor ist die Zielerreichung mit 40 % sehr ähnlich, die absolute Einsparung mit 20 PJ etwas höher. Hierzu trägt auch die Partizipation am gut ausgestatteten Gebäudeprogramm bei. Im Sektor private Haushalte greift vor allem das Gebäudeprogramm mit seinen flankierenden Massnahmen und führt mit einer Einsparung von 30 PJ zu einer höheren Zielerreichung von 52 %. Im Verkehrssektor greifen die verschärften Grenzwerte für Neufahrzeuge, die mit einer Einsparung von 27 PJ zu einer Zielerreichung von 44 % führen.

Zusammengefasst ergibt sich damit bezüglich des EEV eine Zielerreichung von 45 %.

5.2.4 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Die grössten Anteile am Endenergieverbrauch haben zur Zeit (2010) die Raumwärme mit rund 300 PJ (36 %) und Verkehr (zusammengefasst unter Mobilität Inland) mit 250 PJ (30 %). Danach folgen die „produktiven" Verwendungszwecke Prozesswärme (hauptsächlich Industrie) mit 99 PJ (12 %) und Antriebe und Prozesse (in den Sektoren Industrie, Dienstleistungen sowie bei den Haushaltsgrossgeräten) mit 74 PJ (9 %). Warmwasser macht etwa 5 % am Endenergieverbrauch aus, Kühlen und Lüften derzeit etwa 3 %, Beleuchtung 3 % und Informations- und Kommunikationstechnik sowie Unterhaltungsmedien gut 1 %.

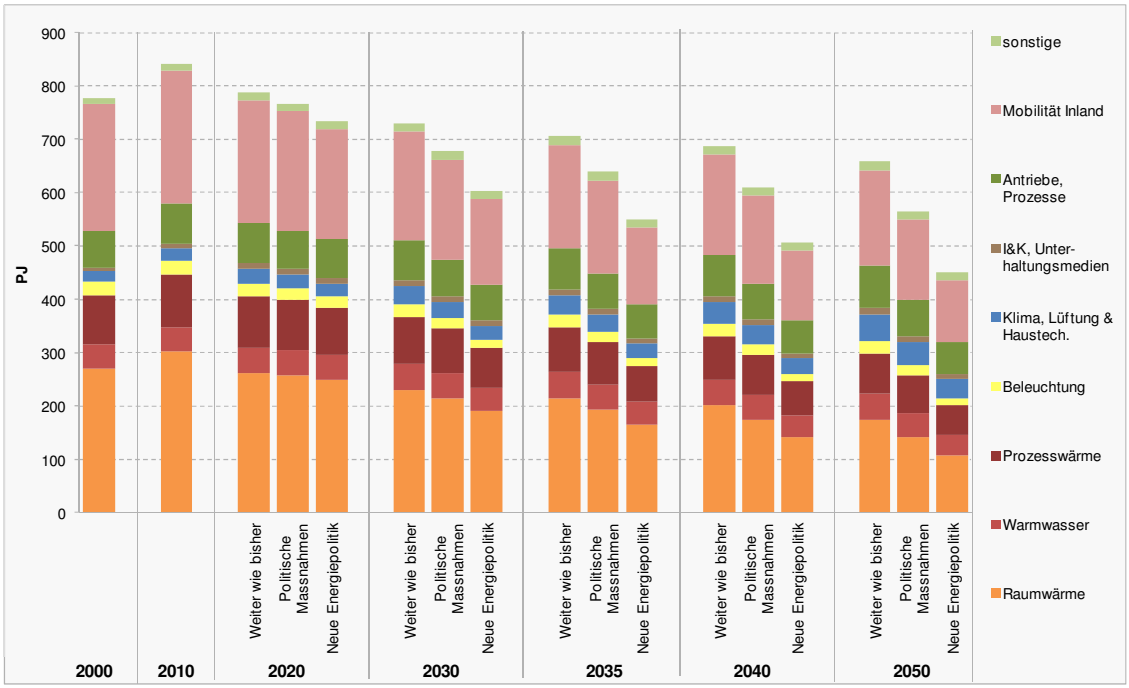
Tabelle 5-10: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	270.8	301.5	260.8	256.5	249.7	230.2	214.3	191.5	214.6	193.2	165.4	200.5	174.3	142.3	174.5	141.4	107.9
Warmwasser	44.7	45.7	47.9	47.7	45.5	48.1	46.6	43.1	48.2	46.2	41.9	48.1	45.8	40.7	48.1	45.5	38.6
Prozesswärme	92.3	98.7	96.4	94.1	89.1	88.1	84.2	73.9	84.5	80.3	68.2	81.5	76.9	63.9	75.7	70.4	55.9
Beleuchtung	24.9	26.8	24.4	22.6	20.6	23.7	20.3	16.3	23.3	19.5	14.7	23.1	19.1	13.5	22.7	18.4	11.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	28.0	26.3	24.4	33.6	30.0	25.6	37.1	32.6	26.9	40.9	35.7	29.3	50.6	43.8	37.8
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.7	10.3	9.9	11.4	10.4	9.5	11.7	10.4	9.2	12.0	10.5	9.0	12.6	10.7	8.4
Antriebe, Prozesse	67.3	73.6	75.2	71.1	73.6	75.3	67.4	66.9	76.0	66.8	64.3	77.1	67.0	62.1	79.7	68.1	58.9
Mobilität Inland	239.2	249.5	229.6	223.6	206.9	204.0	188.3	161.1	194.4	174.2	142.8	187.9	164.4	130.5	176.8	150.0	115.6
sonstige	10.5	12.5	14.7	14.4	14.5	15.9	15.6	15.2	16.2	16.0	15.5	16.6	16.3	15.7	17.3	17.0	16.1
Total	**777.2**	**840.8**	**787.7**	**766.7**	**734.2**	**730.3**	**677.1**	**603.0**	**706.0**	**639.2**	**549.0**	**687.7**	**610.0**	**507.0**	**658.2**	**565.3**	**450.6**

Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklung der Energienachfrage nach Verwendungszwecke im Szenario „Weiter wie bisher" (Tabelle 5-10, Figur 5-10) erfolgt bis 2050 in unterschiedlichen Richtungen, was zu einer deutlichen Verschiebung der Anteile führt. Das stärkste Wachstum weist der Verwendungszweck „Klima, Lüftung & Haustechnik" mit mehr als einer Verdoppelung auf. Dies liegt daran, dass sowohl im Sektor Private Haushalte als auch im Dienstleistungssektor vor allem in Neubauten die Ausstattung mit Lüftungs- und Kühlungstechnik zunimmt als auch die Kühlgradtage sich mehr als verdoppeln. Damit wächst der Anteil dieses Verwendungszwecks auf knapp 8 % am EEV in 2050. Ebenfalls ein prozentual deutliches Wachstum um 23 % weist der Energieverbrauch von I&K sowie Unterhaltungsmedien auf, damit verschiebt sich der Anteil auf knapp 2 %-Punkte. Hier „gewinnen" Ausstattung, höhere Leistungsfähigkeit, höherer Einsatz für immer mehr Zwecke gegen die Effizienzentwicklung, die durch höhere Leistungsdichten (bzgl. Datenleistungen), Miniaturisierung und Geräte- sowie Medienkonvergenz und Technologieshifts gewonnen wird. Der Raumwärmebedarf reduziert sich um 42 % aufgrund der Gebäudeanforderungen und des Gebäudeprogramms und hat nur mehr einen Anteil von knapp 27 % am EEV. Ähnlich sieht es beim Verkehr aus: Der Endenergieverbrauch für Mobilität reduziert sich um 29 %, damit hat er nur mehr einen Anteil am EEV von 27 %. Hier „gewinnt" die Effizienz, bedingt durch Fahrzeuganforderungen, Modal Split, Effizienz des Schienenverkehrs sowie den Effizienzvorteil des (noch geringen) Anteils an Elektromobilität gegen die Mengeneffekte der Verkehrsausweitung. Bei der Prozesswärme führt der Struktureffekt (starkes Wachstum der wenig energieintensiven Branchen) zu einer Reduktion um 23 % und einem Anteil von knapp 12 %; die Antriebe und Prozesse verbrauchen 8 % mehr und haben in 2050 einen Anteil von gut 12 %.

Figur 5-10: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Im Zielszenario „Neue Energiepolitik“ wird die Nachfrage nach allen Verwendungszwecken bis 2050 gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ abgesenkt. Dies erfolgt in den einzelnen Verwendungszwecken unterschiedlich stark, so dass sich der Mix der Verwendungszwecke nochmals verschiebt. Die beiden stärksten Verwendungszwecke Raumwärme und Mobilität erfahren aufgrund der Effizienzstrategien (Raumwärme möglichst wegsparen, Erhöhung der Sanierungsraten auf knapp 2 % sowie verstärkte Einführung der Elektromobilität im PW-Bereich und kleineren Lokaltransportflotten) nochmals deutliche Absenkungen gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ in 2050: Raumwärme um 38 %, Mobilität um 35 %, damit sinken die jeweiligen Anteile am Endverbrauch auf 24 % und 26 %-Punkte. Ebenfalls mit strategischem Technologieeinsatz (keine konventionelle Erzeugung mehr von Klimakälte) wird der Energieverbrauch des Verwendungszwecks „Klima, Lüftung & Haustechnik“ um 25 % auf einen Anteil von 8 %-Punkten reduziert. Bei der I&K wird durch beschleunigte Technologieentwicklung, Optoelektronik, Reduktion des Kühlungsbedarfs, Miniaturisierung, Visortechnik etc. der Energieverbrauch um ein Drittel abgesenkt, so dass der Anteil am Energiemix 2 %-Punkte beträgt. Prozesswärme wird gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ durch Kaskadennutzung, Querschnittstechnologien und die allmähliche Einführung alternativer Prozesstechnologien (z.B. Infrarot-Trocknung, biologische Verfahren) um 26 % reduziert, ebenso derjenige des Verwendungszwecks Antriebe/Prozesse.

Im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ werden mit den verschiedenen Instrumenten zum Teil sehr unterschiedliche Fortschritte auf dem Zielpfad (jeweilige Differenz zwischen WWB und NEP innerhalb eines Jahres) erreicht (Tabelle 5-11). Bei der Raumwärme zeigt sich, dass vor allem das gegenüber dem Szenario WWB mit einer verdreifachten Ausstattung versehene Gebäudeprogramm sowie die beschleunigte Effizienzentwicklung von Neubauten dazu führen, dass mit den zusätzlichen Einsparungen 50 % des Ziels erreicht werden.

Tabelle 5-11: Szenarienvergleich Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken in PJ, Zielerreichungsgrade

	Weiter wie bisher												
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050						
Raumwärme	270.8	301.5	260.8	230.2	214.6	200.5	174.5						
Warmwasser	44.7	45.7	47.9	48.1	48.2	48.1	48.1						
Prozesswärme	92.3	98.7	96.4	88.1	84.5	81.5	75.7						
Beleuchtung	24.9	26.8	24.4	23.7	23.3	23.1	22.7						
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	28.0	33.6	37.1	40.9	50.6						
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.7	11.4	11.7	12.0	12.6						
Antriebe, Prozesse	67.3	73.6	75.2	75.3	76.0	77.1	79.7						
Mobilität Inland	239.2	249.5	229.6	204.0	194.4	187.9	176.8						
sonstige	10.5	12.5	14.7	15.9	16.2	16.6	17.3						
Total Endenergienachfrage	**777.2**	**840.8**	**787.7**	**730.3**	**706.0**	**687.7**	**658.2**						
	Politische Massnahmen							**abs. Delta zu WWB**			**rel. Zielerreichung**		
	2000	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**
Raumwärme	270.8	301.5	256.5	214.3	193.2	174.3	141.4	-4.4	-21.4	-33.2	39%	43%	50%
Warmwasser	44.7	45.7	47.7	46.6	46.2	45.8	45.5	-0.2	-2.0	-2.5	9%	32%	27%
Prozesswärme	92.3	98.7	94.1	84.2	80.3	76.9	70.4	-2.3	-4.3	-5.3	31%	26%	27%
Beleuchtung	24.9	26.8	22.6	20.3	19.5	19.1	18.4	-1.7	-3.7	-4.3	46%	44%	38%
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	26.3	30.0	32.6	35.7	43.8	-1.7	-4.5	-6.8	46%	45%	53%
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.3	10.4	10.4	10.5	10.7	-0.4	-1.3	-1.9	52%	51%	46%
Antriebe, Prozesse	67.3	73.6	71.1	67.4	66.8	67.0	68.1	-4.2	-9.1	-11.7	251%	78%	56%
Mobilität Inland	239.2	249.5	223.6	188.3	174.2	164.4	150.0	-5.9	-20.1	-26.8	26%	39%	44%
sonstige	10.5	12.5	14.4	15.6	16.0	16.3	17.0	-0.3	-0.3	-0.3	116%	37%	22%
Total Endenergienachfrage	**777.2**	**840.8**	**766.7**	**677.1**	**639.2**	**610.0**	**565.3**	**-21.1**	**-66.8**	**-92.8**	**39%**	**43%**	**45%**
	Neue Energiepolitik							**abs. Delta zu WWB**					
	2000	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**			
Raumwärme	270.8	301.5	249.7	191.5	165.4	142.3	107.9	-11.1	-49.2	-66.6			
Warmwasser	44.7	45.7	45.5	43.1	41.9	40.7	38.6	-2.4	-6.3	-9.5			
Prozesswärme	92.3	98.7	89.1	73.9	68.2	63.9	55.9	-7.3	-16.3	-19.8			
Beleuchtung	24.9	26.8	20.6	16.3	14.7	13.5	11.5	-3.7	-8.6	-11.2			
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	24.4	25.6	26.9	29.3	37.8	-3.7	-10.2	-12.9			
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	9.9	9.5	9.2	9.0	8.4	-0.8	-2.5	-4.2			
Antriebe, Prozesse	67.3	73.6	73.6	66.9	64.3	62.1	58.9	-1.7	-11.7	-20.8			
Mobilität Inland	239.2	249.5	206.9	161.1	142.8	130.5	115.6	-22.6	-51.5	-61.3			
sonstige	10.5	12.5	14.5	15.2	15.5	15.7	16.1	-0.3	-0.8	-1.2			
Total Endenergienachfrage	**777.2**	**840.8**	**734.2**	**603.0**	**549.0**	**507.0**	**450.6**	**-53.5**	**-157.0**	**-207.5**			

Quelle: Prognos 2012

Die Instrumente „wettbewerbliche Ausschreibungen“, Effizienzboni sowie freiwillige Vereinbarungen wirken in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen, hier insbesondere bei den elektrizitätsverbrauchenden Verwendungszwecken. Bei den mechanischen Energien (Antriebe, Prozesse) wird mit einer Reduktion um 15 % gegenüber WWB bereits 56 % der Zielerreichung ermöglicht, bei Klima, Lüftung & Haustechnik mit einer Reduktion um 13 % eine Zielerreichung von 53 %. Bei I&K bedeutet eine Reduktion um 15 % gegenüber WWB, ebenfalls vor allem durch wettbewerbliche Ausschreibungen getrieben, zu einer Zielerreichung von 46 %. Das liegt unter anderem daran, dass der I&K-Bereich in Haushalten nur peripher durch Elektrogerätestandards adressiert wird. Mobilität schafft mit einer Reduktion von 15 % durch verschärfte Effizienzstandards für Neuwagen 44 % Zielerreichung.

5.3 Elektrizität

5.3.1 Elektrizitätsnachfrage gesamt

Tabelle 5-12: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage gesamt in PJ, Zielerreichungsgrade

								abs. Delta zu WWB			rel. Zielerreichung		
Gesamt EL (PJ)	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**
WWB	185.1	211.5	221.3	227.8	232.0	237.3	248.5						
POM	185.1	211.5	211.1	207.2	208.5	211.9	219.1	-10.2	-23.5	-29.4	94%	70%	51%
NEP	185.1	211.5	210.4	200.6	198.2	196.1	190.9	-10.9	-33.8	-57.6			

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt die Elektrizitätsnachfrage insgesamt um 37 PJ (17 %) an, vgl. Tabelle 5-12. Damit steigt sie weniger stark an als die Wirtschaftsleistung und die Bevölkerung, der Struktureffekt sowie verschiedene Effizienzentwicklungen dämpfen also den Effekt des Mengenwachstums in Fortsetzung der aktuellen Trends. Im Zielszenario „Neue Energiepolitik“ wird durch den Einsatz der jeweils besten Effizienztechnologien mit ihren Weiterentwicklungen die Nachfrage zunächst stabilisiert, ab 2020 langsam leicht abgesenkt, so dass die Nachfrage in 2050 um ca. 23 % unter derjenigen des Szenarios „Weiter wie bisher“ liegt. Im Szenario „Politische Massnamen“ stagniert die Nachfrage durch den Einsatz sehr effizienter Technologien zunächst, sinkt ab 2020 bis 2035 geringfügig ab, um dann allmählich anzusteigen, wenn in der „zweiten Runde“ der Investitionen die relative Effizienzsteigerung bei den Förderinstrumenten abnimmt. Damit liegt dann die Stromnachfrage in 2050 insgesamt um 12 % unter derjenigen des Szenarios „Weiter wie bisher“, und es werden 51 % vom Zielpfad erreicht.

5.3.2 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

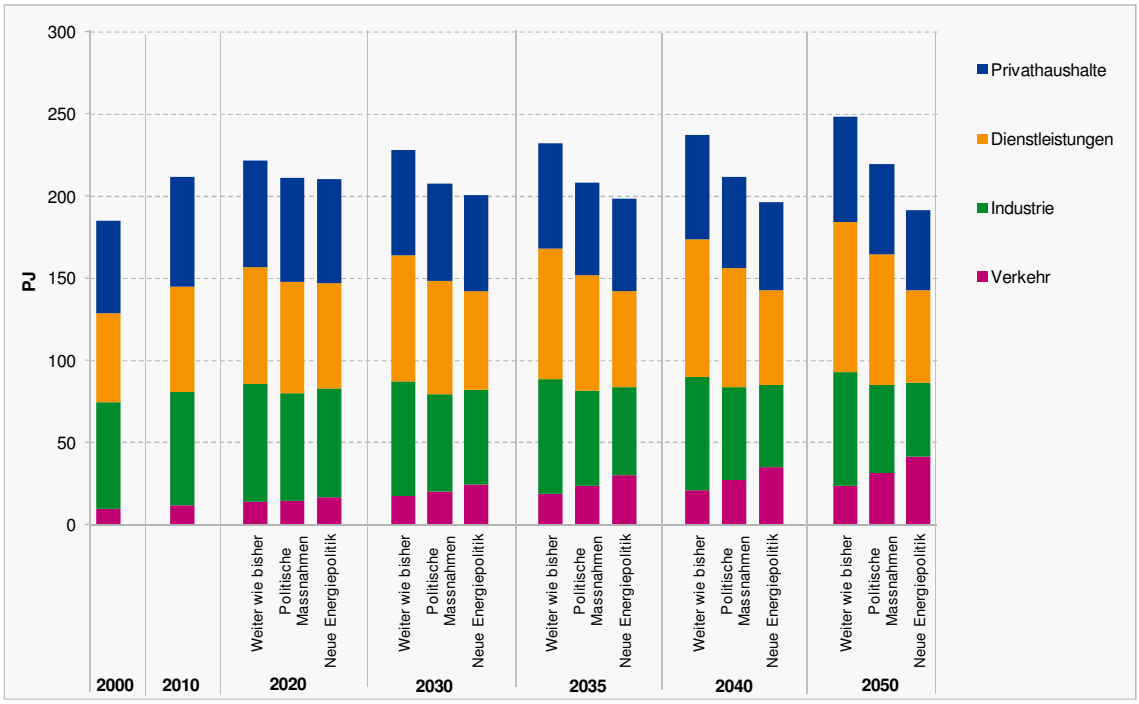
Tabelle 5-13: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren (PJ)	**2000**	**2010**	**2020**			**2030**			**2035**			**2040**			**2050**		
			WWB	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Privathaushalte	56.6	67.0	64.6	63.7	63.9	64.0	58.8	58.7	63.8	56.7	55.9	63.7	55.6	53.3	64.1	54.4	48.4
Dienstleistungen	53.9	63.8	71.4	67.3	63.5	76.7	68.8	60.1	79.9	70.6	58.7	83.4	73.0	57.6	92.1	79.4	56.0
Industrie	65.1	69.4	71.5	65.6	66.6	70.0	59.3	57.2	69.3	57.3	53.5	69.1	56.0	50.6	68.6	53.7	45.5
Verkehr	9.5	11.4	13.8	14.4	16.5	17.1	20.2	24.6	19.0	23.8	30.0	21.1	27.2	34.6	23.7	31.5	41.0
Summe	**185.1**	**211.5**	**221.3**	**211.1**	**210.4**	**227.8**	**207.2**	**200.6**	**232.0**	**208.5**	**198.2**	**237.3**	**211.9**	**196.1**	**248.5**	**219.1**	**190.9**

Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Sektoren ist sehr unterschiedlich, vgl. Tabelle 5-13 und Figur 5-11. Heute beträgt der Elektrizitätsverbrauch des Verkehrssektors (hauptsächlich Traktionsenergie für die Bahnen) gut 5 % der gesamten Elektrizitätsnachfrage. Der Verbrauch drei anderen Sektoren ist relativ gleichverteilt, mit Industrie 33 %, Privathaushalte 32 % und Dienstleistungen 30 %.

Figur 5-11: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Weiter wie bisher“ sind der Dienstleistungssektor mit einer Zunahme von 28 PJ (44 %) sowie der Verkehrssektor mit 12 PJ (108 %) für das Nachfragewachstum verantwortlich. Im Dienstleistungssektor tragen nahezu alle Verwendungszwecke, insbesondere der Kühlungsbedarf sowie IKT, im Verkehrssektor das Wachstum der Verkehrsleistungen im öffentlichen Verkehr sowie die leichte Einführung der Elektromobilität dazu bei. Im Industriesektor bleibt die Nachfrage vor allem aufgrund des Strukturwandels etwa konstant, im Haushaltssektor sinkt sie mit 3 PJ um ca. 4 % ab. Somit verändert sich die sektorale Struktur deutlich, die Anteile betragen in 2050 Verkehr 10 %, Haushalte 26 %, Industrie 28 % und Dienstleistungen 37 %.

In Figur 5-11 lässt sich deutlich die Strukturveränderung in der Stromnachfrage durch die jeweiligen Strategien der Szenarien ablesen:

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ führt die konsequente Umsetzung einer Elektromobilitätsstrategie zu einer deutlichen Verbrauchssteigerung im Verkehrssektor bis 2050 gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, nämlich um 17 PJ (73 %) auf einen Verbrauchsanteil von 21 %. In den übrigen Sektoren greifen vor allem effiziente Querschnittstechnologien und deren moderate Weiterentwicklung. Insbesondere werden Stromdirekt- und Speicherheizungen reduziert, direkte elektrische Warmwasserbereitung reduziert (oder durch Solarwärme ergänzt) und konventionelle Erzeugung von Klimakälte (Kompressionskälte) durch effizientere Methoden ersetzt. Die explizite Wärmepumpenstrategie wird möglich durch die starke Reduktion der spezifischen Energieverbräuche für Raumwärme. Somit kann die Nachfrage im Haushaltssektor um 24 %, im Dienstleistungssektor um 39 % (Kühlung!) sowie im Industriesektor um 34 % gegenüber „Weiter wie bisher“ gesenkt werden. Die jeweiligen Anteile an der Elektrizitätsnachfrage sind dann Haushalte 25 %, Dienstleistungen 29 % und Industrie 24 %. Es wird deutlich, dass mit konsequenten Effizienzstrategien sowohl eine Wärmepumpen- als auch eine Elektromobilitätsstrategie mit einer ambitionierten Zielsetzung vereinbar sind.

Tabelle 5-14: Szenarienvergleich
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in PJ, Zielerreichungsgrade

EL nach Sektoren (PJ)								abs. Delta zu WWB			rel. Zielerreichung		
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
PHH - WWB	56.6	67.0	64.6	64.0	63.8	63.7	64.1						
PHH - POM	56.6	67.0	63.7	58.8	56.7	55.6	54.4	-0.9	-7.0	-9.7	114%	90%	62%
PHH - NEP	56.6	67.0	63.9	58.7	55.9	53.3	48.4	-0.8	-7.9	-15.7			
DL - WWB	53.9	63.8	71.4	76.7	79.9	83.4	92.1						
DL - POM	53.9	63.8	67.3	68.8	70.6	73.0	79.4	-4.0	-9.3	-12.6	51%	44%	35%
DL - NEP	53.9	63.8	63.5	60.1	58.7	57.6	56.0	-7.8	-21.2	-36.1			
IND - WWB	65.1	69.4	71.5	70.0	69.3	69.1	68.6						
IND - POM	65.1	69.4	65.6	59.3	57.3	56.0	53.7	-5.9	-12.0	-14.9	119%	76%	64%
IND - NEP	65.1	69.4	66.6	57.2	53.5	50.6	45.5	-4.9	-15.8	-23.2			
VER - WWB	9.5	11.4	13.8	17.1	19.0	21.1	23.7						
VER - POM	9.5	11.4	14.4	20.2	23.8	27.2	31.5	0.6	4.8	7.8	22%	44%	45%
VER - NEP	9.5	11.4	16.5	24.6	30.0	34.6	41.0	2.7	11.0	17.3			

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Politische Massnahmen“ liegt der Verbrauch in den Sektoren je nach Instrumentenwirkung unterschiedlich nah am Verbrauch im Szenario NEP. Die geringste Wirkung erfolgt im Dienstleistungssektor; das liegt vor allem daran, dass in diesem Sektor die Elektrizitätskosten keinen grossen Anteil an den Produktionskosten haben und daher das Investitionsinteresse vergleichsweise gering ist. Somit wird mit einer Einsparung von 14 % gegenüber dem Verbrauch im Szenario WWB in 2050 eine Zielerreichung von 35 % ermöglicht. Im Industriesektor wirkt das Instrument vor allem bei kleinen und mittleren Betrieben der Branchen mit mittlerer Energieintensität, die den grössten Anteil am Energieverbrauch der schweizerischen Industrie ausmachen. Dort sind einerseits in zahlreichen Anlagenkonfigurationen Effizienzpotenziale vorhanden (wie die Verbrauchsverteilungen der Branchen zeigen), andererseits sind die Stromkosten insoweit ein deutlicher Anteil an den Produktionskosten, dass die wettbewerblichen Ausschreibungen genügend Investitionsanreize bieten. Somit können hier 64 % vom Zielpfad zurückgelegt werden. Im Haushaltssektor tragen vor allem der Einsatz erneuerbarer Energien beim Warmwasser, die Reduktion des Raumwärmebedarfs sowie effiziente Kühlanlagen zu einer Reduktion um 15 % und somit einer Zielerreichung von 62 % bei. Auch hier zeigt sich, dass sowohl eine moderate E-Mobilitätsentwicklung und Förderung von Wärmepumpen in Verbindung mit einer ansonsten effizienten Technologiestrategie einen Beitrag zur Zielerreichung leisten kann.

5.3.3 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken

Bei den Verwendungszwecken, für die Elektrizität eingesetzt wird, dominiert sehr deutlich der Zweck „Antriebe/Prozesse“, also mechanische Energie für produktive Prozesse, wie z.B. Mahlen, Rühren, Schneiden, Fräsen, Schleifen, Transportieren (Förderbänder), Pressen. Die Produktion von Prozesskälte (Tieftemperatur) gehört ebenfalls dazu. Im Dienstleistungssektor ist unter diesem Verwendungszweck auch Prozesswärme, wie bei Wäschereien oder Gastronomiebetrieben enthalten, da für eine genauere Aufteilung nicht genügend statistische Daten vorliegen. Der Verwendungszweck „Antriebe / Prozesse“ hat einen Anteil von 34 % am derzeitigen Elektrizitätsverbrauch. Die Verwendungszwecke Beleuchtung, Raumwärme, Prozesswärme sowie Klima, Lüftung & Haustechnik bilden eine Gruppe mit Anteilen von je gut 10 %, während Mobilität, I&K, Warmwasser und Kochherde jeweils etwa 5 % am Verbrauch ausmachen. Der Verbrauch des Verwendungszwecks „Mobilität“ entspricht dem im vorherigen Kapitel diskutierten Verkehr, daher wird er hier nicht vertieft diskutiert. (Vgl. Figur 5-12, Tabelle 5-15.)

Tabelle 5-15: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	16.3	21.6	20.2	19.6	19.9	18.4	16.7	16.1	17.3	15.3	14.1	16.3	14.1	12.3	14.3	11.5	9.3
Warmwasser	8.8	9.5	9.4	9.1	9.6	8.9	6.7	8.9	8.8	5.6	8.0	8.6	5.1	6.7	8.1	4.6	3.5
Kochherde	4.8	5.1	5.4	5.4	5.3	5.5	5.4	5.3	5.5	5.3	5.3	5.5	5.2	5.2	5.4	4.9	4.8
Prozesswärme	21.1	23.3	23.2	21.2	20.2	22.3	18.8	17.5	22.0	18.0	16.7	21.7	17.4	16.2	21.1	16.2	15.0
Beleuchtung	24.9	26.8	24.4	22.6	20.6	23.7	20.3	16.3	23.3	19.5	14.7	23.1	19.1	13.5	22.7	18.4	11.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	27.6	26.0	23.7	32.5	28.7	23.4	35.5	30.6	23.3	38.6	32.8	23.6	46.6	39.1	25.0
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.7	10.3	9.9	11.4	10.4	9.5	11.7	10.4	9.2	12.0	10.5	9.0	12.6	10.7	8.4
Antriebe, Prozesse	65.6	71.7	75.1	70.9	73.4	75.2	67.2	66.8	75.8	66.7	64.2	76.9	66.8	62.0	79.5	67.9	58.8
Mobilität Inland	9.6	11.5	13.9	14.4	16.5	17.2	20.3	24.6	19.1	23.9	30.1	21.2	27.3	34.7	23.8	31.6	41.0
sonstige	6.5	9.7	11.5	11.5	11.3	12.7	12.7	12.3	13.1	13.1	12.7	13.5	13.5	13.0	14.3	14.3	13.5
Total in PJ	**185.1**	**211.5**	**221.3**	**211.1**	**210.4**	**227.8**	**207.2**	**200.6**	**232.0**	**208.5**	**198.2**	**237.3**	**211.9**	**196.1**	**248.5**	**219.1**	**190.9**
Total in TWh	**51.4**	**58.8**	**61.5**	**58.6**	**58.5**	**63.3**	**57.6**	**55.7**	**64.4**	**57.9**	**55.1**	**65.9**	**58.9**	**54.5**	**69.0**	**60.9**	**53.0**

Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklung der Verbräuche nach Verwendungszwecken in der Zeit und je nach Szenarien ist stärker strukturerhaltend als nach Sektoren. Den stärksten Verbrauchszuwachs verzeichnet“ der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik im Szenario „Weiter wie bisher“ mit 24 PJ (111 %) gegenüber 2010, also einer guten Verdoppelung. Der Anteil am Verbrauch steigt somit von 10 auf 19 %-Punkte. Der Verbrauch für Antriebe / Prozesse steigt bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“ vor allem aufgrund des Mengeneffektes in den Branchen mittlerer Energieintensität um 8 PJ (ca. 11 %) gegenüber 2010 an und bleibt somit anteilig mit 32 % der wichtigste Verwendungszweck. Einen absolut geringen Anstieg von 2 PJ (22 %) weist die IKT-Nutzung auf. Die übrigen Verwendungszwecke haben in 2050 einen absolut und relativ geringfügig niedrigeren Verbrauch als im Jahr 2010.

Figur 5-12: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wirken die unterschiedlichen eingesetzten Teilstrategien jeweils unterschiedlich auf die Verwendungszwecke. Aufgrund der Elektrifizierung des Personenverkehrs zusätzlich zur Veränderung des Modal Split in Richtung Schiene verdoppelt sich die Elektrizitätsnachfrage für diesen Verwendungszweck in 2050 gegenüber „Weiter wie bisher“ nahezu. Bei den übrigen Verwendungszwecken wird aufgrund des Einsatzes von Querschnittstechnologien (vor allem Antriebe / Prozesse und Prozesswärme), nichtkonventioneller Kühlungstechnologie (Kühlen/Lüften), Optoelektronik, Miniaturisierung sowie „Green IT“ bei IKT und dem Einsatz erneuerbarer Energien (Solar, Wärmepumpen) sowie der Reduktion des Raumwärmebedarfs überall eine Reduktion erreicht, zwischen 63 % beim Warmwasser und 18 % bei den Antrieben gegenüber 2010. Strukturell weist die Mobilität die stärkste Veränderung auf, gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ erfolgt eine gute Verdoppelung des Anteils auf 21 %. Die Antriebe bleiben mit 31 %-Punkten der anteilig stärkste Verwendungszweck. Klima, Lüftung & Haustechnik wird in 2050 von 19 % im Szenario „Weiter wie bisher“ auf 13 % im Szenario „Neue Energiepolitik“ reduziert.

Die Instrumente im Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ können diese unterschiedlichen Effizienzpotenziale der einzelnen Verwendungszwecke unterschiedlich gut adressieren.

Die absolut grösste Wirkung wird bei den Antrieben mit einer Reduktion von knapp 12 PJ (15 %) gegenüber dem Szenario WWB erreicht; dies entspricht einer Zielerreichung von 56 %. Der absolut zweitgrösste Reduktionseffekt wird bei Lüften/Kühlen durch Querschnittsmassnahmen und die Förderung innovativen Anlagentechniken erreicht: eine Einsparung von 7.6 PJ (16 %) entspricht jedoch „nur“ einer Zielerreichung von 35 %. Die relativ höchste Zielerreichung erfolgt mit 80 % bei der Prozesswärme, dort werden 4.8 PJ (23 %) eingespart. Hier ist der Kostenanreiz hoch, da Stromkosten für Prozesswärme vergleichsweise deutlich spürbar sind.

Tabelle 5-16: Szenarienvergleich Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken in PJ, Zielerreichungsgrade

	Weiter wie bisher												
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050						
Raumwärme	16.3	21.6	20.2	18.4	17.3	16.3	14.3						
Warmwasser	8.8	9.5	9.4	8.9	8.8	8.6	8.1						
Kochherde	4.8	5.1	5.4	5.5	5.5	5.5	5.4						
Prozesswärme	21.1	23.3	23.2	22.3	22.0	21.7	21.1						
Beleuchtung	24.9	26.8	24.4	23.7	23.3	23.1	22.7						
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	27.6	32.5	35.5	38.6	46.6						
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.7	11.4	11.7	12.0	12.6						
Antriebe, Prozesse	65.6	71.7	75.1	75.2	75.8	76.9	79.5						
Mobilität Inland	9.6	11.5	13.9	17.2	19.1	21.2	23.8						
sonstige	6.5	9.7	11.5	12.7	13.1	13.5	14.3						
Total Elektrizitätsnachfrage	**185.1**	**211.5**	**221.3**	**227.8**	**232.0**	**237.3**	**248.5**						
	Politische Massnahmen							**abs. Delta zu WWB**			**rel. Zielerreichung**		
	2000	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**
Raumwärme	16.3	21.6	19.6	16.7	15.3	14.1	11.5	-0.6	-1.9	-2.9	171%	61%	57%
Warmwasser	8.8	9.5	9.1	6.7	5.6	5.1	4.6	-0.3	-3.2	-3.6	-115%	393%	77%
Kochherde	4.8	5.1	5.4	5.4	5.3	5.2	4.9	0.0	-0.2	-0.5	7%	70%	81%
Prozesswärme	21.1	23.3	21.2	18.8	18.0	17.4	16.2	-2.0	-3.9	-4.8	64%	75%	80%
Beleuchtung	24.9	26.8	22.6	20.3	19.5	19.1	18.4	-1.7	-3.7	-4.3	46%	44%	38%
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	26.0	28.7	30.6	32.8	39.1	-1.7	-4.9	-7.6	42%	40%	35%
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.3	10.4	10.4	10.5	10.7	-0.4	-1.3	-1.9	52%	51%	46%
Antriebe, Prozesse	65.6	71.7	70.9	67.2	66.7	66.8	67.9	-4.2	-9.2	-11.7	254%	78%	56%
Mobilität Inland	9.6	11.5	14.4	20.3	23.9	27.3	31.6	0.6	4.8	7.8	22%	44%	45%
sonstige	6.5	9.7	11.5	12.7	13.1	13.5	14.3	0.0	0.0	-0.1	4%	6%	7%
Total Elektrizitätsnachfrage	**185.1**	**211.5**	**211.1**	**207.2**	**208.5**	**211.9**	**219.1**	**-10.2**	**-23.5**	**-29.4**	**94%**	**70%**	**51%**
	Neue Energiepolitik							**abs. Delta zu WWB**					
	2000	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**			
Raumwärme	16.3	21.6	19.9	16.1	14.1	12.3	9.3	-0.3	-3.2	-5.1			
Warmwasser	8.8	9.5	9.6	8.9	8.0	6.7	3.5	0.2	-0.8	-4.6			
Kochherde	4.8	5.1	5.3	5.3	5.3	5.2	4.8	0.0	-0.3	-0.6			
Prozesswärme	21.1	23.3	20.2	17.5	16.7	16.2	15.0	-3.1	-5.3	-6.0			
Beleuchtung	24.9	26.8	20.6	16.3	14.7	13.5	11.5	-3.7	-8.6	-11.2			
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	23.7	23.4	23.3	23.6	25.0	-4.0	-12.1	-21.7			
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	9.9	9.5	9.2	9.0	8.4	-0.8	-2.5	-4.2			
Antriebe, Prozesse	65.6	71.7	73.4	66.8	64.2	62.0	58.8	-1.6	-11.7	-20.7			
Mobilität Inland	9.6	11.5	16.5	24.6	30.1	34.7	41.0	2.7	11.0	17.2			
sonstige	6.5	9.7	11.3	12.3	12.7	13.0	13.5	-0.2	-0.5	-0.8			
Total Elektrizitätsnachfrage	**185.1**	**211.5**	**210.4**	**200.6**	**198.2**	**196.1**	**190.9**	**-10.9**	**-33.8**	**-57.6**			

Quelle: Prognos 2012

5.3.4 Deckungslücke

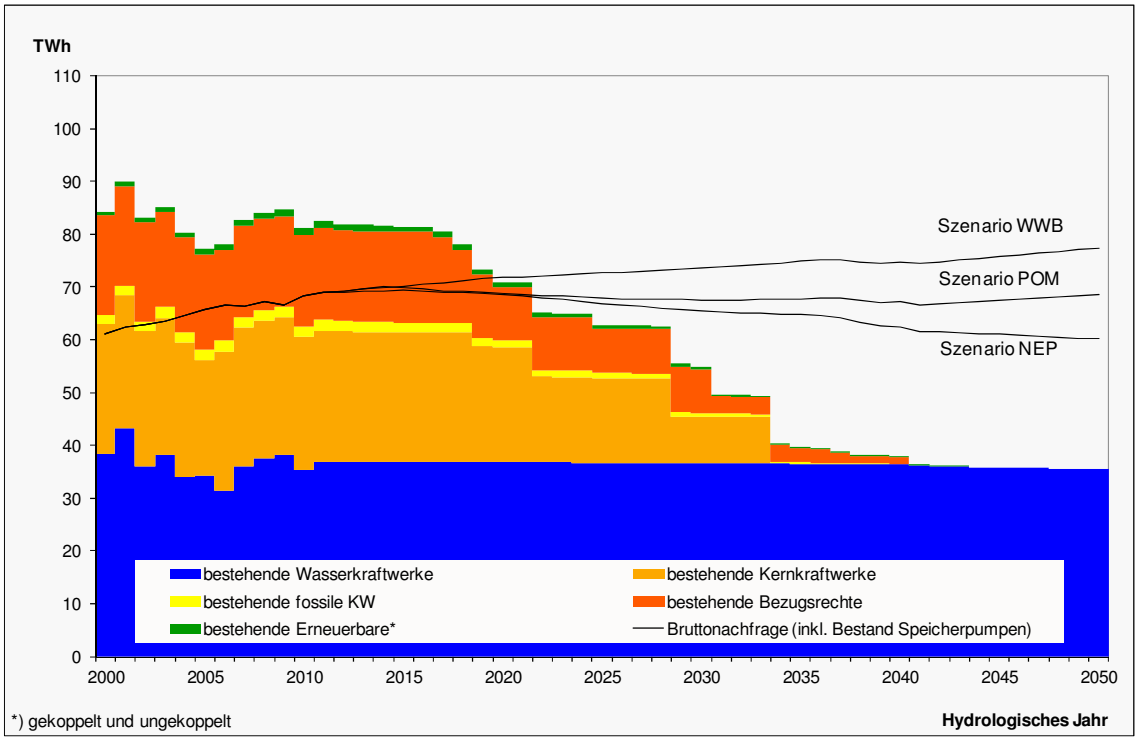
In Figur 5-13, Figur 5-14 und Figur 5-15 sind die Stromlücken für die drei Hauptszenarien im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass von einer Erzeugung der Wasserkraft ausgegangen wird, welche dem langjährigen Mittel laut der Statistik der Wasserkraftanlagen [BFE, Statistik der Wasserkraftanlagen, 2011f] entspricht.

Die kontinuierliche Anstieg der Elektrizitätsnachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ bzw. der bis 2025 nur leicht absinkende Pfad der Elektrizitätsnachfrage im Szenario „Politische Massnahmen“ und der stufenweise Rückgang des Angebots führen zu einer Lücke im hydrologischen Jahr ab 2020 bzw. 2022. Im Szenario „Neue Energiepolitik“

nimmt die Nachfrage nach 2015 ab, durch den relativ geringen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage bis 2025 tritt eine Lücke aber ebenfalls erstmals im Jahr 2022 auf.

Die Stromlücken in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ nehmen dauerhaft zu und betragen in 2035 35.2 TWh bzw. 28.2 TWh. Bis 2050 steigt die Stromlücke nur noch geringfügig auf 41.8 TWh bzw. 32.9 TWh. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinkt die Stromlücke in bestimmten Perioden sogar und nimmt vor allem stufenweise durch die Stilllegung der Kernkraftwerke als auch durch das Auslaufen von Bezugsrechten zu. In 2035 beträgt die Stromlücke 25.2 TWh, bis 2050 sinkt die Stromlücke auf 24.5 TWh.

Figur 5-13: Szenarienvergleich
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Quelle. Prognos 2012

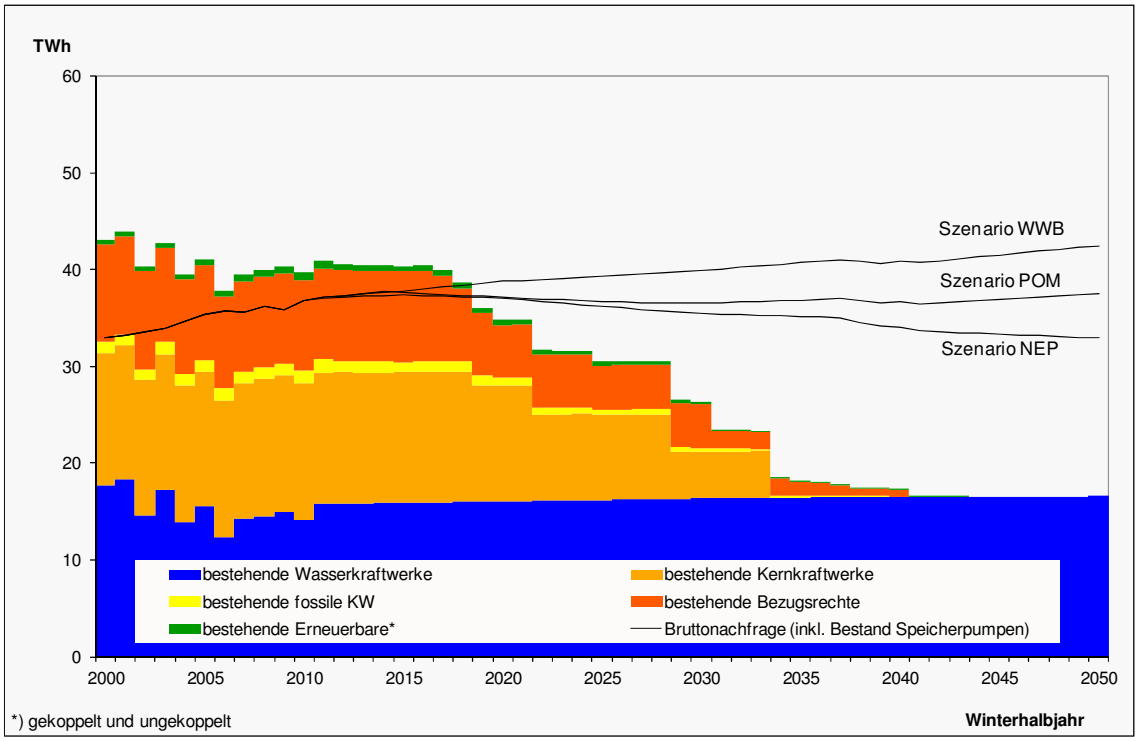
Tabelle 5-17: Szenarienvergleich
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	84.4	77.3	81.3	81.6	71.0	62.9	55.0	39.6	37.7	35.9	35.6
Nachfrage											
„Weiter wie bisher“	61.2	65.8	68.4	70.1	71.8	72.6	73.6	74.8	74.8	75.7	77.3
„Neue Energiepolitik“	61.2	65.8	68.4	69.4	68.6	66.9	65.5	64.7	62.4	61.0	60.1
„Pol. Massnahmen“	61.2	65.8	68.4	69.9	68.8	67.9	67.5	67.8	67.1	67.5	68.5
Stromlücke											
„Weiter wie bisher“	-23.2	-11.5	-12.9	-11.4	0.8	9.8	18.7	35.2	37.0	39.9	41.8
„Neue Energiepolitik“	-23.2	-11.5	-12.9	-12.2	-2.4	4.1	10.6	25.2	24.7	25.1	24.5
"Pol. Massnahmen“	-23.2	-11.5	-12.9	-11.7	-2.2	5.0	12.5	28.2	29.4	31.6	32.9

Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklung der Stromnachfrage und des -angebots im Winterhalbjahr zeigt einen ähnlichen Verlauf wie im hydrologischen Jahr. Die Stromlücken belaufen sich in 2035 auf 22.6 TWh in Szenario „Weiter wie bisher“, 18.7 TWh in Szenario „Politische Massnahmen“ und 17.0 TWh in Szenario „Neue Energiepolitik“. Im Zeitraum bis 2035 bis 2050 nehmen die Lücken leicht zu (Szenario „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“) bzw. sinken geringfügig (Szenario „Neue Energiepolitik“).

Figur 5-14: Szenarienvergleich
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

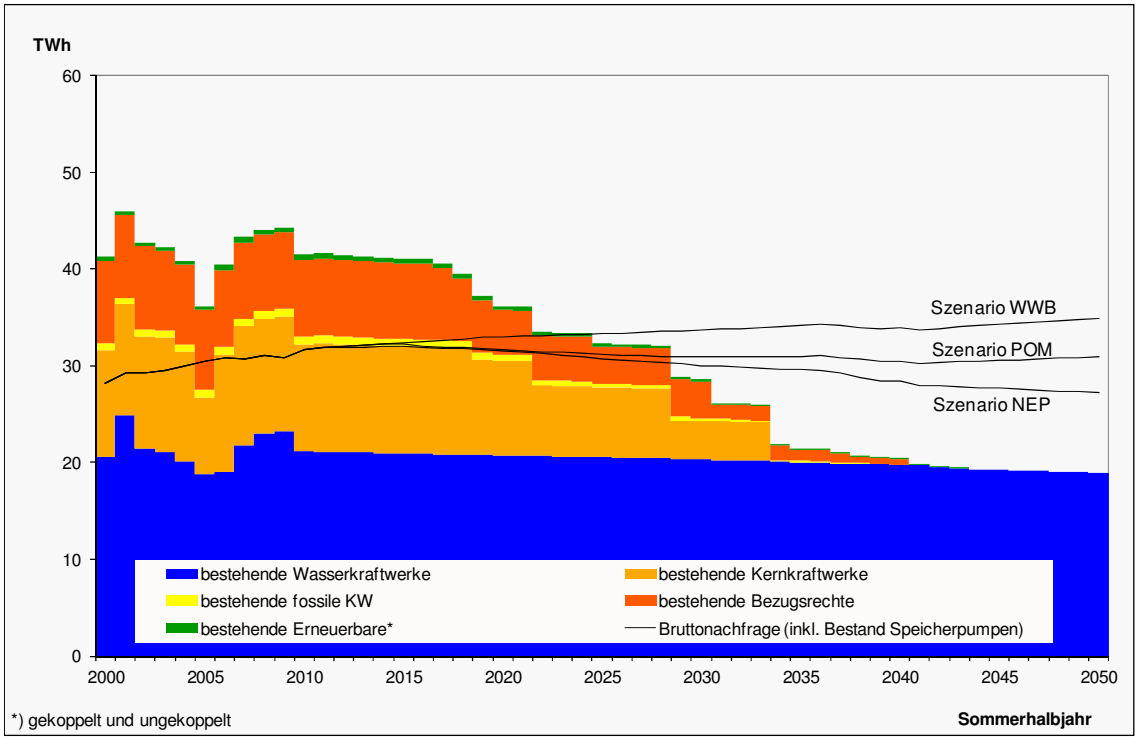
Tabelle 5-18: Szenarienvergleich
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	43.1	41.1	39.7	40.4	34.8	30.5	26.3	18.1	17.3	16.5	16.6
Nachfrage											
„Weiter wie bisher“	32.9	35.3	36.8	37.8	38.8	39.3	39.9	40.7	40.9	41.5	42.5
„Neue Energiepolitik“	32.9	35.3	36.8	37.4	37.0	36.2	35.5	35.1	34.1	33.3	32.9
„Pol. Massnahmen“	32.9	35.3	36.8	37.7	37.2	36.7	36.6	36.8	36.7	36.9	37.6
Stromlücke											
„Weiter wie bisher“	-10.2	-5.7	-3.0	-2.6	4.0	8.8	13.6	22.6	23.6	25.0	25.8
„Neue Energiepolitik“	-10.2	-5.7	-3.0	-3.0	2.2	5.7	9.2	17.0	16.8	16.8	16.3
"Pol. Massnahmen“	-10.2	-5.7	-3.0	-2.8	2.3	6.2	10.2	18.7	19.4	20.4	20.9

Quelle: Prognos 2012

Durch das verringerte Angebot der Wasserkraft und die erhöhte Nachfrage im Winter im Vergleich zum Sommer, ist die Situation im Winterhalbjahr deutlich kritischer als im Sommerhalbjahr. Figur 5-14 und Figur 5-15 illustrieren diese Unterschiede. Im Sommerhalbjahr tritt die Stromlücke in Szenario „Weiter wie bisher“ ab 2025 ein, im Winterhalbjahr in 2019. Für die Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ tritt die Lücke im Sommerhalbjahr 2029 und im Winterhalbjahr 2022 auf.

Figur 5-15: Szenarienvergleich
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

In Szenario „Weiter wie bisher“ beträgt die Stromlücke im Sommerhalbjahr 2035 12.7 TWh. In Szenario „Politische Massnahmen“ beträgt die Stromlücke im Vergleich dazu 9.5 TWh in 2035 und im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist die Stromlücke 2035 noch etwas niedriger (8.1 TWh). Wie im Winterhalbjahr ist auch im Sommerhalbjahr im Zeitraum 2035 bis 2050 nur noch ein geringfügiger Anstieg der Stromlücke in den einzelnen Szenarien zu verzeichnen.

Tabelle 5-19: Szenarienvergleich
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	41.3	36.2	41.6	41.1	36.2	32.3	28.6	21.5	20.4	19.3	18.9
Nachfrage											
„Weiter wie bisher“	28.2	30.5	31.6	32.3	33.0	33.3	33.7	34.1	33.9	34.2	34.9
„Neue Energiepolitik“	28.2	30.5	31.6	32.0	31.6	30.7	30.0	29.6	28.4	27.7	27.2
„Pol. Massnahmen“	28.2	30.5	31.6	32.2	31.7	31.2	30.9	31.0	30.5	30.6	30.9
Stromlücke											
„Weiter wie bisher“	-13.0	-5.8	-10.0	-8.8	-3.2	1.0	5.1	12.7	13.5	14.9	15.9
„Neue Energiepolitik“	-13.0	-5.8	-10.0	-9.1	-4.6	-1.6	1.4	8.1	8.0	8.3	8.2
"Pol. Massnahmen“	-13.0	-5.8	-10.0	-8.9	-4.5	-1.2	2.3	9.5	10.1	11.2	12.0

Quelle: Prognos 2012

Zusammengefasst zeigen die Nachfrageszenarien folgende Tendenzen bei der Elektrizitätsnachfrage:

- Kontinuierliche Steigerung (Szenario „Weiter wie bisher“),
- Kurzfristiger Rückgang und langfristig leichter Anstieg (Szenario „Politische Massnahmen“) und
- Langfristiger Rückgang (Szenario „Neue Energiepolitik“).

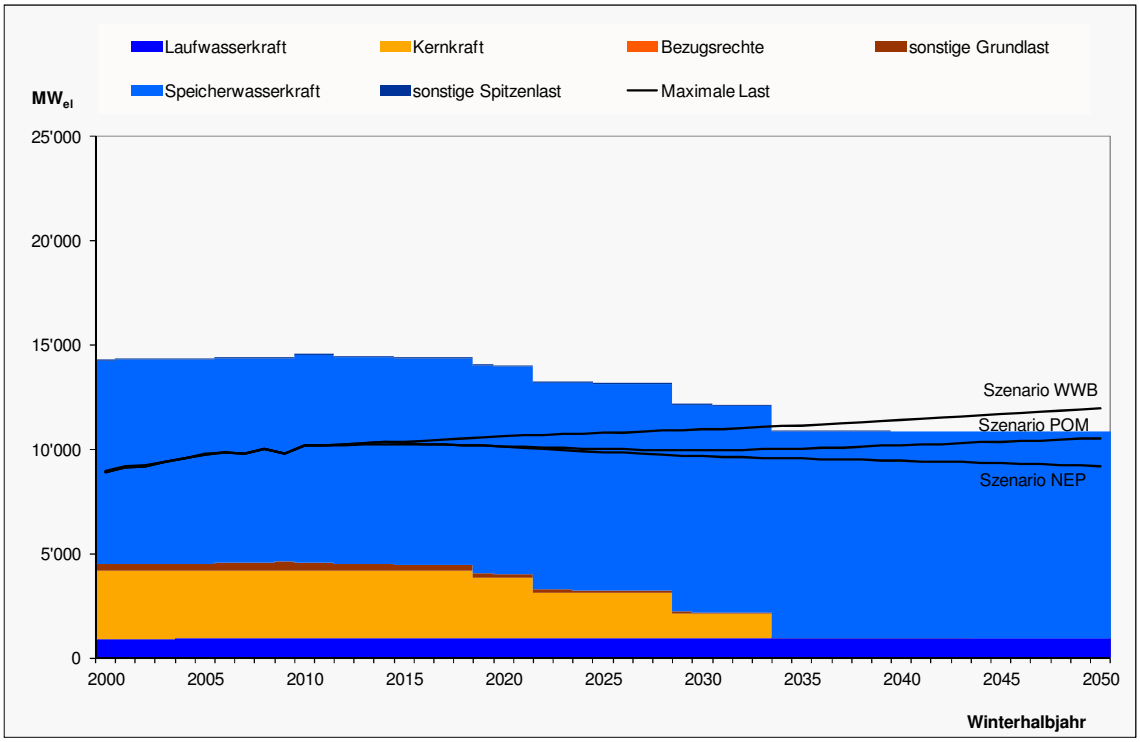
Durch die stufenweisen Abgänge auf der Angebotsseite sind die Stromlücken geprägt durch Sprünge. Die Stromlücken treten in allen Szenarien erstmals im Winterhalbjahr 2019 ein. Wesentliche Sprünge sind durch die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke (2019, 2022, 2029 und 2034) und das Ablaufen der Bezugsrechte zu verzeichnen.

5.3.5 Leistungsdefizit

Wird leistungsseitig das bestehende Angebot (verfügbare Leistung) der Nachfrage (maximale Last) gegenübergestellt, tritt ohne Zubau neuer Kraftwerke ab 2034 im Szenario „Weiter wie bisher“ leistungsseitig ein Versorgungsdefizit auf. Im Sommer ist die inländische Versorgungssicherheit leistungsseitig auch ohne Zubau neuer Kraftwerke gewährleistet. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ treten sowohl im Winter- als auch im Sommerhalbjahr keine Leistungsdefizite auf.

Figur 5-16 zeigt die leistungsbezogene Situation für die drei Szenarien im Winterhalbjahr.

Figur 5-16: Szenarienvergleich
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der maximalen Lastnachfrage im Winterhalbjahr, in MW_{el}



Quelle: Prognos 2012

5.3.6 Angebotsvarianten

Als Angebotsvarianten werden die Variante C, mit mässigem Zubau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien und (falls notwendig) Zubau von Gaskombikraftwerken, die Variante C&E, mit hohem Zubau erneuerbarer Stromerzeugung und (falls notwendig) Zubau von Gaskombikraftwerken und die Variante E, mit hohem Zubau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien und (falls notwendig) zusätzlichen Stromimporten, analysiert.

Für das Nachfrageszenario „Weiter wie bisher“ werden die Varianten C und C&E untersucht. Für die Nachfrageszenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ werden hingegen die Stromangebotsvarianten C, C&E und E analysiert.

Tabelle 5-20 zeigt die untersuchten Szenarien und Varianten im Überblick.

Tabelle 5-20: Kombination von Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten

	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario „Weiter wie bisher“	■	■	
Szenario „Neue Energiepolitik“	■	■	■
Szenario „Politische Massnahmen“	■	■	■

Quelle: Prognos 2012

5.3.7 Erwartetes Ausbaupotenzial

Tabelle 5-21, Tabelle 5-22 und Tabelle 5-23 zeigen einen Vergleich der implementierten realisierbaren Potenziale in den Varianten C, C&E und E. Eine ausführliche Beschreibung der in den Modellrechnungen berücksichtigten Potenziale ist in der detaillierten Beschreibung der Modellergebnisse zu finden.

Tabelle 5-21: Potenziale in der Variante C, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a

	2020	2035	2050
Wasserkraft [1)]	4’539	5’147	5’930
Fossile WKK	439	1’094	1’095
Klein WKK (< 1 MW_{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	240	600	600
Gross WKK: (> 1 MW_{el}), vor allem Industrie	184	460	460
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	15	34	35
Neue erneuerbare Energien	927	4‘647	8‘766
Biomasse Holz	231	520	544
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200
Biogas	162	359	377
Photovoltaik	256	2'440	5'839

Windenergie	108	738	1'372
Geothermie	88	365	399
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	15	34	35
Kernkraftwerke	gem. BR-Variante 2 keine Option		
Fossil-thermische Kraftwerke	keine Beschränkung unterstellt		
Importe	keine Beschränkung unterstellt		

Werte gerundet *Quelle: Prognos 2012*

[1)] ca. 4 TWh aus dem geplanten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bis 2020, Berücksichtigung der Auswirkungen des GSchG (- 1.4 TWh) bei der Bestandserzeugung

Tabelle 5-22: Potenziale in der Variante C&E, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a

	2020	2035	2050
Wasserkraft	5'016	6'432	8'550
Fossile WKK	527	1'397	1'444
Klein WKK (< 1 MW_{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	188	570	599
Gross WKK: (> 1 MW_{el}), vor allem Industrie	158	446	460
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	180	381	385
Neue erneuerbare Energien	2'249	10'473	22'758
Biomasse Holz	405	1'075	1'104
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200
Biogas	357	1'330	1'427
Photovoltaik	434	4'355	11'036
Windenergie	624	1'723	4'222
Geothermie	182	1'418	4'384
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	180	381	385
Kernkraftwerke	gem. BR-Variante 2 keine Option		
Fossil-thermische Kraftwerke	keine Beschränkung unterstellt		
Importe	keine Beschränkung unterstellt		

Werte gerundet *Quelle: Prognos 2012*

[1)] ca. 4 TWh aus dem geplanten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bis 2020, Berücksichtigung der Auswirkungen des GSchG (- 1.4 TWh) bei der Bestandserzeugung

Tabelle 5-23: Potenziale in der Variante E, nach Technologie(gruppe)n, in GWhel/a

	2020	2035	2050
Wasserkraft	5'016	6'432	8'550
Fossile WKK	527	1'397	1'444
Klein WKK (< 1 MW_{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	188	570	599
Gross WKK: (> 1 MW_{el}), vor allem Industrie	158	446	460
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	180	381	385
Neue erneuerbare Energien	2'249	10'473	22'758
Biomasse Holz	405	1'075	1'104
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200
Biogas	357	1'330	1'427
Photovoltaik	434	4'355	11'036
Windenergie	624	1'723	4'222
Geothermie	182	1'418	4'384
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	180	381	385
Kernkraftwerke	gem. BR-Variante 2 keine Option		
Fossil-thermische Kraftwerke	kein Zubau möglich		
Importe	keine Beschränkung unterstellt		

Werte gerundet *Quelle: Prognos 2012*

[1)] ca. 4 TWh aus dem geplanten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bis 2020, Berücksichtigung der Auswirkungen des GSchG (- 1.4 TWh) bei der Bestandserzeugung

5.3.8 Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung

Wie in Kapitel 5.3.6 dargestellt, werden zwei Entwicklungspfade für die erneuerbare Stromerzeugung in der Modellierung implementiert. In Variante C wird ein mässiger Ausbau der Erneuerbaren berücksichtigt, wobei eine KEV-Umlage in der Höhe von 0.9 Rp/kWh unterstellt wird. In den Varianten C&E und E wird hingegen ein hoher Ausbau der Erneuerbaren implementiert. Für diese beiden Varianten werden eine Ausweitung der Förderung erneuerbarer Stromerzeugung und eine effiziente Gestaltung des Fördermechanismus unterstellt. Eine ausführliche Beschreibung der den Entwicklungspfaden zugrunde liegenden Potenziale erfolgt in Kapitel 6.7.

5.4 CO_2-Emissionen

5.4.1 CO_2-Emissionen von Brenn- und Treibstoffen

Die CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe im Endenergieverbrauch nehmen in allen drei Szenarien über die Zeit deutlich ab, vgl. Tabelle 5-24 und Figur 5-17. Im Szenario „Weiter wie bisher" halbieren sie sich nahezu zwischen 2010 und 2050. Der geringste Rückgang erfolgt im Verkehrssektor, da dort „lediglich" eine moderate Effizienzstrategie inkl. moderaten Ausbaus der Elektromobilität bezüglich der Fahrzeuge umgesetzt wird und keine nennenswerten Anteile erneuerbarer Energien eingeführt werden. Daher bleiben die vergleichsweise CO_2-intensiven Energieträger Benzin und Diesel hier dominierend. Im Sektor Private Haushalte reduzieren sich die CO_2-

Emissionen um 65 %; hierzu tragen die Effekte der Reduktion der Raumwärmenachfrage sowie der Substitution durch Erneuerbare, vor allem der Wärmepumpen, bei. Hinzu kommt die Fortsetzung des Trends im Mix der fossilen Energieträger: Die Heizöl Nachfrage wird stärker reduziert als die Erdgasnachfrage. Erdgas ist in allen Sektoren ein Substitutionsgewinner und hat die geringsten spezifischen CO_2-Emissionen von den fossilen Energieträgern. Ähnliches gilt im Dienstleistungssektor, wobei hier die Reduktion „nur“ 49 % beträgt, da das relative Flächenwachstum aufgrund der BWS-Steigerung höher ist. Im Industriesektor erfolgt eine Reduktion um 40 %, die durch den Strukturwandel (weniger Prozesswärme in energieintensiven Branchen) und den oben genannten Energieträger-Trend erklärbar ist.

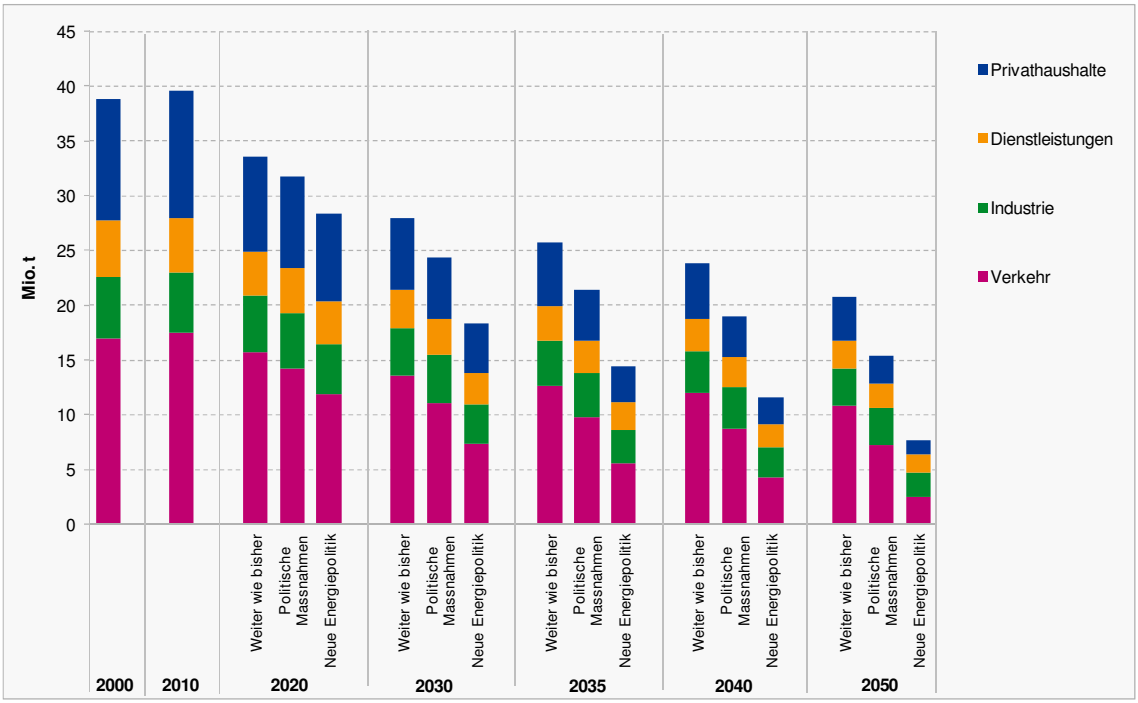
Tabelle 5-24: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe ohne Stromerzeugung nach Sektoren, in Mio. t*

CO_2-Emissionen nach Sektoren (Mio. t)	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Privathaushalte	11.1	11.6	8.6	8.4	8.0	6.6	5.6	4.5	5.8	4.6	3.3	5.1	3.7	2.4	4.1	2.6	1.3
Dienstleistungen	5.2	4.9	4.1	4.0	3.9	3.5	3.3	2.9	3.2	3.0	2.5	2.9	2.7	2.2	2.5	2.2	1.7
Industrie	5.6	5.5	5.1	5.1	4.6	4.4	4.4	3.5	4.1	4.0	3.1	3.8	3.8	2.7	3.3	3.3	2.2
Verkehr	16.9	17.5	15.7	14.2	11.8	13.5	11.1	7.4	12.7	9.8	5.6	12.0	8.8	4.3	10.9	7.3	2.5
Summe	**38.8**	**39.6**	**33.6**	**31.7**	**28.4**	**28.0**	**24.4**	**18.3**	**25.7**	**21.4**	**14.5**	**23.9**	**19.0**	**11.6**	**20.8**	**15.4**	**7.6**

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Im Zielszenario „Neue Energiepolitik“ müssen die Emissionen in 2050 insgesamt nochmals auf ein gutes Drittel (37 %) im Vergleich zum Szenario WWB reduziert werden. Dies gelingt im Verkehrssektor, der am „schwierigsten“ zu adressieren ist, nur durch die Kombination modal shift plus Elektromobilität im PW-Bereich plus (nachhaltige) Biotreibstoffstrategie im motorisierten Güterverkehr. Damit werden die Emissionen in NEP gegenüber WWB auf 23 % reduziert. Im Sektor Private Haushalte erfolgt eine Reduktion um 69 % aufgrund der verstärkten Grenzwerte und deutlich erhöhten Sanierungsraten sowie der Wärmepumpen- und Solarstrategie. D.h. die fossile Raumwärme- und Warmwasserproduktion kann nahezu „weggespart“ werden. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen erfolgt eine zusätzliche Reduktion um je 34 % und 33 %. Neben den physikalischen Untergrenzen der Prozesswärmeerzeugung spielen hier auch Kostengesichtspunkte bei den Brennstoffen eine Rolle.

Figur 5-17: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe ohne Stromerzeugung nach Sektoren, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Im Szenario „Politische Massnahmen" erfolgt eine Zielerreichung von gut 40 %; die beiden wesentlichen Gründe hierfür sind die nicht hinreichenden Sanierungsraten und -effizienzen im Gebäudesektor, die Begrenzung der Mittel bei den wettbewerblichen Ausschreibungen, die dazu führten, dass vor allem Massnahmen bezüglich des Elektrizitätseinsatzes durchgeführt wurden, sowie die fehlende Biomassesubstitution im Verkehrssektor.

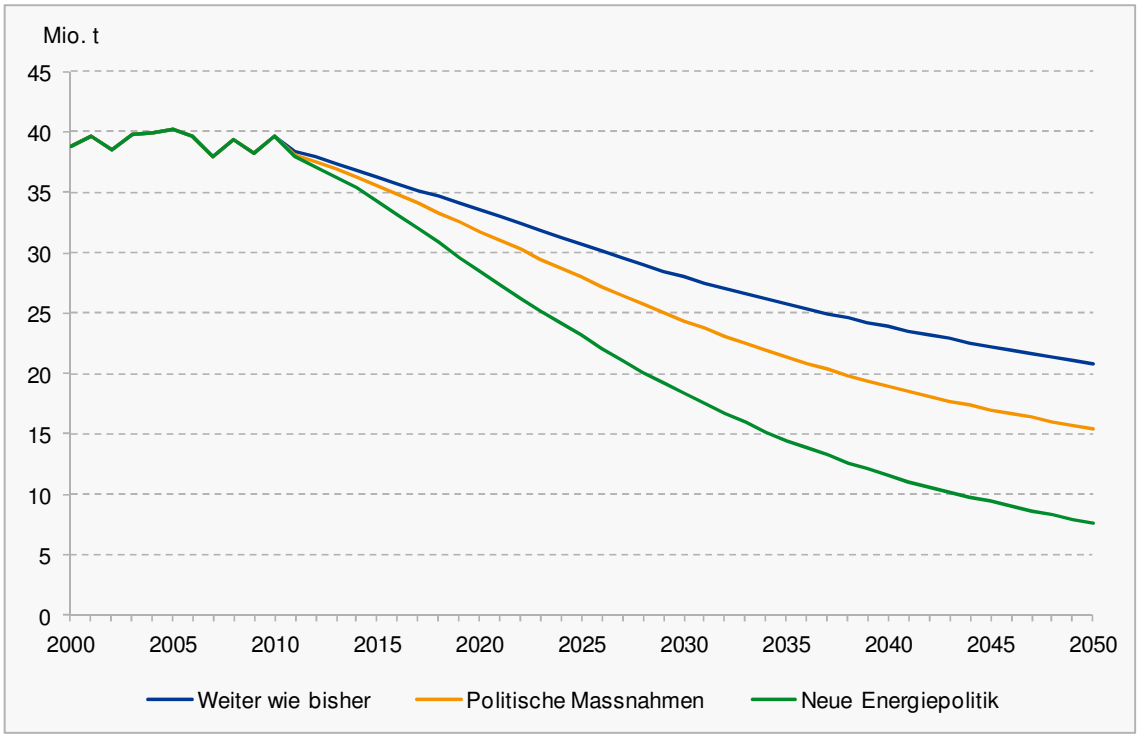
Tabelle 5-25: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe ohne Stromerzeugung in Mio. t, Zielerreichungsgrade*

								abs. Delta zu WWB			rel. Zielerreichung		
Gesamt CO_2	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**	**2020**	**2035**	**2050**
WWB	38.8	39.6	33.6	28.0	25.7	23.9	20.8						
POM	38.8	39.6	31.7	24.4	21.4	19.0	15.4	-1.8	-4.3	-5.4	35%	39%	41%
NEP	38.8	39.6	28.4	18.3	14.5	11.6	7.6	-5.2	-11.3	-13.2			

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 5-18 zeigt die absoluten CO_2-Emissionen im Szenarienvergleich, Figur 5-19 diejenigen pro Kopf im Szenarienvergleich. Es lässt sich ablesen, dass in den Szenarien „Weiter wie bisher" und „Politische Massnahmen" der Zielkorridor für die pro-Kopf-Emissionen verfehlt wird. Im Szenario „Neue Energiepolitik" wird er unterschritten und lässt somit etwas „Platz" für allfällige Emissionen in der Stromerzeugung, z.B. durch fossil befeuerte WKK-Anlagen.

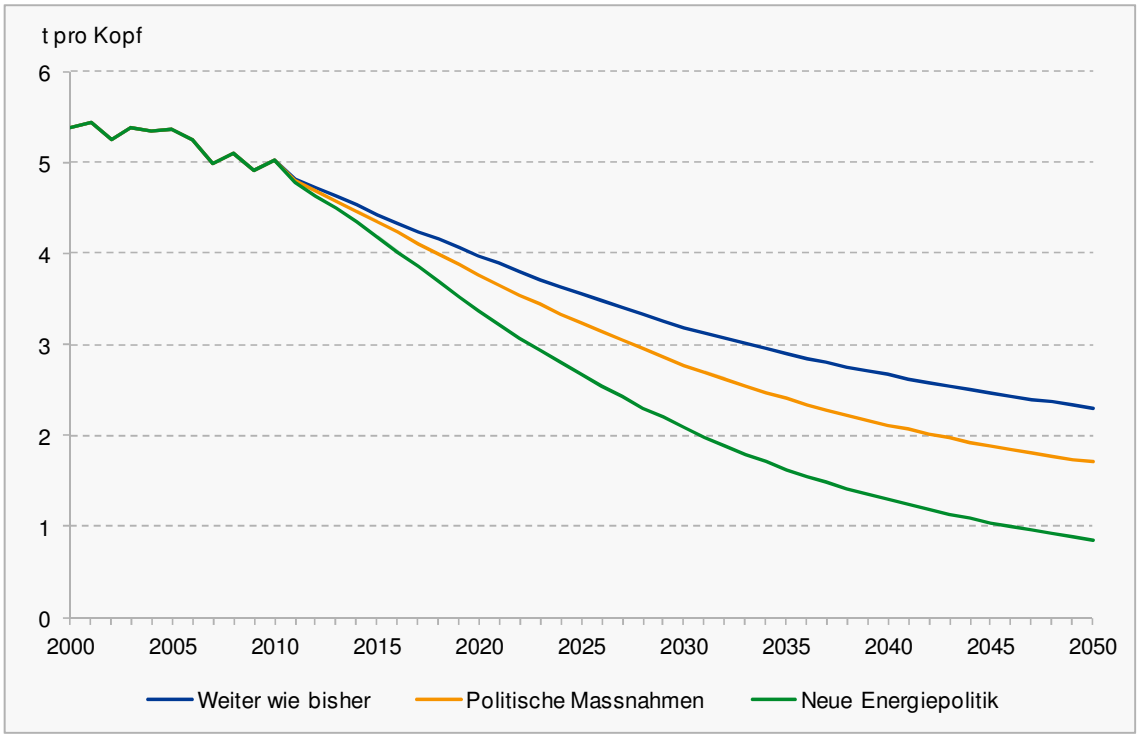
Figur 5-18: Szenarienvergleich
Absolute CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe ohne Stromerzeugung, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Das Post-Kyoto-Ziel bezüglich 2020 (-20 % bezogen auf 2000 oder 1990) wird bezogen auf die reinen Brenn- und Treibstoffe in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ nicht erreicht; bezogen auf die gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen inkl. des Umwandlungssektors wird es in allen drei Szenarien erreicht.

Figur 5-19: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe ohne Stromerzeugung pro Kopf, in t p.c.*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

5.4.2 Gesamte energiebedingte CO_2-Emission

Mit der Stromerzeugung wird in den Szenarien Erdgas als Energieträger in Gaskraftwerken sowie WKK-Anlagen (im autonomen Zubau in den hier gezeigten Varianten) eingesetzt. Im Zeitablauf werden je nach Varianten die Vollaststunden reduziert, da eine grössere Menge fluktuierender Erneuerbarer im System dies ermöglicht (und erfordert). Da die Varianten mit einem ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien (C&E bzw. E) jeweils davon ausgehen, dass im europäischen Umland ähnliche Entwicklungen des Kraftwerksparks umgesetzt werden, ist es unwahrscheinlich, dass theoretisch mögliche weitere Produktionsmengen exportiert werden, da diese vor allem zu Mittagszeiten im Sommer anfallen würden - dann sind aber grosse Photovoltaik-Leistungen im Netz. Daher ist die Rechnung mit allmählich reduzierten Volllaststunden sinnvoll.

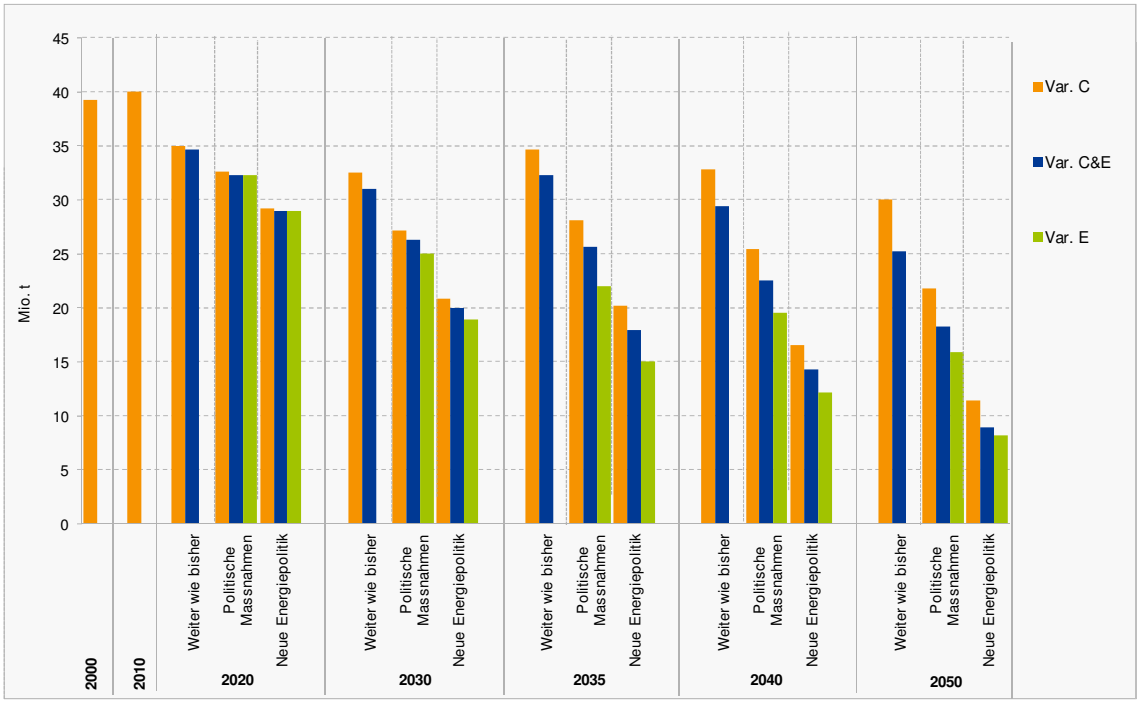
Tabelle 5-26: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Szenarien und Varianten, in Mio. t*

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Varianten			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Var. C	39.2	40.0	35.0	32.6	29.2	32.5	27.2	20.8	34.7	28.1	20.2	32.8	25.4	16.5	30.0	21.8	11.4
Var. C&E			34.7	32.3	29.0	31.0	26.3	19.9	32.3	25.7	18.0	29.3	22.5	14.3	25.2	18.2	9.0
Var. E				32.3	29.0		25.0	18.9		22.0	15.0		19.5	12.1		15.9	8.2

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Im Szenarien- und Variantenvergleich (Figur 5-20, Tabelle 5-26, Figur 5-21) zeigt sich zunächst, dass in allen Szenarien und Varianten (auch in der Variante C mit einem geringen Ausbau der erneuerbaren Energien und einem hohen Zubau an Gaskraftwerken) die Emissionen in 2020 gegenüber 2010 deutlich sinken. Zwischen 2030 und 2035, wenn das letzte Kernkraftwerk aus dem Kraftwerkspark geht, steigen die Emissionen im Szenario WWB mit beiden Varianten sowie im Szenario POM, Variante C nochmals an.

Figur 5-20: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Szenarien und Varianten, in Mio. t*

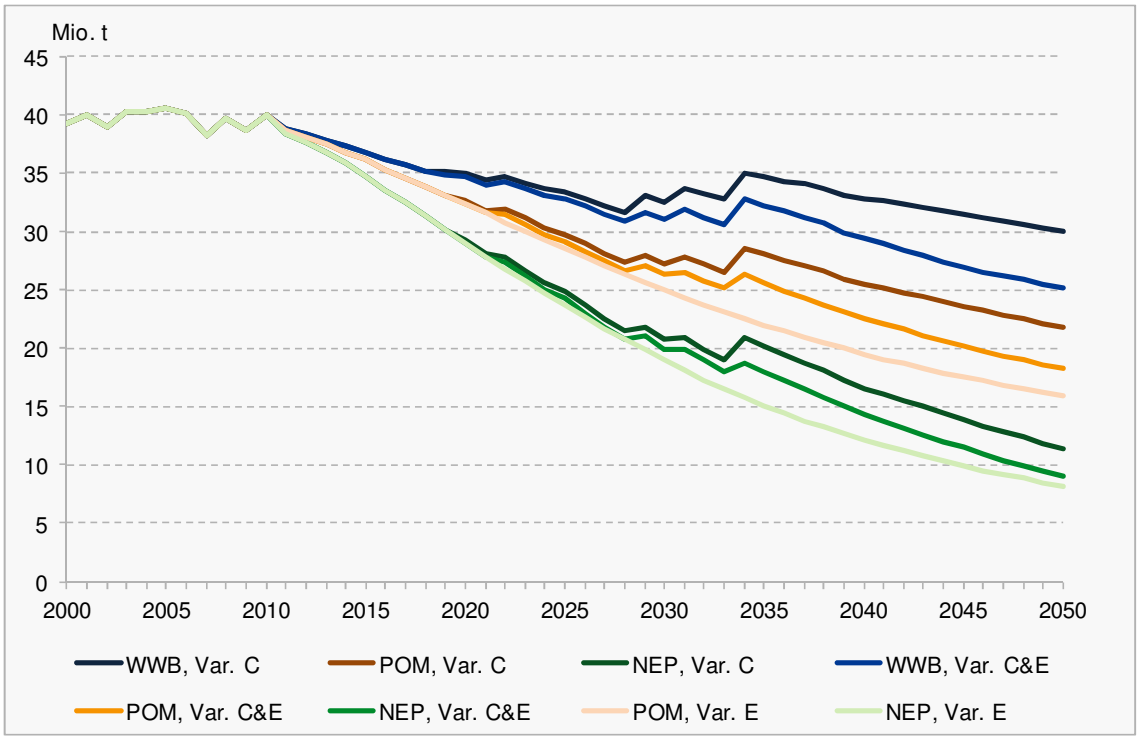


**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

In den Szenarien WWB und POM wird der Zielkorridor der Emissionen (9 - 13.5 Mio. t) in allen Varianten deutlich verfehlt, im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird er in allen Varianten (auch C mit 6 Gaskombikraftwerken und moderatem Ausbau der Erneuerbaren Energien) eingehalten.

Das Post-Kyoto-Ziel der Reduktion der Emissionen bis 2020 gegenüber 2000 um 20 % wird in Szenario WWB in beiden Varianten nicht eingehalten. Im Szenario POM wird es nur sehr knapp verfehlt (Reduktion um 18 %.), im Szenario NEP wird es eingehalten. Die Reduktion von 2020 gegenüber 1990 (energiebedingte CO_2-Emissionen 42.3 Mio. t) liegt im Szenario „Weiter wie bisher“ mit rund 18 % immer noch unter der Zielerreichung. In den Szenarien POM und NEP liegt die Reduktion in allen Varianten deutlich über 20 %.

Figur 5-21: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Szenarien und Varianten, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

In Tabelle 5-27, Figur 5-22, Figur 5-23, Figur 5-24 sind die Entwicklungen jeweils nach Szenarien und Varianten, mit Sektoraufteilung, dargestellt.

In Variante C werden im Szenario „Weiter wie bisher" im Lauf der Zeit 9 Gaskombikraftwerke zugebaut, davon das erste im Jahr 2019. In 2035 sind acht Anlagen im Mix. Ihre Emissionen sind dann mit 8.9 Mio. t pro Jahr bei etwas mehr als zwei Dritteln der Emissionen des emissionsintensiven Verkehrssektors. Die Gesamtemissionen sinken nach dem Zwischenmaximum in 2035 (34.7 Mio. t) auf 30.0 Mio. t in 2050. Im Szenario POM Var. C wird das erste Gaskombikraftwerk in 2019 zugebaut. Insgesamt werden in dieser Variante bis zum Jahr 2035 sechs Gaskombikraftwerke zugebaut, die inkl. der Emissionen der WKK-Anlagen 6.7 Mio. t CO_2 emittieren, etwas mehr als zwei Drittel des Fahrzeugparks im gleichen Szenario. Die Stromeffizienzmassnahmen des Massnahmenpakets führen also zur Einsparung von zwei Gaskombikraftwerken.

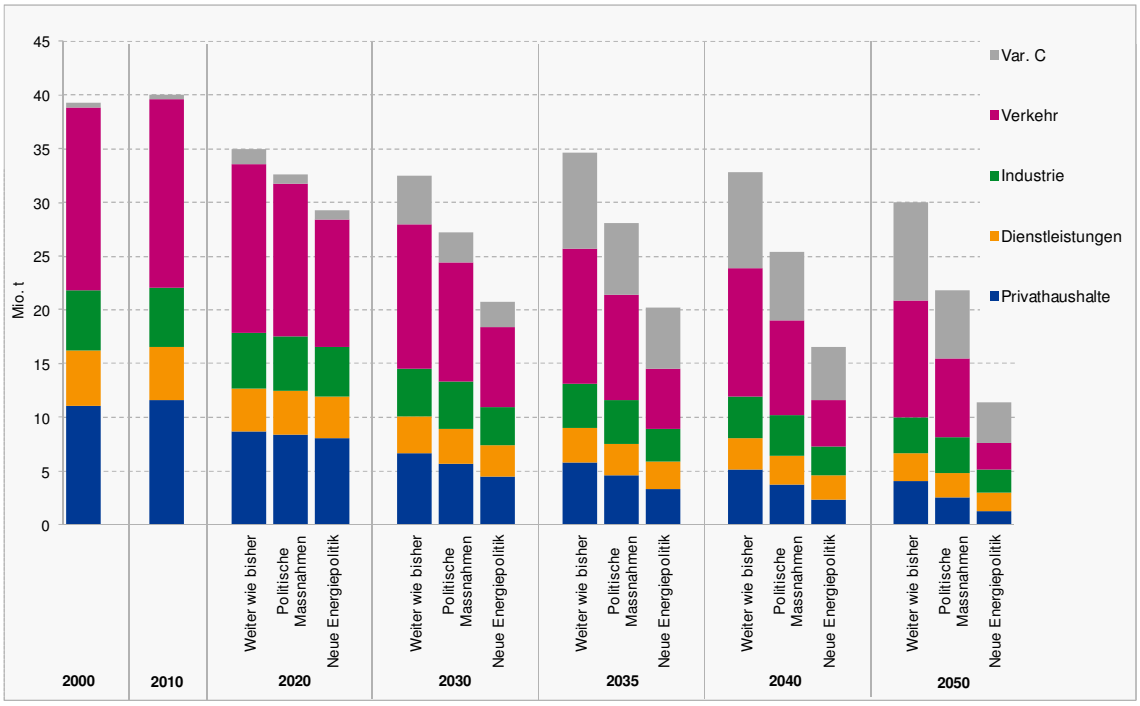
Tabelle 5-27: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Sektoren und Varianten, in Mio. t*

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Varianten			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Privathaushalte	11.1	11.6	8.6	8.4	8.0	6.6	5.6	4.5	5.8	4.6	3.3	5.1	3.7	2.4	4.1	2.6	1.3
Dienstleistungen	5.2	4.9	4.1	4.0	3.9	3.5	3.3	2.9	3.2	3.0	2.5	2.9	2.7	2.2	2.5	2.2	1.7
Industrie	5.6	5.5	5.1	5.1	4.6	4.4	4.4	3.5	4.1	4.0	3.1	3.8	3.8	2.7	3.3	3.3	2.2
Verkehr	16.9	17.5	15.7	14.2	11.8	13.5	11.1	7.4	12.7	9.8	5.6	12.0	8.8	4.3	10.9	7.3	2.5
Var. C	0.4	0.4	1.4	0.9	0.8	4.5	2.8	2.4	8.9	6.7	5.7	8.9	6.4	4.9	9.2	6.4	3.8
Var. C&E	0.4	0.4	1.1	0.6	0.6	3.0	1.9	1.6	6.6	4.3	3.5	5.5	3.5	2.7	4.4	2.8	1.3
Var. E	0.4	0.4		0.6	0.6		0.6	0.6		0.6	0.6		0.5	0.5		0.5	0.5

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Bis 2050 werden die Volllaststunden in dieser Szenario-Variante-Kombination geringfügig sinken, was zur Reduktion der Emissionen des Kraftwerksparks um 0.3 Mio. t führt. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden in 2035 sechs Gaskombikraftwerke benötigt, die inkl. der WKK-Anlagen Emissionen von 5.7 Mio. t produzieren, was etwas mehr als die Emissionen des dann bereits teilweise elektrifizierten und „biofizierten“ Fahrzeugparks ist. Bis 2050 reduzieren sich aufgrund der sinkenden Nachfrage und den noch leicht ansteigenden Anteils der Erneuerbaren die Vollaststunden und damit die Emissionen um gut ein Drittel auf 3.8 Mio. t.

Figur 5-22: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Sektoren und Variante C, in Mio. t*



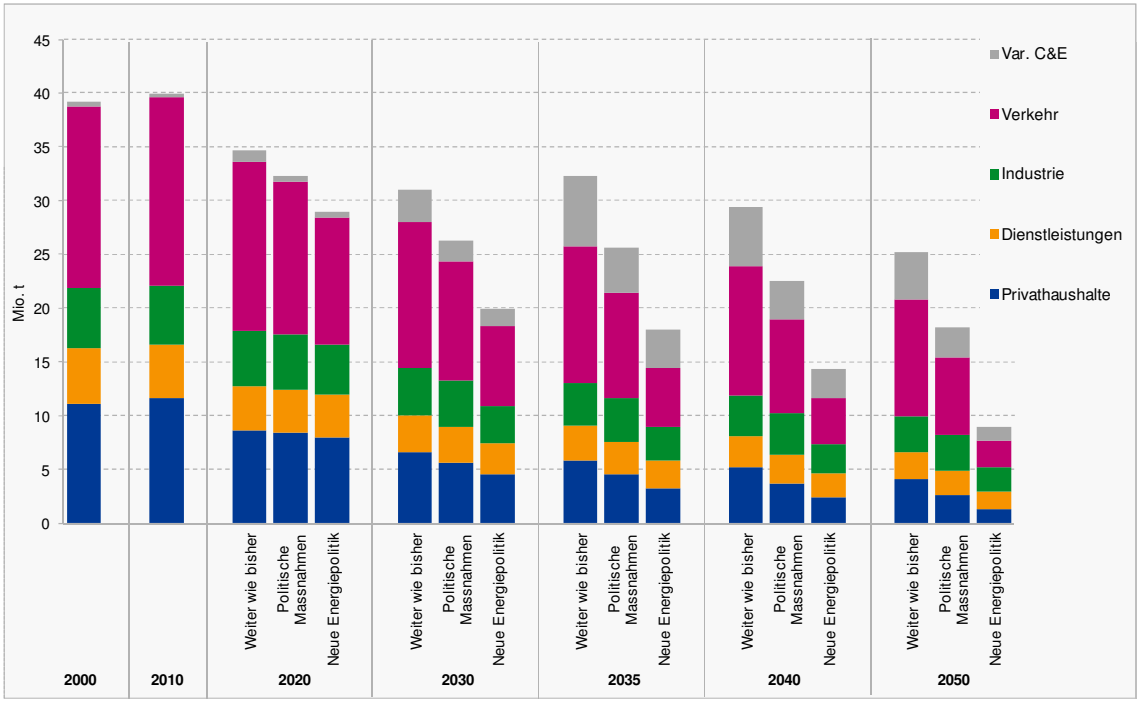
**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

In den Varianten C&E wird jeweils ein ambitionierter Ausbaupfad der erneuerbaren Energien verfolgt. Hiervon ist ein grosser Anteil Photovoltaik, die vor allem im Sommer in den Mittagsstunden zu hohen Produktionsspitzen führt. Die noch eingesetzten Gaskombikraftwerke werden gegen Ende des Betrachtungszeitraums vor allem im Winterhalbjahr eingesetzt. Aufgrund des Zubaus der Erneuerbaren Energien wird das erste Gaskombikraftwerk, mit Ausnahme des Szenarios „Weiter wie bisher“, erst nach 2020 gebaut. Die bis dahin anfallenden Emissionen in Höhe von 0.6 Mio. t stammen aus den autonom zugebauten WKK-Anlagen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ müssen bis 2035 sieben Gaskombikraftwerke zugebaut werden, die Erneuerbaren sparen bis dahin also einen GuD-Block ein. Dann sind die Emissionen des Kraftwerksparks mit 6.6 Mio. t (etwas mehr als die Hälfte der Emissionen des Fahrzeugparks) am höchsten; sie sinken aufgrund stärker reduzierter Volllaststunden durch die Erzeugung der Erneuerbaren bis auf 4.4 Mio. t ab.

Im Szenario „Politische Massnahmen“ werden in der Variante C&E bis 2035 fünf Gaskombikraftwerke benötigt; durch die Effizienzmassnahmen des Szenarios und den Ausbau der erneuerbaren Energien werden also zwei Gaskraftwerke eingespart. Damit sind die Emissionen des Kraftwerksparks in 2035 mit 4.3 Mio. t etwas tiefer als die Hälfte der Emissionen des Fahrzeugparks. Sie werden bis 2050 aufgrund der Reduktion der Volllaststunden auf 2.8 Mio. t reduziert.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden in dieser Variante bis 2035 noch vier Gaskombiblöcke benötigt. Gegenüber „Weiter wie bisher“ werden also zwei Kraftwerke durch Effizienz eingespart und zwei durch die Erneuerbaren. Die Emissionen sind in 2035 mit 3.5 Mio. t etwas höher als die des Industriesektors. Sie sinken bis 2050 auf 1.3 Mio. t ab.

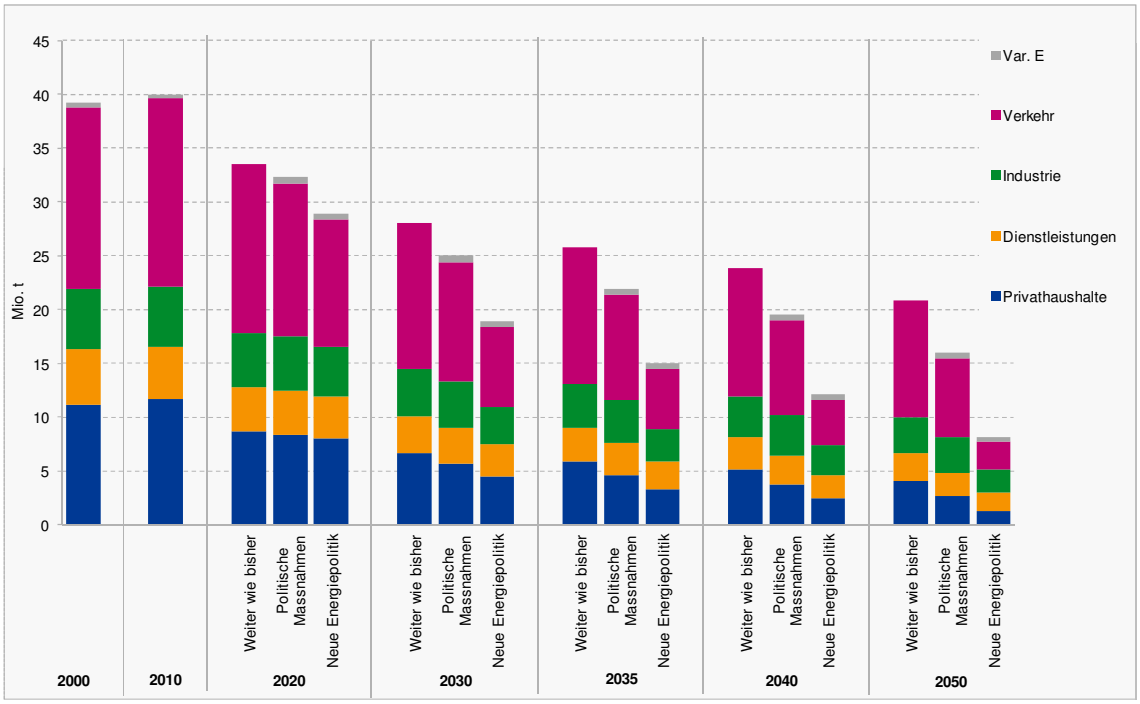
Figur 5-23: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Sektoren und Variante C&E, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

In der Variante E werden nur die Erneuerbaren auf einem ambitionierten Pfad ausgebaut. Es werden für die Deckung der zwischen 2022 bis 2050 verbleibenden Lücken keine inländischen Gaskombikraftwerke zugebaut, sondern Strom aus dem europäischen Kraftwerkspark importiert. Die aus diesem Kraftwerkspark (bestehend aus Braunkohle-, Steinkohle-, Kern-, Gaskraftwerken sowie einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien) resultierenden Emissionen werden nicht bilanziell importiert, sondern über Zertifikate aus dem ETS abgegolten, die eingepreist sind. Damit fallen inländisch nur die Emissionen aus dem autonom zugebauten WKK-Park an, die in allen Szenarien gleich sind und Anfang 0.6 Mio. t, ab 2040 aufgrund des Abalterns des WKK-Parks noch 0.5 Mio. t betragen.

Figur 5-24: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Sektoren und Variante E, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Die Zielerreichung des Szenarios „Politische Massnahmen" bezüglich der Gesamtemissionen ist von den Varianten der Elektrizitätserzeugung abhängig, vgl. Tabelle 5-28. In der Variante E mit Importen ist sie mit 54% am höchsten, in den Varianten mit Gaskraftwerken unterscheidet sie sich nur unwesentlich und liegt bei 43 % (Var. C&E) sowie 44 % (Var. C).

Tabelle 5-28: Szenarienvergleich
CO_2-Emissionen nach Szenarien und Varianten, in Mio. t*
Zielerreichungsgrade

CO_2-Emissionen								abs. Delta zu WWB			rel. Zielerreichung		
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
WWB, Var. C	39.2	40.0	35.0	32.5	34.7	32.8	30.0						
POM, Var. C	39.2	40.0	32.6	27.2	28.1	25.4	21.8	-2.3	-6.6	-8.2	41%	46%	44%
NEP, Var. C	39.2	40.0	29.2	20.8	20.2	16.5	11.4	-5.7	-14.5	-18.6			
WWB, Var. C&E	39.2	40.0	34.7	31.0	32.3	29.3	25.2						
POM, Var. C&E	39.2	40.0	32.3	26.3	25.7	22.5	18.2	-2.3	-6.6	-7.0	41%	46%	43%
NEP, Var. C&E	39.2	40.0	29.0	19.9	18.0	14.3	9.0	-5.7	-14.3	-16.2			
POM, Var. E	39.2	40.0	32.3	25.0	22.0	19.5	15.9	-2.4	-9.5	-9.0	41%	58%	54%
NEP, Var. E	39.2	40.0	29.0	18.9	15.0	12.1	8.2	-5.7	-16.4	-16.8			

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

5.5 Sektorenvergleich

5.5.1 Private Haushalte

5.5.1.1 Endenergienachfrage

Die Endenergienachfrage der Privaten Haushalte verringert sich im Szenario „Weiter wie bisher“ von 271.5 PJ im Jahr 2010 auf 182.5 PJ im Jahr 2050 (-33 %). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ reduziert sich der Verbrauch im Zeitraum 2010 bis 2050 um 54 % auf 124.1 PJ (Tabelle 5-29 und Figur 5-25). Die im Szenario „Politische Massnahmen“ implementierten politischen Instrumente führen gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zu einer zusätzlichen Reduktion um 30.4 PJ. Im Jahr 2050 beläuft sich der Energieverbrauch im Szenario „Politische Massnahmen“ auf 152.1 PJ (-44 % ggü. 2010). Dies entspricht einem Zielerreichungsgrad von 52 %.

Tabelle 5-29: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	170.3	196.4	167.4	163.7	159.7	145.5	132.9	114.1	134.1	117.4	93.6	124.0	103.8	75.7	105.6	80.4	50.1
Warmwasser	32.1	32.1	31.7	31.6	31.2	31.2	29.8	29.3	30.8	28.9	28.3	30.2	28.1	27.2	29.0	26.8	24.9
Kochherde	5.7	5.6	5.8	5.8	5.7	5.9	5.8	5.7	5.8	5.6	5.6	5.8	5.5	5.4	5.6	5.1	5.0
Beleuchtung	5.7	5.9	3.1	3.0	3.0	2.4	1.9	1.7	2.0	1.5	1.4	1.7	1.3	1.1	1.3	1.0	0.9
Klima, Lüftung & Haustechnik	3.6	4.4	5.2	5.1	5.1	6.4	6.2	6.2	7.3	7.2	7.5	8.4	8.4	9.7	11.8	11.8	17.8
I&K, Unter-haltungsmedien	5.3	5.5	5.2	5.2	5.1	5.3	5.1	5.0	5.3	5.0	4.8	5.2	4.9	4.7	5.2	4.6	4.5
Antriebe, Prozesse	12.9	14.9	14.1	14.0	13.9	13.6	13.1	12.7	13.6	12.8	12.3	13.6	12.5	11.9	13.5	12.0	11.2
sonstige	4.4	6.6	8.1	8.1	7.9	9.2	9.2	8.8	9.6	9.5	9.1	9.9	9.9	9.3	10.5	10.4	9.7
Total	**239.9**	**271.5**	**240.6**	**236.5**	**231.8**	**219.4**	**204.0**	**183.4**	**208.5**	**188.0**	**162.5**	**198.9**	**174.4**	**145.1**	**182.5**	**152.1**	**124.1**

Quelle: Prognos 2012

Raumwärme

Die Reduktion des Energieverbrauchs ist in den untersuchten Szenarien weitgehend auf Einsparungen bei der Bereitstellung von Raumwärme zurückzuführen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ nimmt der Energieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme von 196.4 PJ in 2010 auf 105.6 PJ in 2050 ab (-46.2 %). Hauptursachen für die Einsparung sind der Abgang von alter Bausubstanz mit geringer energetischer Qualität, die energetischen Sanierungen der Gebäudehüllen, die Steigerung des Anlagennutzungsgrads und die Klimaerwärmung. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Heizwärmebedarf im Betrachtungszeitraum aufgrund der Klimaerwärmung um rund 15 % reduziert. Zudem wird darauf hingewiesen, dass die Witterung im Jahr 2010 sehr kalt war. Der witterungsbereinigte Raumwärmeverbrauch 2010 ist rund 11 PJ geringer als der ausgewiesene Verbrauchswert. Das Bevölkerungswachstum und die damit verbundene Ausdehnung der Wohnfläche (+37 % ggü 2010) wirken der Verbrauchsreduktion entgegen. Da die Neubaufläche einen guten energetischen Standard aufweist, ist der Effekt auf den Energieverbrauch beschränkt. Die damit verbundene Verbrauchszunahme entspricht in etwa 12 % des Heizwärmebedarfs des Jahres 2010.

Im Szenario „Politische Massnahmen“ verringert sich der Energieverbrauch für Raumwärme gegenüber 2010 um 59.1 % auf 80.4 PJ in 2050. Die zusätzlichen Einsparungen sind insbesondere auf die verschärften Effizienzanforderungen an Neubauten und

Sanierungen sowie auf die Aufstockung der Fördermittel zurückzuführen. Aufgrund des verschärften Standards für Neubauten – ab 2025 erreicht der Heizwärmebedarf den Passivhausstandard – bewirkt die Ausdehnung der Wohnfläche um 37 % eine Erhöhung des Heizwärmebedarfs um lediglich 8 %. Die Fördermittel werden im Szenario „Politische Massnahmen“ gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ um 300 Mio. CHF auf 600 Mio. CHF pro Jahr erhöht. Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird davon ausgegangen, dass etwa Dreiviertel der Fördersumme in energetische Sanierungen fliessen, davon 80 % an Wohngebäude. Als Folge der zusätzlichen Fördermittel steigt die Sanierungsrate auf knapp 1.2 % p.a. (Szenario „Weiter wie bisher“: 1 % p.a.). Der Bezug von Fördergeld für die energetische Sanierung der Gebäudehülle verpflichtet die Erstellung eines Gebäudeenergieausweises der Kantone (GEAK). Dadurch wird im Szenario „Politische Massnahmen“ die Sanierungseffizienz zusätzlich angehoben. Die Anpassung des Steuerrechts führt ebenfalls zu einer Steigerung der Sanierungseffizienz, bewirkt aber gleichzeitig einen leichten Rückgang der Sanierungsrate. Der Gesamteffekt dieses Instruments auf die Verbrauchsentwicklung ist deshalb nicht eindeutig. Die Zunahme an Heizanlagen mit hohem Wirkungsgrad sowie die Energieinspektion der Anlagen führen zu einem leicht höheren durchschnittlichen Anlagennutzungsgrad (Szenario „Politische Massnahmen“: 95.5 %, Szenario „Weiter wie bisher“: 94.4 %).

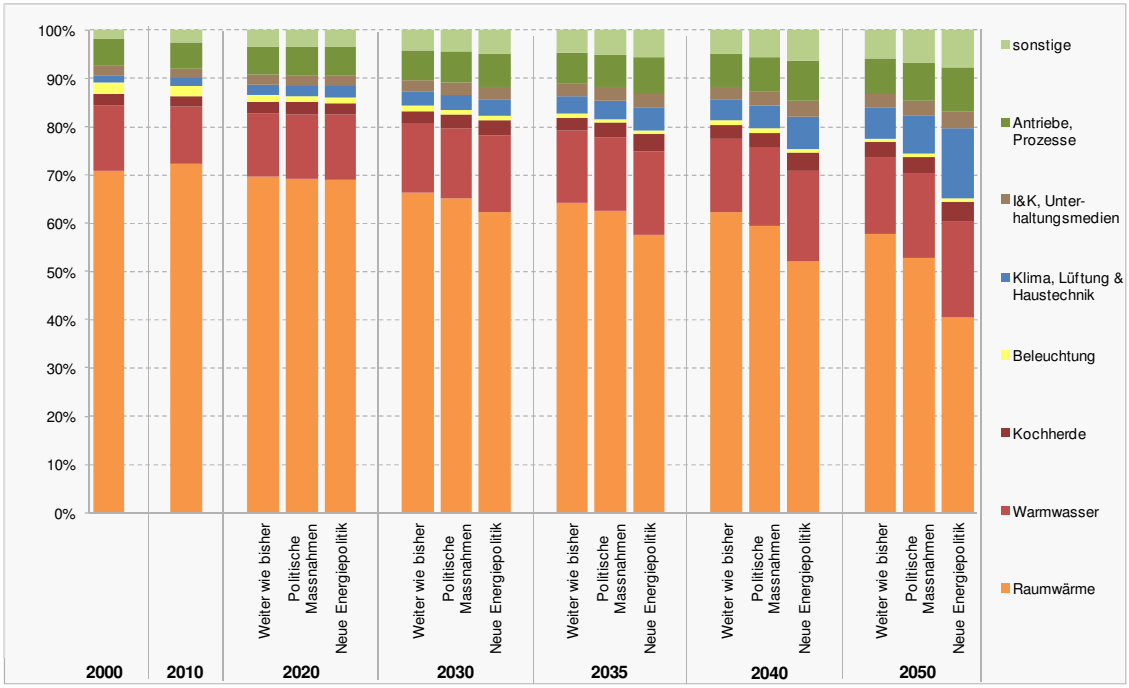
Figur 5-25: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinkt der Heizenergieverbrauch auf 50.1 PJ in 2050 (-74.5 %). Die Einsparung ist hauptsächlich auf die Anhebung der energetischen Sanierungsrate auf 1.9 % und auf den Anstieg der Sanierungseffizienz zurückzuführen. Der Gesamtgebäudebestand mit Baualter vor 1985 wird bis ins Jahr 2050 vollständig saniert oder durch einen Neubau ersetzt. Die Sanierungseffizienz steigt ebenfalls deutlich an, bis 2050 sinkt der Heizwärmebedarf im Falle einer Gesamtsanierung auf unter 20 kWh/m^2 EBF. Beim Neubau erfüllen die Mehrfamilienhäuser ab 2020 den Passivhausstandrad, ab 2025 auch die Ein- und Zweifamilienhäuser.

Trotz des erheblichen Verbrauchsrückgangs bleibt die Raumwärme in allen drei Szenarien bis 2050 der dominierende Verwendungszweck. Im Szenario „Weiter wie bisher“ verringert sich der Anteil am Gesamtverbrauch von 72.3 % in 2010 auf 57.8 % in 2050 (Figur 5-26). Im Szenario „Politische Massnahmen“ sinkt der Anteil auf 52.8 %, im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 40.4 %.

Figur 5-26: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

Warmwasser

Der Verbrauch für die Erzeugung von Warmwasser ist in allen Szenarien rückläufig. Der verbrauchstreibende Effekt des Bevölkerungswachstums wiegt weniger stark als der reduzierende Effekt des Anstiegs des Anlagennutzungsgrads. Im Szenario „Weiter wie bisher“ verringert sich der Verbrauch von 32.1 PJ in 2010 auf 29 PJ (-9.6 %). Aufgrund des höheren Anteils an Anlagen mit hohem Nutzungsgrad geht der Verbrauch im Szenario „Politische Massnahmen“ stärker zurück und beläuft sich in 2050 auf 26,8 PJ (-16.6 %). Die zusätzlichen Substitutionsgewinne von Anlagen mit hohem Nutzungsgrad im Szenario „Politische Massnahmen“ sind einerseits auf die Aufstockung der Fördergelder zurückzuführen. Andererseits führen die Ersatzpflicht von Elektroboilern sowie die verschärften Auflagen an den Ersatz fossiler Feuerungen zu einem verstärkten Einsatz von Brauchwasserwärmepumpen und solarthermischen Warmwasseranlagen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ nimmt der Energieverbrauch für die Erzeugung von Warmwasser im Zeitraum 2010 bis 2050 um 22.4 % ab und beläuft sich am Ende des Betrachtungszeitraums auf 24.9 PJ.

Im Jahr 2010 betrug der Anteil des Warmwassers am Energieverbrauch der Privaten Haushalte 11.8 %. Im Betrachtungszeitraum steigt der Anteil in allen Szenarien an, in Szenario „Weiter wie bisher“ auf 15.9 %, im Szenario „Politische Massnahmen“ auf 17.6 % und im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 20.1 %.

Kochherde

Die Bedeutung der Kochherde für den Energieverbrauch der Privaten Haushalte ist gering. Im Jahr 2010 entfielen lediglich rund 2 % des Energieverbrauchs der Privaten Haushalte auf die Kochherde. Im Szenario „Weiter wie bisher“ verändert sich der Energieverbrauch der Kochherde nicht wesentlich, im Jahr 2050 beträgt er 5.6 PJ (-0.6 % ggü. 2010). Die Effekte technische Effizienzentwicklung und Bevölkerungswachstum kompensieren sich weitgehend. Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird von einer etwas rascheren Abnahme des spezifischen Energieverbrauchs der Kochherde ausgegangen als im Szenario „Weiter wie bisher“. Dies ist unter anderem auf die verschärften Effizienzvorschriften für Elektroherde sowie die damit im Zusammenhang stehende raschere Marktdurchdringung mit Induktionsherden zurückzuführen. Im Szenario „Politische Massnahmen“ verringert sich der Energieverbrauch auf 5.1 PJ in 2050 (-8.9 % ggü. 2010). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ reduziert sich der Verbrauch der Kochherde zwischen 2010 und 2050 um 10.9 % auf 5.0 PJ.

Beleuchtung

Der Energieverbrauch für die Beleuchtung ist in allen Szenarien sehr stark rückläufig. Der Rückgang ist hauptsächlich auf das Verbot der herkömmlichen Glühbirne, aber auch auf die zunehmende Durchdringung mit effizienten LED-Lampen zurückzuführen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ reduziert sich der Energieverbrauch von 5.9 PJ in 2010 auf 1.3 PJ in 2050 (-77.1 %). Das Verbot weiterer Lampentypen (Effizienzklasse B) und die weiterführende Steigerung der Lampeneffizienz führen nur zu geringen zusätzlichen Energieeinsparungen. Im Szenario „Politische Massnahmen“ reduziert sich der Verbrauch bis 2050 auf 1 PJ, im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 0.9 PJ.

Der Anteil der Beleuchtung am Gesamtverbrauch der Privaten Haushalte reduziert sich in allen Szenarien von 2.2 % in 2010 auf 0.7 % in 2050.

Klima, Lüftung & Haustechnik

Der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik summiert die Verbräuche für die Gebäudekühlung, die mechanische Belüftung, die Hilfsenergie sowie übrige Verbräuche aus dem Bereich Haustechnik. Aufgrund der ansteigenden Nachfrage nach Gebäudekühlung nimmt der Verbrauch dieses Verwendungszwecks im Betrachtungszeitraum deutlich zu. Im Szenario „Weiter wie bisher“ erhöht sich der Verbrauch von 4.4 PJ in 2010 auf 11.8 PJ in 2050, der Verbrauchsanteil steigt von 1.6 % auf 6.5 %.

Im Szenario „Politische Massnahmen“ steigt die Elektrizitätsnachfrage für die Haustechnik und die Lüftung aufgrund der höheren energetischen Anforderungen (SIA 380/4) und der Energieinspektion weniger stark an. Für die Gebäudekühlung werden etwas mehr solarthermische Anlagen eingesetzt als im Szenario „Weiter wie bisher“. Da diese Anlagen einen geringeren Wirkungsgrad aufweisen als konventionelle strombasierte Klimaanlagen, ist der Energieeinsatz für die Gebäudekühlung im Szenario „Politische Massnahmen“ höher als im Szenario „Weiter wie bisher“. Insgesamt ergibt sich für den Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik im Szenario „Politische Massnahmen“ ebenfalls ein Verbrauchsanstieg auf 11.8 PJ bis ins Jahr 2050. Die Verbrauchszunahme von Strom ist jedoch geringer als im Szenario „Weiter wie bisher“, da bei der Gebäudekühlung ein Teil des Stromverbrauchs durch Solarwärme substituiert wird. Im Jahr 2050 werden im Szenario „Politische Massnahmen“ 7.8 % des Energieverbrauchs für Klima, Lüftung & Haustechnik aufgewendet.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ erhöht sich der Energieverbrauch für Klima, Lüftung & Haustechnik bis ins Jahr 2050 auf 17.8 PJ. Der Anteil am Sektorverbrauch steigt auf 14.4 %. Die Verbrauchszunahme ist grösser als in den anderen Szenarien, was auf den deutlich verstärkten Einsatz solarthermischer Anlagen für die Gebäudekühlung zurückzuführen ist. Im Jahr 2050 wird rund ein Drittel der gekühlten Wohnfläche mit diesem Anlagentyp versorgt. Entsprechend steigt der Verbrauch an Solarenergie auf rund 9.5 PJ. Die Elektrizitätsnachfrage nimmt hingegen weniger stark zu als in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“.

Information, Kommunikation und Unterhaltungsmedien

Im Jahr 2010 wurden 2 % des Energieverbrauchs der Haushalte für Unterhaltungs,-Kommunikations- und Informationsgeräte aufgewendet. Trotz der Zunahme der Anzahl der betriebenen Geräte ist der Verbrauch im Betrachtungszeitraum in allen Szenarien rückläufig. Im Szenario „Weiter wie bisher“ geht der Verbrauch von 5.5 PJ in 2010 auf 5.2 PJ in 2050 zurück (-6.3 %). Dabei werden die bereits bestehenden Vorschriften an die Geräteeffizienz und an den Verbrauch im Aus- und Standby-Modus berücksichtigt. Im Szenario „Politische Massnahmen“ verringert sich der Verbrauch bis 2050 auf 4.6 PJ (-16.6 %). Die gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzliche Einsparung ist auf die periodisch verschärften und auf weitere Gerätegruppen ausgedehnten Effizienzanforderungen zurückzuführen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird das technische Effizienzpotenzial noch besser ausgenutzt, der Verbrauch reduziert sich bis 2050 auf 4.5 PJ (-19.6 %).

Antriebe und Prozesse

Der Verwendungszweck Antriebe und Prozesse subsumiert die Verbräuche der Bereiche Waschen und Trocknen, Kühlen und Gefrieren sowie elektrische Kochhilfen und Geschirrspüler. Im Szenario „Weiter wie bisher“ geht der Verbrauch dieses Verwendungszwecks im Zeitraum 2010 bis 2050 um 9.4 % zurück und beläuft sich am Ende des Betrachtungszeitraums auf 13.5 PJ. Auch beim Verwendungszweck Antriebe und Prozesse werden die bereits bestehenden Vorschriften an die Geräteeffizienz berücksichtigt. Die Verbrauchsentwicklung verläuft bei den einzelnen Gerätekategorien unterschiedlich: Die Verbräuche für Waschen und Trocken sowie für die elektrischen Kochhilfen inklusive Geschirrspüler wachsen leicht an, während der Verbrauch für Kühlen und Gefrieren deutlich zurück geht.

Aufgrund der gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzlich verschärften Effizienzanforderungen und der Ausdehnung auf weitere Gerätegruppen (z.B. auf Geschirrspüler) reduziert sich der Verbrauch im Szenario „Politische Massnahmen“ um zusätzliche 1.5 PJ und beträgt im Jahr 2050 12 PJ. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ verringert sich der Energieverbrauch für Antriebe und Prozesse auf 11.2 PJ (-24.9 %).

Im Jahr 2010 entfielen 5.5 % des Energieverbrauchs der Privaten Haushalte auf den Verwendungszweck Antriebe und Prozesse. Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt der Anteil auf 7.4 %, im Szenario „Politische Massnahmen“ auf 7.9 % und im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 9.0 %.

Sonstige

Der Verbrauch der Vielzahl der kleinen oder wenig genutzten Elektrogeräte wird in Form eines Aggregats „sonstiger Verbräuche“ erfasst. Im Jahr 2010 wurde dieser Kategorie ein Verbrauch von 6.6 PJ zugeschrieben. Dieses Verbrauchssegment wächst in

den Szenarien überdurchschnittlich an, weil auch zukünftig ständig neue stromverbrauchende Geräte und Anlagen auf den Markt kommen werden, die es heute noch nicht gibt. Im Szenario „Weiter wie bisher“ erhöht sich der Verbrauch der „sonstigen“ bis ins Jahr 2050 auf 10.5 PJ (+58 %), im Szenario „Politische Massnahmen“ auf 10.4 PJ (+57 %) und im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 9.7 PJ (+46 %). Die etwas geringeren Zunahmen in den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ sind mit Effizienzvorschriften und der damit verbunden technologischen Entwicklung begründet.

Entwicklung der einzelnen Energieträger

In allen Szenarien zeigt sich die grösste Verbrauchsreduktion beim Energieträger Heizöl. Dies ist nebst der Reduktion des spezifischen Heizwärmebedarfs und der Steigerung des Nutzungsgrads hauptsächlich auf die Substitution durch andere Energieträger zurückzuführen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ verringert sich der Einsatz von Heizöl zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser im Zeitraum 2010 bis 2050 von 118.2 PJ auf 23.5 PJ (-94.7 PJ, -80.1 %). Im Szenario „Politische Massnahmen“ reduziert sich der Heizölverbrauch im Betrachtungszeitraum um 104.2 PJ auf 14 PJ (Tabelle 5-30 und Figur 5-27). Hauptursachen für den zusätzlichen Rückgang sind einerseits der Anstieg der Sanierungsrate und der Sanierungseffizienz und andererseits die Zunahme der Substitutionen, bedingt durch die höheren Fördermittel und die verschärften Auflagen beim Ersatz fossiler Anlagen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ verschwindet Heizöl beinahe vollständig aus dem System, der Einsatz verringert sich zwischen 2010 und 2050 um annähernd 97 % auf 3.9 PJ.

Tabelle 5-30: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Energieträger			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Elektrizität	56.6	67.0	64.6	63.7	63.9	64.0	58.8	58.7	63.8	56.7	55.9	63.7	55.6	53.3	64.1	54.4	48.4
Heizöl extra-leicht	121.0	118.2	74.0	72.0	67.9	47.0	40.0	27.5	38.6	30.0	17.0	32.3	22.7	10.2	23.5	14.0	3.9
Erdgas	36.3	48.4	52.0	48.6	48.6	50.7	39.7	37.9	47.3	34.2	30.9	43.7	29.0	24.3	36.3	21.5	14.4
Kohle	0.1	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme	4.8	6.9	9.6	11.4	10.0	11.1	15.2	11.4	11.1	14.7	10.5	10.9	13.7	9.0	10.3	11.3	6.1
Holz	17.3	20.7	21.1	21.1	19.4	20.3	20.2	13.9	19.1	18.8	10.1	17.9	17.1	6.8	15.7	13.7	2.7
Solarwärme	0.4	1.2	2.1	2.2	2.7	2.9	4.2	5.9	3.4	5.4	8.3	3.9	6.5	11.4	5.3	8.1	20.9
Umgebungswärme	3.4	8.7	17.0	17.3	18.8	23.4	25.9	26.5	25.2	28.2	28.1	26.4	29.7	28.4	27.3	29.2	26.1
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	1.6
Insgesamt	**239.9**	**271.5**	**240.6**	**236.5**	**231.8**	**219.4**	**204.0**	**183.3**	**208.5**	**188.0**	**162.5**	**198.9**	**174.4**	**145.0**	**182.5**	**152.1**	**124.1**

Quelle: Prognos 2012

Die Verwendung von Erdgas steigt kurz- bis mittelfristig in allen Szenarien bis etwa 2020 leicht an und geht anschliessend deutlich zurück. Im Szenario „Weiter wie bisher“ reduziert sich der Verbrauch bis ins Jahr 2050 gegenüber 2010 um 12.1 PJ auf 36.3 PJ (-24.9 %). Der Rückgang ist hauptsächlich auf die Senkung des spezifischen Heizenergiebedarfs zurückzuführen.

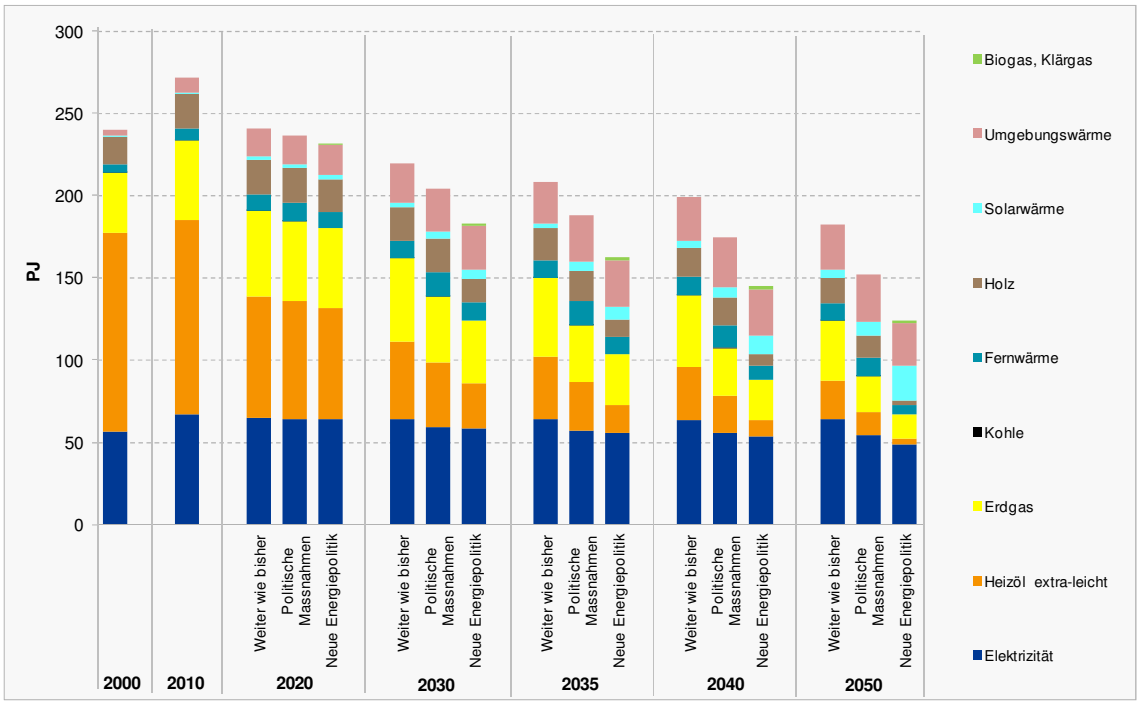
Im Szenario „Politische Massnahmen“ sind die Netto-Substitutionsgewinne von Erdgas bis 2025 geringer und die Substitutionsverluste im Zeitraum 2025 bis 2050 grösser als im Szenario „Weiter wie bisher“. Zudem ist die Reduktion des spezifischen Heizwärmebedarfs, unter anderem bedingt durch die Effizienzanforderungen an die Gebäudehülle und die ansteigenden Sanierungsaktivitäten grösser. Insgesamt geht der Erdgas-

verbrauch im Szenario „Politische Massnahmen“ um zusätzliche 14.8 PJ zurück und beläuft sich in 2050 auf 21.5 PJ (-55.5 % ggü. 2010).

Im Szenario „Neue Energiepolitik verringert sich der Erdgasverbrauch um 70.3 % auf 14.4 PJ in 2050. Dabei ist berücksichtigt, dass rund 10 % des Gasbedarfs durch Biogas gedeckt wird. Der Einsatz von Biogas im Sektor Private Haushalte steigt dadurch bis 2050 auf 1.6 PJ.

Der Kohleverbrauch bleibt in allen Szenarien unbedeutend. Damit fällt im Szenario „Weiter wie bisher“ der Anteil der fossilen Energieträger am Gesamtenergieverbrauch der Privaten Haushalte bis ins Jahr 2050 auf 32.8 % (2010: 61.5 %). Im Szenario „Politische Massnahmen“ verringert sich der Anteil auf 23.3 %, im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 14.7 % (Figur 5-28)

Figur 5-27: Szenarienvergleich Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Die Verwendung von Strom ist in allen Szenarien rückläufig (vgl. Kapitel 5.5.1.2).

Der Einsatz von Fernwärme steigt im Szenario „Weiter wie bisher“ im Zeitraum 2010 bis 2050 um 3.4 PJ. Aufgrund der verstärkten Förderung erhöht sich der Einsatz von Fernwärme im Szenario „Politische Massnahmen“ im Betrachtungszeitraum um 4.3 PJ. Bedingt durch die kleiner werdende Nachfrage nach Wärme wird der Fernwärmeverbrauch ab 2030 rückläufig. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ beginnt sich der Fernwärmeverbrauch ebenfalls ab 2030 zu verringern, im Jahr 2050 liegt er 0.8 PJ unter dem Verbrauch des Jahres 2010 (-11.2 %).

Der Holzverbrauch beginnt etwa ab dem Jahr 2020 abzunehmen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ verringert er sich im Zeitraum 2010 bis 2050 um 5.1 PJ auf 15.7 PJ. Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird die Verwendung von Holz bis 2020 stärker subventioniert als im Szenario „Weiter wie bisher“. Längerfristig überwiegt jedoch der verbrauchsreduzierende Effekt der Reduktion des spezifischen Heizenergiebedarfs. Im

Betrachtungszeitraum nimmt der Einsatz von Holz im Szenario „Politische Massnahmen“ um 7.1 PJ ab und beläuft sich im Jahr 2050 auf 13.7 PJ. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird die Ressource Holz verstärkt zur Erzeugung von Strom und Biotreibstoffen eingesetzt. Aufgrund des sich ergebenden Nutzungskonflikts nimmt die Verwendung von Holz zur Erzeugung von Raumwärme (und Warmwasser) deutlich ab. Bis ins Jahr 2050 reduziert sich der Verbrauch um 18 PJ auf 2.7 PJ.

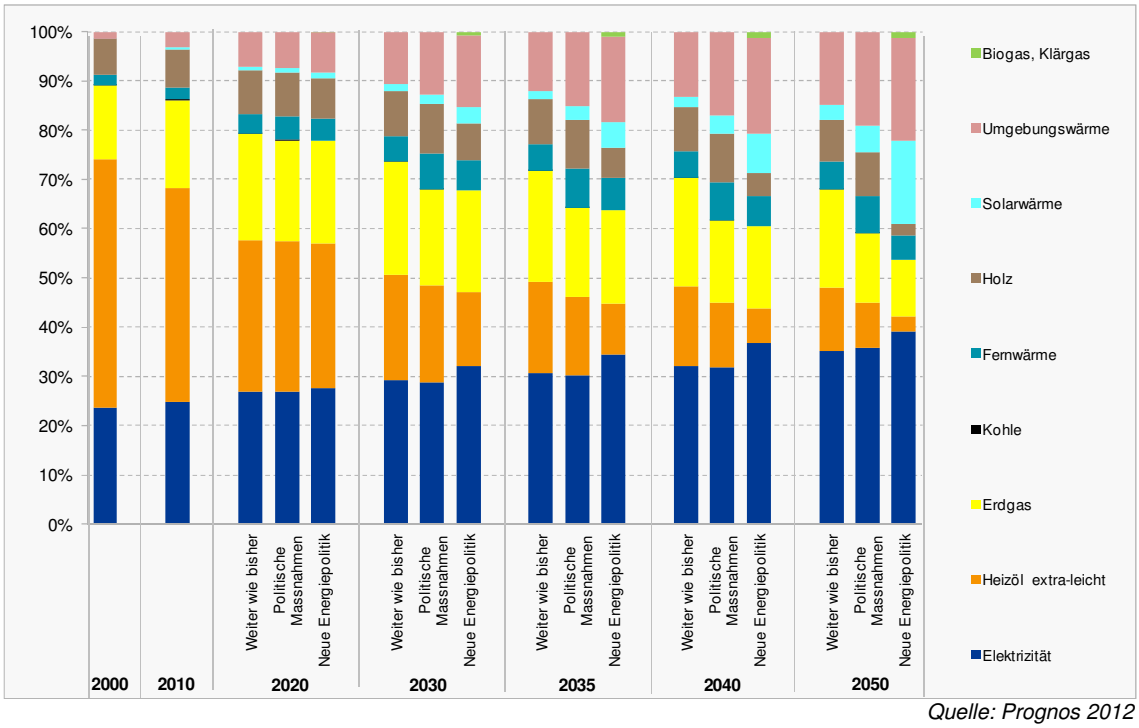
Die Verwendung von Solarwärme steigt im Szenario „Weiter wie bisher“ von 1.2 PJ in 2010 auf 5.3 PJ in 2050. Die Zunahme entfällt hauptsächlich auf den Bereich Warmwasser. Im Szenario „Politische Massnahmen“ erhöht sich der Einsatz um zusätzliche 2.8 PJ auf 8.1 PJ. Dies ist insbesondere auf die Aufstockung der Fördergelder und die verschärften Auflagen beim Ersatz fossiler Feuerungen zurückzuführen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ nimmt der Verbrauch an Solarwärme um 19.8 PJ zu. Die Zunahme entfällt zu etwa gleichen Teilen auf den Einsatz in solarthermischer Anlagen zur Gebäudekühlung und auf die Verwendung in Warmwasseranlagen. Der Einsatz von Raumwärme nimmt, bezogen auf die Verbrauchsmenge, auch im Szenario „Neue Energiepolitik“ nur wenig zu (~ +1 PJ).

Der Verbrauch an Umgebungswärme steigt in allen Szenarien deutlich an. Dies ist auf die hohen Anteile der Wärmepumpen an der Beheizungsstruktur beim Neubau und auf die zunehmend bedeutenden Substitutionsgewinne der Wärmepumpe im Gebäudebestand bei Raumwärme- und Warmwasseranlagen zurückzuführen. In den ausgewiesenen Verbräuchen nicht berücksichtigt ist die Umgebungswärme, die zur Gebäudekühlung eingesetzt wird.[3] Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt die Verwendung von Umgebungswärme im Zeitraum 2010 bis 2050 von 8.7 PJ auf 27.3 PJ (+18.6 PJ). Im Szenario „Politische Massnahmen“ erhöht sich der Verbrauch um 20.4 PJ auf 29.2 PJ. Die gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ erhöhten Substitutionsgewinne bei der Raumwärme und beim Warmwasser werden teilweise kompensiert durch die stärkere Reduktion des spezifischen Heizenergiebedarfs. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ steigt der Einsatz der Umgebungswärme auf 26,1 PJ (+17.3 PJ). In den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ beginnt der Verbrauch an Umgebungswärme ab 2040, aufgrund der Reduktion des spezifischen Heizenergiebedarfs, abzunehmen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien Holz, Solarwärme, Umgebungswärme und Biogas steigt im Szenario „Weiter wie bisher“ von 11.3 % in 2010 auf 26.5 % in 2050. Im Szenario „Politische Massnahme“ erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren auf 33.5 %, im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 41.3 %.

[3] Gemäss internationaler Konvention wird die in Klima-, Kühl-, und Gefriergeräten genutzte Umgebungswärme nicht in der Energiestatistik ausgewiesen.

Figur 5-28: Szenarienvergleich Private Haushalte Verbrauchsstruktur nach Energieträgern 2000 – 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

5.5.1.2 Elektrizitätsverbrauch

Der Einsatz von Strom ist in allen Szenarien rückläufig. Im Szenario „Weiter wie bisher“ verringert sich der Verbrauch von 67 PJ in 2010 auf 64.1 PJ in 2050 (-4.4 %). Der Verbrauchsrückgang ist hauptsächlich auf Einsparungen bei den Verwendungszwecken Raumwärme (-4.9 PJ), Beleuchtung (-4.5 PJ) und Warmwasser (-1.9 PJ) zurückzuführen (Tabelle 5-31 und Figur 5-29). Deutliche Verbrauchsanstiege zeigen sich bei den Verwendungszwecken Klima, Lüftung & Haustechnik (+6 PJ) und bei den sonstigen Verbräuchen (+3.9 PJ). Der Anstieg im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik ist hauptsächlich auf die verstärkte Nachfrage nach Kühlung von Wohngebäuden zurückzuführen.

Im Szenario „Politische Massnahmen“ geht die Elektrizitätsnachfrage zwischen 2010 und 2050 um 12.6 PJ zurück (-18.8 %). Der Stromverbrauch für Raumwärme verringert sich um 7.2 PJ, für die Beleuchtung um 4.9 PJ, für Warmwasser um 5.3 PJ und für Antriebe und Prozesse um 2.9 PJ. Der Stromverbrauch der Kochherde (-0.2 PJ) und der Unterhaltungs-, Kommunikations- und Informationsgeräte (-0.9 PJ) verändert sich im Szenario „Politische Massnahmen“ zwischen 2010 und 2050 nicht wesentlich. Der Stromverbrauch für Klima, Lüftung & Haustechnik (+5 PJ) und die sonstige Verbräuche (+3.8 PJ) steigen auch im Szenario „Politische Massnahmen“ deutlich an. Die gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzlich erzielten Einsparungen sind hauptsächlich auf die Ersatzpflicht von elektrischen Widerstandsheizungen und Elektroboilern, auf die Reduktion des spezifischen Heizenergiebedarfs und die aufgrund der strengeren Effizienzanforderungen stärker abnehmenden spezifischen Geräteverbräuche zurückzuführen.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ geht die Elektrizitätsnachfrage im Zeitraum 2010 bis 2050 um 18.6 PJ zurück (-27.7 %). Die Verwendung von Strom für die Erzeugung von Raumwärme nimmt um 9.5 PJ ab. Der Verbrauch für die Bereitstellung von Warmwas-

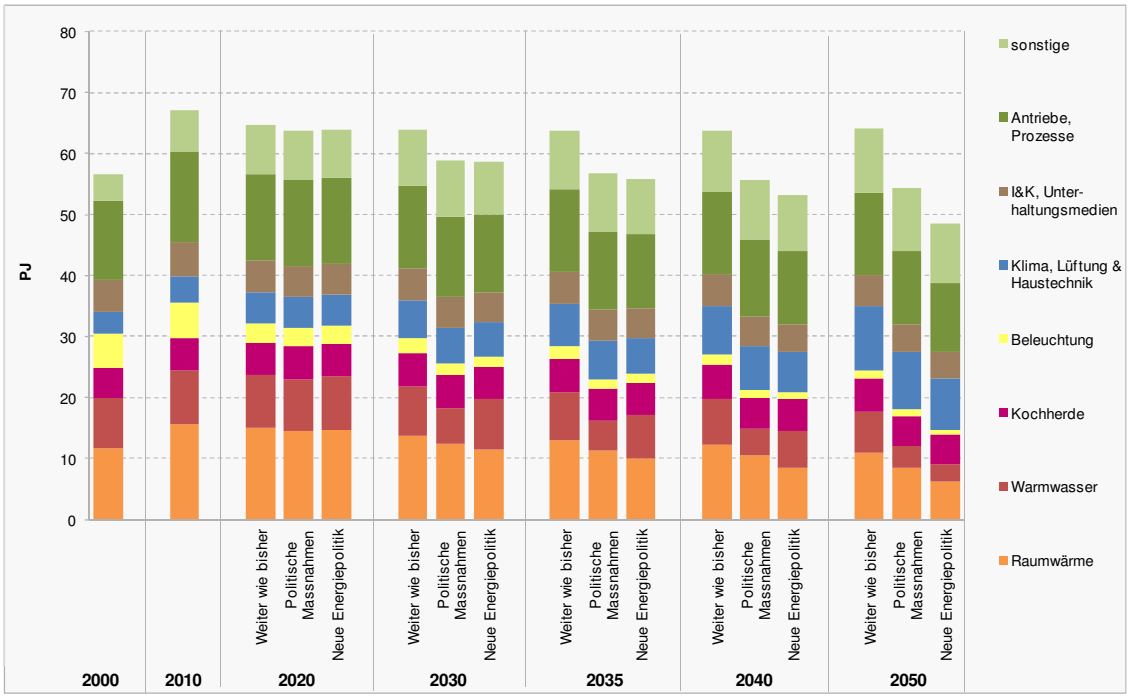
ser geht um 6 PJ zurück. Die Verbräuche für die Beleuchtung (-5 PJ) sowie für die Antriebe und Prozesse (-3.7 PJ) verringern sich ebenfalls deutlich. Aufgrund des verstärkten Einsatzes solarthermischer Klimaanlagen steigt der Stromverbrauch für die Gebäudekühlung weniger stark an als im Szenario „Weiter wie bisher“. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ erhöht sich der Stromverbrauch für den Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik um 3.9 PJ, im Szenario „Weiter wie bisher“ um 6 PJ.

Tabelle 5-31: Szenarienvergleich Private Haushalte Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	11.7	15.7	15.0	14.5	14.6	13.8	12.4	11.5	13.0	11.4	9.9	12.3	10.5	8.4	10.8	8.5	6.2
dar. elektrische WP	1.5	3.9	6.4	6.4	6.8	7.7	7.9	7.6	7.9	8.0	7.2	7.9	7.9	6.5	7.7	7.0	4.8
Warmwasser	8.3	8.9	8.6	8.4	8.9	8.0	5.9	8.1	7.8	4.8	7.3	7.5	4.2	6.1	6.9	3.5	2.9
dar. elektrische WP	0.2	0.5	1.0	1.1	1.1	1.5	2.3	1.8	1.6	2.7	2.0	1.8	2.9	2.3	1.9	3.2	2.6
Kochherde	4.8	5.1	5.4	5.4	5.3	5.5	5.4	5.3	5.5	5.3	5.3	5.5	5.2	5.2	5.4	4.9	4.8
Beleuchtung	5.7	5.9	3.1	3.0	3.0	2.4	1.9	1.7	2.0	1.5	1.4	1.7	1.3	1.1	1.3	1.0	0.9
Klima, Lüftung & Haustechnik	3.6	4.4	5.2	5.1	5.0	6.3	5.9	5.6	7.0	6.4	6.0	7.9	7.1	6.5	10.4	9.4	8.3
I&K, Unterhaltungsmedien	5.3	5.5	5.2	5.2	5.1	5.3	5.1	5.0	5.3	5.0	4.8	5.2	4.9	4.7	5.2	4.6	4.5
Antriebe, Prozesse	12.9	14.9	14.1	14.0	13.9	13.6	13.1	12.7	13.6	12.8	12.3	13.6	12.5	11.9	13.5	12.0	11.2
sonstige	4.4	6.6	8.1	8.1	7.9	9.2	9.2	8.8	9.6	9.5	9.1	9.9	9.9	9.3	10.5	10.4	9.7
Total in PJ	**56.6**	**67.0**	**64.6**	**63.7**	**63.9**	**64.0**	**58.8**	**58.7**	**63.8**	**56.7**	**55.9**	**63.7**	**55.6**	**53.3**	**64.1**	**54.4**	**48.4**
Total in TWh	**15.7**	**18.6**	**18.0**	**17.7**	**17.7**	**17.8**	**16.3**	**16.3**	**17.7**	**15.8**	**15.5**	**17.7**	**15.5**	**14.8**	**17.8**	**15.1**	**13.5**

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-29: Szenarienvergleich Private Haushalte Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Im Jahr 2010 entfiel am meisten Strom auf den Verwendungszweck Raumwärme (Anteil 23.4 %; Figur 5-30). In allen Szenarien ist der Anteil der Raumwärme im Zeitraum 2010 bis 2050 rückläufig. Im Szenario „Weiter wie bisher“ verringert sich der Anteil bis

2050 auf 16.9 %, im Szenario „Politische Massnahmen“ auf 15.7 % und im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf 12.7 %. Die Bedeutung der Beleuchtung nimmt ebenfalls in allen Szenarien deutlich ab. Im Szenario „Weiter wie bisher“ geht der Anteil von 8.8 % in 2010 auf 2.1 % in 2050 zurück. In den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ fällt der Anteil der Beleuchtung jeweils auf 1.8 %.

In allen Szenarien wird im Jahr 2050 am meisten Strom für den Verwendungszweck Antriebe und Prozesse aufgewendet. Dieser Verwendungszweck aggregiert die Verbräuche für Waschen und Trocknen, Kühlen und Gefrieren sowie für die elektrischen Kochhilfen und die Geschirrspüler. Der Anteil für Antriebe und Prozesse verändert sich im Zeitverlauf nicht wesentlich. Im Szenario „Weiter wie bisher“ sinkt der Anteil zwischen 2010 und 2050 von 22.2 % auf 21.1 %. Im Szenario „Politische Massnahmen“ verringert sich der Anteil auf 22 %. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ steigt der Anteil für Antriebe und Prozesse bis ins Jahr 2050 auf 23.1 %.

Die Verwendungszwecke Klima, Lüftung & Haustechnik und die „sonstigen Verbräuche“ gewinnen am stärksten an Bedeutung. Der Verbrauchanteil von Klima, Lüftung & Haustechnik nimmt im Szenario „Weiter wie bisher“ im Zeitraum 2010 bis 2050 um 9.7 %-Punkte zu und beläuft sich in 2050 auf 16.3 %. In den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ steigen die Anteile um 10.7 %-Punkte, respektive um 10.6 %-Punkte. Der Verbrauchanteil der sonstigen Verwendungszwecke steigt im Szenario „Weiter wie bisher“ zwischen 2010 bis 2050 um 6.5 %-Punkte auf 16.4 %. Im Szenario „Politische Massnahmen“ erhöht sich der Verbrauchanteil der sonstigen Verwendungszwecke um 9.3 %-Punkte auf 19,2 %, im Szenario „Neue Energiepolitik“ um 10.1 %-Punkte auf 20 %.

Figur 5-30: Szenarienvergleich Private Haushalte Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in %

Quelle: Prognos 2012

5.5.2 Dienstleistungssektor

Bei der Modellierung der Energieverbräuche des Dienstleistungssektors wird die Branche „Landwirtschaft“ einbezogen. Die hier ausgewiesenen Energieverbrauchsdaten sind Modellrohergebnisse, in denen die Landwirtschaft noch enthalten ist. Somit unterscheiden sich diese Daten geringfügig von den in den zusammenfassenden Tabellen und in den Bilanzen ausgewiesenen Daten. Bei letzteren wird konform zu den Bilanzierungskonventionen der Gesamtenergiestatistik die Landwirtschaft mit der statistischen Differenz zusammen gefasst.

In diesem Abschnitt wird der resultierende Endenergieverbrauch der drei Szenarien „Weiter wie bisher“ (WWB), „Politische Massnahmen“ (POM) und „Neue Energiepolitik“ (NEP) miteinander verglichen. Bis 2010 handelt es sich um Stützdaten des ex-post Zeitraumes, so dass sie sich innerhalb der Szenarien nicht unterscheiden. Die beiden Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ beschreiben zwei Extreme. Innerhalb des von diesen Extremen aufgespannten Korridors verläuft das durch spezifische Politikinstrumente vorangetriebene Szenario „Politische Massnahmen“. Während das WWB-Szenario eine Wenn-Dann-Analyse beschreibt, die den Endenergieverbrauch bei gegebenen Rahmenbedingungen ohne zusätzliche politische Massnahmen fortschreibt, steht im NEP-Szenario die Erreichung der gesetzten Energie- und CO_2-Ziele im Mittelpunkt. Der Energieersparnisvorteil des NEP-Szenarios liegt gegenüber dem WWB-Szenario bei 33 %-Punkten. Bei letzterem steigt der Gesamtendenergieverbrauch im Dienstleistungssektor von 2010 bis 2050 um 4 %, bei ersterem fällt der Energieverbrauch um 29%. Im POM-Szenario, welches zusätzliche Politikmassnahmen gegenüber dem WWB-Szenario beinhaltet, beträgt die Gesamtenergieersparnis zwischen 2010 und 2050 9 %. Das sind im Vergleich zum WWB-Szenario 13 %-Punkte Unterschied.

5.5.2.1 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme sinkt in allen drei Szenarien, gemessen als prozentuale Veränderung von 2010 auf 2050: im WWB-Szenario um 36 %, im POM-Szenario um 45 % und im NEP-Szenario um 48 % im gleichen Zeitraum. Bei Warmwasser reduziert sich der Energieverbrauch im NEP-Szenario gegenüber 2010 bis 2050 trotz steigender Ausstattung um 17 %. Im POM-Szenario bewirken die zusätzlichen politischen Massnahmen für diesen Verwendungszweck einen weiteren Effizienzgewinn von 2 %-Punkten gegenüber dem WWB-Szenario. Bei Beleuchtung reduziert sich in den Szenarien NEP und POM der Energieverbrauch um 13 % bzw. 51 % gegenüber 2010. Im WWB-Szenario steigt er dagegen um 6 % von 2010 bis 2050. Tabelle 5-32 stellt die drei Szenarien bezüglich deren Energieverbräuche nach Verwendungszwecken gegenüber.

Tabelle 5-32: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	79.2	82.5	71.0	70.3	69.4	64.6	61.5	59.0	61.5	57.1	54.3	58.4	52.8	50.0	52.8	45.4	42.9
Warmwasser	10.6	10.4	12.2	12.1	10.6	12.7	12.6	9.7	12.9	12.8	9.4	13.2	13.1	9.1	13.8	13.6	8.6
Beleuchtung	13.8	15.4	15.7	14.5	12.9	16.0	13.8	10.8	16.1	13.7	9.9	16.2	13.6	9.0	16.3	13.4	7.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	21.6	20.1	18.3	25.6	22.4	18.2	28.0	23.9	18.2	30.6	25.8	18.3	36.9	30.4	18.7
I&K, Unter-haltungsmedien	2.6	4.1	4.7	4.3	4.1	5.1	4.4	3.8	5.3	4.5	3.7	5.6	4.7	3.6	6.1	5.0	3.4
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	23.0	22.0	21.9	24.3	22.5	21.9	25.1	23.3	22.2	26.2	24.2	22.5	28.6	26.7	23.4
sonstige	2.1	3.0	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.8	3.8	3.8
Total	**140.9**	**152.4**	**151.6**	**146.7**	**140.6**	**151.7**	**140.7**	**127.0**	**152.5**	**138.8**	**121.2**	**153.8**	**137.7**	**116.2**	**158.4**	**138.3**	**108.3**

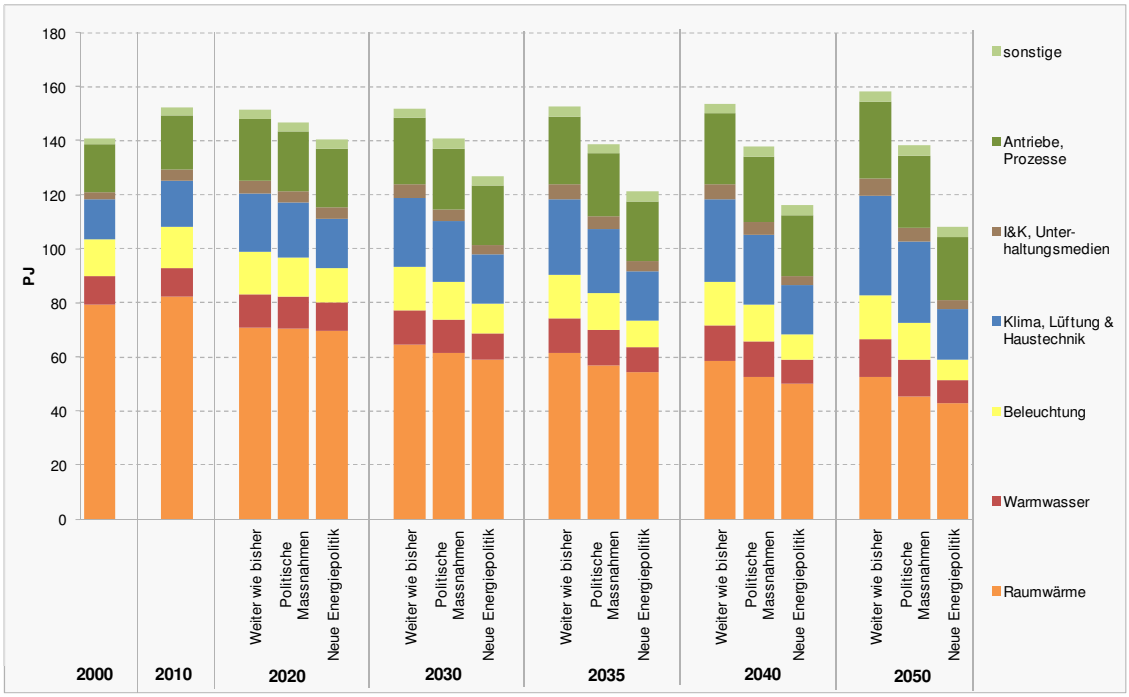
Quelle: Prognos 2012

Der Energieverbrauch für Klima, Lüftung & Haustechnik nimmt in allen Szenarien zu. Dies ist insbesondere dem Nachholbedarf an Klimatisierung bei Altbauten bzw. insgesamt dem steigenden Ausstattungsgrad klimatisierter Gebäude geschuldet. Im WWB-Szenario steigt deshalb der Energieverbrauch für diesen Verwendungszweck gegenüber 2010 um 117 %, im POM-Szenario um 79 % und im NEP-Szenario um 10 %.

Für den Verwendungszweck I&K/Unterhaltungsmedien nimmt der Energieverbrauch zwischen 2010 und 2050 im WWB-Szenario um 49 %, beim POM-Szenario hingegen um 23 % zu. Im NEP-Szenario fällt der Verbrauch um 17 %. Antriebe/Prozesse verzeichnen in diesem Zeitraum im WWB-Szenario eine Zunahme des Verbrauchs von 42 %, im POM-Szenario wächst dieser um 33 % und im NEP-Szenario um 16 %. Der Energieverbrauch für den Verwendungszweck Sonstige verändert sich in allen drei Szenarien gleichermassen um plus 27 % im Vergleich zu 2010.

Figur 5-31 zeigt den Vergleich des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken in den einzelnen Szenarien.

Figur 5-31: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Am Ende des Betrachtungszeitraums in 2050 wird der Energieverbrauch für Raumwärme immer noch den höchsten Anteil am Gesamtenergieverbrauch haben, im WWB- und POM-Szenario mit jeweils 33 % und im NEP-Szenario mit 40 %. Der Anteil im NEP-Szenario ist auf die höheren Effizienzgewinne bei den übrigen Verwendungszwecken zurückzuführen, so dass der Anteil des Energieverbrauchs für Raumwärme am Gesamtverbrauch grösser wird. Der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik verzeichnet den zweitgrössten Anteil am Gesamtenergieverbrauch mit 23 % (WWB), 22 % (POM) und 17 % (NEP). An dritter Stelle steht der Verwendungszweck Antriebe/Prozesse mit 18 % (WWB), 19 % (POM) und 22% (NEP). Der Anteil des Verwendungszwecks Beleuchtung am Gesamtenergieverbrauch beträgt in 2050 10 % (WWB), 10 % (POM) bzw. 7 % (NEP), der des Verwendungszwecks Warmwasser 9 % (WWB), 10 % (POM) und 8% (NEP), gefolgt von I&K/Unterhaltungsmedien mit 4 % (WWB), 4 % (POM) und 3 % (NEP) und Sonstige mit 2 % (WWB), 3 % (POM) und 4 % (NEP).

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 5-33 dargelegt und in Figur 5-32 visualisiert. Hier ergeben sich unterschiedliche Entwicklungen in den einzelnen Szenarien. Der Stromverbrauch für Raumwärme nimmt im WWB-Szenario von 2010 bis 2050 um 44 % ab und im NEP-Szenario um 49 %. Bei letzterem sinkt der Raumwärmebedarf stärker ab, so dass der Einsatz von Wärmepumpen forciert werden kann und mehr fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energien ersetzt werden, was im Gegenzug den Stromverbrauch für Raumwärme leicht erhöht. Im POM-Szenario verringert sich der Stromverbrauch für Raumwärme um 53 %; im Gegensatz zum NEP-Szenario kommen weniger Wärmepumpen zum Einsatz und deshalb liegt auch der für Raumwärme benötigte Strombedarf im POM-Szenario auf einem niedrigeren Niveau. Beim Verwendungszweck Warmwasser steigt der Energiebedarf im POM-Szenario zwischen 2010 und 2050 um 62 % und im WWB-Szenario um 89 %. Im NEP-Szenario fällt der Stromverbrauch um 9 %. Der Verwendungszweck Beleuchtung, im WWB-Szenario, verbraucht in 2050 6 % mehr an Energie als im Jahr 2010, im POM-Szenario sinkt er um 13 % und im NEP-Szenario um 51 % innerhalb

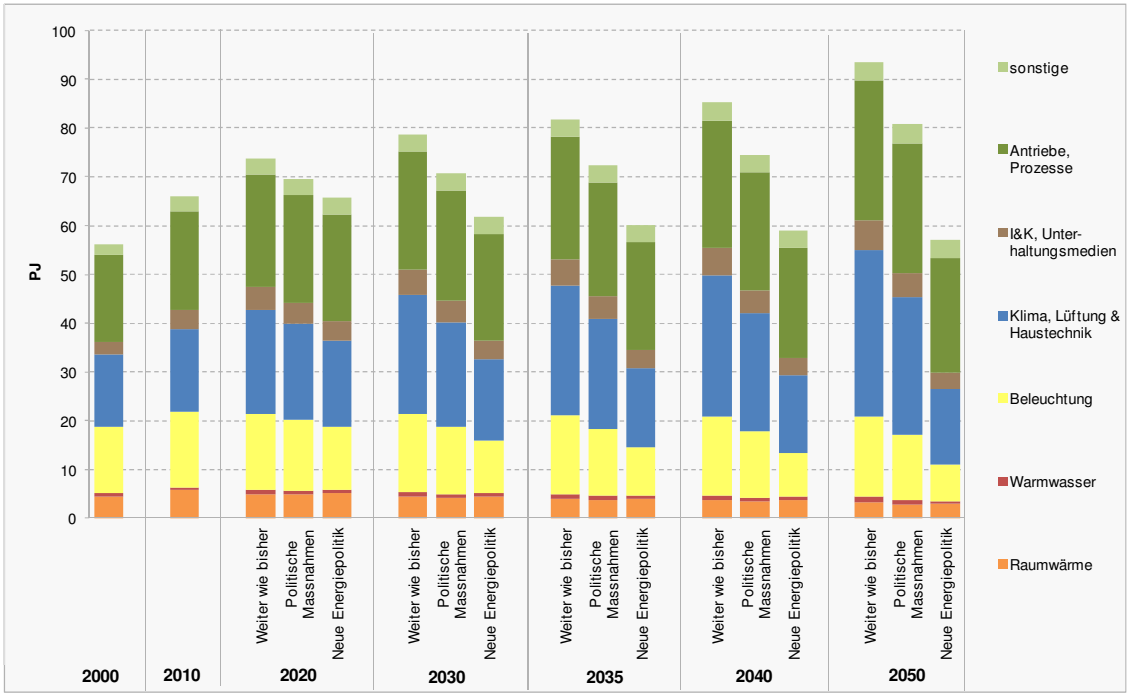
dieses Zeitraums. Der Strombedarf für Klima, Lüftung & Haustechnik verdoppelt sich im WWB-Szenario, im POM-Szenario steigt er um 65 % und im NEP-Szenario fällt er um 9 %. Der Verwendungszweck I&K, Unterhaltungsmedien verbraucht in 2050 im WWB-Szenario 49 % mehr, im POM-Szenario 23 % mehr und im NEP-Szenario reduziert sich der Stromverbrauch für diesen Verwendungszweck von 2010 bis 2050 um 17 %. Um 42 %, 33 % bzw. 16 % steigt der Stromverbrauch für Antriebe/Prozesse in den drei Szenarien, WWB, POM bzw. NEP; für den Verwendungszweck Sonstige wächst der Stromverbrauch in allen drei Szenarien um 27 %.

Tabelle 5-33: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	4.5	5.7	5.0	4.9	5.1	4.4	4.1	4.4	4.0	3.8	4.0	3.7	3.4	3.7	3.2	2.7	3.0
Warmwasser	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.7	1.0	0.9	0.7	1.1	0.9	0.7	1.2	1.1	0.6
Beleuchtung	13.8	15.4	15.7	14.5	12.9	16.0	13.8	10.8	16.1	13.7	9.9	16.2	13.6	9.0	16.3	13.4	7.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	21.2	19.7	17.6	24.6	21.5	16.7	26.6	22.7	16.2	28.9	24.2	15.9	34.2	28.1	15.4
I&K, Unter-haltungsmedien	2.6	4.1	4.7	4.3	4.1	5.1	4.4	3.8	5.3	4.5	3.7	5.6	4.7	3.6	6.1	5.0	3.4
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	23.0	22.0	21.9	24.3	22.5	21.9	25.1	23.3	22.2	26.2	24.2	22.5	28.6	26.7	23.4
sonstige	2.1	3.0	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.8	3.8	3.8
Total in PJ	**56.2**	**66.0**	**73.8**	**69.6**	**65.7**	**78.7**	**70.7**	**61.8**	**81.8**	**72.3**	**60.2**	**85.2**	**74.6**	**59.0**	**93.6**	**80.8**	**57.0**
Total in TWh	**15.6**	**18.3**	**20.5**	**19.3**	**18.3**	**21.9**	**19.6**	**17.2**	**22.7**	**20.1**	**16.7**	**23.7**	**20.7**	**16.4**	**26.0**	**22.4**	**15.8**

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-32: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Die beiden Verwendungszwecke Antriebe/Prozesse und Klima, Lüftung & Haustechnik werden somit im Jahr 2050 in allen drei Szenarien anteilsmässig den höchsten Stromverbrauch ausmachen.

5.5.2.2 Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Inwieweit sich die Energieträgerstruktur durch den steigenden Gesamtenergieverbrauch verändert, hängt zum einen vom unterstellten Technologiewandel ab und zum anderen von der Möglichkeit Energieträger zu substituieren.

Im WWB-Szenario wird angenommen, dass sich im Wesentlichen die bisherige technologische Entwicklung ohne zusätzliche Politikmassnahmen zur Effizienzverbesserung fortschreibt. Im NEP-Szenario hingegen werden die gesetzten Energie- und Klimaziele durch den konsequenten Einsatz von Best-Practice-Technologien und der Substitution von Energieträgern erreicht. Das POM-Szenario bezieht sich hingegen auf die Wirkung explizit verstärkter Politikmassnahmen gegenüber dem WWB-Szenario. Entsprechend entwickelt sich auch der Energieverbrauch der jeweiligen Energieträger. Tabelle 5-34 zeigt die dazugehörige Entwicklung des Energieverbrauchs nach Energieträgern.

Tabelle 5-34: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

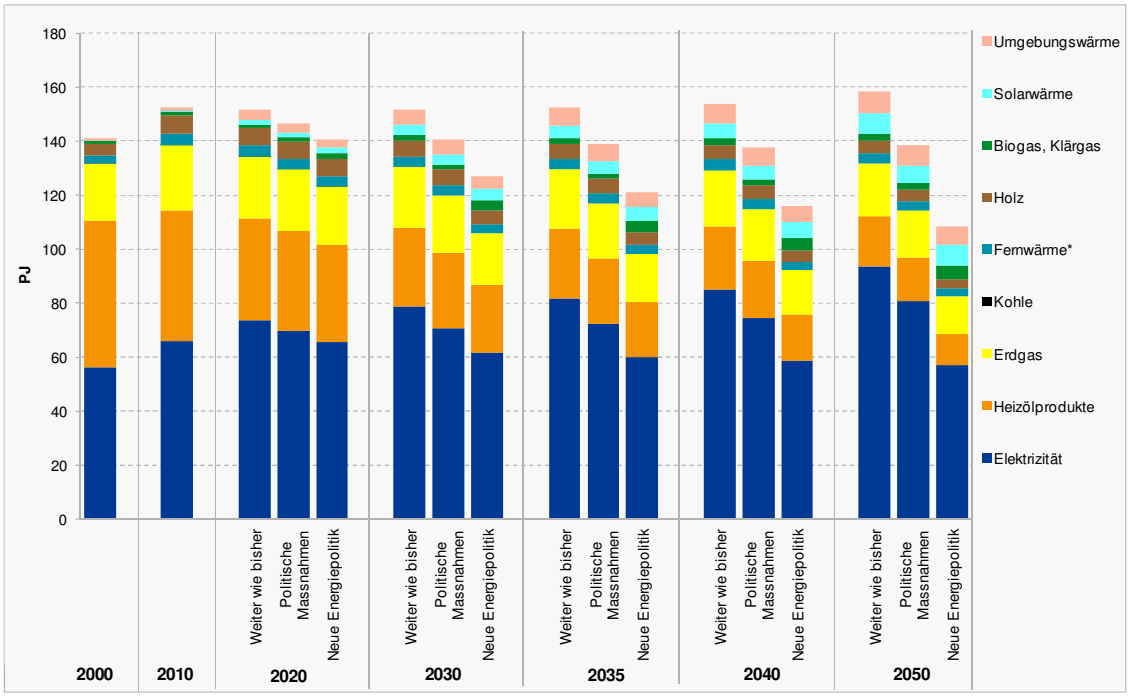
	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Energieträger			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Elektrizität	56.2	66.0	73.8	69.6	65.7	78.7	70.7	61.8	81.8	72.3	60.2	85.2	74.6	58.9	93.6	80.8	57.0
Heizölprodukte	54.1	48.2	37.6	37.2	36.0	29.2	28.0	24.7	25.9	24.3	20.3	23.1	21.1	16.7	18.5	16.3	11.5
Erdgas	21.4	24.3	23.0	22.7	21.7	22.4	21.2	19.1	21.8	20.2	17.8	21.1	19.1	16.4	19.7	17.2	13.9
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme*	2.8	4.1	3.9	4.0	3.8	4.0	4.0	3.6	4.0	3.9	3.5	4.0	3.8	3.3	4.0	3.6	3.0
Holz	4.5	7.1	6.4	6.4	6.2	5.9	5.7	5.1	5.6	5.4	4.5	5.4	5.0	4.0	4.7	4.3	3.3
Solarwärme	0.1	0.3	1.8	1.8	2.1	3.8	3.6	4.3	4.8	4.5	5.3	5.7	5.2	6.2	7.5	6.6	7.6
Umgebungswärme	0.6	1.3	3.5	3.5	2.9	5.8	5.6	4.8	6.6	6.3	5.5	7.2	6.7	6.1	8.1	7.3	6.9
Biogas, Klärgas	1.2	1.2	1.5	1.5	2.3	1.9	1.8	3.6	2.1	2.0	4.1	2.2	2.1	4.5	2.5	2.2	5.0
Total	**140.9**	**152.4**	**151.5**	**146.7**	**140.6**	**151.7**	**140.7**	**127.0**	**152.5**	**138.7**	**121.2**	**153.8**	**137.7**	**116.2**	**158.4**	**138.3**	**108.3**

Quelle: Prognos 2012

In allen Szenarien reduziert sich der Einsatz fossiler Brennstoffe. Heizölprodukte und Erdgas verlieren bis 2050 relativ an Bedeutung, während erneuerbare Energien an Bedeutung gewinnen. Im WWB-Szenario wird der Energieverbrauch von Heizölprodukten und Erdgas um 62 % bzw. 19 % reduziert, im POM-Szenario um 66 % bzw. 29 % und im NEP-Szenario um 76 % bzw. 43 %. Der Verbrauch an erneuerbaren Energien steigt im WWB-Szenario insgesamt um 130 %, im POM-Szenario um 107 % und im NEP-Szenario um 131 % wie in Figur 5-33 gezeigt.

Auf den ersten Blick scheinen sich die Szenarien hinsichtlich der Entwicklung der erneuerbaren Energien nicht stark voneinander zu unterscheiden. Bezogen auf die absolute und prozentuale Zunahme des Energieverbrauchs von Erneuerbaren sind das WWB- und das NEP-Szenario etwa gleich auf. Der Unterschied liegt in der unterschiedlichen Effizienzentwicklung begründet. Im NEP-Szenario steigt der Anteil der Erneuerbaren bis 2050 auf 21 % des Gesamtenergieverbrauchs, beim POM-Szenario auf 15 % und beim WWB-Szenario auf 14 %. Diese Zunahme wird im NEP-Szenario durch eine hohe Substitutionsrate hin zu erneuerbaren Energien erreicht. Der hohe Effizienzgewinn beim Verwendungszweck Raumwärme beispielsweise ermöglicht den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen, die einen weit geringeren Energieverbrauch aufweisen. Dadurch erhöhen sich auch die Substitutionsmöglichkeiten hin zu erneuerbaren Energien. Im POM-Szenario wächst der Verbrauch von erneuerbaren Energien hingegen nur um 107 %, da die Effizienzgewinne geringer sind als im NEP-Szenario. Entsprechend verringern sich auch die Möglichkeiten zur Substitution.

Figur 5-33: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

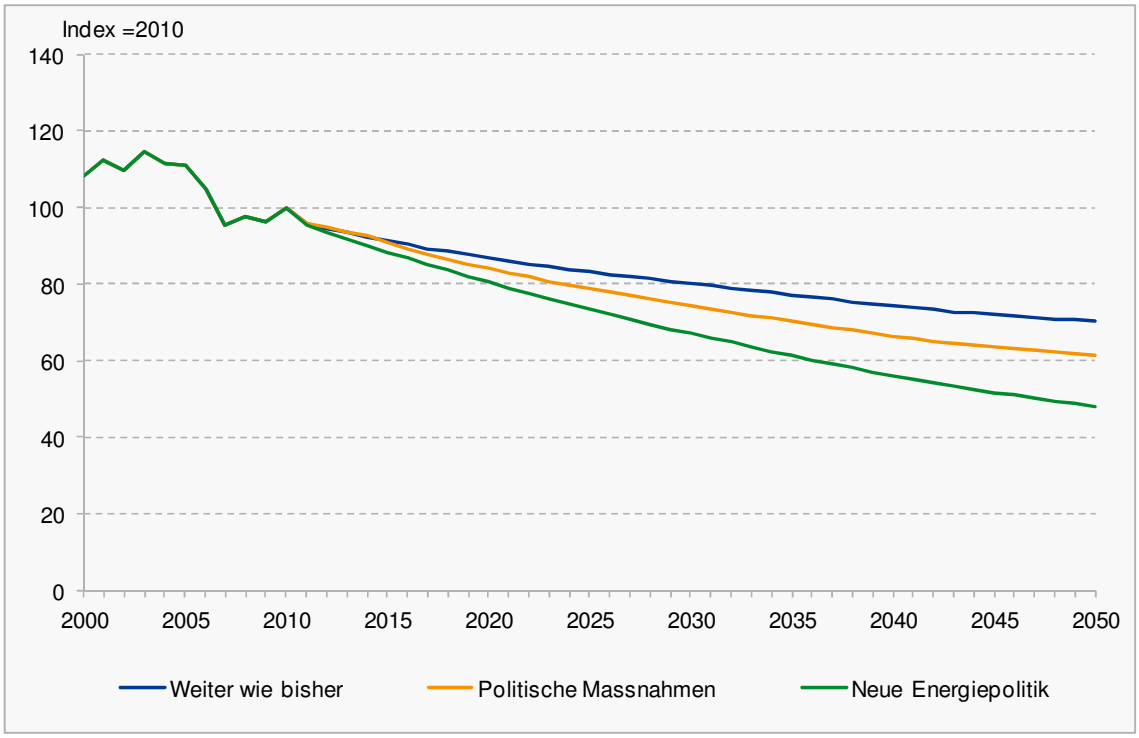


Quelle: Prognos 2012

Von den Unterschiedlichkeiten der Szenarien abgesehen, zeigt sich deutlich, dass Elektrizität im Dienstleistungssektor an Bedeutung gewinnt. Lag im Jahr 2010 der Anteil des Stroms am Gesamtenergieverbrauch im Dienstleistungssektor noch bei 43 %, werden gegen Ende des Betrachtungszeitraums knapp 60 % des Gesamtenergiebedarfs durch Strom gedeckt: 59 % im Szenario WWB, 58 % im Szenario POM und 53 % im Szenario NEP. Dem gegenüber stehen im Jahr 2050 die Erneuerbaren mit einem Anteil von 14 % (WWB), 15 % (POM) bzw. 21% (NEP), die fossilen Energieträger, wie Heizöle und Erdgase, mit einem Anteil von zusammen 24 % in allen drei Szenarien und die Fernwärme mit 2 % (WWB), 3 % (POM) bzw. 3 % (NEP).

Der Gesamtenergieverbrauch pro Schweizer Franken Bruttowertschöpfung verläuft wie mit den Indexreihen in Figur 5-34 dargestellt. Das Indexjahr ist das Jahr 2010. In allen Szenarien fällt der spezifische Verbrauch im Zeitablauf. Im WWB-Szenario reduziert sich der Indexwert bis 2050 auf 70, im POM-Szenario auf 61 und im NEP-Szenario auf 48.

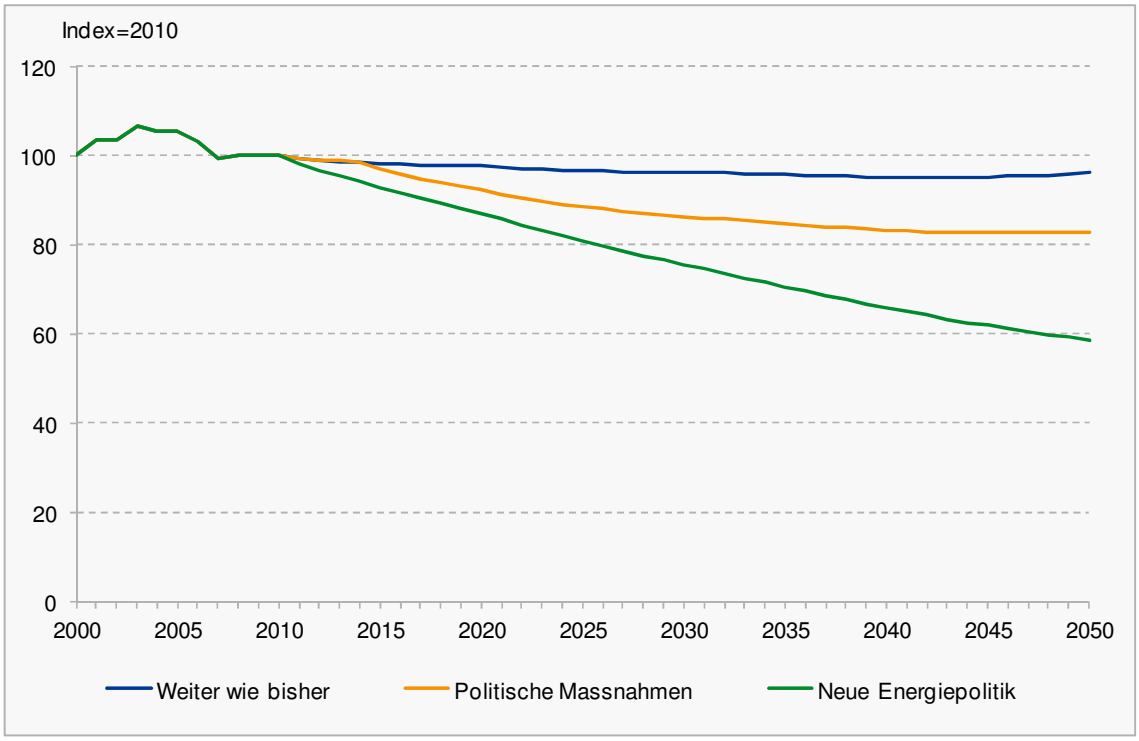
Figur 5-34: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Endenergienachfrage pro CHF Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010



Quelle: Prognos 2012

Die spezifische Elektrizitätsnachfrage in den drei Szenarien wird in Figur 5-35 mit Indexreihen (Indexjahr = 2010) abgebildet. Auch beim Strom zeigt sich ein ähnliches Bild: In allen Szenarien sinkt der Indexwert im Zeitablauf, was einer kontinuierlichen Reduktion des spezifischen Stromverbrauchs gleichkommt. Im Vergleich zum Gesamtenergieverbrauch pro Schweizer Franken Bruttowertschöpfung (Figur 5-34) ist der Indexverlauf der spezifischen Elektrizitätsnachfrage jedoch weit weniger steil. D. h., dass neben den erneuerbaren Energien vor allem auch der Strom von der Substitution der fossilen Brennstoffe profitiert. Im WWB-Szenario sinkt die spezifische Elektrizitätsnachfrage im Vergleich zum Indexjahr 2010 auf den Indexwert 96. Das bedeutet, dass Stromeinsparungen im WWB-Szenario, die in den einzelnen Verwendungszwecken durch eine höhere Stromeffizienz erzielt werden, durch die Substitution aus anderen Energieträgern in den Strom nahezu vollständig kompensiert werden. Im POM-Szenario sinkt der Indexwert der spezifischen Elektrizitätsnachfrage auf 83, im NEP-Szenario auf 59. Daraus lässt sich die Tendenz ableiten, dass geringere Effizienzgewinne über alle Verwendungszwecke hinweg die spezifische Elektrizitätsnachfrage erhöhen.

Figur 5-35: Szenarienvergleich Dienstleistungssektor Spezifische Elektrizitätsnachfrage pro CHF Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010

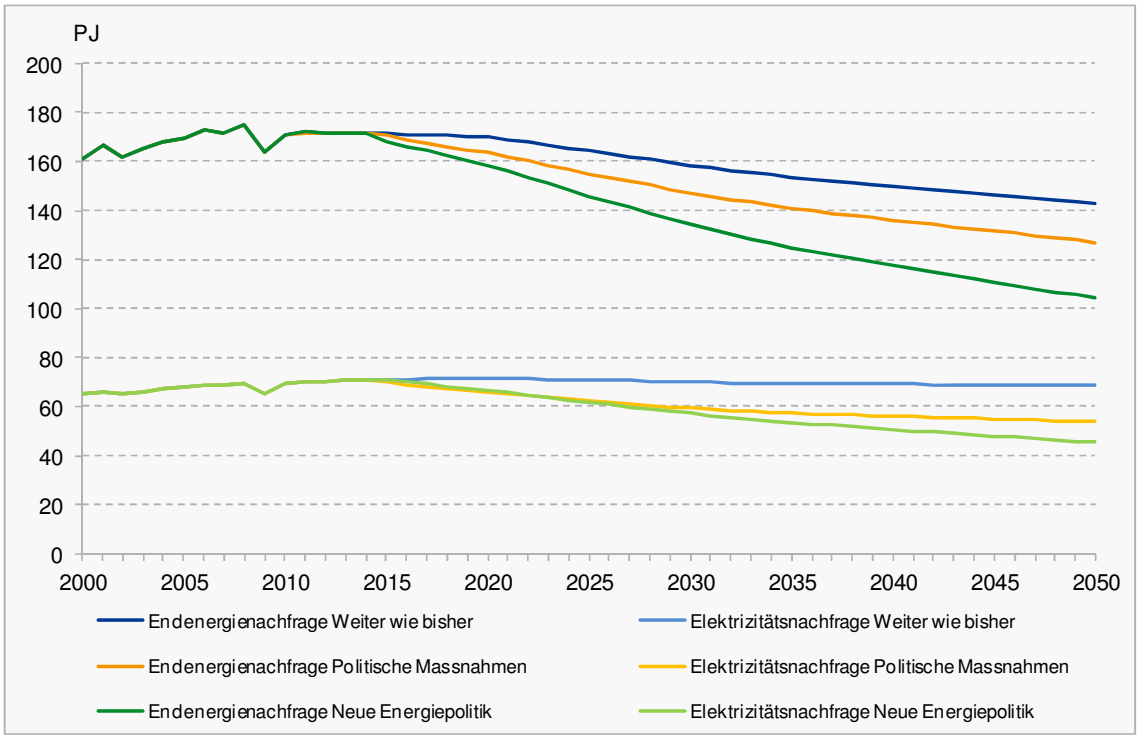


Quelle: Prognos 2012

5.5.3 Industriesektor

Dieser Abschnitt stellt die Endenergienachfrage des Industriesektors in den drei Szenarien „Weiter wie bisher“ (WWB), „Politische Massnahmen“ (POM) und „Neue Energiepolitik“ (NEP) gegenüber. Während das POM-Szenario gegenüber dem WWB-Szenario zusätzliche politische Instrumente zur Energieeffizienzsteigerung beinhaltet, steht im NEP-Szenario die Erreichung der gesetzten Energie- und CO_2-Ziele im Mittelpunkt. Bis 2010 handelt es sich um Expost-Daten, so dass sie sich innerhalb der Szenarien nicht unterscheiden. Die beiden Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ stellen hinsichtlich des Endenergieverbrauchs zwei Extreme dar, innerhalb derer das durch spezifische Politikinstrumente vorangetriebene Szenario „Politische Massnahmen“ verläuft. Der Energieersparnisvorteil des NEP-Szenarios gegenüber dem WWB-Szenario beträgt 22 %-Punkte. Im WWB-Szenario ist der Endenergieverbrauch 2050 um 17 % (-28 PJ) unter dem Niveau von 2010, im NEP-Szenario um 39 % (-67 PJ). Das POM-Szenario weist einen Endenergieverbrauchsrückgang von 26 % (-44 PJ) auf. Der Elektrizitätsverbrauch im WWB-Szenario ist 2050 um 1 % (-0.7 PJ) unter dem Niveau von 2010, im NEP-Szenario um 34 % (-24 PJ) und im POM-Szenario um 23 % (-16 PJ). Figur 5-36 zeigt den Endenergieverbrauch sowie den Elektrizitätsverbrauch des Industriesektors in allen drei Szenarien im Vergleich.

Figur 5-36: Szenarienvergleich Industriesektor
Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

5.5.3.1 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Die beiden grössten Posten am Endenergieverbrauch der Industrie sind Prozesswärme und Antriebe. Sie stellen zusammen über 70% der Endenergienachfrage im Jahr 2050. Im POM-Szenario ist die Endenergienachfrage nach Prozesswärme im Jahr 2050 um 7 % (-5 PJ) bezüglich des WWB-Szenarios geringer. Im NEP-Szenario beträgt der Rückgang 27 % (-19 PJ). D. h. drei Viertel der technisch machbaren Einsparungen werden vom POM-Szenario nicht erreicht, denn die auf Stromeinsparungen fokussierten Massnahmen des POM-Szenarios adressieren Verwendungszwecke mit einem hohen Brennstoffanteil nur schlecht. Dem gegenüber ist die Elektrizitätsnachfrage von Prozesswärmeanwendungen um 23 % (-5 PJ) niedriger und damit vergleichbar mit den -29 % (-6 PJ) des NEP-Szenarios. Die 2050 nahezu ausschliesslich mit Strom betriebenen Antriebe weisen einen Unterschied ihrer Endenergienachfrage im Jahr 2050 von 21 % (-8 PJ, POM) bzw. 35 % (-13 PJ, NEP) bezogen auf das WWB-Szenario auf.

Raumwärme, Warmwasser und sonstige Verwendungszwecke weisen moderate Unterschiede der Endenergienachfrage von 3 % (-0.6 PJ), 2 % (-0.1 PJ) bzw. 7 % (-0.2 PJ) im POM-Szenario gegenüber WWB in 2050 auf. Die Energienachfragen derselben Verwendungszwecke werden im NEP-Szenario um 8 % (-1.3 PJ), 6 % (-0.3 PJ) bzw. 15 % (-0.4 PJ) knapp doppelt so stark reduziert.

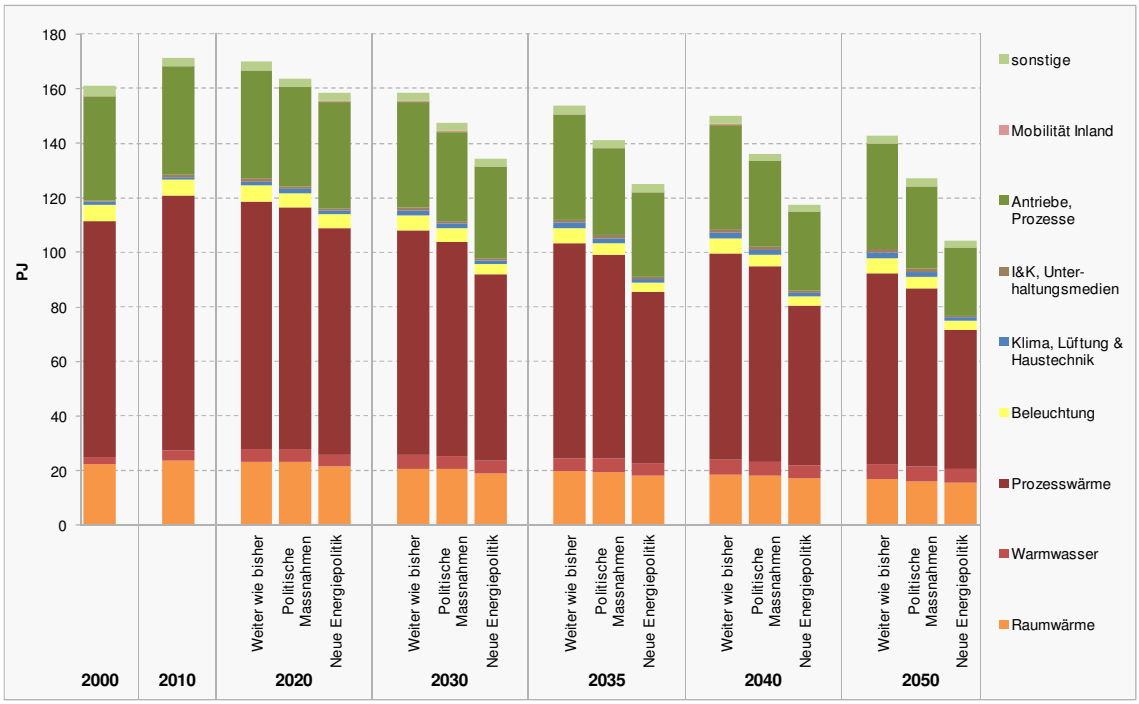
Tabelle 5-35 und Figur 5-37 zeigen den Vergleich des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken in den einzelnen Szenarien. Tabelle 5-36 und Figur 5-38 vergleichen die Szenarien hinsichtlich ihrer Elektrizitätsnachfrage.

Tabelle 5-35: Szenarienvergleich Industriesektor
Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	22.2	23.6	23.2	23.3	21.3	20.8	20.6	19.1	19.6	19.3	18.0	18.6	18.2	17.2	16.7	16.1	15.3
Warmwasser	2.8	4.0	4.7	4.7	4.3	4.9	4.9	4.5	5.0	5.0	4.7	5.2	5.1	4.9	5.6	5.5	5.3
Prozesswärme	86.6	93.1	90.6	88.3	83.4	82.2	78.5	68.2	78.7	74.6	62.7	75.7	71.4	58.4	70.1	65.3	50.9
Beleuchtung	5.7	5.8	5.8	5.4	4.9	5.6	4.8	3.9	5.4	4.5	3.6	5.4	4.5	3.4	5.3	4.2	3.2
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.2	1.0	1.6	1.5	1.3	1.9	1.6	1.4	2.1	1.7	1.4	2.1	1.8	1.4	2.2	1.8	1.3
I&K, Unter-haltungsmedien	0.6	0.7	1.0	0.9	0.8	1.1	0.9	0.8	1.1	1.0	0.8	1.2	1.0	0.8	1.4	1.1	0.6
Antriebe, Prozesse	38.0	39.9	39.7	36.5	39.2	38.8	33.0	33.5	38.4	31.9	30.9	38.4	31.2	28.7	38.5	30.3	25.1
Mobilität Inland	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
sonstige	4.1	2.9	3.3	3.0	3.2	3.2	2.9	2.9	3.1	2.9	2.8	3.1	2.8	2.7	3.0	2.8	2.5
Total	**161.2**	**171.1**	**170.0**	**163.5**	**158.5**	**158.5**	**147.2**	**134.4**	**153.6**	**141.0**	**124.9**	**149.9**	**136.1**	**117.5**	**142.8**	**127.0**	**104.4**

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-37: Szenarienvergleich Industriesektor
Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



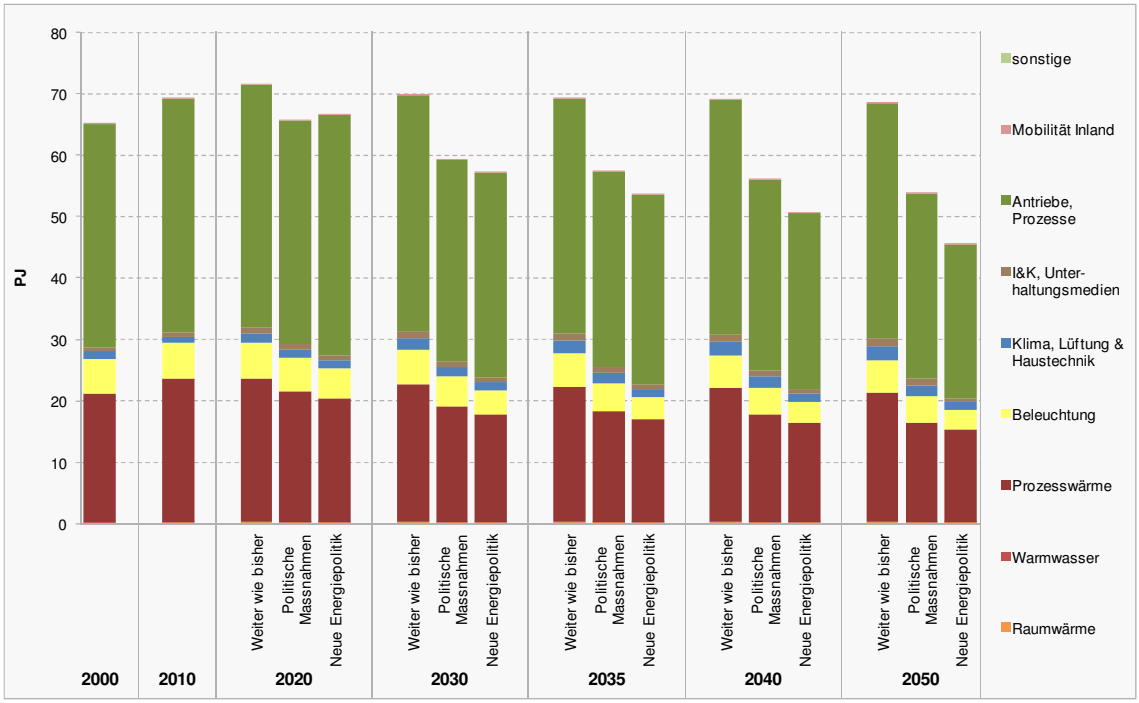
Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-36: Szenarienvergleich Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Raumwärme	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2
Warmwasser	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Prozesswärme	21.1	23.3	23.2	21.2	20.2	22.3	18.8	17.5	22.0	18.0	16.7	21.7	17.4	16.2	21.1	16.2	15.0
Beleuchtung	5.7	5.8	5.8	5.4	4.9	5.6	4.8	3.9	5.4	4.5	3.6	5.4	4.5	3.4	5.3	4.2	3.2
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.2	1.0	1.6	1.5	1.3	1.9	1.6	1.4	2.1	1.7	1.4	2.1	1.8	1.4	2.2	1.8	1.3
I&K, Unter-haltungsmedien	0.6	0.7	1.0	0.9	0.8	1.1	0.9	0.8	1.1	1.0	0.8	1.2	1.0	0.8	1.4	1.1	0.6
Antriebe, Prozesse	36.3	38.1	39.6	36.3	39.1	38.6	32.8	33.4	38.3	31.7	30.8	38.2	31.1	28.6	38.3	30.1	25.0
Mobilität Inland	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
sonstige	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	**65.1**	**69.4**	**71.5**	**65.6**	**66.6**	**70.0**	**59.3**	**57.2**	**69.3**	**57.3**	**53.5**	**69.1**	**56.0**	**50.6**	**68.6**	**53.7**	**45.5**

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-38: Szenarienvergleich Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

5.5.3.2 Endenergienachfrage nach Branchen

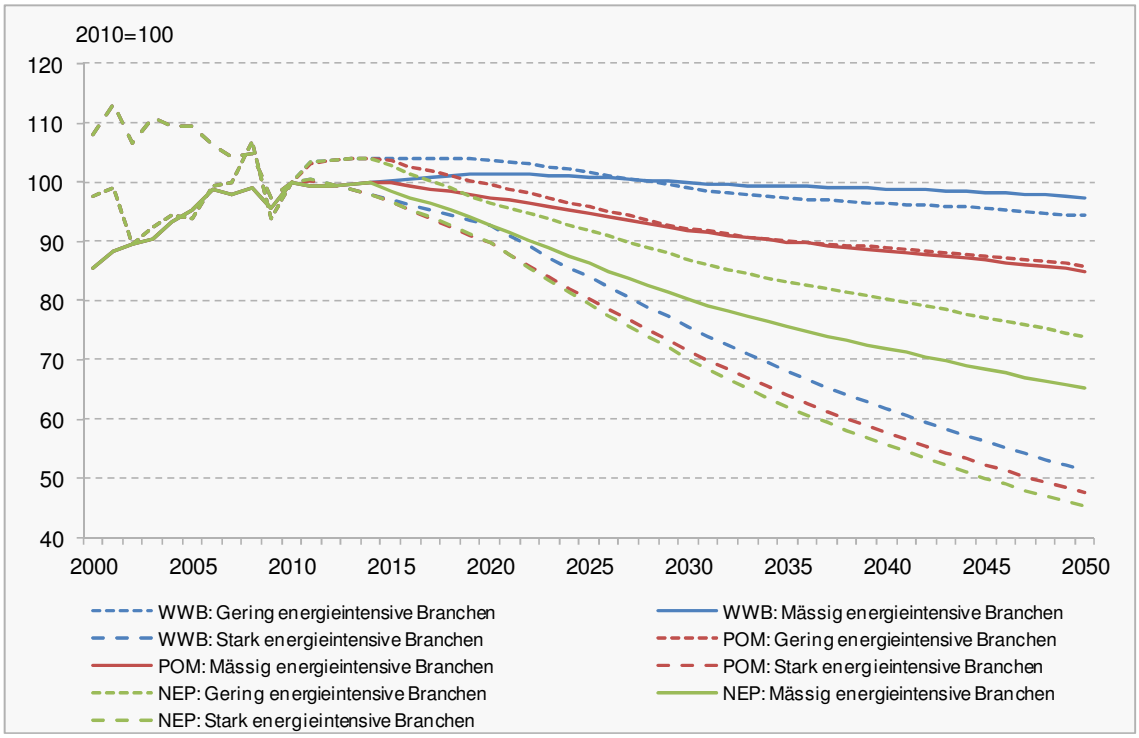
Die Branchen werden hinsichtlich ihrer Energieintensität in die drei Gruppen stark, mässig und gering energieintensiv eingeteilt. Mit dieser Gruppierung lässt sich die Diskussion über Energieverbräuche von Branchen strukturell vereinfachen, ohne an Aussagefähigkeit zu verlieren. Es sind

- stark energieintensive Branchen: Papierherstellung, Mineralienverarbeitung und Metallgewinnung,
- mässig energieintensive Branchen: Nahrungsmittelproduktion, Bekleidungsherstellung, Chemie und Übrige Branchen,

- gering energieintensive Branchen: Metallerzeugnisse, Elektrotechnik, Maschinenbau, Energie- und Wasserversorgung sowie Bausektor.

In Figur 5-39 sind die gesamten Endenergieverbräuche der stark, mässig und gering energieintensive Branchen in allen drei Szenarien indexiert dargestellt. In allen Szenarien geht die Endenergienachfrage der stark energieintensiven Branchen zurück. Dieser Rückgang ist vor allem auf den fortgesetzten Strukturwandel und den damit verbundenen Rückgang der Bruttowertschöpfung und der Produktionsmengen gemäss der sozioökonomischen Vorgaben (vgl. Kap. 3, ECOPLAN im Auftrag der Bundeskanzlei und des BFS) zurückzuführen. Dieser Strukturwandel ist der hauptsächliche Treiber des Endenergierückgangs des gesamten Industriesektors im Szenario „Weiter wie bisher". In den mässig energieintensiven Branchen werden in den Szenarien POM und NEP deutlich mehr von den angewendeten Massnahmen bzw. den Verbesserungen der Querschnittstechnologien umgesetzt als in den gering energieintensiven Branchen.

Figur 5-39: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchengruppen 2000 – 2050, indexiert (2010 = 100)



Quelle: Prognos 2012

Während des betrachteten Zeitraums von 2010 bis 2050 sinkt der Endenergieverbrauch jeder einzelnen der zwölf untersuchten Branchen in den Szenarien POM und NEP gegenüber dem Szenario WWB. Die Streuung der relativen Szenarienunterschiede aller Branchen ist gross.

Von den initiierten Massnahmen des POM-Szenarios profitieren besonders die mässig energieintensiven Branchen, da zu diesen viele der KMU gehören. Kleine und mittlere Unternehmen stellen die vorrangige Zielgruppe der Massnahmen dar. Die Endenergienachfrage der mässig energieintensiven Branchen reduziert sich bis 2050 um 13 % (-11 PJ) gegenüber dem WWB-Szenario. Hierbei beträgt der absolute Endenergierückgang der Chemie bereits -5.1 PJ sowie derjenige der Übrigen Branchen -3.5 PJ. Ge-

ring und stark energieintensive Branchen fragen 9 % (-3 PJ) bzw. 7 % (-2 PJ) weniger Energie nach.

Im NEP-Szenario ist die Endenergienachfrage im Jahr 2050 bezüglich des WWB-Szenarios bei den gering, mässig und stark energieintensiven Branchen um 22 % (-6 PJ), 33 % (-29 PJ) bzw. 12 % (-3 PJ) niedriger. Es resultieren grosse Einsparungen des Endenergieverbrauchs auch gegenüber dem POM-Szenario. Branchen, deren Produktionsprozesse die untersuchten Querschnittstechnologien in ihrer Breite anwenden, weisen im NEP-Szenario einen deutlichen Unterschied der Endenergienachfrage auf. Zu ihnen gehören u. a. die Nahrungsmittelindustrie mit -51 % (-8 PJ), die Chemie mit -29 % (-13 PJ) und die Elektrotechnik mit -22 % (-3 PJ). Hingegen weisen stark energieintensive Branchen wie z. B. die Papierherstellung und die Mineralienverarbeitung mit -11 % (-1 PJ) bzw. -10 % (-1 PJ) relativ geringe Energieeinsparungen auf. Die Begründung hierfür ist, dass die Produktionsprozesse stark energieintensiver Branchen bereits früh selbst Anstrengungen zur Energieeinsparung getroffen haben. Weitere Verbesserungen sind technisch und wirtschaftlich zunehmend schwieriger umzusetzen.

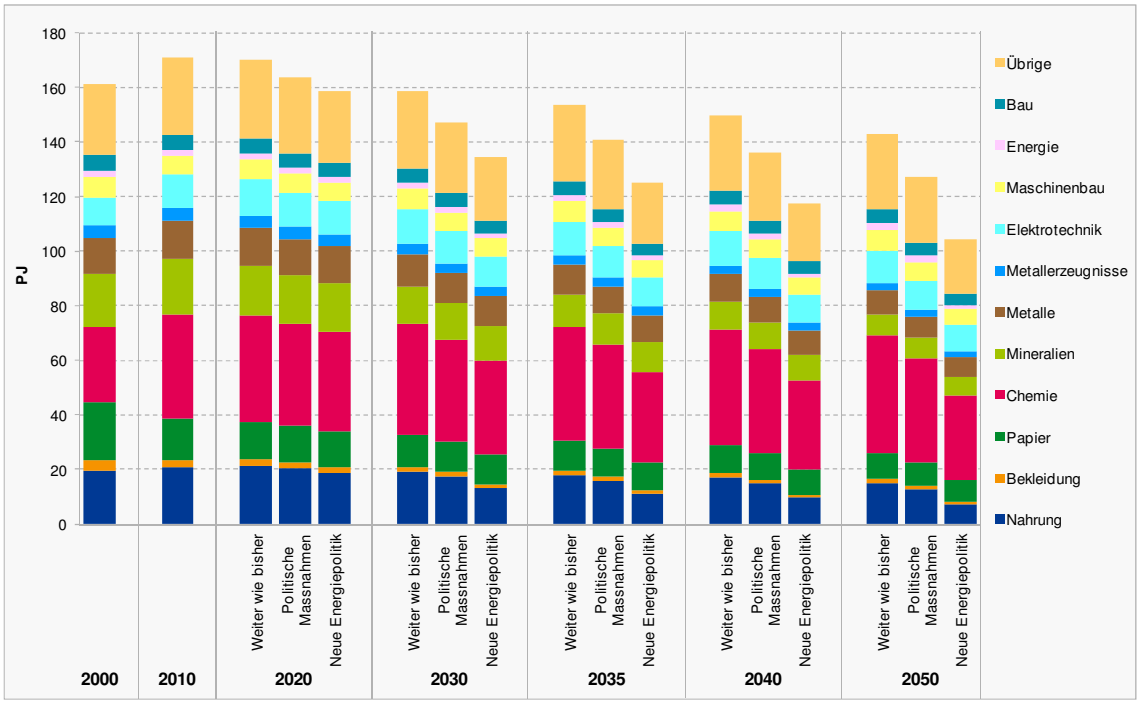
Tabelle 5-37 und Figur 5-40 zeigen den Vergleich des Energieverbrauchs nach Branchen in den einzelnen Szenarien.

Tabelle 5-37: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Nahrung	19.4	20.7	21.4	20.5	18.7	18.9	17.2	13.2	17.7	15.9	11.2	16.8	14.8	9.7	14.9	12.6	7.3
Bekleidung	3.9	2.7	2.3	2.1	2.0	1.9	1.7	1.4	1.8	1.6	1.2	1.7	1.5	1.0	1.6	1.3	0.8
Papier	21.0	15.3	13.9	13.4	13.3	11.9	11.2	11.0	11.0	10.3	10.1	10.3	9.5	9.3	9.2	8.4	8.2
Chemie	27.6	37.9	38.7	37.2	36.4	40.6	37.5	34.1	41.5	37.9	33.3	42.4	38.2	32.6	43.5	38.4	30.7
Mineralien	19.6	20.5	18.3	17.9	17.8	13.7	13.4	12.8	11.7	11.5	10.7	10.2	9.9	9.3	7.8	7.6	6.9
Metalle	13.0	13.9	14.0	13.3	13.6	12.0	11.0	11.1	11.1	10.1	10.1	10.2	9.3	9.1	8.6	7.7	7.4
Metallerzeugnisse	4.9	4.7	4.6	4.4	4.3	3.8	3.6	3.4	3.5	3.2	3.0	3.2	2.9	2.7	2.6	2.4	2.1
Elektrotechnik	10.1	12.2	13.2	12.6	12.1	12.7	11.7	11.1	12.5	11.5	10.6	12.4	11.3	10.3	12.1	10.8	9.4
Maschinenbau	7.6	6.9	7.4	7.2	7.0	7.4	6.9	6.6	7.4	6.9	6.5	7.4	6.9	6.4	7.5	6.9	6.2
Energie	1.9	2.0	2.0	1.9	1.8	2.2	2.0	1.6	2.3	2.0	1.6	2.4	2.1	1.5	2.7	2.3	1.4
Bau	6.2	5.8	5.5	5.4	5.1	5.2	5.0	4.7	5.0	4.9	4.5	5.0	4.8	4.5	4.8	4.7	4.3
Übrige	25.7	28.5	28.8	27.7	26.3	28.3	26.1	23.3	28.0	25.4	22.1	27.9	24.9	21.2	27.5	24.0	19.8
Gering energie-intensive Branchen	30.8	31.6	32.8	31.4	30.4	31.2	29.1	27.4	30.7	28.4	26.2	30.4	28.1	25.3	29.8	27.1	23.3
Mässig energie-intensive Branchen	76.7	89.8	91.1	87.5	83.3	89.7	82.5	72.0	89.1	80.7	67.8	88.8	79.4	64.5	87.5	76.3	58.5
Stark energie-intensive Branchen	53.7	49.8	46.1	44.7	44.7	37.6	35.6	34.9	33.8	31.8	30.9	30.6	28.7	27.7	25.5	23.7	22.5
Total	**161.2**	**171.1**	**170.0**	**163.5**	**158.5**	**158.5**	**147.2**	**134.4**	**153.6**	**141.0**	**124.9**	**149.9**	**136.1**	**117.5**	**142.8**	**127.0**	**104.4**

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-40: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

5.5.3.3 Endenergienachfrage nach Energieträgern

In allen drei Szenarien ist die Nachfrage nach Heizölprodukten, Sonstigen Erdölprodukten und Kohle strukturell rückläufig, wohingegen die Nachfrage nach Elektrizität, Erdgas und den meisten Erneuerbaren Energieträgern strukturell zunimmt. Diese Entwicklung wird durch die Strukturverschiebung der Industrie weg von energie- und prozesswärmeintensiven Branchen getrieben. Der Einsatz von Holz und von Fernwärme bleibt bei allen Szenarien über den betrachteten Zeitraum von 2010 bis 2050 auf ähnlich gleichbleibendem Niveau.

Der Wandel des Energieträgermixes bezüglich des WWB-Szenarios unterscheidet sich für die Szenarien POM und NEP deutlich. Das POM-Szenario weist einen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage um 22 % (-15 PJ) im Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario WWB auf, alle anderen Energieträger bleiben relativ zum WWB-Szenario nahezu unverändert. Der überwiegende Teil der Massnahmenförderung konzentriert sich auf die Energieeffizienzverbesserung von Stromanwendungen. Auch die Nachfrage nach Erneuerbaren Energieträgern ändert sich im letzten Betrachtungsjahr kaum.

Im NEP-Szenario ist die Elektrizitätsnachfrage bzgl. des WWB-Szenarios mit -34 % (-23 PJ) im Jahr 2050 geringer. Absolut stellt dieser Rückgang den grössten Posten dar. Verglichen mit dem POM-Szenario werden im NEP-Szenario über Energieeffizienzverbesserungen der Querschnittstechnologien auch thermische Anwendungen adressiert. Somit liegt die Brennstoffnachfrage des NEP-Szenarios in Jahr 2050 deutlich unter derjenigen des WWB-Szenarios. Im Einzelnen liegen die Verbräuche an Heizölprodukten, Erdgas und Industrieabfällen um 39 % (-3 PJ), 29 % (-9 PJ) bzw. 25 % (-2 PJ) darunter. Erneuerbare Energieträger, zu welchen Holz, Solarwärme, Umgebungswärme, Bio- und Klärgas sowie Anteile von Fernwärme und Industrieabfällen gehören, werden 2050 relativ (+14 %) als auch absolut (+2.5 PJ) stärker nachgefragt als im WWB-Szenario. Dies resultiert aus einer unterstellten strategischen Energieträ-

gersubstitution. Der Einsatz von Kohle und Holz reduziert sich zugunsten von Biokohle, derjenige von Flüssiggas und Erdgas zugunsten von Biogas. Bei sinkendem Endenergieverbrauch im NEP- gegenüber demjenigen im WWB-Szenario nimmt der Anteil Erneuerbarer Energieträger im Jahr 2050 von 13 % (WWB) auf 20 % (NEP) zu.

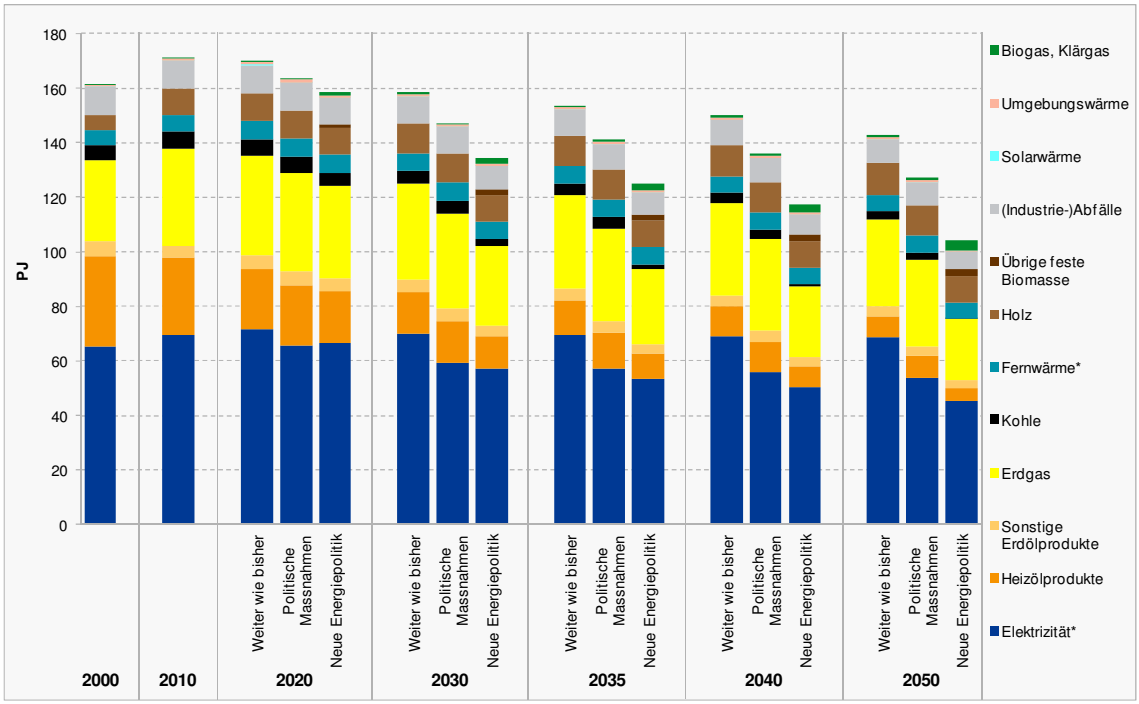
Tabelle 5-38 und Figur 5-41 zeigen den Vergleich des Energieverbrauchs nach Energieträgern in den einzelnen Szenarien.

Tabelle 5-38: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Energieträger			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Elektrizität*	65.1	69.4	71.5	65.6	66.6	70.0	59.3	57.2	69.3	57.3	53.5	69.1	56.0	50.6	68.6	53.7	45.5
Heizölprodukte	33.0	28.7	22.2	22.1	19.1	15.4	15.4	11.7	12.8	12.9	9.2	10.8	11.0	7.5	7.6	7.9	4.6
Sonstige Erdölprodukte	5.9	4.2	5.0	5.0	4.6	4.6	4.5	3.8	4.4	4.3	3.5	4.2	4.1	3.2	3.8	3.8	2.7
Erdgas	29.5	35.7	36.5	36.3	33.9	35.1	34.8	29.4	34.4	34.0	27.6	33.6	33.3	25.9	31.9	31.4	22.8
Kohle	5.6	6.0	5.8	5.8	4.8	4.7	4.7	2.5	4.1	4.2	1.7	3.7	3.7	1.0	2.9	2.9	0.0
Fernwärme*	5.6	6.3	6.7	6.7	6.6	6.5	6.5	6.4	6.5	6.4	6.3	6.4	6.3	6.1	6.2	6.1	5.8
Holz	5.5	9.7	10.3	10.2	10.0	10.9	10.6	9.7	11.2	10.8	9.7	11.4	10.9	9.7	11.9	11.3	9.7
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	2.7
(Industrie-)Abfälle	10.4	10.0	10.4	10.4	10.0	9.8	9.7	8.5	9.4	9.4	7.9	9.0	9.0	7.3	8.3	8.1	6.2
Solarwärme	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Umgebungswärme	0.3	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7
Biogas, Klärgas	0.1	0.3	0.5	0.5	1.1	0.6	0.6	2.1	0.7	0.7	2.5	0.7	0.7	3.0	0.8	0.9	3.7
Total	**161.2**	**171.1**	**170.0**	**163.5**	**158.5**	**158.5**	**147.2**	**134.4**	**153.6**	**141.0**	**124.9**	**149.9**	**136.1**	**117.5**	**142.8**	**127.0**	**104.4**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 5-41: Szenarienvergleich Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

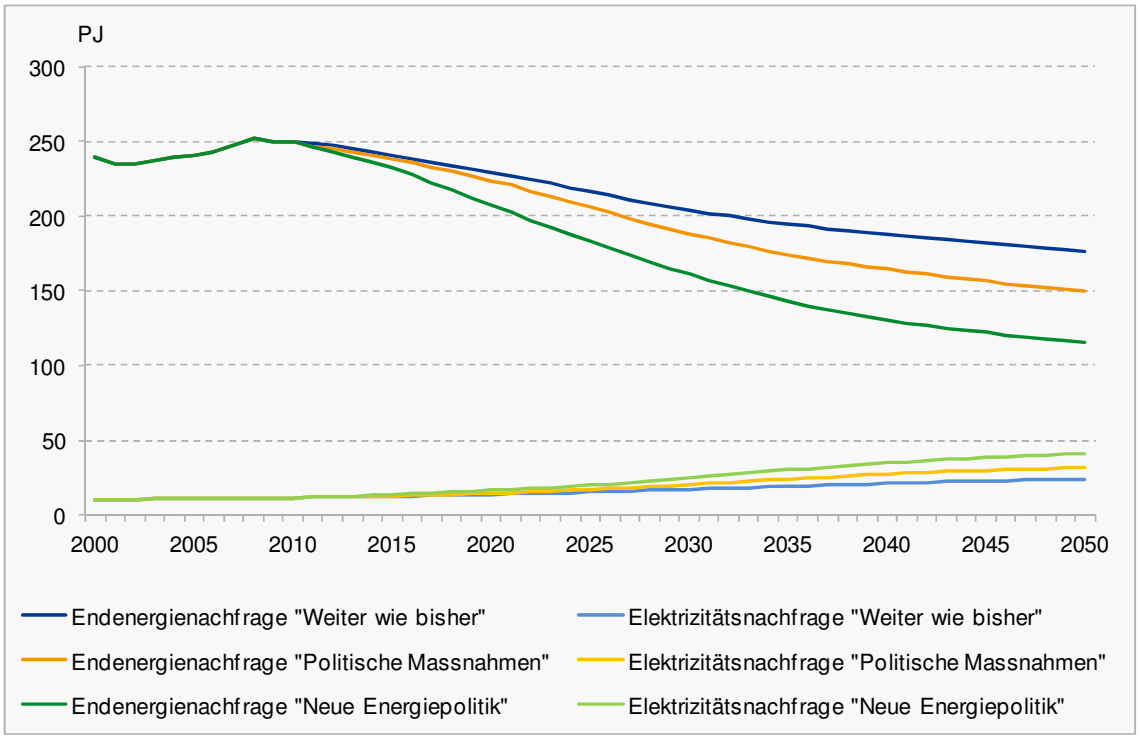
5.5.4 Szenarienvergleich Verkehr

Figur 5-42 zeigt die Endenergie- sowie Elektrizitätsnachfrage des Verkehrssektors in den drei Szenarien „Weiter wie bisher“ (WWB), „Politische Massnahmen“ (POM) und „Neue Energiepolitik“ (NEP). Während das POM-Szenario gegenüber dem WWB-Szenario zusätzliche politische Instrumente zur Energieeffizienzsteigerung unterstellt, steht im NEP-Szenario die Erreichung der gesetzten Energie- und CO_2-Ziele im Mittelpunkt. Bis 2010 handelt es sich um Expost-Daten, weshalb sich die Szenarien in diesem Zeitraum nicht unterscheiden.

Bereits im Szenario WWB sinkt die Endenergienachfrage des Verkehrssektors markant ab: im Jahr 2050 auf ein Niveau, das mit 181 PJ gut ein Viertel unter jenem von 2010 (250 PJ) liegt. Haupttreiber sind die Bemühungen zur Effizienzsteigerung, von denen man erwartet, dass sie stärker sind als das absehbare Verkehrswachstum. Das NEP-Szenario liegt dann noch deutlich – rund 36 % – unter dem WWB-Szenario. Das POM-Szenario liegt recht genau in der Mitte der beiden anderen Szenarien. Damit unterscheiden sich die aktualisierten Energieperspektiven im Verkehrssektor durchaus markant von den früheren Energieperspektiven aus dem Jahr 2007, indem z.B. früher (im Szenario II, das am ehesten mit dem heutigen WWB vergleichbar ist) von einer Reduktion des Energieverbrauchs im Verkehr um 8 % (2035 gegenüber 2010) ausgegangen wurde. Heute beträgt der entsprechende Wert rund 20 %. Das ist in erster Linie auf einen Wandel in der Effizienzstrategie zurückzuführen: lag der „Effizienzpfad“ der Neuwagen (PW) bis 2007 bei rund 1.5 %/a, so beträgt dieser Wert seither mehr als das doppelte, woraus durchaus ein Konnex zu entsprechenden Instrumenten, namentlich der Einführung von Flottengrenzwerten auf EU-Ebene und ab 2012 auch in der Schweiz (im Unterschied zu den früheren freiwilligen Vereinbarungen) ableitbar ist. Eine weitere Ursache der anderen Einschätzung der Effizienzpotenziale liegt bei der heute anderen Einschätzung der Elektromobilität. Diese wurde damals noch als recht spekulativ eingeschätzt. Heute nimmt sie einen wichtigen Stellenwert ein, wird doch davon ausgegangen, dass – längerfristig – der elektrische Antrieb im Verkehr eine markante Position einnehmen wird. Das hat durchaus ein nach wie vor spekulatives Element in sich, indem diese Technologie inzwischen zwar den Weg vom Labor in den Markt gefunden hat, die Einführungshemmnisse aber noch nennenswert sind. Deshalb unterliegt den aktualisierten Energieperspektiven nach wie vor die Einschätzung, dass dieser Pfad kurzfristig, d.h. in den nächsten Jahren bis z.B. 2020 noch kaum sichtbare Effekte zeitigt. Längerfristig wird diesem Antriebstyp aber eine prominente Rolle eingeräumt. Kurzfristig ist aber die Effizienzstrategie dominierend, welche technologieneutral (sprich: vor allem beim Verbrennungsmotor und ggf. Verbund-Technologien wie Hybriden) zu entsprechenden Reduktionen führen soll.

Auf diesem Hintergrund ist erklärbar, dass sich in den aktualisierten Energieperspektiven längerfristig eine im Vergleich zum Gesamtenergieverbrauch gegenläufige Bewegung der Elektrizitätsnachfrage zeigt: Diese steigt bereits im WWB längerfristig um einen Faktor 2 an, was vor allem auf die Elektromobilität im Strassenverkehr zurückzuführen ist. Der im Szenario WWB erwartete zusätzliche Verbrauch entspricht etwa der heutigen Elektrizitätsnachfrage des gesamten öffentlichen Verkehrs. Um die Ziele des NEP-Szenarios zu erreichen, sind die erforderlichen Effizienzgewinne deutlich ausgeprägter. Diese werden neben einer intensivierten Absenkung der spezifischen Verbräuche der Fahrzeuge insgesamt bewirkt durch eine gleichzeitig stärkere Verlagerung in die Elektromobilität einerseits, andererseits zum öffentlichen Verkehr, der seinerseits ja weitestgehend auch auf dem elektrischen Antrieb basiert. Das POM-Szenario liegt auch mit Bezug auf die Elektrizitätsnachfrage zwischen den beiden andern Szenarien.

Figur 5-42: Szenarienvergleich Verkehrssektor
Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

5.5.4.1 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Gemäss der hier gewählten Systemabgrenzung (z.B. ohne internationalen Flugverkehr) fällt gut 80 % des Endenergieverbrauchs im Landverkehr auf den Strassenverkehr, und davon wiederum rund 80 % auf den Personenverkehr. Der öffentliche Verkehr braucht knapp 5 %, der Offroad-Sektor (mit Baumaschinen, Landwirtschaft, Schifffahrt etc.) rund 6 % und die übrigen knapp 8 % fallen auf den sog. Tanktourismus. Letzterer ist eine volatile Grösse und hängt v.a. von den Treibstoffpreis-Relationen zwischen der Schweiz und den Nachbarländern ab, welche ihrerseits geprägt sind durch Wechselkursverhältnisse und die unterschiedliche Besteuerung des Mineralöls in den verschiedenen Ländern. Für alle Szenarien wurde unterstellt, dass der Tanktourismus mittelfristig (bis 2035) auf Null zurückgeht, mithin also die eigentliche Inlandnachfrage abzubilden ist.

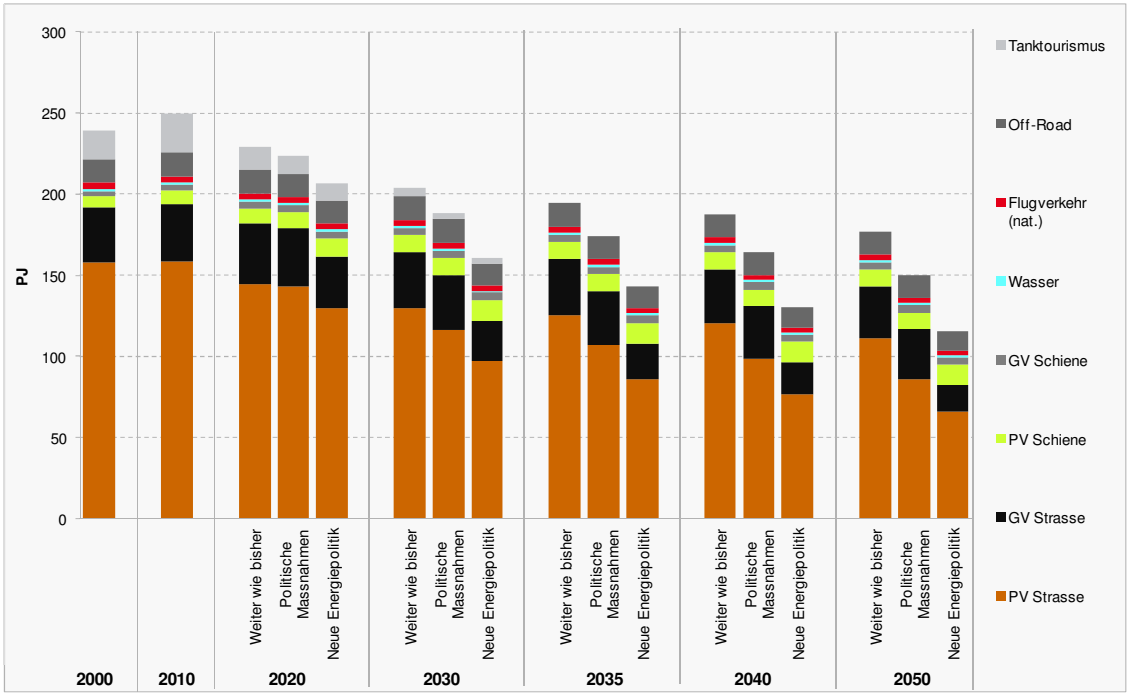
Aufgrund der relativen Anteile ist offenkundig, dass der motorisierte Individualverkehr das Segment ist, auf das der Hauptfokus zu legen ist, macht er heute doch rund zwei Drittel der gesamten Nachfrage aus. Längerfristig wird er (im WWB-Szenario) trotz Verkehrswachstum von rund 25 % auf 70 % gegenüber 2010 zurückgehen, im NEP-Szenario kann dessen Energienachfrage auch auf 40 % zurückgehen, wobei in der letztgenannten Zahl auch ein vermindertes Wachstum mit eingeschlossen ist.

Im Strassengüterverkehr sind die Effekte weniger ausgeprägt, aber noch immer markant: Im WWB-Szenario wird längerfristig trotz Wachstum von gegen 40 % mit einer Reduktion von einigen Prozent gerechnet (6 %). Im NEP wird mit einer Halbierung gerechnet, ein Teil davon ist allerdings auf Verlagerung und geringeres Wachstum zurückzuführen.

Der Endenergieverbrauch des Schienenverkehrs nimmt absolut betrachtet zu, von heute 12 auf 15 PJ im WWB, d.h. um rund 25 % (bei längerfristiger Verkehrszunahme um 62 % [Personenverkehr] bzw. 88 % [Güterverkehr]); im NEP auf rund 17.4 PJ (bei rund einer Verdopplung der Nachfrage).

Der Offroad-Bereich entwickelt sich ähnlich wie der Güterverkehr auf der Strasse: Wachstumseffekte werden durch Effizienzgewinne etwas mehr als kompensiert, so dass das Niveau längerfristig (leicht) absinkt.

Figur 5-43: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 5-39: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Verwendungszweck			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
PV Strasse	158.0	158.5	144.8	142.9	129.4	129.3	115.9	97.3	125.6	106.7	86.0	120.5	98.4	76.7	111.4	86.1	65.6
GV Strasse	33.7	35.2	36.9	36.2	32.2	35.2	34.3	24.9	34.5	33.6	21.9	33.4	32.4	19.5	31.5	30.4	16.3
PV Schiene	7.1	8.7	9.6	9.6	11.0	10.3	10.3	12.3	10.3	10.3	12.5	10.3	10.3	12.8	10.6	10.6	13.0
GV Schiene	2.8	3.2	4.2	4.2	4.5	4.5	4.5	4.8	4.4	4.4	4.8	4.4	4.4	4.6	4.4	4.4	4.4
Wasser	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	1.5	1.5	1.3	1.5	1.4	1.3	1.4	1.4	1.2	1.4	1.4	1.1
Flugverkehr (nat.)	4.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.3	3.3	3.1	3.2	3.2	3.0
Off-Road	14.2	15.1	14.8	14.6	14.1	15.0	14.7	13.7	14.7	14.4	13.2	14.4	14.1	12.7	14.2	13.8	12.1
Tanktourismus	17.4	23.8	14.2	11.1	10.8	4.7	3.7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	**239.1**	**249.4**	**229.5**	**223.6**	**206.9**	**203.9**	**188.2**	**161.0**	**194.3**	**174.2**	**142.8**	**187.8**	**164.3**	**130.5**	**176.8**	**149.9**	**115.5**

Quelle: Infras 2012

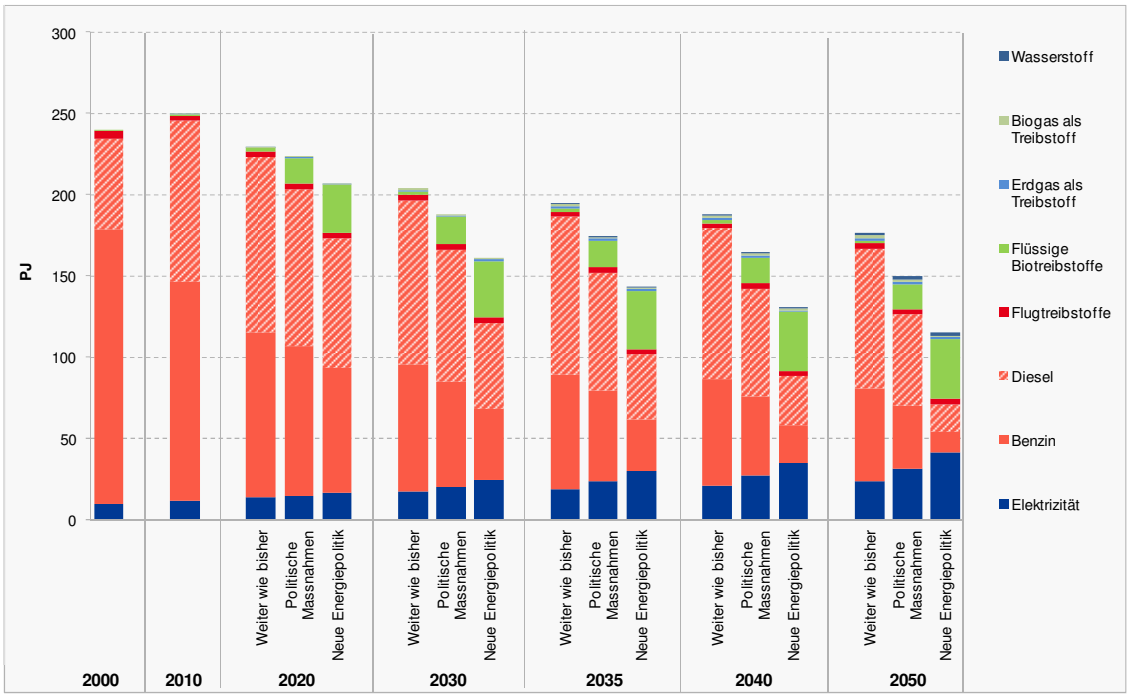
5.5.4.2 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Der Verkehr ist heute zu etwa 95 % von fossilen Energieträgern abhängig: Benzin und Diesel. Erdgas spielt derzeit quantitativ betrachtet fast keine Rolle, ebenso wenig erneuerbare Treibstoffe (wie Biodiesel, Ethanol, Biogas). In den letzten Jahren gab es

eine Verschiebung von Benzin zu Diesel, da auch im PW-Bereich der Dieselantrieb Einzug hielt, wie dies in der EU bereits früher der Fall war.

Abgesehen vom unterschiedlichen Energiebedarf unterscheiden sich die Szenarien markant bezüglich den Energieträgern: Im WWB-Szenario bleiben die fossilen Energieträger dominant, auch wenn Elektrizität eine sichtbarere Rolle spielen wird. Biotreibstoffe bleiben bei marginalem Anteil. Im Szenario NEP verschiebt sich der Mix hin zu drei „Pfeilern“ mit je ähnlich grossen Anteilen: fossile Energieträger (Benzin/Diesel), Strom und Bio-Treibstoffe. Das POM-Szenario liegt zwischen den beiden Szenarien. Alle drei Szenarien weisen nur geringe Anteile weiterer alternativer Möglichkeiten auf, namentlich Erd-/Biogas bzw. Wasserstoff. Ob diese (oder weitere heute noch nicht im Markt vertretene Optionen) eine marginale oder doch eine tragendere Rolle spielen werden, ist aus heutiger Sicht unklar und bleibt zwangsläufig ungewiss.

Figur 5-44: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 5-40: Szenarienvergleich Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020			2030			2035			2040			2050		
Energieträger			**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**	**WWB**	**POM**	**NEP**
Benzin	169.3	135.2	101.6	92.4	77.0	78.1	64.8	43.8	70.5	55.5	31.7	65.2	48.7	23.4	57.0	38.7	12.8
Diesel	55.9	98.8	107.5	96.8	79.9	101.2	81.4	52.7	96.8	72.9	39.9	93.0	66.1	30.4	86.0	56.0	17.3
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.3	3.3	3.1	3.2	3.2	3.0
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	2.2	15.7	29.3	1.9	16.5	35.0	1.7	16.2	36.0	1.6	16.0	36.4	1.4	15.7	37.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.5	0.4	0.5	1.2	1.0	1.0	1.5	1.1	1.1	1.6	1.1	1.1	1.7	1.1	1.0
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.4	0.4	0.3	1.0	0.9	0.7	1.4	1.1	0.8	1.7	1.2	0.9	1.9	1.2	0.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.5	0.7	0.6	1.8	2.5	2.3
Elektrizität	9.5	11.4	13.8	14.4	16.5	17.1	20.2	24.6	19.0	23.8	30.0	21.1	27.2	34.6	23.7	31.5	41.0
Total	**239.1**	**249.4**	**229.5**	**223.6**	**206.9**	**203.9**	**188.2**	**161.0**	**194.3**	**174.2**	**142.8**	**187.8**	**164.3**	**130.5**	**176.8**	**149.9**	**115.5**

Quelle: Infras 2012

5.6 Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten im Szenarienvergleich

In diesem Kapitel werden die sog. direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten der Szenarien „Politische Massnahmen“ (POM) und „Neue Energiepolitik“ (NEP) im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ zusammen gestellt. Hierfür werden in den einzelnen Sektoren die Differenzinvestitionen für die Umsetzung der Massnahmen (Effizienz sowie Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Haus- und Produktionstechnik) abgeschätzt und integriert. In den Szenarien wird jeweils eine Pauschale für die Transaktionskostendifferenz hinzugerechnet. Die Transaktionskosten stammen aus staatlichen Umschichtungen und sind streng genommen nicht Teil der Investitionen.

Diesem Investitionskostenblock werden die durch die Massnahmen (Effizienz und Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe) eingesparten Energieträgerimporte in Grenzübergangskosten gegenüber gestellt. Bei der Stromerzeugung werden die Vollkosten der Erzeugung in den jeweiligen Szenarien und Varianten miteinander verglichen. Diese schliessen die Brennstoffkosten ein. Doppelzählungen vermiedener Energieträgerimporte werden bereinigt. Sowohl die Energieeinsparungen als auch die eingesparten Energieträgerimporte und Unterschiede im Kraftwerkspark werden auf Szenario WWB Variante C bezogen, welches hier als Vergleichsreferenz gewählt wird.

In diesem Kapitel wird die Reihenfolge der Betrachtungen nach Szenarien im Gegensatz zur sonstigen Praxis in diesem Bericht verändert: Zunächst wird das Szenario POM betrachtet, danach das Szenario NEP. Dies liegt vor allem an der Tatsache, dass beim Szenario POM konkrete politische Instrumente ausgewertet wurden. Es wurde im Wesentlichen von der gleichen Technologieentwicklung wie im Szenario WWB ausgegangen. Im Szenario NEP wird zwar im Wesentlichen auch von bereits bekannten Technologien ausgegangen. Aufgrund des veränderten globalen Umfeldes und der unterstellten beschleunigten Entwicklung von Effizienztechnologien sowie der Nutzung erneuerbarer Energien (z.B. Biotreibstoffe der 2. und 3. Generation, die in den Szenario WWB und POM nicht in strategischem Masse eingesetzt werden) sind die Preisentwicklungen sowie der Technikeinsatz mit deutlich grösseren Unsicherheiten behaftet. Darüber hinaus ist das Szenario POM dasjenige, welches derzeit aktiv politisch diskutiert und zur Umsetzung vorbereitet wird, während das Szenario NEP eher als „Messlatte“ dient. In beiden Szenarien erfolgt die Abschätzung der Investitionen und Einsparungen konservativ, d.h. eher am oberen Rand der Aufwendungen und ohne Unterstellung von Technologie- oder Kostensprüngen.

5.6.1 Differenzkosten im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“

5.6.1.1 Methode

Im Szenario POM werden die umgesetzten Massnahmen von einem Paket an politischen Instrumenten (i.W. Förderprogramme und Standardsetzungen, z.B. bezüglich der Emissionen von PW) bestimmt. Insbesondere bei den Förderprogrammen bestimmt die jeweilige Mittelausstattung, wie viel Investitionen in welchen Massnahmen ausgelöst werden.

Grundsätzlich werden Differenzinvestitionen zwischen den durchgeführten Einzelmassnahmen (z.B. Gebäudesanierungen) auf den unterschiedlichen Standards in den Szenarien ermittelt.

Hinzu kommen im Verkehrssektor Investitionen in Infrastruktur, insbesondere Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge.

In der Gegenrechnung werden die eingesparten Energieträgerimporte mit Importkosten bewertet. Bezüglich der (eingesparten) Elektrizität wird nach varianten unterschieden; hier werden jeweils die Gesamtkosten des Kraftwerksparks (Kraftwerksinvestitionen und Brennstoffeinsätze bzw. Stromimporte) miteinander verglichen.

5.6.1.2 Sektor Private Haushalte

Berechnungsansatz

Die Differenzkosten zwischen den Szenarien werden aus den zusätzlichen Investitionen in Anlagen, Elektrogeräte sowie in Gebäudehüllen abgeleitet. Die aufgrund der zusätzlichen Investitionen eingesparten Energiekosten werden an anderer Stelle diskutiert (Kapitel 5.6.1.5).

Eine Investition erfolgt zu einem Zeitpunkt, während sich die damit ausgelöste Reduktion des Energieverbrauchs in der Regel über mehrere Jahre verteilt. Damit sich die Mehrkosten und die Einsparwirkung auf den gleichen Zeitraum beziehen, werden die Investitionen in Annuitäten umgerechnet. Unter Annuitäten werden jährlich gleichbleibende Geldmengen verstanden, die sich aus den Teilen Zins und Tilgung zusammensetzten. Dadurch wird der Kapitalwert einer Investition gleichmässig über die Lebensdauer der Investition verteilt. Betrachtet werden die volkswirtschaftlichen Kosten, nicht die Kosten aus Sicht der privaten Akteure. Entsprechend wird die Mehrwertsteuer bei den Investitionskosten nicht berücksichtigt und zur Berechnung der Annuitäten wird ein vergleichsweise geringer realer Zinssatz von 2 % verwendet. Die unterstellte Lebensdauer ist abhängig vom Betrachtungsgegenstand. Bei Anlagen wird diese mit 20 Jahren angenommen, bei der Gebäudehülle mit 35 Jahren.

Die Differenzkosten werden getrennt nach den Bereichen Gebäudehülle Sanierung, Gebäudehülle Neubau, Anlagenkosten Raumwärme, Anlagenkosten Warmwasser, mechanische Lüftung, Klimatisierung sowie Elektrogeräte, Beleuchtung und Kochen analysiert.

Gebäudehülle Sanierung und Neubau

Die Szenarien unterscheiden sich einerseits in Bezug auf die energetisch sanierte Wohnfläche und andererseits in Bezug auf die Sanierungseffizienz. Die strengeren energetischen Standards in den Szenarien „Neue Energiepolitik“ und „Politische Massnahmen“ führen zu höheren Kosten je m^2 energetisch sanierter EBF als im Szenario „Weiter wie bisher“.
Im Szenario „Politische Massnahmen“ erhöht sich die Sanierungsrate als Folge einer verstärkten Verschiebung von nicht-energetischen Pinselsanierungen zu energetischen Sanierungen. Es werden jedoch keine zusätzlichen Sanierungen ausserhalb des „natürlichen“ Sanierungszyklus ausgelöst. Bei der Berechnung der Differenzkosten werden deshalb nicht die Vollkosten der Sanierung betrachtet, sondern die energiebedingten Mehrkosten. Die „Ohnehin-Kosten“, die auch bei einer nicht-energetischen Sanierung auftreten, können vernachlässigt werden. Zu den Ohnehin-Kosten werden beispielsweise die Kosten für Gerüst, Verputz und Anstrich gezählt.
Ausgangspunkte für die Schätzung der spezifischen energiebedingten Kosten bilden die Studien econcept/Amstein + Walthert [2011] und TEP Energy [2010] zu Sanierungskosten je m^2 Bauteil. Die Bauteilkosten werden gewichtet nach Flächenanteilen

und in Kosten je m^2 EBF umgerechnet. Bei den Ein- und Zweifamilienhäusern werden die energiebedingten Kosten in 2010 auf rund 270 CHF/m^2 EBF und bei den Mehrfamilienhäusern auf rund 125 CHF je m^2 EBF geschätzt (in Preisen von 2010). Im Zeitverlauf 2010 bis 2050 reduzieren sich die spezifischen Kosten in Folge des technischen Fortschritts, im Mittel um 0.5 % p.a.. Im Szenario „Politische Massnahmen“ führen die (deutlich) ansteigenden Effizienzanforderungen zu einer Erhöhung der spezifischen Sanierungskosten. In Summe gleichen sich die beiden Faktoren annähernd, aber nicht vollständig aus. Im Szenario „Politische Massnahmen“ erhöhen sich die spezifischen energiebedingten Sanierungskosten auf rund 130 CHF/m^2 EBF (MFH) bis 275 CHF/m^2 EBF (EZFH). Aus den jährlichen szenario-spezifischen energetisch sanierten Flächen und den energiebedingten Sanierungskosten je m^2 EBF werden die zusätzlichen Investitionen abgeleitet. Diese werden in Annuitäten umgewandelt und aufsummiert.

Die Bestimmung der Differenzkosten im Bereich Gebäudehülle Neubau errechnet sich im Prinzip identisch wie im Bereich Sanierung, jedoch spielt die unterschiedliche Neubaufläche nur eine marginale Rolle. Mit Ausnahme der Jahr 2015 bis 2019, während denen im Szenario „Politische Massnahmen“ der Ersatzneubau zusätzlich gefördert wird, unterscheiden sich die Neubauflächen zwischen den Szenarien nicht. Die Differenzkosten entstehen im Wesentlichen aufgrund der unterschiedlichen energetischen Anforderungen an die Neubauten. Diese führen im Szenario „Politische Massnahmen“ zu höheren energiebedingten Kosten je m^2 EBF. Als Grundlage für die spezifischen Neubaukosten (Teil Gebäudehülle) werden die Rohbaukosten II gemäss SIA-Baukostenplan (BKP) verwendet. Gemäss eigenen Berechnungen belaufen sich die Rohbaukosten II aktuell im Mittel auf rund 425 CHF/m^2 EBF bei den MFH und 580 CHF/je m^2 EBF bei den EZFH. Der energetische Anteil wird auf rund 20 % geschätzt.

Anlagen Raumwärme und Warmwasser

Im Gebäudemodell werden Wohneinheiten nach Heizsystem und Gebäudetypen unterschieden. Für die Bestimmung der Differenzkosten wird in einem ersten Schritt in jedem Jahr die Differenz in der Anzahl Wohnungen gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, getrennt nach Heizsystem und Gebäudetyp berechnet. Daraus wird die jährliche zusätzliche Anzahl an Wohnungen, getrennt nach Heizsystem und Gebäudetyp, abgeleitet. In einem weiteren Schritt wird die Zahl der Wohnungen in Anlagen umgerechnet. Dabei wird angenommen, dass bei den EZFH im Mittel rund 1.25 Wohneinheiten auf eine Heizung entfallen und bei den MFH 5.9 Wohneinheiten je Heizung. Als Vereinfachung wird beim Ersatz dieser Anlagen am Ende der Lebensdauer davon ausgegangen, dass sie durch eine Anlage des gleichen Typs ersetzt werden. Die Kosten der Ersatzanlagen werden bei der Analyse der Differenzkosten ebenfalls berücksichtigt. Die Verknüpfung der Anzahl der zusätzlichen Anlagen mit den Kosten je Anlage ergibt die jährlich anfallenden zusätzlichen Anlageninvestitionen. Diese werden in Annuitäten umgerechnet und aufsummiert. Die verwendeten Anlagenkosten sind Mittelwerte aus Angaben verschiedener Quellen, darunter Herstellerangaben von Hoval und Viessman sowie Kostenangabe vom WWF und von Swissolar. Den unterschiedenen Heizsystemen wurden Kostendegressionen unterstellt.

Die Berechnung der Differenzkosten zwischen den Szenarien erfolgt im Bereich Warmwasseranlagen im Prinzip gleich wie bei den Anlagen zur Erzeugung der Raumwärme. Ausgangsbasis für die Berechnung ist jedoch nicht die Zahl der Wohnungen, sondern die Anzahl Personen mit Warmwasser nach Energieträgern (Anlagensystem).

Anlagen Haustechnik (Lüftung und Klimatisierung)

Die Szenarien unterscheiden sich im Anteil der Wohnfläche der mechanischen belüftet wird. Die Kosten je m^2 mechanisch belüfteter EBF werden auf 110 CHF geschätzt. Für den Zeitraum bis 2050 wird eine Kostendegression von 0.5 % p.a. angenommen. Da mechanische Lüftungsanlagen nicht nur den Energieverbrauch senken (Verringerung der Lüftungsverluste) sondern darüber hinaus Lärm-Immissionen in den Gebäuden vermindern und die Luftqualität verbessern (Komfortlüftung), werden bei der Berechnung der Differenzkosten nur 50 % der Gesamtkosten berücksichtigt. Die Verknüpfung der gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher" jährlich zusätzlich mechanisch belüfteten Wohnfläche mit den Kostenanteilen je m^2 EBF ergibt die jährlichen anfallenden zusätzlichen Investitionen. Diese werden in Annuitäten umgerechnet und aufsummiert.

Bei der Klimatisierung unterscheiden sich die Szenarien weder in der klimatisierten Wohnfläche noch in der nachgefragten Kühlarbeit. Jedoch weisen in den Szenarien die berücksichtigten Anlagentypen (konventionelle elektrische Klimaanlagen, Wärmepumpen und solarthermische Sorptions-Kältemaschinen) unterschiedliche Anteile an der gekühlten Wohnfläche auf. Zur Berechnung der Differenzkosten wird die gekühlte Wohnfläche in Anlagenbestände umgerechnet. Die Multiplikation der Zahl der jährlichen zusätzlichen Anlagen mit den geschätzten Kosten je Anlage ergibt die jährlichen Differenzen in den Anlageninvestitionen. Analog zum Vorgehen bei den Heizungsanlagen wird beim Ersatz einer Anlage am Ende der Lebensdauer davon ausgegangen, dass sie durch eine Anlage des gleichen Typs ersetzt wird. Die Kosten für den Ersatz der Anlage werden bei der Berechnung der Differenzkosten berücksichtigt. Auch bei den Kühlanlagen werden die jährlichen zusätzlichen Anlageninvestitionen in Annuitäten umgerechnet und aufsummiert.
Für die Gegenwart wird bei den konventionellen Anlagen von Kosten von knapp 20 CHF je m^2 gekühlter EBF ausgegangen (Mittel aus Split- und Kompaktgeräten). Bei der Wärmepumpe werden die Kosten auf rund 30 CHF je m^2 geschätzt und bei den solarthermischen Anlagen auf ca. 50 CHF je m^2 EBF. Aufgrund des technischen Fortschritts reduzieren sich die spezifischen Kosten je m^2 EBF im Zeitraum 2010 bis 2050. Die Kostendegressionen werden bei den „jungen" Technologien Solarthermie und Wärmepumpe als deutlich grösser eingestuft als bei den konventionellen elektrischen Anlagen.

In den Bereichen Elektrogeräte, Beleuchtung, Kochen und übrige Haustechnik werden die Differenzkosten indirekt bestimmt. In der Regel sind energieeffizientere Geräte etwas teurer als weniger effiziente Geräte, dafür fallen bei der Verwendung geringere Energiekosten an. Als Vereinfachung wird angenommen, dass die Mehrkosten den Einsparungen an Energiekosten entsprechen. Die ausgewiesenen Differenzkosten leiten sich folglich aus der Reduktion des Stromverbrauchs und dem Strompreis ab.

Ergebnisse der Kostenschätzungen

Im Szenario „Politische Massnahmen" ergeben sich gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher" Mehrkosten in der Höhe von rund 27 Mrd. CHF (in Preisen von 2010; Tabelle 5-41). 66 % der zusätzlichen Kosten entfallen auf dem Bereich Raumwärme, darunter 40 % auf die Sanierungen, 13 % auf den Neubau und 14 % auf die Heizungsanlagen. Über 80 % der gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher" zusätzlich erzielten Energieeinsparungen entfallen auf den Bereich Raumwärme. Im Zeitraum 2010 bis 2050 wird im Szenario „Politische Massnahmen" der Raumwärmeverbrauch um 60 % reduziert.

Auf den Bereich Anlagen Warmwasser entfallen 11 % der zusätzlichen Kosten, auf den Bereich Heizung, Lüftung und Klimatisierung 8 % und auf die Bereiche Elektrogeräte, Beleuchtung und Kochen 15 %.

Rund die Hälfte der Mehrkosten fällt im Zeitraum 2010 bis 2040 an. In diesem Zeitraum werden gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ 80 % der zusätzlichen Energieeinsparungen erzielt. In den Jahren 2040 bis 2050 werden 20 % der zusätzlichen Einsparungen erzielt, jedoch rund 50 % der zusätzlichen Kosten aufgewendet. Ursache sind hier die Verläufe der Grenzkosten und Grenznutzen der energetischen Massnahmen sowie die annuitätische Betrachtungsweise.

Tabelle 5-41: Szenario „Politische Massnahmen“ – Private Haushalte Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Gebäude Sanierung	0	64	244	340	443	644
Gebäude Neubau	0	26	85	114	141	183
Anlagenkosten Raumwärme	0	25	98	133	162	172
Anlagenkosten Warmwasser	0	8	81	113	136	117
Klima, Lüftung & Haustechnik	0	12	63	94	95	90
Elektrogeräte, Beleuchtung, Kochen	0	10	96	143	176	238
Differenzkosten insgesamt	**0**	**145**	**666**	**938**	**1'153**	**1'445**
Differenzkosten insgesamt kumuliert	**0**	**365**	**4'481**	**8'590**	**13'941**	**27'167**

Quelle: Prognos 2012

5.6.1.3 Sektoren Industrie und Dienstleistungen

In den beiden Sektoren Industrie und Dienstleistungen erfolgt die Berechnung der eingesetzten Investitionsmittel strikt nach Wirtschaftlichkeitskriterien, in Konsistenz mit der Berechnung der Energieverbräuche aufgrund der vor allem wirksamen Instrumente. Die Höhe der Investitionen wird daher vor allem durch die Ausstattung der Fördertöpfe bestimmt.

Die Wirkung der Fördermassnahmen sowie der Vorschriften und sonstigen Systeme im Zeitverlauf ist in diesen Sektoren - analog wie im Sektor Private Haushalte - nicht konstant: In den ersten Jahren können Massnahmen mit relativ hohen Wirkungen und kurzen Amortisationszeiten umgesetzt werden, so dass die Förderquoten vergleichsweise niedrig sein können. Damit sind im Gegenzug die von den als konstant angenommenen jährlichen Fördermitteln ausgelösten Investitionen höher. In den Jahren zwischen 2020 und 2035 wird davon ausgegangen, dass diese „low hanging fruits“ im Wesentlichen geerntet wurden und somit die weiterhin umzusetzenden Massnahmen längere Amortisationszeiten aufweisen, was höhere Förderquoten als Anreiz erfordert. Daraus folgt eine geringere Investitionseffizienz der Förderung. Ab 2035 wird allmählich von einer besseren Anpassung und Durchdringung der effizienteren Technologien ausgegangen, so dass die Förderquoten allmählich wieder absinken können. Insgesamt wird in einer ersten Näherung von einem Mitnahmeeffekt von ca. 30 % ausgegangen. Dies ist eher eine untere Grenze für Mitnahmeeffekte, da bei grösseren Fördermittelmengen auch die Mitnahmeeffekte steigen können - alle diejenigen, die die Massnahme „ohnehin“ oder aus anderen Gründen durchgeführt hätten, haben ein Anrecht auf die Förderung.

Im Gebäudebereich wird davon ausgegangen, dass 20 % der Mittel aus dem Gebäudeprogramm in den Sektoren Dienstleistungen und Industrie für Sanierungen der Gebäudehülle sowie energieeffiziente Anlagentechnik (z.B. mit Einsatz erneuerbarer Energien) eingesetzt werden. Damit stehen pro Jahr ca. 80 Mio. CHF mehr Fördermittel im Szenario „Politische Massnahmen“ als im Szenario „Weiter wie bisher“ zur Verfügung. Die Investitionswirkung ist etwas geringer als im Sektor PHH, da die Wirtschaftlichkeitsanforderungen der Investoren als strenger angenommen werden. Hinzu kommen die höheren Anforderungen an Neubauten, die mit einem Pauschalanteil analog zum Haushaltssektor umgesetzt werden, sowie die Anforderungen an die elektrische Ausstattung der Gebäude gem. SIA-Normen, die sich vor allem auf Anlagentechnik beziehen.

Für das Instrument „wettbewerbliche Ausschreibungen“ werden im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ 73 Mio. CHF pro Jahr mehr Fördermittel zur Verfügung gestellt. Hier wird mit einer Förderquote zwischen 15 % und 30 % gerechnet. Im Lauf der Zeit wird das Instrument besser eingeführt und effizienter, was sich in einer Reduktion der Förderquote und Erhöhung der ausgelösten Investitionen ausdrückt. Es wird von einem Mitnahmeeffekt von durchschnittlich 20 % ausgegangen. Hinter der vergleichsweise niedrigen Zahl steht die Annahme, dass strikt betriebswirtschaftlich denkende Investoren (ungeförderte) Investitionen in Anlagentechnik mit langen Amortisationszeiten eher selten durchführen werden. Daher gibt es - im Gegensatz zum Gebäudebereich - weniger Massnahmen, die bereits im Szenario WWB auch ohne Förderung umgesetzt werden. Es wird also angenommen, dass das Förderprogramm tatsächlich (aufgrund der Mindest-Amortisationszeit der geförderten Massnahmen) einen hohen Anteil zusätzlicher Massnahmen auslöst.

Im Unterschied zum Sektor Private Haushalte wird hier eine kürzere Lebensdauer der Investitionen angenommen: Investitionen im Rahmen des Gebäudeprogramms in Gebäudehüllen werden mit 20 Jahren angesetzt (da die Lebenszyklen von Gebäuden im Industrie- und Dienstleistungssektor im allgemeinen kürzer sind), Haustechnik- und Produktionsanlagentechnik werden über 10 Jahre abgeschrieben. Die erzielbaren Energieeinsparungen werden betriebswirtschaftlich über eine deutlich kürzere Amortisationszeit berechnet. Die hier genannte Abschreibungsdauer bezieht sich auf die Annuisierung für die Berechnung der direkten volkswirtschaftlichen Kosten. Damit ist der zeitliche Verlauf der annuitätischen Investitionen in diesen Sektoren deutlich anders als im Haushaltssektor. Die Anfangs-Investitionen sind höher, hingegen wird ab 2035 nahezu ein Plateau erreicht.

Tabelle 5-42: Szenario „Politische Massnahmen“ – Industrie- und Dienstleistungssektor: Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

	2010	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2010-2050
Gebäudeprogramm		165	385	410	440	471	12'415
Neubau		37	89	103	106	109	2'903
SIA-Normen		22	56	53	38	4	1'199
wettbew. Auschreibungen		349	426	465	465	465	14'798
Differenzkosten insgesamt		**572**	**957**	**1'031**	**1'049**	**1'048**	**31'315**

Quelle: Prognos 2012

5.6.1.4 Sektor Verkehr

Die Mehrkosten des Sektors Verkehr werden analog zu den andern Nachfragesektoren abgeschätzt. Es geht auch hier um die Mehr-Investitionen, die im Szenario POM gegenüber dem Szenario WWB notwendig werden. Dabei spielen vor allem zwei Faktoren eine wesentliche Rolle:

- Die verstärkte Effizienz, die namentlich im Bereich der Personenwagen höhere Produktionskosten erwarten lassen.

- Die Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektromobilität, was einerseits Mehraufwendungen auf der Fahrzeugebene zur Folge hat und andererseits eine neue Ladeinfrastruktur voraussetzt.

Im Szenario POM wird für die Zielerreichung unterstellt, dass – neben einer verstärkten Einführung von elektrisch betriebenen Fahrzeugen – die Effizienz der konventionellen Fahrzeuge (mit Verbrennungsmotoren) noch markant über die bereits im WWB-Szenario angenommene Verbesserung hinaus beeinflusst wird. Das gilt namentlich für die Personenwagen, aber auch für die leichten Nutzfahrzeuge. Konkret wird unterstellt, dass bei den PW der Zielwert von 95 g CO_2/km aller Neuwagen bereits im Jahr 2020 erreicht wird, während dieser Wert im WWB-Szenario erst 2030 erfüllt wird. Im WWB-Szenario bedeutet dies für die konventionellen PW, dass deren Wert – unter Einbezug der Elektromobilität – im Jahr 2020 bei 122 g CO_2/km bzw. im Jahr 2030 bei 112 g CO_2/km liegt. Im POM-Szenario hingegen liegen deren Werte im Jahr 2020 bei 104 g CO_2/km bzw. in 2030 bei 74 g CO_2/km. Das bedeutet also Differenzen von 18 bzw. 38 g CO_2/km zwischen den beiden Szenarien. Diese Differenz wächst in den Folgejahren bis 2050 noch leicht an auf 46 g CO_2/km. Für die Abschätzung der dadurch entstehenden Mehrkosten bei der Produktion gehen wir von Kostenschätzungen aus, welche die EU-Kommission für die Erreichung des Zielwerts von 95 g CO_2/km im Jahr 2020 unterstellt (Verteuerung der Fahrzeuge um 1100 Euro), was pro g Absenkung knapp 40 CHF bedeutet. Wir unterstellen diesen Wert ab 2020 und lassen, da künftige Absenkungen tendenziell teurer werden dürften, diese spezifischen Kosten bis 2050 auf 60 CHF pro g CO_2-Absenkung ansteigen. Dadurch steigt der Fahrzeugpreis per 2030 um rund 1850 CHF an, per 2050 um rund 2800 CHF. Die gleichen preislichen Erhöhungen werden auch für die leichten Nutzfahrzeuge unterstellt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass diese Mehrkosten für die Konsumenten durch die geringeren Treibstoffkosten innert weniger Jahre wettgemacht werden. Beispielsweise ist der so für das Jahr 2030 unterstellte Mehrpreis für den Kauf des PW bei einem Treibstoffpreis von 2 CHF und einer Jahresfahrleistung von 13‘000 km/a nach 4.7 Jahren, bei einem Treibstoffpreis von 2.50 CHF nach 3.7 Jahren wettgemacht. Insgesamt ergeben sich für diesen Bereich Mehrkosten in der Grössenordnung von 300 bis 350 Mio. CHF/a (vgl. Tabelle 5-43). Je nach Zeitpunkt variiert dieser Wert, da die Zahl der konventionellen Neu-Fahrzeuge im POM-Szenario tendenziell zurückgeht, gleichzeitig aber der Mehrpreis pro Fahrzeug steigt.

Die Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektromobilität verursacht einerseits Mehraufwendungen für die Fahrzeuge, andererseits bedingt die Elektromobilität eine neue Ladeinfrastruktur. Die Zusatzkosten für die Fahrzeuge werden auf der Basis von Kostendifferenzen heutiger Fahrzeuge abgeschätzt, wobei Plug-In-Hybridfahrzeuge und batterie-elektrisch betriebene Fahrzeuge summarisch behandelt werden. Dabei wird von einer mittleren Differenz von rund 15‘000 CHF pro Fahrzeug ausgegangen (per 2015, unter Einschluss eines einmaligen Batterieersatzes), was einem prozentualen Mehrpreis von rund 50% entspricht. Gleichzeitig wird von rückläu-

figen Kosten ausgegangen, so dass der Mehrpreis im Jahr 2030 noch 9‘200 CHF, im 2040 noch 5‘300 und im 2050 noch 1500 CHF beträgt. Analoge Abschätzungen werden auch für die leichten Nutzfahrzeuge gemacht, wobei der überwiegende Teil der Kosten im PW-Bereich anfällt. Aus der Überlagerung von zunehmender Anzahl an e-Fahrzeugen und abnehmendem spezifischen Mehrpreis ergeben sich Kosten, welche im Zeitraum 2030/2035 mit rund 460 bis 560 Mio. CHF am höchsten sind und anschliessend deutlich zurückgehen (vgl. Tabelle 5-43).

Die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge orientiert sich an heute verfügbaren Einrichtungen. Diese richten sich an verschiedenen Nutzungsmustern mit unterschiedlichen Ladezeiten aus (wie „sleep and charge“ in der Regel in privaten Garagen, „work and charge“ auf Parkplätzen bei der Arbeit, „park and charge“ bei Restaurants und Einkaufszentren, und „coffee and charge“ für Schnellladungen z.B. bei Restaurants, Raststätten etc.). Die Kosten pro Ladevorrichtung variieren heute sehr stark. Sie hängen ab von der Ladedauer bzw. dem Leistungsbedarf, Zusatzbedürfnissen (wie Abrechnungsmöglichkeiten für die Bezahlung des Stromkonsums), aber auch von der Integrationsfähigkeit ins unmittelbare Umfeld (Platzverhältnisse, Möglichkeit des Verlegens/Einziehens von Leitungen etc.). Bei Elektrofahrzeugen mit Batteriekapazitäten von 15 kWh bis 30 KWh sind Industriesteckdosen CEE erforderlich, wobei mit Ladedauern von bis zu 8 Stunden zu rechnen ist. An einem dreiphasigen, leistungsstarken Netzanschluss und mit einem entsprechenden Ladegerät ist beschleunigtes Laden möglich, was die Ladedauer um bis zu zwei Drittel verkürzen kann. Bei der so genannten „Schnellladung“ wird Gleichstrom direkt ab einem stationären Ladegerät über einen separaten Anschluss am Fahrzeug in die Batterie eingespeist, was die Ladedauer auf 15 bis 20 Minuten reduzieren kann.

Für die Kostenschätzung wird hier unterstellt, dass jedes Elektrofahrzeug eine entsprechende Ladeinfrastruktur benötigt, was die Grössenordnung der nötigen Anzahl an Ladevorrichtungen bestimmt. Die Kostenschätzung pro Einrichtung orientiert sich an sog. Home Charge Devices, die mit 3‘500 CHF veranschlagt werden. Zu diesen privaten Ladeeinrichtungen werden noch 10% öffentliche Ladeeinrichtungen hinzugerechnet mit spezifischen Kosten von 12‘000 CHF. Kostendegressionen werden hier keine unterstellt. Daraus ergeben sich Ladeinfrastruktur-Investitionskosten von rund 100 bis 120 Mio. CHF/a. Mit diesen Annahmen ist implizit gesagt, dass für die Kostenschätzung vor allem von der Ladetechnologie via Kabel ausgegangen wird (und nicht induktivem Laden, auch wenn dies eine Option sein wird). Auch Wechselbatterien mit entsprechenden infrastrukturellen Anlagen werden für die Kostenschätzung nicht berücksichtigt.

In der Summe ergeben sich für den Strassenverkehr jährliche Zusatzkosten im Szenario POM gegenüber Szenario WWB von maximal etwas mehr als 1 Mrd. CHF im Zeitpunkt 2030, mit geringeren Kosten vor diesem Zeitraum und mit anschliessender Absenkung auf rund die Hälfte gegen das Jahr 2050 hin.

Tabelle 5-43: Szenario „Politische Massnahmen“ – Verkehrssektor: Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

Mehrkosten Verkehr POM ggü. WWB		**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Effizienz PW/LNF:								
Mehrkosten Effizienz (PW/LNF Benzin/Diesel)	Mio. CHF	203.7	338.9	346.8	332.6	316.6	294.6	277.3
Elektrofahrzeuge:								
Anz. E-Fahrzeuge (PW) Szen. WWB	Neu-Fzg in 1'000	13.5	28.4	48.8	76.6	88.1	91.7	95.1
Anz. E-Fahrzeuge (PW) Szen. POM	Neu-Fzg in 1'000	29.2	61.1	105.0	134.0	155.2	173.6	187.1
Mehrkosten pro Fzg.(E-Fzg ggü. konventionellen PW)	in 1'000 CHF	13.1	11.1	9.2	7.3	5.4	3.4	1.5
Mehrkosten E-Fahrzeuge PW (POM ggü. WWB)	Mio. CHF	205.3	364.0	518.0	417.9	359.4	280.9	138.0
Anz. E-Fahrzeuge (LNF) Szen. WWB	Neu-Fzg in 1'000	0.5	0.8	1.4	1.8	2.2	2.6	2.8
Anz. E-Fahrzeuge (LNF) Szen. POM	Neu-Fzg in 1'000	1.8	2.9	4.5	5.7	6.6	7.4	7.9
Mehrkosten pro Fzg.(E-Fzg ggü. konventionellen LNF)	in 1'000 CHF	13.1	11.1	9.2	7.3	5.4	3.4	1.5
Mehrkosten E-Fahrzeuge (LNF) (POM ggü. WWB)	Mio. CHF	23.0	32.6	41.8	41.5	35.5	25.4	11.8
Mehrkosten E-Fahrzeuge total (POM ggü. WWB)	Mio. CHF	228.3	396.6	559.8	459.4	394.9	306.3	149.8
Ladevorrichtungen Elektromobilität:								
Anz. neu zu errichtetende Ladevorrichtungen WWB	Anz. in 1'000	14.6	30.1	49.4	72.7	73.0	59.5	42.5
Anz. neu zu errichtetende Ladevorrichtungen POM	Anz. in 1'000	24.0	47.6	74.0	101.0	96.5	75.8	52.1
Mehrkosten Ladeinfrastruktur (POM ggü. WWB)	Mio. CHF	40.2	74.8	105.2	120.7	100.6	69.9	41.1
Total Mehrkosten Verkehr (POM ggü. WWB)	**Mio. CHF**	**472.2**	**810.3**	**1'011.8**	**912.7**	**812.2**	**670.7**	**468.2**

Quelle: Infras 2012

5.6.1.5 Einsparungen Energieträgerimporte und Kraftwerkspark

Den Investitionen in Energieeffizienz und ggf. erneuerbaren Energien bei der Wärmeerzeugung (Anlagentechnik) stehen Einsparungen bei den Endenergieträgern gegenüber. Die wichtigste Rolle spielen hier die fossilen Brenn- und Treibstoffe sowie Strom. Die Einsparungen an Brenn- und Treibstoffen im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ sind in Tabelle 5-44 zusammen gestellt.

Tabelle 5-44: Einsparungen bei den Endenergieträgern im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, 2012 - 2050, in PJ

	2020	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**	**Summe 2012-2050**
Elektrizität	-10.20	-20.53	-23.50	-25.40	-29.44	-708
Heizölprodukte	-2.41	-8.27	-10.11	-11.28	-11.31	-282
Erdgas	-3.89	-12.48	-15.05	-17.02	-17.74	-432
Kohle	-0.03	0.02	0.04	0.05	0.05	1
Benzin	-9.21	-13.38	-15.03	-16.47	-18.30	-494
Diesel	-10.76	-19.78	-23.89	-26.90	-30.02	-737

Quelle: Prognos 2012

Diese Energieträgereinsparungen werden für die volkswirtschaftliche Betrachtung mit den Importkosten bewertet. Die spezifischen Importkosten leiten sich aus der Entwicklung der Weltmarktpreise, der Verarbeitungskosten bei den Treibstoffen sowie unter Berücksichtigung der Transportkosten ab. Die entsprechenden Basisdaten der Szenarien WWB und POM sind in Tabelle 5-45 zusammen gestellt.

Tabelle 5-45: Spezifische Importpreise der Endenergieträger in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“, 2012 - 2050, in CHF (2010)/t

	2020	2030	2035	2040	2050
Heizölprodukte	949	1039	1064	1073	1086
Erdgas	757	824	842	848	846
Kohle	155	159	160	158	154
Benzin	1019	1109	1133	1143	1156
Diesel	991	1081	1105	1115	1128

Quelle: Prognos 2012

Damit ergeben sich die in Tabelle 5-46 dargestellten eingesparten Importkosten. In den beiden letzten Spalten sind die Summen von 2012 - 2050, nicht diskontiert und diskontiert, ausgewiesen.

Tabelle 5-46: Importkosteneinsparungen der Endenergieträger im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, 2012 - 2050, in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
Heizöl	-54	-202	-253	-284	-288	-6'992	-3'733
Gas	-63	-221	-273	-310	-323	-7'730	-4'147
Kohle	0	0	0	0	0	4	2
Benzin	-221	-349	-401	-443	-498	-12'841	-7'317
Diesel	-249	-499	-617	-700	-791	-18'752	-10'339
Summe	**-587**	**-1'271**	**-1'543**	**-1'738**	**-1'899**	**-46'310**	**-25'534**

Quelle: Prognos 2012

Da der eingesparte Strom je nach Erzeugungsvariante von verschiedenen Kraftwerksparks erzeugt wird, werden unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten der jeweiligen Kraftwerksparks (vgl. die entsprechenden Kapitel zu den Stromerzeugungsvarianten) miteinander verglichen. Als Referenz dient die Variante C des Szenarios „Weiter wie bisher“. Im Szenario „Politische Massnahmen“ werden die Varianten C (Zubau von Gaskraftwerken), C&E (ambitionierter inländischer Zubau von erneuerbaren Energien, Füllung der Restlücke mit Gaskombikraftwerken) und E (ambitionierter inländischer Zubau von erneuerbaren Energien, keine Gaskombikraftwerke, statt dessen Füllung der restlichen Lücke mit Importen) betrachtet. Die Unterschiede in den Kraftwerksparks setzen sich je nach betrachteter Variante aus Mehr- und Minderkosten zusammen: Die Stromeinsparung des Szenarios POM im Vergleich mit dem Szenario WWB führt zunächst zu einer Einsparung von mindestens zwei Gaskombikraftwerken in der Variante C, was sich auch kostenmässig deutlich auswirkt. Der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien in der Variante C&E führt einerseits zu einer weiteren Einsparung von zwei Gaskombikraftwerken im Lauf der Zeit, bedeutet andererseits aber auch Mehrkosten für den verstärkten Zubau der erneuerbaren Energien. In der Variante E treten die Mehrkosten für die erneuerbaren Energien genauso auf, es werden aber keine Gaskraftwerke zugebaut. Hingegen müssen die notwendigen Importe mit den mittleren Gestehungskosten des unterstellten europäischen Kraftwerksparks (ein langsam veränderlicher Mix aus Bestandskraftwerken und neuen Kraftwerken unter Einbeziehung eines mittleren Ausbaus erneuerbarer Energien) bewertet werden. Die entsprechende Aufschlüsselung der Mehr- und Minderkosten der Kraftwerksparks in den Varianten ist in Tabelle 5-47 dargestellt. Die je-

weils summierten Minderkosten der Varianten im Vergleich mit der Referenz WWB Var. C sind in Tabelle 5-48 zusammen gefasst.

Tabelle 5-47: Mehr- und Minderkosten der Kraftwerksparks der verschiedenen Varianten des Szenarios POM im Vergleich zur Referenzvariante WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
POM C - WWB C	-156	-705	-927	-1'026	-1'188	-24'576	-12'746
POM C&E - POM C	338	533	174	198	422	11'441	7'087
Einsparung Gas-KW	0	-338	-925	-1'192	-1'479	-24'945	-12'268
Mehrkosten EE	338	871	1'099	1'390	1'901	36'386	19'355
POM E - POM C	338	464	2	-5	249	7'571	5'132
Einsparung Gas-KW	0	-728	-2'377	-2'370	-2'381	-48'049	-23'877
Mehrkosten EE	338	871	1'099	1'390	1'901	36'386	19'355
Mehrkosten Importe	0	322	1'279	975	728	19'233	9'653

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-48: Zusammengefasste Minderkosten der verschiedenen Kraftwerksparks im Szenario POM im Vergleich zur Referenzvariante WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
POM Var. C	-156	-705	-927	-1'026	-1'188	-24'576	-12'746
POM Var. C&E	182	-172	-753	-828	-765	-13'135	-5'659
POM Var. E	182	-241	-926	-1'032	-939	-17'005	-7'614

Quelle: Prognos 2012

5.6.1.6 Ergebnis: Differenzaufwendungen im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ Variante C

Die gesamten annuitätischen Mehrinvestitionen in den Sektoren private Haushalte, Industrie und Dienstleistungen sowie Verkehr betragen inklusive eines pauschal angenommenen Mehraufwands für Transaktionskosten (z.B. EnergieSchweiz) von 50 Mio. CHF p.a. steigen bis auf maximal 3.1 Mrd. CHF im Jahr 2041 an, vgl. Tabelle 5-49. Die Summe über den gesamten Szenarienzeitraum beträgt 84.7 Mrd. CHF, unter Berücksichtigung des zeitlichen Auftretens mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz (2.5 %) abdiskontiert betragen sie noch 47.4 Mrd. CHF.

Tabelle 5-49: Zusammengefasste Mehrinvestitionen in den Sektoren incl. Transaktionskosten im Szenario POM gegenüber WWB 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
PHH	145	666	938	1'153	1'445	27'167	13'989
Ind & DL	572	957	1'031	1'049	1'048	31'315	18'069
Verkehr	472	1'012	913	812	468	24'252	14'039
Transaktionskosten	50	50	50	50	50	1'950	1'255
Summe	**1'239**	**2'685**	**2'931**	**3'064**	**3'011**	**84'684**	**47'352**

Quelle: Prognos 2012

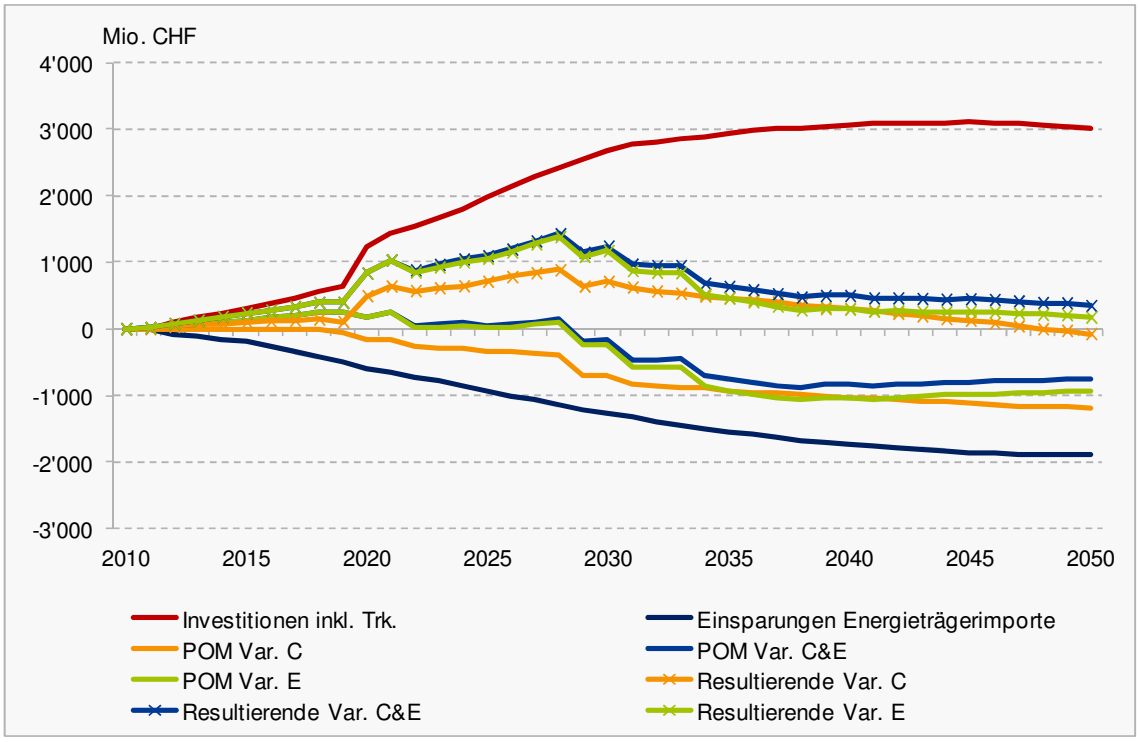
Tabelle 5-50: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträgerimporten sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
Investitionen incl. Trk.	1239	2685	2931	3064	3011	84'684	47'352
Einsparungen							
Energieträgerimporte	-587	-1'271	-1'543	-1'738	-1'899	-46'310	-25'534
Einsparungen Kraftwerkspark gegenüber WWB Var C							
POM Var. C	-156	-705	-927	-1'026	-1'188	-24'576	-12'746
POM Var. C&E	182	-172	-753	-828	-765	-13'135	-5'659
POM Var. E	182	-241	-926	-1'032	-939	-17'005	-7'614
Resultierende Var. C	**496**	**709**	**461**	**300**	**-76**	**13'798**	**9'073**
Resultierende Var. C&E	**834**	**1242**	**635**	**498**	**347**	**25'239**	**16'159**
Resultierende Var. E	**834**	**1173**	**463**	**295**	**173**	**21'369**	**14'204**

Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 5-50 und Figur 5-45 sind die Mehrinvestitionen und Einsparungen der verschiedenen Varianten zusammen gefasst. Die höchsten resultierenden Differenzaufwendungen treten im Jahr 2028 bei der Umsetzung der Variante C&E auf, dann betragen die resultierenden Aufwendungen ca. 1.4 Mrd. CHF. Das entspricht 0.22 % des BIP dieses Jahres. In der Variante C treten ab 2048 resultierende Netto-Einsparungen auf.

Figur 5-45: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträgerimporten sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Politische Massnahmen“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}



Quelle: Prognos 2012

Die summierten nichtdiskontierten resultierenden Differenzaufwendungen betragen minimal 13.8 Mrd. CHF in der Variante C und maximal 25.2 Mrd. CHF in der Variante C&E. In der diskontierten Berechnung reduzieren sich die Beträge jeweils etwa um ein Drittel auf 9.1 Mrd. CHF für die Variante C und 16.2 Mrd. CHF für die Variante C&E.

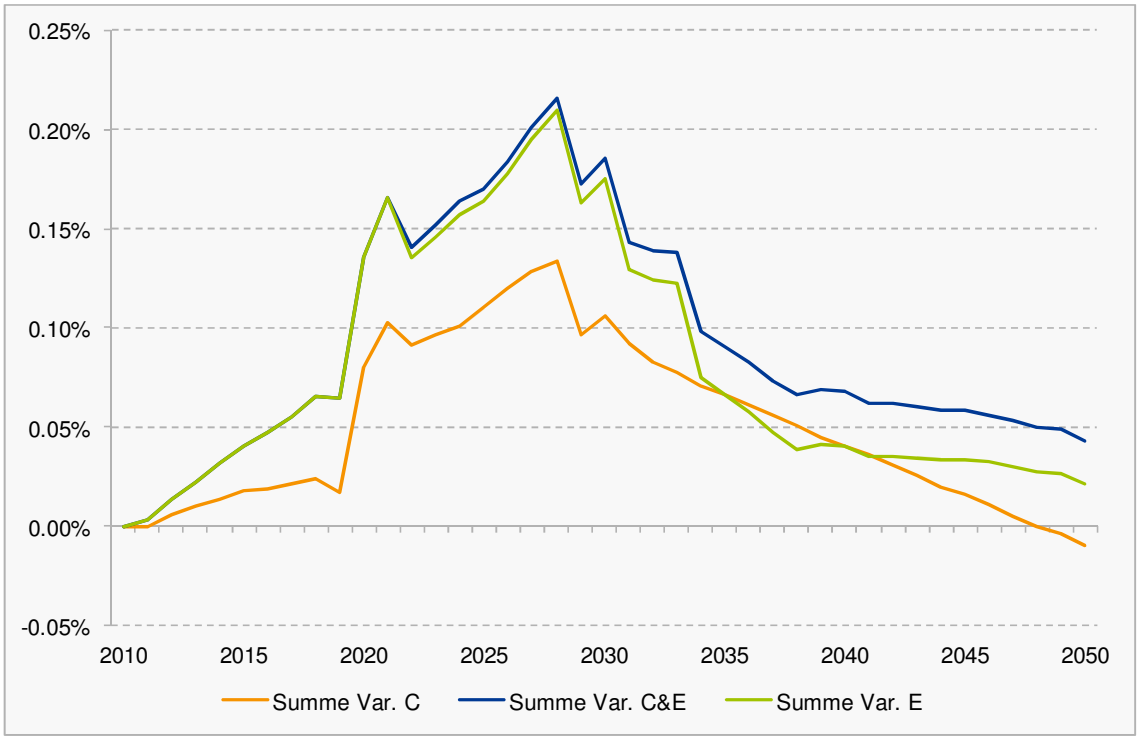
Der Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen in den verschiedenen Varianten mit dem jeweiligen BIP ist in Tabelle 5-51 und Figur 5-46 dargestellt. Das Maximum tritt in allen Varianten in 2028, vor dem Abschalten des dann „fälligen" Kernkraftwerks Leibstadt, auf. Die Summe der Differenzaufwendungen erreicht maximal 0.1 % des BIP, sowohl in der diskontierten wie in der nicht diskontierten Berechnung.

Tabelle 5-51: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen am BIP, 2020 - 2050, in %

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
Summe Var. C	0.08%	0.11%	0.07%	0.04%	-0.01%	0.05%	0.05%
Summe Var. C&E	0.13%	0.19%	0.09%	0.07%	0.04%	0.09%	0.10%
Summe Var. E	0.13%	0.17%	0.07%	0.04%	0.02%	0.08%	0.09%

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-46: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen am BIP, 2020 - 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

5.6.2 Differenzaufwendungen Szenario „Neue Energiepolitik" im Vergleich zu „Weiter wie bisher"

In diesem Kapitel werden die sog. direkten volkswirtschaftlichen Kosten des Szenarios „Neue Energiepolitik" (NEP) im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher" (WWB) zusammen gestellt. Die grundsätzliche Methodik verläuft analog zu den Berechnungen im vorherigen Kapitel.

Hierfür werden in den einzelnen Sektoren die Differenzinvestitionen für die Umsetzung der Massnahmen (Effizienz sowie Einsatz erneuerbarer Energieträger in der Haus- und Produktionstechnik) abgeschätzt und integriert. Wie im Szenario POM wird im Szenario NEP ebenfalls eine Pauschale für die Transaktionskostendifferenz hinzugerechnet, diese ist gegenüber dem Szenario POM auf 100 Mio. CHF p.a. verdoppelt. Ob im Szenario NEP mit den höheren Energiepreisen und ggf. der derzeit diskutierten Lenkungsabgabe noch explizite Transaktionsinstrumente benötigt werden, ist allerdings eine offene Frage. Die Transaktionskosten werden wie in Kap. 5.6.21 explizit ausgewiesen. Damit können aus den Tabellen Differenzaufwendungen mit und ohne Transaktionskosten unterschieden werden.

Bezüglich der Höhe der Investitionskosten besteht im Szenario NEP eine sehr viel grössere Unsicherheit als im Szenario POM, da von sehr unterschiedlichen Entwicklungen im weltweiten Rahmen ausgegangen wird. Die Kostenentwicklungen unterliegen zwei gegenläufig wirkenden Tendenzen: Einerseits müssen aufgrund der ambitionierten Zielsetzung hohe technische Standards umgesetzt werden, die - bezogen auf die spezifischen Kosten für die jeweilige Einsparung - teurer sein können als im Szenario POM. Andererseits erfolgt aufgrund der weltweit harmonisierten (nicht unbedingt vereinheitlichten) Zielsetzung eine Technologieentwicklung in internationaler Arbeitsteilung und mit internationalen Märkten. Damit wird die Entwicklung der „best practice"-Technologien beschleunigt; durch den schnellen und breiten Einsatz können die Kosten wiederum schneller sinken. Deshalb wird für die Kosten im Szenario NEP davon ausgegangen, dass die im Szenario eingesetzten (bereits jetzt vorhandenen bzw. sichtbaren) Querschnittstechnologien etwa bis 2035 eher auf der „teureren" Seite der Grenzkostenkurve liegen. Nach 2035 ist die Durchdringung im Markt ähnlich hoch wie die weniger ambitionierten Technologien im Szenario POM, und die spezifischen Kosten sinken moderat. Grundsätzlich wird bei der Kostenschätzung eher konservativ, d.h. mit höheren spezifischen Kosten gerechnet, um auf der sicheren Seite zu sein und die Kosten eher nach oben abzuschätzen. Aufgrund der höheren Energiepreise der fossilen Energieträger für Endverbraucher (aufgrund der hohen eingepreisten CO_2-Kosten gem. Szenarienvorgabe) werden auch Investitionen in höhere Einsparungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht für Investoren möglich und attraktiv.

Diesem Investitionskostenblock werden die durch die Massnahmen (Effizienz und Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe) eingesparten Energieträgerimporte in Grenzkosten gegenüber gestellt.

Bei der Stromerzeugung werden die Vollkosten der Erzeugung in den jeweiligen Szenarien und Varianten miteinander verglichen. Diese schliessen die Brennstoffkosten ein. Doppelzählungen vermiedener Energieträgerimporte werden bereinigt. Als Referenz wird wie im vorherigen Kapitel Szenario WWB Variante C gewählt.

5.6.2.1 Sektor Private Haushalte

Berechnungsansatz

Der Berechnungsansatz verläuft analog zu demjenigen des Vergleichs zwischen dem Szenario „Politische Massnahmen" und dem Szenario „Weiter wie bisher". Es wird analysiert wie sich die Kosten in den Szenarien „Neue Energiepolitik" im Verhältnis zu den Kosten im Szenario „Weiter wie bisher" entwickeln. Die Differenzkosten zwischen den Szenarien werden aus den zusätzlichen Investitionen in Anlagen, Elektrogeräte sowie in Gebäudehüllen abgeleitet. Daher wird hier nicht die gesamte ableitungsmethodik

aufgeführt, sondern nur auf die Veränderungen im Vergleich zum Szenario POM hingewiesen.

Gebäudehülle Sanierung und Neubau

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ führen die (deutlich) ansteigenden Effizienzanforderungen zu einer Erhöhung der spezifischen Sanierungskosten im Vergleich zum szenairo „Politische Massnahmen“. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ erhöhen sich die spezifischen energiebedingten Sanierungskosten auf 135 CHF/m^2 EBF (MFH) bis 300 CHF/m^2 EBF (EZFH). Aus den jährlichen szenario-spezifischen energetisch sanierten Flächen und den energiebedingten Sanierungskosten je m^2 EBF werden die zusätzlichen Investitionen abgeleitet. Diese werden in Annuitäten umgewandelt und aufsummiert.

Die Bestimmung der Differenzkosten im Bereich Gebäudehülle Neubau errechnet sich im Prinzip identisch wie im Bereich Sanierung, jedoch spielt die unterschiedliche Neubaufläche nur eine marginale Rolle. Mit Ausnahme der Jahr 2015 bis 2019, während denen im Szenario „Politische Massnahmen“ der Ersatzneubau zusätzlich gefördert wird, unterscheiden sich die Neubauflächen zwischen den Szenarien nicht. Die Differenzkosten entstehen im Wesentlichen aufgrund der unterschiedlichen energetischen Anforderungen an die Neubauten. Diese führen im Szenario „Neue Energiepolitik“ zu höheren energiebedingten Kosten je m^2 EBF. Als Grundlage für die spezifischen Neubaukosten (Teil Gebäudehülle) werden die Rohbaukosten II gemäss SIA-Baukostenplan (BKP) verwendet. Gemäss eigenen Berechnungen belaufen sich die Rohbaukosten II aktuell im Mittel auf rund 425 CHF/m^2 EBF bei den MFH und 580 CHF/je m^2 EBF bei den EZFH. Der energetische Anteil wird auf rund 20 % geschätzt.

Anlagen Raumwärme und Warmwasser

Die Berechnungsmethode ist die gleiche wie im Szenario POM, die Umsetzung bzw. Durchdringung entsprechend höher bei gleichen spezifischen Kosten.

Anlagen Haustechnik (Lüftung und Klimatisierung)

Auch bei den Verwendungszwecken der Haustechnik ist die Methode die gleiche wie im Szenario „Politische Massnahmen“. Insgesamt werden mehr Anlagen und mit höherem Standard umgesetzt. Insbesondere werden mehr Anlagen eingesetzt, die sorptionskälte, Solarthermie und Wärmepumpentechnik zur Kühlung nutzen.

Ergebnisse der Kostenschätzungen

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ fallen im Zeitraum 2010 bis 2050 gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzliche Kosten im Umfang von rund 65 Mrd. CHF an (in Preisen von 2010; Tabelle 5-52). Mit einem Anteil von 50 % entfällt rund die Hälfte der Mehrkosten auf die Gebäudesanierung. Der Kostenanteil des Bereichs Gebäudehülle Neubau beläuft sich auf 7 %, der Anteil der Anlagenkosten Raumwärme beträgt 13 %. Dadurch entfallen im Szenario „Neue Energiepolitik“ rund 70 % der gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzlichen Kosten auf den Bereich Raumwärme und damit auf denjenigen Verwendungszweck, bei dem die grössten Energieeinsparungen erzielt werden. Über 80 % der gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ erzielten zusätzlichen Einsparungen entfallen auf die Raumwärme.

Der Kostenanstieg verteilt sich nicht gleichmässig über den Betrachtungszeitraum. Bis ins Jahr 2040 fallen rund 50 % der zusätzlichen Kosten an. Im gleichen Zeitraum werden rund 85 % der Energieeinsparungen gegenüber dem Szenario „Weiter bis bisher“ erzielt. Auf die Jahren 2040 bis 2050 entfallen die restlichen 50 % der zusätzlichen Kosten, aber lediglich 15 % der zusätzlichen Einsparungen. Dies ist einerseits auf den abnehmenden Grenznutzen bei den energetischen Massnahmen bei gleichzeitig ansteigenden Grenzkosten zurückzuführen. Andererseits ist dies auch auf die gewählte Betrachtungsweise, d.h. auf die Umwandlung der Investitionen in Annuitäten zurückzuführen. Dadurch werden die zusätzlichen Investitionen gleichmässig über die Lebensdauer der Investitionen verteilt. Insgesamt sind die zusätzlichen Investitionskosten fast zweieinhalb Mal so hoch wie im Szenario „Politische Massnahmen“.

Tabelle 5-52: Szenario „Neue Energiepolitik“ – Private Haushalte Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Gebäude Sanierung	0	139	708	1'035	1'364	2'021
Gebäude Neubau	0	32	119	152	180	223
Anlagenkosten Raumwärme	0	55	190	277	334	471
Anlagenkosten Warmwasser	0	21	103	152	187	237
Klima, Lüftung & Haustechnik	0	31	152	232	294	406
Elektrogeräte, Beleuchtung, Kochen	0	37	214	283	341	455
Differenzkosten insgesamt	**0**	**317**	**1'488**	**2'133**	**2'699**	**3'812**
Differenzkosten insgesamt kumuliert	**0**	**827**	**10'090**	**19'485**	**31'912**	**65'052**

Quelle: Prognos 2012

5.6.2.2 Sektoren Industrie und Dienstleistungen

In den beiden Sektoren Industrie und Dienstleistungen erfolgt die Berechnung der eingesetzten Investitionsmittel ähnlich wie beim Szenario „Politische Massnahmen“ an Wirtschaftlichkeitskriterien angelehnt. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden allerdings keine Instrumente vorgegeben, die die Investitionsmittel von vornherein begrenzen würden. Da es sich bei den eingesetzten Technologien vor allem um die konsequente Umsetzung bereits bekannter Querschnittstechnologien handelt, ist bei den Massnahmen an Gebäuden eine Anlehnung an die Investitionsstrukturen im Haushaltssektor möglich.

Im Bereich der Gebäudehülle und der Wärmeerzeugung werden die Massnahmen analog zum Sektor Private Haushalte mit höheren Sanierungsraten und energetischen Standards umgesetzt. Wiederum wird im Wesentlichen davon ausgegangen, dass vor allem nicht-energetische Sanierungen von Gebäudeteilen durch energetische Anteile ergänzt werden, und nicht aus energetischen Gründen neue Vollsanierungen durchgeführt werden. Allerdings werden aufgrund der schnelleren „Umschlagszeiten“ bei Funktionsgebäuden die Annuitäten mit 20 Jahren kürzer gewählt.

Einen wesentlichen Anteil an den zusätzlichen Mehrinvestitionen in diesem Szenario hat im Dienstleistungssektor die Haustechnik, und hier insbesondere die Lüftungs- und Kühlungstechnologie, bei der sich der Anteil der konventionellen Kompressionskühlung stark verringert. Die entsprechenden Technologien werden bis 2035 noch als spezifisch „teuer“ eingeschätzt; ab 2035 nähern sich die Kosten aufgrund der hohen Marktdurchdringung in allen Industrieländern denjenigen konventioneller Technologien an - auch aufgrund der Funktionalitätsvorteile bivalenter Systeme sowie der Baukosten-

und Funktionalitätsvorteile durch den Volumengewinn z.B. bei der Umsetzung von Betonkernkühlung.

Bei den Produktionstechnologien sind die Lebensdauern und damit sowohl die Umschlagszeiten als auch die Zyklen für Technologieentwicklung und Marktdurchdringung kürzer; dennoch wird auch hier davon ausgegangen, dass bis ca. 2035 die Technologieentwicklung und -umsetzung mit höheren Kosten verbunden sein wird.

Grundsätzlich wurde bei der Berechnung sowohl der Einsparungen als auch der Investitionen davon ausgegangen, dass sich alle Investitionen bei den Energiekosten des Szenarios mindestens innerhalb der mittleren Lebensdauer, in mehr als 60 % der Anwendungen mit deutlich kürzeren Zeiten amortisieren. Ob zum verstärkten Anreizen der Umsetzung dennoch zusätzliche Instrumente (wie Preisinstrumente, Benchmarks oder Förderung wie im Szenario POM, bei dem die Amortisationszeiten der Massnahmen durch Förderung verkürzt werden) benötigt werden, ist nicht Gegenstand der Untersuchung, sondern muss politisch diskutiert werden.

Die Zusammenstellung der annuisierten Differenzkosten nach Handlungsfeldern ist in Tabelle 5-53 aufgeführt. Im Vergleich zum Szenario POM sind die Kosten etwa verdoppelt.

Tabelle 5-53: Szenario „Neue Energiepolitik" – Industrie- und Dienstleistungssektor: Differenzkosten gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher", in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

	2010	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2010-2050
Gebäudesanierungen		298	871	1'009	1'124	1'143	28'835
Neubau		38	99	115	121	121	3'225
Gebäudebetrieb		22	56	64	67	70	1'826
Haus- u. Produktionstechnik		620	961	974	856	785	28'363
Differenzkosten insgesamt		**978**	**1'988**	**2'162**	**2'168**	**2'118**	**62'250**

Quelle: Prognos 2012

5.6.2.3 Sektor Verkehr

Die Mehrkosten des Sektors Verkehr werden analog zu den andern Nachfragesektoren abgeschätzt. Es geht auch hier um die Mehr-Investitionen, die im Szenario NEP gegenüber dem Szenario WWB notwendig werden. Dabei spielen die folgenden Faktoren eine wesentliche Rolle:

- Die verstärkte Effizienz, die namentlich im Bereich der Personenwagen höhere Produktionskosten erwarten lassen (gleich wie im Szenario POM).
- Die Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektromobilität, was einerseits Mehraufwendungen auf der Fahrzeugebene zur Folge hat und andererseits eine neue Ladeinfrastruktur voraussetzt (gleich wie im Szenairo POM).
- Die Umstellung eines erheblichen Teils des (vor allem innerstädtischen) Lieferverkehrs, der über leichte Nutzfahrzeuge und Flotten abgewickelt wird, auf Elektromobilität.
- Einen intensivierten Ausbau der Schieneninfrastruktur, um die Verlagerungen im Personen- wie im Güterverkehr umsetzen zu können.

Die Effizienzentwicklung bei den konventionellen Fahrzeugen ebenso wie die Entwicklung der Elektrifizierung des PW-Verkehrs verlaufen im Szenario NEP gleich wie im Szenairo POM. Die Entwicklung der Mehrkosten ist daher ebenfalls identisch.

Analoge Abschätzungen werden auch für die leichten und schweren Nutzfahrzeuge (diese werden im szenario NEP stärker elektrifiziert als im Szenario POM) sowie die Motorräder (eScooters) gemacht, wobei der überwiegende Teil der Kosten im PW-Bereich anfällt. Aus der Überlagerung von zunehmender Anzahl an e-Fahrzeugen und abnehmendem spezifischen Mehrpreis ergeben sich Kosten, welche im Zeitraum 2030/2035 mit rund 500 bis 600 Mio. CHF am höchsten sind und anschliessend deutlich zurückgehen (vgl. Tabelle 5-54).

Die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge orientiert sich an heute verfügbaren Einrichtungen. Diese richten sich an verschiedenen Nutzungsmustern mit unterschiedlichen Ladezeiten aus (wie „sleep and charge“ in der Regel in privaten Garagen, „work and charge“ auf Parkplätzen bei der Arbeit, „park and charge“ bei Restaurants und Einkaufszentren, und „coffee and charge“ für Schnellladungen z.B. bei Restaurants, Raststätten etc.). Die Kosten pro Ladevorrichtung variieren heute sehr stark. Sie hängen ab von der Ladedauer bzw. dem Leistungsbedarf, Zusatzbedürfnissen (wie Abrechnungsmöglichkeiten für die Bezahlung des Stromkonsums), aber auch von der Integrationsfähigkeit ins unmittelbare Umfeld (Platzverhältnisse, Möglichkeit des Verlegens/Einziehens von Leitungen etc.). Bei kleinen Batterien für E-Bikes und E-Scooter genügen die Ladeleistungen ab einer üblichen Haushaltsteckdose. Bei grösseren Fahrzeugen mit entsprechender Batteriekapazität von 15 kWh bis 30 KWh sind Industriesteckdosen CEE erforderlich, wobei mit Ladedauern von bis zu 8 Stunden zu rechnen ist. An einem dreiphasigen, leistungsstarken Netzanschluss und mit einem entsprechenden Ladegerät ist beschleunigtes Laden möglich, was die Ladedauer um bis zu zwei Drittel verkürzen kann. Bei der so genannten „Schnellladung“ wird Gleichstrom direkt ab einem stationären Ladegerät über einen separaten Anschluss am Fahrzeug in die Batterie eingespeist, was die Ladedauer auf 15 bis 20 Minuten reduzieren kann.

Die Ladeinfrastruktur muss gegenüber dem Szenario POM praktisch nicht ausgebaut werden, da in diesem Szenario die wesentlichen Grundlagen umgesetzt werden.

In der Summe ergeben sich für den Strassenverkehr jährliche Zusatzkosten im Szenario NEP gegenüber Szenario WWB von knapp 1.1 Mrd. im Zeitraum 2030 - 2035, mit geringeren Kosten vor diesem Zeitraum und mit anschliessender Absenkung auf knapp die Hälfte gegen das Jahr 2050 hin.

Bei der Schiene ergeben sich Mehrkosten aufgrund der verstärkten Verkehrsverlagerung von der Strasse zur Schiene im Personen- wie im Güterverkehr. Eine genaue Quantifizierung der entsprechenden Kapazitätserweiterungen und den dafür notwendigen Projekte konnte allerdings nicht geleistet werden. Deshalb muss eine grobe Schätzung sich auf Analogieschlüsse abstützen. Die gegenwärtigen Ausbaupläne im Bahnbereich (vgl. Kap. 3.6) sind bestimmt durch die Programme ZEB (Zukünftige Entwicklung der Bahninfrastruktur), das seit 2009 umgesetzt wird, und STEP (Strategisches Entwicklungsprogramm für die Bahninfrastruktur) als Teil von FABI (Finanzierung und Ausbau der Bahninfrastruktur), das sich derzeit in der parlamentarischen Beratung befindet. Vorgesehen sind derzeit Erweiterungsinvestitionen von 5.4 Mrd. CHF (ZEB, beschlossen) und 3.5 Mrd. CHF (STEP, geplanter erster Ausbauschritt) bis zu einem Zeithorizont 2025/2030. Die weiteren Ausbauschritte sind noch nicht konkretisiert. Die Botschaft zu FABI nennt dazu einen langfristigen Gesamtinvestitionsbedarf von 42.5 Mrd. CHF: Derzeit laufen Diskussionen, die erste Tranche von STEP auf 6 Mrd. CHF

zu erhöhen, um punktuelle absehbare Kapazitätsengpässe rechtzeitig, also bereits vor 2030, zu beheben, dies insbesondere mit Bezug auf die Kapazitätssituation auf den Ost-West-Hauptachsen im Mittelland. Für die hier nötige Kostenabschätzung wird daraus grob abgeleitet, dass ein jährlicher zusätzlicher Investitionsbedarf in der Grössenordnung von 150 bis 200 Mio. CHF. liegen dürfte – entsprechend der sich in Diskussion befindlichen Aufstockung von 3.5 auf 6 Mrd. CHF für einen Zeitraum von 15 Jahren (2015-2030). Ein gleicher zusätzlicher Investitionsbedarf wird auch längerfristig unterstellt.

Zusammen mit den Zusatzkosten beim Strassenverkehr betragen damit die erwarteten Mehrkosten im Fahrzeugpark und Infrastruktur (ohne Biokraftstoffe) im Szenario NEP gegenüber Szenario WWB etwas mehr als 1.2 Mrd. CHF im Zeitraum 2025 - 2035 (vgl. nachstehende Tabelle).

Tabelle 5-54: Mehrkosten im Bereich Verkehr im Szenario NEP im Vergleich zum Szenario WWB

Mehrkosten Verkehr		**2020**	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Effizienz PW:								
Mehrkosten Effizienz (NEP ggü. WWB)	Mio. CHF	204	339	347	333	317	295	277
Elektrofahrzeuge:								
Anz. E-Fahrzeuge (PW) Szen. WWB	Neu-Fzg in 1'000	14	28	49	77	88	92	95
Anz. E-Fahrzeuge (PW) Szen. NEP	Neu-Fzg in 1'000	29	61	105	134	155	174	187
Mehrkosten pro Fzg.(E-Fzg ggü. konventionellen PW)	in 1'000 CHF	13.1	11.1	9.2	7.3	5.4	3.4	1.5
Mehrkosten E-Fahrzeuge PW (NEP ggü. WWB)	Mio. CHF	205	364	518	418	359	281	138
Anz. E-Fahrzeuge (LNF;SNF) Szen. WWB	Neu-Fzg in 1'000	0.6	1.0	1.6	2.0	2.5	2.9	3.2
Anz. E-Fahrzeuge (LNF;SNF) Szen. NEP	Neu-Fzg in 1'000	2.0	3.4	5.1	6.7	7.9	8.7	9.2
Mehrkosten E-Fahrzeuge (LNF;SNF) (NEP ggü. WWB	Mio. CHF	38	73	82	87	76	53	24
Anz. E-Fahrzeuge (Motorräder) Szen. WWB	Neu-Fzg in 1'000	4	5	6	7	8	9	10
Anz. E-Fahrzeuge (Motorräder) Szen. NEP	Neu-Fzg in 1'000	12	14	17	19	21	23	25
Mehrkosten pro Fzg.(E-Fzg ggü. konventionellen MR)	in 1'000 CHF	1.3	1.1	0.9	0.7	0.5	0.3	0.2
Mehrkosten E-Fahrzeuge (Motorräder) (NEP ggü. WW	Mio. CHF	15	16	16	14	11	8	4
Mehrkosten E-Fahrzeuge total (NEP ggü. WWB)	Mio. CHF	259	437	600	505	435	334	162
Ladevorrichtungen Elektromobilität:								
Anz. neu zu errichtetende Ladevorrichtungen WWB	Anz. in 1'000	15	30	49	73	73	59	42
Anz. neu zu errichtetende Ladevorrichtungen NEP	Anz. in 1'000	24	48	74	101	97	76	52
Mehrkosten Ladeinfrastruktur (NEP ggü. WWB)	Mio. CHF	40	75	105	121	101	70	41
Total Mehrkosten Strasse (NEP ggü. WWB)	Mio. CHF	**502**	**850**	**1'052**	**958**	**852**	**698**	**481**
Mehrkosten Bahninfrastruktur	Mio. CHF	**167**	**167**	**167**	**167**	**167**	**167**	**167**
Total Mehrkosten Verkehr (NEP ggü. WWB)	Mio. CHF	**669**	**1'017**	**1'218**	**1'125**	**1'019**	**865**	**648**

Quelle: Infras 2012

5.6.2.4 Einsparungen Energieträgerimporte und Kraftwerkspark

Den Investitionen in Energieeffizienz und ggf. erneuerbaren Energien bei der Wärmeerzeugung (Anlagentechnik) stehen Einsparungen bei den Endenergieträgern gegenüber. Die wichtigste Rolle spielen hier die fossilen Brenn- und Treibstoffe sowie Strom. Den Einsparungen bei den Importen der fossilen Energieträger stehen im Szenario „Neue Energiepolitik“ neue Importe an biogenen Treibstoffen (der 2. und 3. Generation) gegenüber. Die Einsparungen an Brenn- und Treibstoffen im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ sind in Tabelle 5-55 zusammen gestellt.

Tabelle 5-55: Einsparungen bei den Endenergieträgern und Importe Biotreibstoffe im Szenario NEP im Vergleich zum Szenario WWB 2012 - 2050, in PJ

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050
Elektrizität	-10.87	-27.12	-33.76	-41.24	-57.62	-1'095
Heizölprodukte	-10.70	-27.58	-30.79	-31.68	-29.38	-862
Erdgas	-7.34	-21.65	-27.19	-31.75	-36.77	-808
Kohle	-1.01	-2.18	-2.51	-2.72	-2.87	-74
Benzin	-24.62	-34.33	-38.85	-41.76	-44.24	-1'260
Diesel	-27.60	-48.51	-56.93	-62.61	-68.71	-1'764
Biotreibstoffe	27.06	33.16	34.26	34.79	35.80	1'156

Quelle: Prognos 2012

Diese Energieträgereinsparungen bzw. Mehrimporte werden für die volkswirtschaftliche Betrachtung mit den Importkosten bewertet. Die spezifischen Importkosten leiten sich aus der Entwicklung der Weltmarktpreise, der Verarbeitungskosten bei den Treibstoffen sowie unter Berücksichtigung der Transportkosten ab.

Da es sich um eine Differenzbetrachtung handelt, bei der das Szenario WWB als Referenz verwendet wird, werden hier die Importpreise des Szenarios WWB verwendet; als anlegbare Preise für die Biokraftstoffe, die vor allem im Güterverkehr eingesetzt werden, werden die Importpreise von Diesel angesetzt. Mit dieser Entscheidung wird dem Prinzip gefolgt, die Differenzkosten eher nach oben (konservatives Vorgehen) abzuschätzen.

Die entsprechenden Basisdaten des Szenario WWB sind in Tabelle 5-56 zusammen gestellt.

Tabelle 5-56: Spezifische Importpreise der Endenergieträger im Szenario WWB, 2012 - 2050, in CHF (2010)/t

	2020	2030	2035	2040	2050
Heizölprodukte	949	1039	1064	1073	1086
Erdgas	757	824	842	848	846
Kohle	155	159	160	158	154
Benzin	1019	1109	1133	1143	1156
Diesel	991	1081	1105	1115	1128
Biotreibstoffe	991	1081	1105	1115	1128

Quelle: Prognos 2012

Damit ergeben sich die in Tabelle 5-57 dargestellten eingesparten Importkosten. In den beiden letzten Spalten sind die Summen von 2012 - 2050, nicht diskontiert und diskontiert, ausgewiesen.

Tabelle 5-57: Importkosteneinsparungen der Endenergieträger im Szenario NEP im Vergleich zum Szenario WWB 2012 - 2050, in Mio. CHF (in Preisen von 2010)

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
Heizöl	-238	-673	-769	-798	-749	-21'248	-11'757
Gas	-120	-383	-492	-579	-669	-14'482	-7'696
Kohle	-6	-12	-14	-15	-16	-415	-230
Benzin	-590	-896	-1'036	-1'123	-1'203	-32'843	-18'819
Diesel	-639	-1'225	-1'470	-1'631	-1'810	-44'810	-24'952
Biotreibstoffe	631	843	891	912	950	29'185	17'198
Summe	**-962**	**-2'346**	**-2'891**	**-3'234**	**-3'497**	**-84'614**	**-46'255**

Quelle: Prognos 2012

Da der eingesparte Strom je nach Erzeugungsvariante von verschiedenen Kraftwerksparks erzeugt wird, werden unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten gesamten volkswirtschaftlichen Kosten der jeweiligen Kraftwerksparks (vgl. die entsprechenden Kapitel zu den Stromerzeugungsvarianten) miteinander verglichen. Als Referenz dient wiederum die Variante C des Szenarios „Weiter wie bisher". Im Szenario „Neue Energiepolitik" werden die Varianten C (Zubau von Gaskraftwerken), C&E (ambitionierter inländischer Zubau von erneuerbaren Energien, Füllung der Restlücke mit Gaskombikraftwerken) und E (ambitionierter inländischer Zubau von erneuerbaren Energien, keine Gaskombikraftwerke, stattdessen Füllung der restlichen Lücke mit Importen) betrachtet. Die Unterschiede in den Kraftwerksparks setzen sich je nach betrachteter Variante aus Mehr- und Minderkosten zusammen: Die Stromeinsparung des Szenarios NEP im Vergleich mit dem Szenario WWB führt zunächst zu einer Einsparung von mindestens vier Gaskombikraftwerken in der Variante C, was sich auch kostenmässig deutlich auswirkt. Der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien in der Variante C&E führt einerseits zu einer weiteren Einsparung von zwei Gaskombikraftwerken im Lauf der Zeit, bedeutet andererseits aber auch Mehrkosten für den verstärkten Zubau der erneuerbaren Energien. In der Variante E treten die Mehrkosten für die erneuerbaren Energien genauso auf, es werden aber keine Gaskraftwerke zugebaut. Hingegen müssen die notwendigen Importe mit den mittleren Gestehungskosten des unterstellten europäischen Kraftwerksparks (ein langsam veränderlicher Mix aus Bestandskraftwerken und neuen Kraftwerken unter Einbeziehung eines mittleren Ausbaus erneuerbarer Energien) bewertet werden. Die Minderkosten der Varianten im Vergleich mit der Referenz WWB Var. C sind in Tabelle 5-58 zusammen gefasst.

Tabelle 5-58: Zusammengefasste Minderkosten der verschiedenen Kraftwerksparks im Szenario NEP im Vergleich zur Referenzvariante WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
NEP Var. C	-209	-648	-697	-993	-1'747	-26'195	-13'333
NEP Var. C&E	-4	-198	-767	-867	-1'283	-16'978	-7'553
NEP Var. E	-4	-349	-1'232	-1'324	-1'574	-25'328	-11'764

Quelle: Prognos 2012

5.6.2.5 Ergebnis: Differenzaufwendungen im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ Variante C

Die gesamten annuitätischen Mehrinvestitionen in den Sektoren Private Haushalte, Industrie und Dienstleistungen sowie Verkehr betragen inklusive eines pauschal angenommenen Mehraufwands für Transaktionskosten (z.B. EnergieSchweiz) von 100 Mio. CHF p.a. steigen bis auf maximal 6.7 Mrd. CHF bis zum Jahr 2050 an, vgl. Tabelle 5-59. Die Summe über den gesamten Szenarienzeitraum beträgt 162.0 Mrd. CHF, unter Berücksichtigung des zeitlichen Auftretens mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz (2.5 %) abdiskontiert betragen sie noch 89.1 Mrd. CHF.

Tabelle 5-59: Zusammengefasste Mehrinvestitionen in den Sektoren incl. Transaktionskosten 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
PHH	317	1488	2133	2699	3812	65'052	33'174
Ind & DL	978	1988	2162	2168	2118	62'250	35'465
Verkehr	669	1218	1125	1019	648	30'986	18'047
Transaktionskosten	100	100	100	100	100	3'750	2'364
Summe	**2'064**	**4'794**	**5'520**	**5'986**	**6'678**	**162'038**	**89'050**

Quelle: Prognos 2012

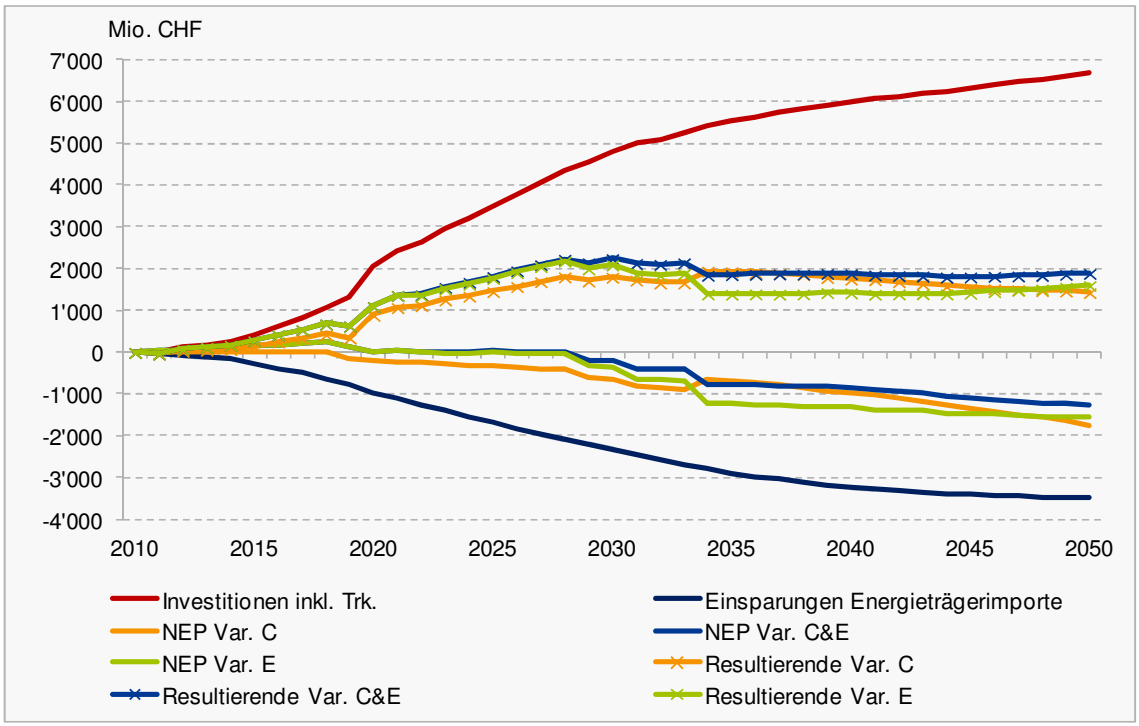
Tabelle 5-60: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträgerimporten sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
Investitionen incl. Trk.	2'064	4'794	5'520	5'986	6'678	162'038	89'050
Einsparungen							
Energieträgerimporte	-962	-2'346	-2'891	-3'234	-3'497	-84'614	-46'255
Einsparungen Kraftwerkspark gegenüber WWB Var C							
NEP Var. C	-209	-648	-697	-993	-1'747	-26'195	-13'333
NEP Var. C&E	-4	-198	-767	-867	-1'283	-16'978	-7'553
NEP Var. E	-4	-349	-1'232	-1'324	-1'574	-25'328	-11'764
Resultierende Var. C	**893**	**1800**	**1932**	**1759**	**1434**	**51'229**	**29'462**
Resultierende Var. C&E	**1098**	**2249**	**1862**	**1886**	**1898**	**60'445**	**35'242**
Resultierende Var. E	**1098**	**2098**	**1397**	**1428**	**1607**	**52'095**	**31'031**

Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 5-50 und Figur 5-47 sind die Differenzaufwendungen der verschiedenen Varianten zusammen gefasst. Der höchste Anteil am BIP tritt im Jahr 2028 bei der Umsetzung der Variante C&E auf, dann betragen resultierenden Mehrkosten ca. 2.2 Mrd. CHF. Das entspricht 0.34 % des BIP dieses Jahres. Die Differenzaufwendungen sinken in der Variante C ab 2035 allmählich ab, in den beiden anderen Varianten stabilisieren sie sich etwa ab 2035 in der Variante C&E etwa bei 1.9 Mrd. CHF p.a., in der Variante E etwa bei 1.4 Mrd. CHF p.a., hier steigen sie zum Ende des Betrachtungszeitraums wieder auf 1.6 Mrd. CHF p.a. an.

Figur 5-47: Aufrechnung der Mehrinvestitionen, Einsparungen an Energieträger-importen sowie Differenzkosten der Kraftwerksparks im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}



Quelle: Prognos 2012

Die summierten nichtdiskontierten resultierenden Differenzaufwendungen betragen minimal 51.3 Mrd. CHF in der Variante C und maximal 60.5 Mrd. CHF in der Variante C&E. In der diskontierten Berechnung reduzieren sich die Beträge jeweils etwa um ein Drittel auf 29.5 Mrd. CHF für die Variante C und 35.2 Mrd. CHF für die Variante C&E.

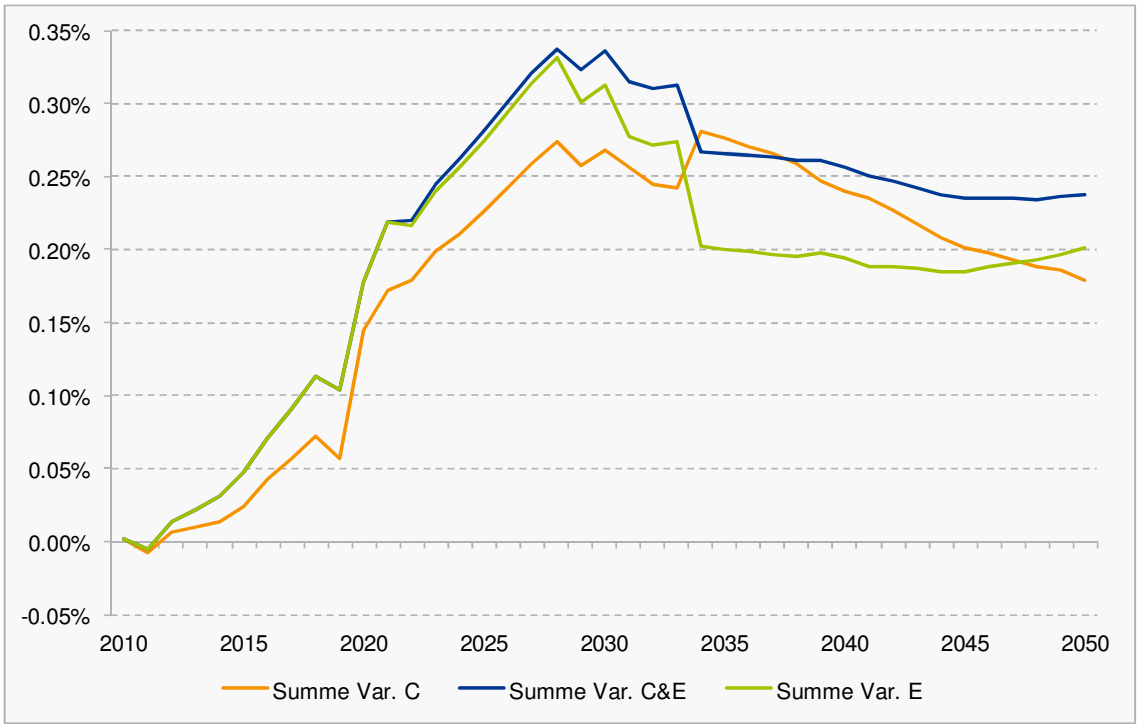
Der Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen in den verschiedenen Varianten mit dem jeweiligen BIP ist in Tabelle 5-61 und Figur 5-48 dargestellt. Das Maximum der Belastung tritt in allen Varianten in 2028, vor dem Abschaltendes KKW Leibstadt, auf. Die Summe der Differenzaufwendungen erreicht maximal 0.22 % des BIP in der diskontierten Berechnung und 0.21 % in der nicht diskontierten Berechnung.

Tabelle 5-61: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen des Szenarios „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ am BIP, 2020 - 2050, in %

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
Summe Var. C	0.14%	0.27%	0.28%	0.24%	0.18%	0.19%	0.18%
Summe Var. C&E	0.18%	0.34%	0.27%	0.26%	0.24%	0.22%	0.21%
Summe Var. E	0.18%	0.31%	0.20%	0.19%	0.20%	0.19%	0.19%

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-48: Anteil der resultierenden Differenzaufwendungen am BIP, 2010 - 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

Im Vergleich mit dem Szenario POM zeigt sich, dass die aufgrund der erhöhten technologischen Standards sowie des Umbaus des Verkehrssystems notwendigen Mehrinvestitionen nicht durch die ebenfalls erhöhten Einsparungen an Energieimporten kompensiert werden können und sich die resultierenden Aufwendungen insgesamt sowohl absolut als auch spezifisch erhöhen. Einer der Gründe dafür liegt in der Tatsache, dass im Kraftwerkspark im Vergleich zum Szenario WWB und zum Szenario POM definitionsgemäss die gleichen Mengen an erneuerbaren Energien zugebaut werden und die Einsparungen bei den (investiv kostengünstigeren) Gaskombikraftwerken erfolgen. Dies ist aufgrund der CO_2-Einsparungen auch zwingend notwendig.

5.6.3 Vergleich der Differenzaufwendungen in den Szenarien

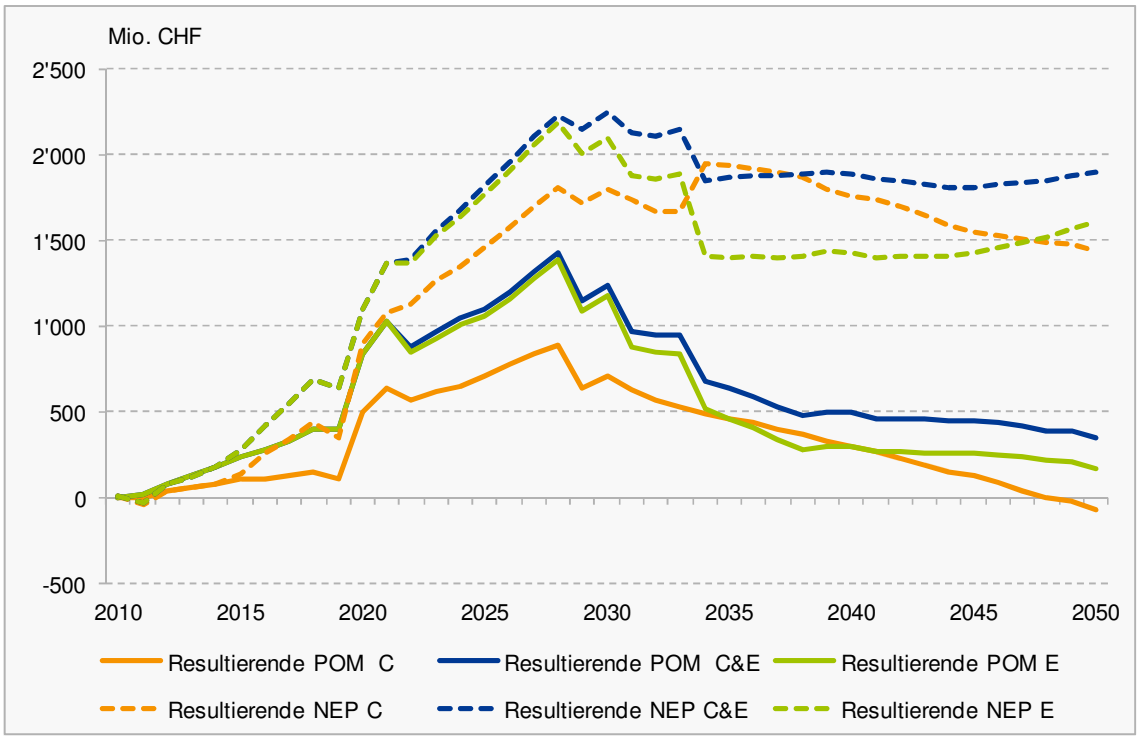
In Tabelle 5-62 und Figur 5-49 werden die resultierenden Differenzaufwendungen in den Szenarien und Varianten POM und NEP C, C&E sowie E im Vergleich zum Szenario WWB Var. C zusammen gestellt.

Tabelle 5-62: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenairo WWB Var. C, 2020 - 2050, in Mio. CHF_{2010}

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
Resultierende POM C	496	709	461	300	-76	13'798	9'073
Resultierende POM C&E	834	1242	635	498	347	25'239	16'159
Resultierende POM E	834	1173	463	295	173	21'369	14'204
Resultierende NEP C	893	1800	1932	1759	1434	51'229	29'462
Resultierende NEP C&E	1098	2249	1862	1886	1898	60'445	35'242
Resultierende NEP E	1098	2098	1397	1428	1607	52'095	31'031

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-49: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenairo WWB Var. C, 2010 - 2050, in Mio. CHF_{2010}



Quelle: Prognos 2012

Im Szenario POM betragen die Differenzaufwendungen maximal knapp 1.4. Mrd. CHF im Jahr 2028 (Var. C&E), im Szenario NEP liegen sie ebenfalls im Jahr 2028 und der Variante C&E bei knapp 2.3 Mrd. CHF. Im Szenario POM reduzieren sich die resultierenden Investitionen ab 2028 deutlich, gehen in der Variante C in 2048 bis auf Null zurück. In den Varianten zu Szenario NEP bleiben sie ab ca. 2034 auf höherem Niveau (zwischen 1.4 und 1.8 Mrd. CHF); lediglich in der Variante C zeigt sich ab 2034 ein kontinuierliches Absinken. In der Variante E zeigt sich gegen Ende des Betrachtungszeitraums ein leichter Anstieg, der aus den sommerlichen Überkapazitäten der erneuerbaren Energien resultiert.

Aufgrund dieses deutlichen Unterschieds zwischen den beiden Szenarien nach 2034, der vor allem auf die Reduktion der Gaskraftwerke bei gleichbleibendem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zurück zu führen ist, betragen die summierten diskon-

tierten Differenzaufwendungen im Szenario NEP in der Variante C fast das Dreifache, in den Varianten C&E sowie E gut das Doppelte wie im Szenario POM.

Der Vergleich in Bezug auf das BIP ist in Tabelle 5-63 und Figur 5-50 dargestellt.

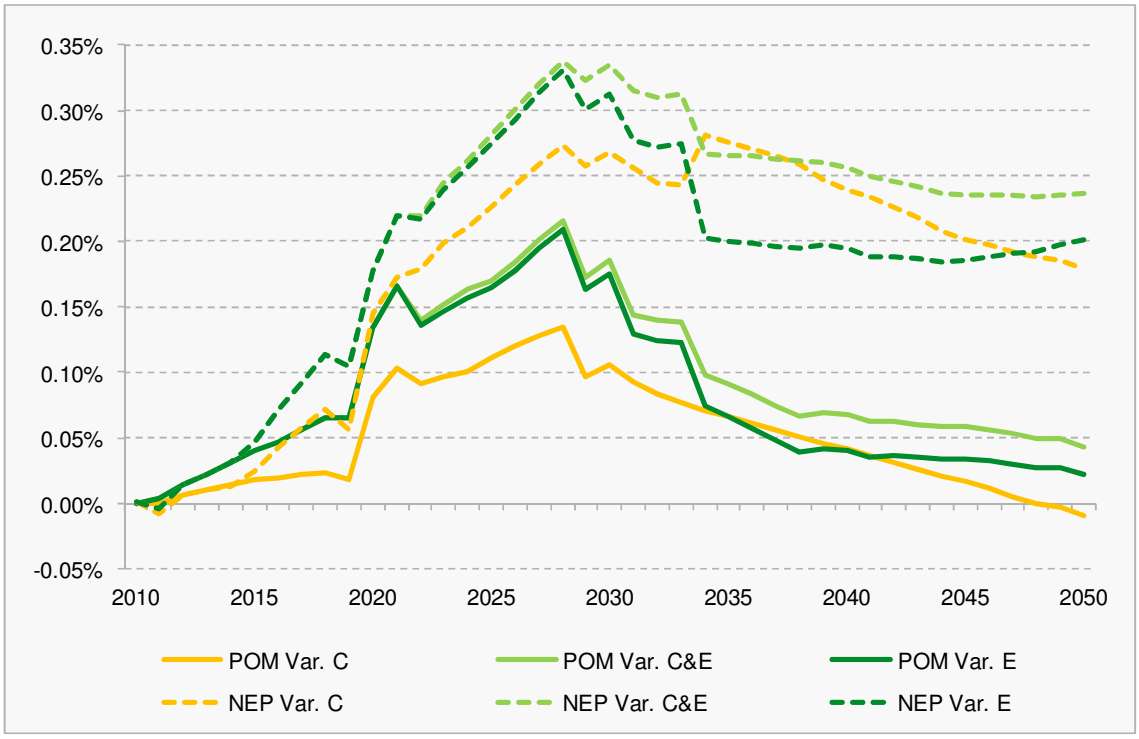
Tabelle 5-63: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen im Verhältnis zum BIP in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenario WWB Var. C, 2020 - 2050, in %

	2020	2030	2035	2040	2050	Summe 2012-2050	Summe disk.
POM C	0.08%	0.11%	0.07%	0.04%	-0.01%	0.05%	0.05%
POM C&E	0.13%	0.19%	0.09%	0.07%	0.04%	0.09%	0.10%
POM E	0.13%	0.17%	0.07%	0.04%	0.02%	0.08%	0.09%
NEP C	0.14%	0.27%	0.28%	0.24%	0.18%	0.19%	0.18%
NEP C&E	0.18%	0.34%	0.27%	0.26%	0.24%	0.22%	0.21%
NEP E	0.18%	0.31%	0.20%	0.19%	0.20%	0.19%	0.19%

Quelle: Prognos 2012

Auch hier ist das Maximum jeweils im Jahr 2028 erreicht. Der Verlauf des Anteils am BIP insbesondere im Szenario NEP nach 2034 ist jedoch nicht mehr so deutlich ansteigend, da das BIP weiter etwa linear ansteigt. Die Summen - direkt und diskontiert - sind im Szenario NEP gegenüber dem Szenario POM in der Variante C knapp vervierfacht, in den beiden anderen Varianten wiederum etwa verdoppelt und betragen maximal 0.22 % des BIP in der Variante C&E.

Figur 5-50: Vergleich der resultierenden Differenzaufwendungen im Verhältnis zum BIP in den Szenarien POM und NEP, Var. C, C&E, E im Vergleich zum Szenario WWB Var. C, 2020 - 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

5.7 Versorgungssicherheit

Zur Einschätzung der Versorgungssicherheit werden an dieser Stelle die Energieimporte sowie die Energieträgerdiversifizierung betrachtet. Bei der Berechnung des Kraftwerksparks ist die jederzeitige Bereitstellung von genügend Leistung und Arbeit zur Deckung des jeweiligen Bedarfs (Lastkurve) die Grundbedingung, unter der der Kraftwerkspark zugebaut wird. Zu den durch einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im System hervorgerufenen Herausforderungen werden im Exkurs II.3 Ergebnisse von Stundensimulationen und Auswirkungen auf Speicherbedarf sowie Speichermanagement dargestellt.

5.7.1 Energieimporte

Zur Gesamtbeurteilung der Auslandabhängigkeit werden die Importe in der Gesamtbilanz (immer mit Kernbrennstoffen) betrachtet. Hierbei werden alle fossilen Energieträger (einschliesslich des fossilen Brennstoffeinsatzes in Gaskraftwerken und WKK-Anlagen), die Kernbrennstoffe sowie die biogenen Treibstoffe und die sonstigen festen biogenen Brennstoffe (diese werden lediglich im Szenario „Neue Energiepolitik“ in kleinen Mengen im Industriesektor eingesetzt) als Importe gerechnet. Stromimporte in den Varianten E werden ebenfalls selbstverständlich den Importen zugerechnet.

Das Bild ist jeweils in absoluten Einheiten (Energieeinheiten, PJ) und in relativen Einheiten (Anteil an der Gesamtbilanz, in %) leicht unterschiedlich.

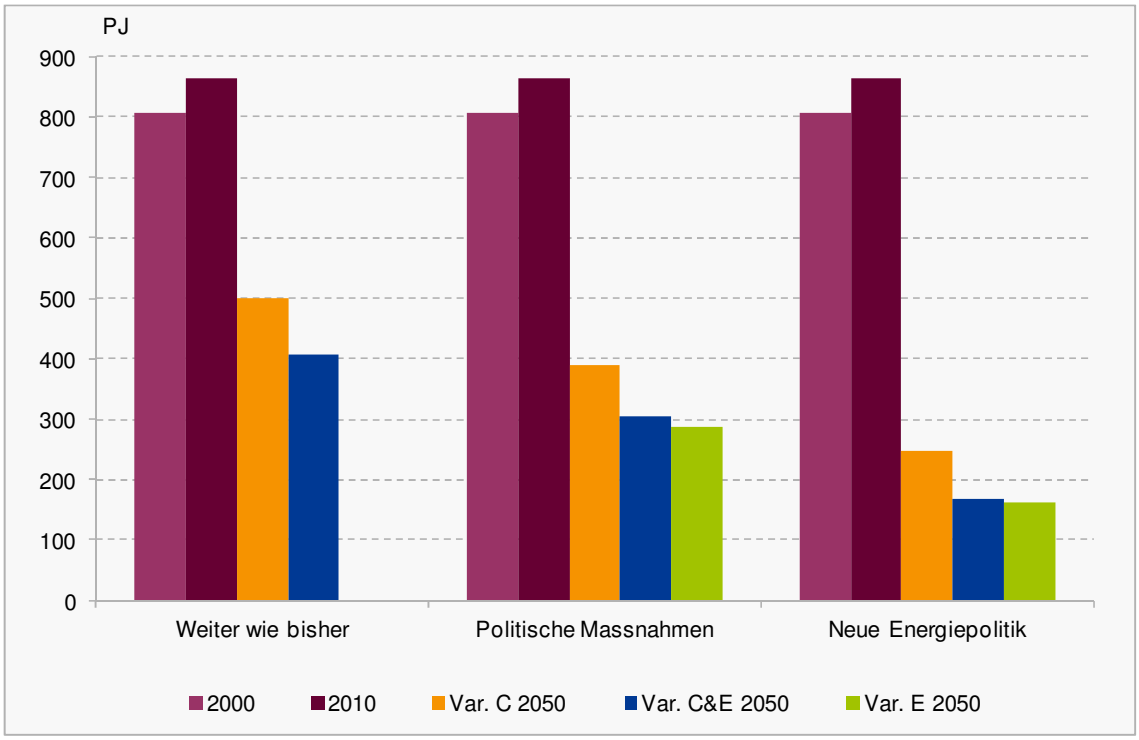
Zur Übersicht werden einmal die Situationen 2000 und 2010 mit derjenigen von 2050 nach Szenarien und Varianten verglichen.

Tabelle 5-64: Szenarienvergleich
Importe in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in PJ

	2000	2010	Var. C 2050	Var. C&E 2050	Var. E 2050
Weiter wie bisher	808.2	864.0	501.0	408.0	
Politische Massnahmen	808.2	864.0	388.4	303.2	287.3
Neue Energiepolitik	808.2	864.0	246.9	169.3	163.7

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-51: Szenarienvergleich
Importe in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in PJ



Quelle: Prognos 2012

In allen Szenarien und Varianten nehmen die Energieimporte in absoluten Energieeinheiten deutlich ab. Im Szenario „Weiter wie bisher“ Variante C beträgt der Rückgang der absoluten Energie(träger)importe knapp 42 %, im Szenario „Neue Energiepolitik“ Variante E 81 % zwischen den Jahren 2010 und 2050. Dieser absolute Rückgang resultiert im Wesentlichen aus drei Einflussfaktoren: Zunächst geht effizienz- und technologiebedingt der Endenergieverbrauch in allen Szenarien zurück. Die in allen Szenarien in unterschiedlichem Mass umgesetzten Elektromobilitätsstrategien führen direkt zu einem hohen Effizienzgewinn. Zweitens wächst in allen Szenarien der Anteil der (inländischen) erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch. Drittens werden die Kernkraftwerke mit ihrem geringen Wirkungsgrad durch hocheffiziente Gaskombikraftwerke mit einem doppelt so hohen Wirkungsgrad in Verbindung mit mehr oder minder starkem Ausbau der inländischen erneuerbaren Stromerzeugung ersetzt. Alle diese Einflussfaktoren führen zu einer Verringerung der Energieträgerimporte.

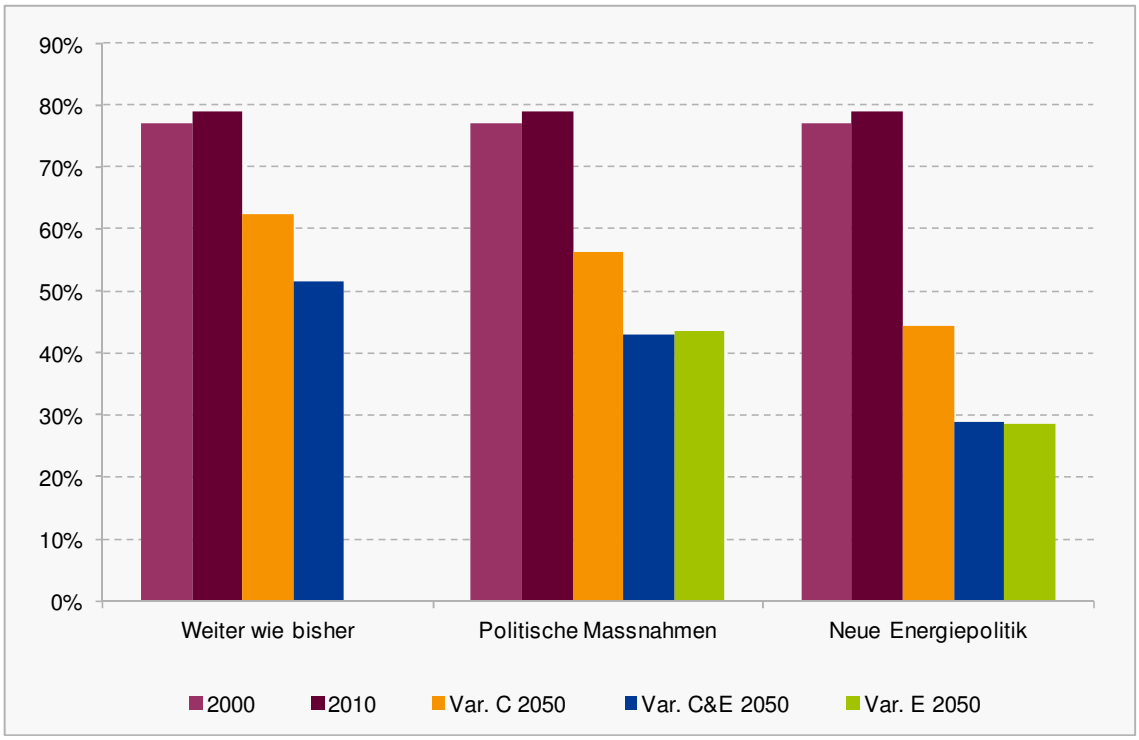
Der relative Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nimmt ebenfalls in allen Szenarien und Varianten zwischen 2010 und 2050 ab; im Detail zeigen sich in den einzelnen Szenarien und Varianten unterschiedlich stark wirkende Einflussfaktoren. Der effizienzbedingte Rückgang des Gesamtenergieverbrauchs ist bei der Berechnung der Importanteile bereits „herausgerechnet“; daher sinkt im Szenario WWB Var. C der Importanteil „nur“ von heute knapp 80 % auf gut 62 % im Jahr 2050 ab. Dies liegt hauptsächlich an den hohen Wirkungsgraden der Gaskombikraftwerke sowie den wachsenden Anteilen erneuerbarer „Brennstoffe“ wie Solarthermie, Umweltwärme und Biogas.

Tabelle 5-65: Szenarienvergleich
Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in Prozent

	2000	2010	Var. C 2050	Var. C&E 2050	Var. E 2050
Weiter wie bisher	77.0%	79.0%	62.4%	51.4%	
Politische Massnahmen	77.0%	79.0%	56.2%	43.1%	43.4%
Neue Energiepolitik	77.0%	79.0%	44.4%	28.8%	28.5%

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-52: Szenarienvergleich
Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in Prozent

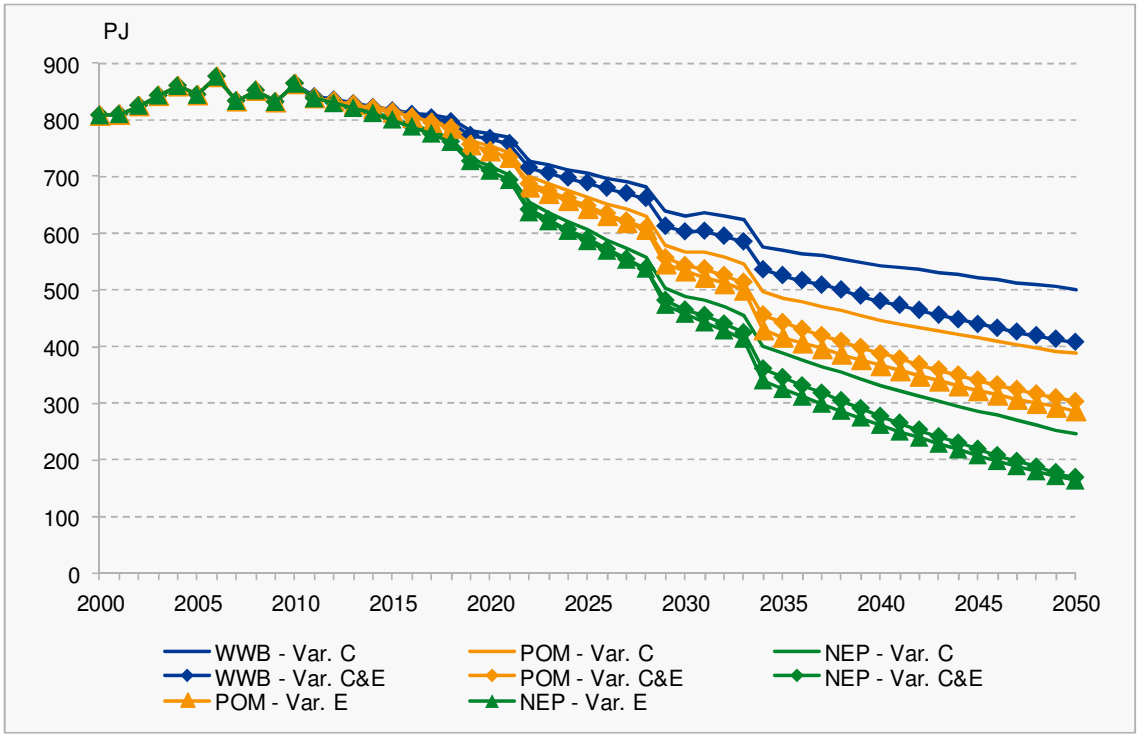


Quelle: Prognos 2012

In der Variante C&E sinkt der Importanteil aufgrund des hohen Ausbaupfads der inländischen erneuerbaren Stormerzeugung auf gut 51 % ab. In den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ werden durch die Instrumentenpakete bzw. die Zielsetzungen spezifisch der Stromverbrauch und der Anteil des Stromverbrauchs am Endenergieverbrauch gesenkt. Entsprechend werden auch Gasimporte für die Stromerzeugung eingespart, und in den Varianten C (Gaskombikraftwerke) sinkt der Anteil auf gut 56 % im Jahr 2050 im Szenario POM bzw. 44 % im Szenario NEP. Die Einsparung an Gaskraftwerken aufgrund des hohen Ausbaupfades der inländischen erneuerbaren Stromerzeugung oder der zusätzliche Verzicht auf inländische Gaskraftwerke und Stromimporte in der Variante C&E senken die Anteile dann nochmals jeweils auf gut 40 % (POM) bzw. knapp unter 30 % (NEP) ab. Die Unterschiede zwischen den Variante C&E bzw. E sind dann marginal, da die nicht benötigten Gasimporte durch Importe erneuerbarer Elektrizität ersetzt werden, was sich in etwa die Waage hält.

Der gesamte Korridor, der absolut durch die Szenarien aufgespannt wird, wird durch Figur 5-53 (absolut) und Figur 5-54 (relativ) dargestellt.

Figur 5-53: Szenarienvergleich
Importe in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in PJ

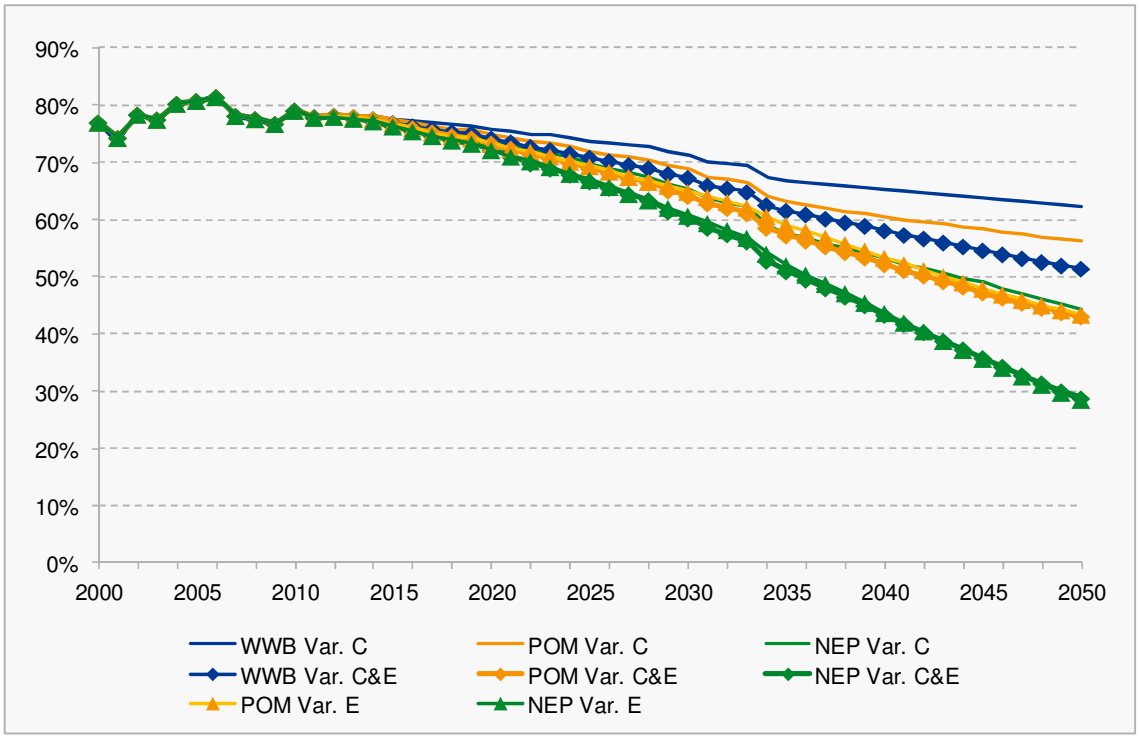


Quelle: Prognos 2012

In den absoluten Energieeinheiten zeigen sich die Abschaltungen der Kernkraftwerke jeweils deutlich in allen Zeitreihen, da die höheren Wirkungsgrade der Kombikraftwerke zu geringeren Importen (in absoluten Mengen) führen. Die Gaseinsparungen durch die jeweils höheren Erneuerbaren-Pfade in den Varianten E von knapp 100 PJ bis 2050 sind jeweils in allen Szenarien deutlich zu sehen.

In den Entwicklungen der relativen Importanteile tritt der Wirkungsgradeffekt nicht so deutlich auf (lediglich in 2034, mit der Ausserbetriebnahme des KKW Leibstadt ist er deutlich zu erkennen). Hier zeigt sich allerdings der Wirkungsgradeffekt der erneuerbaren Energien nochmals deutlicher als in den absoluten Werten.

Figur 5-54: Szenarienvergleich
Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten, in Prozent



Quelle: Prognos 2012

5.7.2 Energieträgerdiversifizierung

Die Aufteilung der Energieträger in der Gesamtenergiebilanz kann ebenfalls als Indikator für Versorgungssicherheit bzw. Abhängigkeit herangezogen werden.

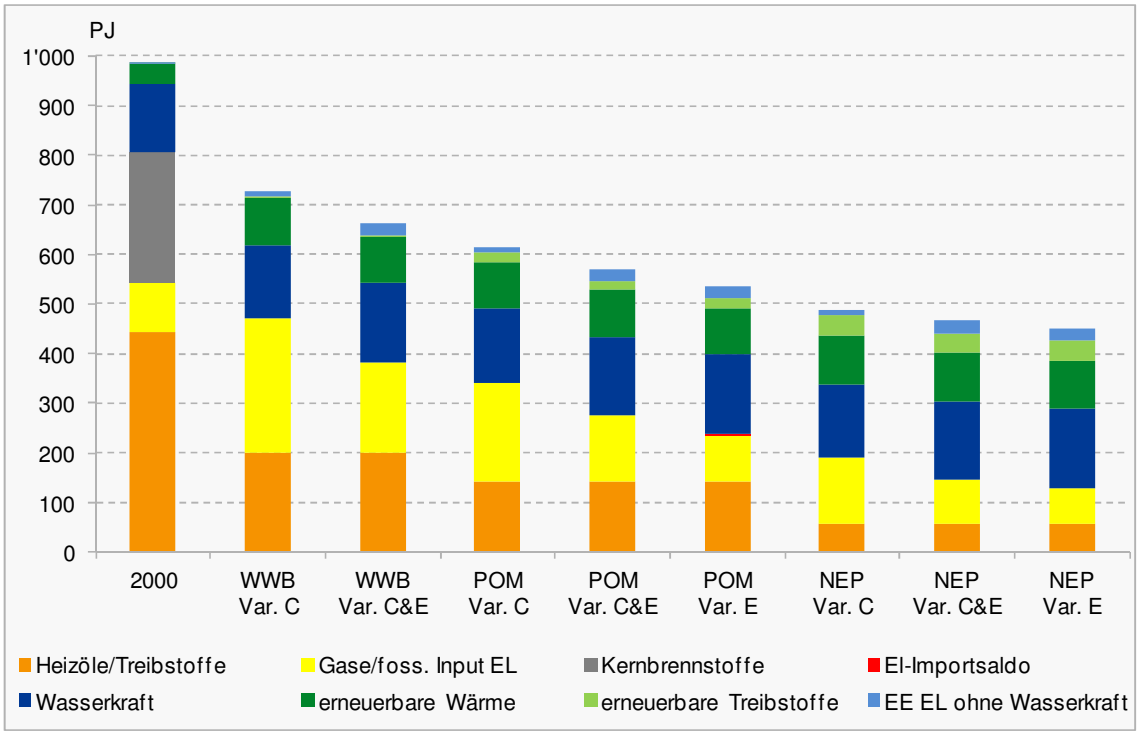
In der folgende Tabelle und Figur ist die Aufteilung nach Energieträgergruppen in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten dargestellt.

Tabelle 5-66: Szenarienvergleich
Energieträger in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten in 2000 und 2050, in PJ

	2000	WWB Var. C	WWB Var. C&E	POM Var. C	POM Var. C&E	POM Var. E	NEP Var. C	NEP Var. C&E	NEP Var. E
Heizöle/Treibstoffe	442.32	200.97	200.97	140.66	140.66	140.66	56.61	56.61	56.61
Gase/foss. Input EL	100.84	268.27	180.96	199.36	134.11	92.27	132.16	88.01	73.15
erneuerbare Wärme	39.46	93.66	93.66	93.65	93.65	93.65	97.52	97.52	97.52
erneuerbare Treibstoffe	0.05	5.09	5.09	19.40	19.40	19.40	40.42	40.42	40.42
El-Importsaldo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.02	0.00	0.00	0.00
Kernbrennstoffe	261.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Wasserkraft	138.16	149.69	158.93	149.69	158.93	158.93	149.69	158.93	158.93
EE EL ohne Wasserkraft	0.81	10.25	24.22	10.25	24.22	24.22	10.25	24.22	24.22
sonstige	92.91	75.17	135.01	78.44	152.47	126.55	69.02	156.51	147.32
Bruttoenergieverbrauch	**1'049.96**	**803.11**	**793.12**	**691.46**	**703.53**	**661.69**	**555.68**	**588.86**	**574.00**

Quelle: Prognos 2012

Figur 5-55: Szenarienvergleich
Energieträger in der Gesamtbilanz nach Szenarien und Varianten in 2000 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Deutlich sichtbar sind die absolute Abnahme der fossilen Brenn- und Treibstoffe sowie die jeweils anteilige Verstärkung der Wasserkraft im Gesamtenergiemix.

Ebenfalls wird die notwendige Zunahme des Brennstoffs **Gas**, insbesondere in den Varianten C, deutlich. Im Szenario WWB ersetzt er in der Grössenordnung im Jahr 2050 nahezu die Kernbrennstoffe aus dem Jahr 2010, was vor allem der Zunahme des Stromverbrauchs um über 30 % geschuldet ist. Der Gaseinsatz wird bis zum Jahr 2050 im Szenario WWB Var. C gegenüber dem Jahr 2010 mehr als verdoppelt (Wachstum um ca. 120 %). Im Szenario POM Var. C wächst er um 63 %, während er im Szenario NEP Var. C nur noch um knapp 9 % ansteigt. Mit dem hohen Ausbaupfad der Erneuerbaren in den Varianten C&E wird dieser Anstieg jeweils nochmals reduziert, im Szenario WWB auf 48 %, im Szenario POM auf 10 %; im Szenario NEP wird er um 28 % abgesenkt.

Die insgesamt eingesetzten **Biomassen** (Holz, sonstige feste Biomassen, Biogas und Klärgas, biogene Treibstoffe) inklusive der Importe an biogenen Treibstoffen sowie der in der Elektrizitätserzeugung eingesetzten Biomassen bleiben in allen Szenarien unter der „Nachhaltigkeitsschwelle“ von 126 PJ. Der höchste Biomasseverbrauch erfolgt im Jahr 2035 im Szenario NEP Var. C&E bzw. Var. E mit 112.2 PJ. Die Einzelheiten hierzu können dem Energiebilanzband entnommen werden.

5.8 Synopse der Varianten

5.8.1 Ausgangslage

In der Aufdatierung der Energieperspektiven werden drei Hauptszenarien untersucht. Die Elektrizitätsnachfrage fliesst als exogene Grösse ins Elektrizitätsmodell ein, wodurch das Angebot auf die Nachfrage abgestimmt wird.

Die Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ sind massnahmenorientiert. In Szenario „Weiter wie bisher“ wird von einer stetigen Weiterentwicklung im Sinne einer Effektivierung bestehender und bekannter Instrumente und der Anpassung an technische Entwicklungen ausgegangen. Das Szenario dient als Referenz. Zu den bereits bestehenden Instrumenten im Szenario „Weiter wie bisher“ werden im Szenario „Politische Massnahmen“ weitere politische Aktionen und Instrumente unterstellt. Beide Szenarien untersuchen die Fragestellung „Was passiert, wenn...“ (hinreichende Bedingung und ihre Folgen).

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist zielorientiert und untersucht die Frage „Was muss geschehen, damit...“ (notwendige Bedingung). Die gestellten Ziele beziehen sich auf Emissions- und (spezifische) Endverbrauchsreduktionen. Um die Ziele erreichen zu können, werden Veränderungen der gesellschaftlichen Rahmenbedingungen vorausgesetzt. Ein globales Umfeld mit weltweit verstärkten Prioritäten bei Klimaschutz, Energieeffizienz und der Förderung erneuerbarer Energien wird unterstellt. Energieeffizienz und Umweltqualität haben einen deutlich höheren Stellenwert in der Gesellschaft als heute. Hemmnisse bei der Einführung von bestimmten neuen Technologien haben sich verringert.

Da die Szenarien und die damit zusammenhängenden Angebotsvarianten jeweils ihren eigenen Charakter haben (vgl. Tabelle 5-67), ist ein Vergleich der Szenarien immer mit Vorsicht vorzunehmen. Auch die Aussagen, die abgeleitet werden, können nur im Rahmen der unterstellten Annahmen gesehen werden.

Tabelle 5-67: Ausgangslage in den einzelnen Szenarien

	Szenario Weiter wie bisher	**Szenario Neue Energiepolitik**	**Szenario Politische Massnahmen**
Charakteristika			
Art Szenario	Massnahmenszenario	Zielszenario	Massnahmenszenario
Paradigmenwechsel	nein	ja	nein
Ziele			
CO_2-Emissionen		energiebedingtes CO_2: 1 - 1.5 t pro Kopf bis 2050	

Quelle: Prognos 2012

5.8.2 Rahmenentwicklungen

Für die untersuchten Stromangebotsvarianten gelten die folgenden Rahmenbedingungen:

Variante C Fossil zentral: Durch die Erhöhung der KEV-Umlage auf maximal 0.9 Rp/kWh erfolgt ein mässiger Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien. Es erfolgt keine spezifische Förderung von WKK-Anlagen, daraus resultiert ein niedriger Ausbaupfad für diese Technologiegruppe. Die Stromlücke wird, falls notwendig, mit zentralen Erdgas-Kombikraftwerken gedeckt. Durch die relativ kurze Planungs- und Bauzeit ist die Inbetriebnahme eines Kombikraftwerks ab 2017 bzw. dem Auftreten einer allfälligen Stromlücke möglich. Der Neubau und die Verlängerung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke sowie neue Stromimporte stellen keine Optionen zur Deckung der Stromlücke dar.

Variante C&E Fossile zentral und erneuerbare Energien: Die Förderung von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wird ausgeweitet, somit resultiert ein hoher Ausbaupfad für die erneuerbare Stromerzeugung. Es erfolgt keine spezifische Förderung von WKK-Anlagen, daraus resultiert ein niedriger Ausbaupfad für diese Technologiegruppe. Die Stromlücke wird, falls notwendig, mit zentralen Erdgas-Kombikraftwerken gedeckt. Durch die relativ kurze Planungs- und Bauzeit ist die Inbetriebnahme eines Kombikraftwerks ab 2017 bzw. dem Auftreten einer allfälligen Stromlücke möglich. Der Neubau und die Verlängerung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke sowie neue Stromimporte stellen keine Optionen zur Deckung der Stromlücke dar.

Variante E Erneuerbare Energien und Stromimporte: Die Förderung von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wird ausgeweitet, somit resultiert ein hoher Ausbaupfad für die erneuerbare Stromerzeugung. Es erfolgt keine spezifische Förderung von WKK-Anlagen, daraus resultiert ein niedriger Ausbaupfad für diese Technologiegruppe. Die Stromlücke wird, falls notwendig, mit zusätzlichen Stromimporten gedeckt. Der Neubau und die Verlängerung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke sowie der Zubau von Gaskombikraftwerken stellen keine Optionen zur Deckung der Stromlücke dar.

5.8.3 Modellergebnisse: Arbeit

Die Kenngrössen des Zubaus für die hydrologischen Jahre 2035 und 2050 sind in Tabelle 5-68 und Tabelle 5-69 nach Szenarien und Varianten dargestellt. Da der Zubau unmittelbar mit der Grösse der Lücke zusammen hängt, ist diese in der Tabelle mit aufgeführt.

Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt die Stromnachfrage im Betrachtungszeitraum kontinuierlich an, wodurch sich die Stromlücke zwischen 2035 und 2050 noch vergrössert. Dieses Szenario weist auch im Szenarienvergleich die grösste Stromlücke auf. Die Deckung der hypothetischen Stromlücke erfolgt in der Variante C vorrangig über die bereits bestehende Förderung erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien (KEV-Umlage von 0.9 Rp/kWh). Die erneuerbare Stromerzeugung beträgt im Jahr 2035 6.1 TWh und im Jahr 2050 10.3 TWh. Allerdings kann mit dem erreichten Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien die Lücke nicht gedeckt werden. In der Variante C ist daher bis 2035 der Zubau von acht Gaskombikraftwerken notwendig. Das erste Gaskombikraftwerk muss dabei im Jahr 2019 zugebaut werden. Der Zubau der weiteren Gaskombikraftwerke muss vor allem in den Jahren der Ausserbetrieb-

nahme bestehender Kernkraftwerke erfolgen, um einen Versorgungsengpass zu vermeiden.

In der Variante C&E (Szenario „Weiter wie bisher“) wird durch die verstärkte Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung (KEV-Umlage von maximal 1.8 Rp/kWh) ein höherer Pfad des erneuerbaren Ausbaus erreicht. Im Jahr 2035 beträgt die erneuerbare Stromproduktion 11.9 TWh, im Jahr 2050 24.2 TWh. Trotzdem müssen in dieser Variante bis zum Jahr 2035 sieben Gaskombikraftwerke zugebaut werden, um die Stromlücke zu decken.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinkt die Stromnachfrage bis 2050, wodurch die Stromlücke von 2035 bis 2050 abnimmt. In der Variante C müssen bei einer erneuerbarer Stromerzeugung von 6.1 TWh im Jahr 2035 bzw. 11.9 TWh im Jahr 2050 (KEV-Umlage von 0.9 Rp/kWh) bis 2035 sechs Gaskombikraftwerke zur Deckung der Stromlücke zugebaut werden.

In der Variante C&E (Szenario „Neue Energiepolitik“) erfolgt durch die umfassende Förderung Erneuerbarer (notwendige KEV-Umlage von maximal 2.0 Rp/kWh; im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ ist die Umlage durch die geringere Stromnachfrage etwas höher) ein hoher Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung (Stromerzeugung von 11.9 TWh im Jahr 2035 und 24.2 TWh im Jahr 2050). Trotzdem müssen bis 2035 vier Gaskombikraftwerke zugebaut werden. Dies ist vor allem auf die geringe Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Laufwasserkraftwerken im Winterhalbjahr und die in derselben Periode hohe Stromnachfrage zurückzuführen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass vor allem in der Variante C&E die zugebauten Gaskombikraftwerke zwar bis 2050 bestehen bleiben (Lebensdauer von 30 Jahren), allerdings werden die Anlagen gegen Ende des Betrachtungszeitraums durch den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung mit deutlich reduzierten Volllaststunden betrieben. Dadurch reduziert sich der Verbrauch an Erdgas und die CO_2-Emissionen sinken. Gleichzeitig steigen auch die Gestehungskosten dieser Technologie.

In der Variante E (Szenario „Neue Energiepolitik“) wird die hypothetische Stromlücke neben dem Zubau Erneuerbarer durch zusätzliche Stromimporte gedeckt. Dabei wird unterstellt, dass Stromimporte aus den Nachbarländern aus einem konventionellen Kraftwerkspark zu jedem Zeitpunkt eines Versorgungsengpasses möglich sind. Bei einer umfassenden Förderung Erneuerbarer (KEV-Umlage von maximal 2.1 Rp/kWh; geringere allgemeine Stromgestehungskosten bewirken eine etwas höhere Umlage im Vergleich zu Variante C&E) ergibt sich eine erneuerbare Stromproduktion von 11.9 TWh (2035) bzw. 24.2 TWh (2050). Im Jahr 2035 werden 11.7 TWh an Stromimporten benötigt. Durch die sinkende Stromlücke sinken die notwendigen Stromimporte bis 2050 auf 2.6 TWh. Diese Energiemenge wird ausschliesslich im Winterhalbjahr benötigt.

Das Szenario „Politische Massnahmen“ ist durch eine Stromlücke von 28.2 TWh im Jahr 2035 bzw. 32.9 TWh im Jahr 2050 gekennzeichnet. Damit liegt die Höhe der Stromlücke zwischen den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“. In der Variante C müssen, bei bestehender Förderung (KEV-Umlage von 0.9 Rp/kWh) der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (Stromerzeugung 6.1 bzw. 10.3 TWh in 2035 bzw. 2050) bis 2035 sechs Gaskombikraftwerke zugebaut werden. Diese bleiben bis 2050 bestehen.

In der Variante C&E (Szenario „Politische Massnahmen“) wird durch die verstärkte Förderung Erneuerbarer (KEV-Umlage von maximal 2.0 Rp/kWh) ein hoher Zubau

erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien (Erzeugung 11.9 TWh bzw. 24.2 TWh in 2035 bzw. 2050) erreicht. Im Vergleich zu Variante C können so ein Gaskombikraftwerk (2035) bzw. zwei Gaskombikraftwerke (2050) eingespart werden. Das erste Gaskombikraftwerk muss 2022 zugebaut werden. Wie in Szenario „Neue Energiepolitik“ werden die bestehenden Gaskombikraftwerke auch in diesem Szenario gegen Ende des Betrachtungszeitraums durch die sinkende Stromlücke mit deutlich reduzierten Volllaststunden betrieben.

Bei einer Deckung der Stromlücke mittels erneuerbarer Stromerzeugung (KEV-Umlage von maximal 2.0 Rp/kWh) und Stromimporten in Variante E (Szenario „Politische Massnahmen“) werden 2035 14.2 TWh und 2050 7.2 TWh zusätzliche Stromimporte benötigt. Diese fallen, durch die geringe Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen und Laufwasserkraftwerken im Winterhalbjahr gegen Ende des Betrachtungszeitraums nur in dieser Jahreszeit an.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass selbst bei einem hohen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung der Zubau von Gaskombikraftwerken bzw. zusätzliche Stromimporte über den gesamten Betrachtungszeitraum notwendig sind. Im Falle eines hohen Zubaus Erneuerbarer kann die Notwendigkeit solcher Optionen aber deutlich vermindert werden (vgl. Var. C, Szenario „Weiter wie bisher“: neun Gaskombikraftwerke und Var. C&E, Szenario „Neue Energiepolitik“: vier Gaskombikraftwerke) bzw. auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Bei einem niedrigen Nachfragepfad ist 2050 die Deckung der Nachfrage mit fast ausschliesslich erneuerbarer Stromerzeugung energieseitig in der Gesamtjahresbilanz möglich. Dabei muss allerdings ein hoher Zubaupfad Erneuerbarer durch umfassende Fördermassnahmen (und gesellschaftlicher Akzeptanz für bestimmte Projekte) erreicht werden. Ausserdem wird an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass mit der hier dargestellten Betrachtung der Energienachfrage in Winter- und Sommerhalbjahr Fragen zur Bereitstellung einer ausreichenden verfügbaren Leistung nicht beantwortet werden können. Dies ist insbesondere unter Berücksichtigung der fluktuierenden Einspeisung neuer erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien (z.B. Wind, Photovoltaik) und der Schwankungen im Wasserdargebot relevant.

Tabelle 5-68: Szenarienvergleich
Kenndaten der Stromerzeugung in 2035, hydrologisches Jahr

	Var. C	Var. C&E	Var. E	Lücke	
Szenario	Gaskombikraftwerke	Gaskombikraftwerke und EE	EE und Importe	Jahr	Winter
„Weiter wie bisher“	8 GuD 6.1 TWh EE	7 GuD 11.9 TWh EE		35.2 TWh	22.6 TWh
„Neue Energiepolitik“	6 GuD 6.1 TWh EE	4 GuD 11.9 TWh EE	11.7 TWh Importe 11.9 TWh EE	25.2 TWh	17.0 TWh
„Politische Massnahmen“	6 GuD 6.1 TWh EE	5 GuD 11.9 TWh EE	14.2 TWh Importe 11.9 TWh EE	28.2 TWh	18.7 TWh

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-69: Szenarienvergleich
Kenndaten der Stromerzeugung in 2050, hydrologisches Jahr

	Var. C	Var. C&E	Var. E	Lücke	
Szenario	Gaskombikraft-werke	Gaskombikraft-werke und EE	EE und Importe	Jahr	Winter
„Weiter wie bisher“	9 GuD 10.3 TWh EE	6 GuD 24.2 TWh EE		41.8 TWh	25.9 TWh
„Neue Energiepolitik“	5 GuD 10.3 TWh EE	4 GuD 24.2 TWh EE	2.6 TWh Importe 24.2 TWh EE	24.5 TWh	16.3 TWh
„Politische Massnahmen“	7 GuD 10.3 TWh EE	5 GuD 24.2 TWh EE	7.2 TWh Importe 24.2 TWh EE	32.9 TWh	20.9 TWh

Quelle: Prognos 2012

5.8.4 Modellergebnisse: Leistung

Tabelle 5-70 zeigt die installierte Leistung und die Nachfrage zum Zeitpunkt der Spitzenlast für die Jahre 2035 und 2050.

Tabelle 5-70: Szenarienvergleich
Installierte Leistung des schweizerischen Kraftwerkparks und maximale Nachfrage (2035 und 2050), in GW

	2035			2050		
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombi-kraftwerke	Gaskombi-kraftwerke und EE	EE und Importe	Gaskombi-kraftwerke	Gaskom-bikraftwer-ke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher“	26.4	29.1		29.8	35.8	
	Max. Last: 11.1			Max. Last: 11.9		
„Neue Energiepolitik“	25.3	27.5	26.7	27.6	34.7	32.9
	Max. Last: 9.5			Max. Last: 9.2		
„Politische Massnahmen“	25.3	28.0	27.1	28.7	35.2	33.6
	Max. Last: 10.0			Max. Last: 10.5		

Quelle: Prognos 2012

Es ist zu berücksichtigen, dass ein bestimmter Anteil der installierten Kapazitäten (im Jahr 2050 5.5 GW in der Variante C und 11.2 GW in den Variante C&E und E) aus fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung (z.B. Wind und Photovoltaik) stammt und daher nicht als zum Zeitpunkt der Spitzenlast gesicherte Leistung berücksichtigt werden kann. Die gesicherten Kapazitäten reichen aber in allen Stromangebotsvarianten prinzipiell aus, um die auftretende Spitzenlast zu decken.

Durch eine ausschliessliche Betrachtung der zum Zeitpunkt der Spitzenlast verfügbaren Leistung können leistungsbezogene Fragen für das schweizerische Stromsystem allerdings nicht abschliessend beurteilt werden. Aufgrund der beschränkten Speicherkapazität der Wasserkraftwerke, der Schwankungen des Wasserdargebots und möglicher Leistungsüberschüsse durch die hohe Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen im Sommerhalbjahr ergeben sich für das schweizerische Stromsystem neue Herausforderungen. Diese Themen werden im Exkurs II.3 (Fluktuierende Stromerzeugung) in einer stundengenauen Simulation der Stromangebotsvarianten im Detail analysiert.

5.8.5 Modellergebnisse: Energieträger

In Tabelle 5-71 ist für das hydrologische Jahr der gesamte Energieträgereinsatz für die Stromerzeugung ausgewiesen (Input). Die Ergebnisse hängen von der Umrechnung des Outputs (Stromerzeugung) in den dafür notwendigen Input, also von den (unterstellten) Wirkungsgraden, ab. In den hier dargestellten Ergebnissen werden Wärmegutschriften für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme und der Import-Saldo der Stromerzeugung mitberücksichtigt.

Bei den Energieträgern Wasser (exkl. Pumpspeicherkraftwerke), Wind, Sonne wird dazu ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen. Dies entspricht der üblichen internationalen Bilanzierungskonvention für die betroffenen Stromerzeugungstechnologien, auch wenn rein physikalisch geringere Wirkungsgrade erreicht werden, die im Vergleich der verschiedenen Technologien deutliche Unterschiede aufweisen. Der Wirkungsgrad von Kernkraftwerken liegt bei ca. 35 Prozent, der von Erdgas-Kombikraftwerken bei ca. 60 Prozent. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade der meisten Technologien steigen im Zeitverlauf leicht an.

Bei einer geringeren Stromnachfrage und einer geringeren Stromlücke, ist auch der gesamte Energieträgereinsatz geringer. Somit liegt der Energieträgereinsatz für die Stromerzeugung im Szenario „Neue Energiepolitik“ unter jenem der Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Weiter wie bisher“. Die Unterschiede zwischen den Varianten C, C&E und E sind im Vergleich dazu eher gering. Bei einem hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung (Varianten C&E sowie E) sind zwei gegenläufige Tendenzen zu berücksichtigen: Einerseits ist der Energieträgerverbrauch durch Situationen mit einer Überdeckung durch erneuerbare Stromerzeugung höher als in Variante C, andererseits wird die erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik mit einem Wirkungsgrad von 100 % modelliert, wodurch der Energieverbrauch geringer ist als bei einer vergleichbaren Erzeugung aus Gaskombikraftwerken (Wirkungsgrad: ca. 60 %).

Der Importanteil der Energieträger ist in Varianten mit hoher Erzeugung aus Gaskombikraftwerken (v.a. Variante C) grösser als in Varianten mit einem hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung (Variante C&E bzw. E). Der höchste Importanteil ergibt sich in der Variante C im Szenario „Weiter wie bisher“ (43.6 % bzw. 175.1 PJ). In allen Szenarien und Varianten sinkt der Importanteil (in Prozent) gegen Ende des Betrachtungszeitraums durch den Zubau erneuerbarer Stromerzeugung (Szenarien „Weiter wie bisher“ bzw. „Politische Massnahmen“) bzw. die sinkende Stromnachfrage (Szenario „Neue Energiepolitik“) und die damit geringere Erzeugung aus Gaskombikraftwerken.

Tabelle 5-71: Szenarienvergleich
Gesamter Energieträgereinsatz zur Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Import-Export-Saldo und Wärmegutschriften, in PJ

	2035			2050		
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombi-kraftwerke	Gaskombi-kraftwerke und EE	EE und Importe	Gaskombi-kraftwerke	Gaskom-bikraftwer-ke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher“	381.4	383.3		394.8	379.1	
„Neue Energiepolitik“	322.2	325.6	305.4	296.2	296.0	290.3
„Politische Massnahmen“	340.1	342.1	316.4	344.3	336.4	320.5

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-72: Szenarienvergleich
Importanteil der Energieträger zur Stromerzeugung (2035 und 2050), in PJ und Prozent

	2035			2050		
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombi-kraftwerke	Gaskombi-kraftwerke und EE	EE und Importe	Gaskombi-kraftwerke	Gaskom-bikraftwer-ke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher“	175.1 (43.6 %)	131.6 (31.9 %)		178.9 (43.1 %)	91.6 (22.2 %)	
„Neue Energiepolitik“	115.9 (33.9 %)	75.9 (21.3 %)	22.8 (7.5 %)	80.2 (25.4 %)	36.1 (10.1 %)	21.2 (6.2 %)
„Politische Massnahmen“	133.8 (37.2 %)	90.4 (24.4 %)	22.8 (7.5 %)	128.3 (35.2 %)	63.1 (16.4 %)	21.2 (6.2 %)

Quelle: Prognos 2012

5.8.6 Modellergebnisse: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung

Die in Tabelle 5-73 dargestellten CO_2-Emissionen stellen die Netto-Emissionen der Stromerzeugung des gesamten Stromerzeugungsparks in 2035 und 2050 dar. Dies versteht sich inklusive Abzug von Wärmegutschriften. Die hier betrachteten Emissionen sind ausschliesslich direkt in der Stromerzeugung anfallende CO_2-Emissionen. Emissionen welche beim Bau der Anlagen, bei der Gewinnung und dem Transport der Brennstoffe oder bei der Entsorgung bzw. Aufbereitung der Brennstoffe anfallen, wer-

den dabei nicht berücksichtigt. Zudem werden nur inländische CO_2-Emissionen betrachtet, die modellbezogene Systemgrenze ist die Schweiz.

Die Stromerzeugung des gegenwärtig bestehenden Kraftwerkparks der Schweiz ist durch die hohen Anteile der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und Wasserkraftwerken (nahezu) CO_2-frei.

Die Höhe der CO_2-Emissionen ist vor allem von der für die Deckung der Stromlücke notwendigen Erzeugung aus Gaskombikraftwerken abhängig. In Varianten mit einem hohen Zubau dieser Anlagen sind die CO_2-Emissionen höher. Vor allem in der Variante C nehmen die CO_2-Emissionen in allen Szenarien im Betrachtungszeitraum deutlich zu. In der Variante C des Szenarios „Weiter wie bisher" fallen mit 9.2 Mio. t im Jahr 2050 die höchsten Emissionen in den betrachteten Varianten und Szenarien an. Im Vergleich dazu betragen die CO_2-Emissionen in der Variante C&E des Szenarios „Neue Energiepolitik" 2035 3.5 Mio. t und im Jahr 2050 1.3 Mio. t. Damit liegen die CO_2-Emissionen in dieser Variante nur geringfügig über den Emissionen des gegenwärtigen Kraftwerkparks der Schweiz.

Tabelle 5-73: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Wärmegutschriften, in Mio. t CO_2

	2035			2050		
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombikraftwerke	Gaskombikraftwerke und EE	EE und Importe	Gaskombikraftwerke	Gaskombikraftwerke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher"	8.9	6.6		9.2	4.4	
„Neue Energiepolitik"	5.7	3.5	0.6	3.8	1.3	0.5
„Politische Massnahmen"	6.7	4.3	0.6	6.4	2.8	0.5

Quelle: Prognos 2012

5.8.7 Modellergebnisse: Kosten

Die hier dargestellten Kosten wurden gesamtwirtschaftlich ermittelt. Der reale Zinssatz beträgt für alle Anlagetypen 2.5 %, und die Abschreibungsdauer ist gleich der technischen Lebensdauer. Zu bemerken ist, dass sich die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen nicht an den jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Kosten orientieren. Die Betrachtung der Kosten auf einzelwirtschaftlicher Ebene führt zu anderen Ergebnissen als die gesamtwirtschaftliche Perspektive. Sie lässt aber keine Schlüsse darüber zu, was bestimmte Investitionen für die Schweiz als Ganzes bedeuten. Es werden in dieser Analyse nur direkt der Stromerzeugung zurechenbare Kosten berücksichtigt (z.B. werden externe Kosten der Stromerzeugung, welche z.B. durch die Beeinträchtigung von Umweltgütern entstehen mit Ausnahme von CO_2-Kosten nicht berücksichtigt).

Die jährlichen Gesamtkosten des Kraftwerkparks nach Szenarien und Varianten sind in Tabelle 5-74 zusammengefasst. Jährliche Gesamtkosten sind im Falle von Brennstoff- und Betriebskosten die durch die Stromerzeugung über das jeweilige Betrachtungsjahr anfallenden Kosten. Im Falle von Investitionskosten sind dies Kosten, welche durch die Bildung einer, über die gesamte Abschreibungsdauer gleichbleibenden, Annuität jährlich zu berücksichtigen sind. In den hier dargestellten Kosten sind Wärmegutschriften aus der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme mitberücksichtigt. CO_2-Kosten wurden ebenfalls berücksichtigt, Netzkosten sind nicht enthalten. Neue Stromimporte werden in den hier dargestellten Kosten als zusätzliche variable Kosten berücksichtigt.

Die jährlichen Gesamtkosten zeigen ein differenziertes Bild. Ein wesentlicher Einflussfaktor in die Gesamtkosten des Kraftwerkparks ist die Höhe der Stromnachfrage und damit das Ausmass der hypothetischen Stromlücke. Bei einer höheren Stromlücke müssen mehr Kraftwerke zugebaut werden, wodurch die Gesamtkosten steigen. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass hier nur die Gesamtkosten der Stromerzeugung berücksichtigt werden. Auf der Seite der Stromnachfrage können durch die Senkung der Stromnachfrage durchaus hohe Investitionskosten anfallen.

Im Jahr 2035 fallen in der Variante C&E des Szenarios „Weiter wie bisher“ die höchsten Gesamtkosten an. Dies ist vor allem auf den hohen Nachfragepfad und den dadurch notwendigen Zubau an Gaskombikraftwerken bei einem gleichzeitig hohen Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien zurückzuführen. Für das Jahr 2050 fallen hingegen im Szenario C des Szenarios „Weiter wie bisher“ die höchsten jährlichen Gesamtkosten an. Dies ist auf steigende Gaspreise und gleichzeitig fallende Investitionskosten für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien zurückzuführen.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinken die Gesamtkosten der Varianten C und C&E ebenfalls bis zum Jahr 2050. Zudem zeigt sich im Vergleich zum Szenario „Politische Massnahmen“, dass die jährlichen Gesamtkosten in der Variante C des Szenarios „Neue Energiepolitik“ trotz geringerer Stromnachfrage höher sind als im Szenario „Politische Massnahme“. Dies gilt allerdings nur für das Jahr 2035. Dieses Ergebnis ist darauf zurückzuführen, dass CO_2-Preise und Brennstoffkosten für Erdgas im Szenario „Neue Energiepolitik“ höher sind als im Szenario „Politische Massnahmen“.

Die Variante C&E weist in den beiden Szenarien „Neue Energiepolitik“ und „Politische Massnahmen“ im Jahr 2050 deutlich höhere jährliche Gesamtkosten auf, als die Variante C. Dies ist auf die Überdeckung der Stromnachfrage bei einem hohen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung (v.a. im Sommerhalbjahr) zurückzuführen. Die Gesamtkosten der Variante E liegen im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Jahr 2035 beispielsweise unter den Gesamtkosten der Variante C. Aufgrund der Überdeckung der Nachfrage durch die hohe erneuerbare Stromerzeugung liegen die jährlichen Gesamtkosten im Jahr 2050 jedoch über jenen der Variante C.

Insgesamt können die Höhe der Stromnachfrage (und damit die notwendige Erzeugung zur Deckung der Stromlücke), sinkende Investitionskosten bei Erneuerbaren und steigende Gaspreise sowie die Charakteristik des Stromangebots (v.a. regelbare Gaskombikraftwerke oder Erneuerbare mit Einspeisevorrang) als wesentliche Einflussfaktoren für die Höhe der jährlichen Gesamtkosten betrachtet werden.

Tabelle 5-74: Szenarienvergleich
Jährliche Gesamtkosten der Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Wärmegutschriften, in Mio. CHF

	2035			2050		
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombi-kraftwerke	Gaskombi-kraftwerke und EE	EE und Importe	Gaskombi-kraftwerke	Gaskom-bikraftwer-ke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher“	9’121	9’290		9’574	9’449	
„Neue Energiepolitik“	8’424	8’354	7’889	7’827	8’291	8’000
„Politische Massnahmen“	8’193	8’363	8’195	8’392	8’789	8’630

Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Gesamtkosten und der Stromerzeugung bzw. -beschaffung ergeben sich die Gestehungskosten pro kWh_{el}. In den in Tabelle 5-75 dargestellten Gestehungskosten sind keine Wärmegutschriften berücksichtigt. Ansonsten gelten dieselben Kostenabgrenzungen wie bei der Beschreibung der jährlichen Gesamtkosten. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass es sich im Folgenden um gesamtwirtschaftliche Gestehungskosten handelt (d.h. Zinssatz von 2.5 % und die Abschreibungsdauer entspricht der technischen Lebensdauer). Somit können die dargestellten Gestehungskosten nicht mit einzelwirtschaftlich ermittelten Gestehungskosten verglichen werden.

Die höchsten Gestehungskosten fallen im Szenario „Neue Energiepolitik“ im Jahr 2035 in der Variante C&E mit 13.0 Rp/kWh an. Bis zum Jahr 2050 sinken die Gestehungskosten in dieser Variante jedoch durch sinkende Investitionskosten für die erneuerbare Stromerzeugung und den sinkenden Anteil von Gaskombikraftwerken an der Stromerzeugung auf 12.3 Rp/kWh. Dieser Wert ist vergleichbar mit dem Grossteil der Gestehungskosten für die anderen Szenarien und Varianten. Eine Ausnahme stellt die Variante C im Szenario „Neue Energiepolitik“ dar, da im Jahr 2050 eine hohe Erzeugung aus Gaskombikraftwerken bei gleichzeitig hohen Gaspreisen notwendig ist, wodurch Gestehungskosten von 13.0 Rp/kWh resultieren.

In der Variante C&E fallen für alle Szenarien im Jahr 2035 die höchsten Gestehungskosten an. Bis 2050 sinken die Gestehungskosten in diesem Szenario um bis zu 0.7 Rp/kWh. Dies zeigt abermals den Einfluss der sinkenden Investitionskosten für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien. Im Vergleich dazu bleiben die Gestehungskosten in der Variante C von 2035 bis 2050 konstant oder steigen leicht. Damit liegen die Gestehungskosten der Variante C in allen Szenarien im Jahr 2050 auf gleicher Höhe oder über den Gestehungskosten der Varianten C&E und E.

Tabelle 5-75: Szenarienvergleich
Gesamtwirtschaftliche Gestehungskosten der Stromerzeugung (2035 und 2050), exkl. Wärmegutschriften, in Rp/kWh$_{el}$

	2035			2050		
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombi-kraftwerke	Gaskombi-kraftwerke und EE	EE und Importe	Gaskombi-kraftwerke	Gaskom-bikraftwer-ke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher“	12.1	12.5		12.3	12.1	
„Neue Energiepolitik“	12.9	13.0	12.4	13.0	12.3	11.9
„Politische Massnahmen“	12.0	12.5	12.2	12.1	12.0	11.8

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-76 zeigt die in den Szenarien und Varianten anfallenden und über den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 kumulierten Gesamtkosten. Die kumulierten Gesamtkosten sind diskontiert. Diskontiert heisst, dass die künftigen Kosten nach ihrem gegenwärtigen Wert bewertet werden. In der Zukunft entstehende Kosten, z.B. für Investitionen, erhalten aufgrund der Zeitpräferenz ein geringeres Gewicht als heute anfallende Kosten.

Im Vergleich der verschiedenen Szenarien zeigt sich wiederum der Einfluss einer hohen Stromnachfrage (z.B. Szenario „Weiter wie bisher“) gegenüber einem niedrigen Nachfragepfad (z.B. Szenario „Neue Energiepolitik“). Die kumulierten Gesamtkosten liegen in allen Szenarien mit höherem Nachfragepfad über den Kosten der niedrigen Nachfragepfade.

Die kumulierten Gesamtkosten der Variante C sind in allen Szenarien am niedrigsten. Dies wird folgendermassen begründet: In den Varianten C&E und E sinken zwar die Gestehungskosten gegen Ende des Betrachtungszeitraums, aufgrund von Erzeugungsüberschüssen im Sommerhalbjahr steigen aber die Gesamtkosten zum Teil. Zudem werden durch die Diskontierung der Gesamtkosten langfristige Kostensenkungen relativ niedrig gewichtet. Daher ist der Einfluss langfristig sinkender Investitionskosten für Erneuerbare und steigender Gaspreise nicht so bedeutend wie im Vergleich der jährlichen Gesamtkosten und der Gestehungskosten.

Bei der Interpretation der kumulierten Gesamtkosten ist zu berücksichtigen, dass auch der Bestand an Kraftwerken mit bewertet wurde. Die kumulierten Gesamtkosten des Bestands betragen für alle Varianten 125.9 Mia. CHF. In Tabelle 5-76 sind zusätzlich die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Kraftwerkzubaus dargestellt. Die Gesamtkosten für den Kraftwerkzubau belaufen sich auf 58.6 Mia. CHF (Variante C, Szenario „Neue Energiepolitik“) bis 75.4 Mia. CHF (Variante C&E im Szenario „Weiter wie bisher“).

Tabelle 5-76: Szenarienvergleich
Kumulierte und diskontierte Gesamtkosten der Stromerzeugung, 2010 bis 2050, inkl. Wärmegutschriften, in Mia. CHF

	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombikraftwerke	Gaskombikraftwerke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher“	197.5	201.3	
„Neue Energiepolitik“	184.6	190.1	186.1
„Politische Massnahmen“	185.1	191.5	189.8

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 5-77: Szenarienvergleich
Kumulierte und diskontierte Gesamtkosten der Kraftwerkzubaus, 2010 bis 2050, inkl. Wärmegutschriften, in Mia. CHF

	Var. C	Var. C&E	Var. E
Szenario	Gaskombikraftwerke	Gaskombikraftwerke und EE	EE und Importe
„Weiter wie bisher“	71.6	75.4	
„Neue Energiepolitik“	58.6	64.2	60.1
„Politische Massnahmen“	59.2	65.6	63.9

Quelle: Prognos 2012

6 Elektrizitätserzeugung: Status quo und Voraussetzungen

6.1 Landeserzeugung bis 2010

Die Struktur der schweizerischen Landeserzeugung nach Erzeugungsgruppen ist in Tabelle 6-1 dargestellt. Sie zeichnet sich durch den grossen Anteil der CO_2-freien Erzeugungsformen Wasserkraft (55 %) und Kernenergie (40 %) aus. Der Beitrag von fossil-thermischen Stromerzeugungsanlagen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen belief sich 2010 auf ca. 5 % (3.5 TWh). Die übrigen erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Windenergie) trugen mit 83 GWh bzw. 36.6 GWh insgesamt mit 0.2 % zur Landeserzeugung bei.

Tabelle 6-1: Entwicklung und Struktur der Landeserzeugung (Kalenderjahr), in TWh_{el}

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	*2010*
Wasserkraftwerke	33.54	32.68	30.68	35.60	37.85	32.76	*37.45*
Laufkraftwerke	14.97	13.77	13.56	16.15	17.57	15.00	*16.03*
Speicherkraftwerke	18.58	18.91	17.11	19.45	20.29	17.76	*21.42*
Kernkraftwerke	13.66	21.28	22.30	23.49	24.95	22.02	*25.21*
Fossil-Thermische KW	0.96	0.87	0.24	0.22	0.02	0.02	*0.01*
Wärme-Kraft-Kopplung [1)] + Kehrichtverbrennung			1.28	1.94	2.81	3.10	*3.53*
Erneuerbare Energien (PV und Windenergie)	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.03	*0.12*
Total	48.16	54.83	54.5	61.3	65.6	57.92	*66.25*

1) inkl. Deponiegasverstromung *Quelle: Prognos 2012*

Quellen: Schweizerische Elektrizitätsstatistik [BFE, 2011c], WKK-Statistik [Dr. Eicher+Pauli AG, 2011b], Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien [BFE, 2011b], [Prognos, 1996]

Im Jahr 2010 betrug die gesamte installierte elektrische Leistung der Stromerzeugungsanlagen in der Schweiz 17.4 GW (vgl. Tabelle 6-2). Die Wasserkraft verfügt über ca. 13.7 GW, wovon Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ca. 9.9 GW einnehmen. Die fünf Kernkraftwerke weisen eine gesamte installierte elektrische Leistung von 3.2 GW auf [BFE ElStat, 2011]. Die installierte Leistung der Kehrichtverbrennungsanlagen betrug 2010 ca. 358 MW_{el}. Die installierte Leistung für die (übrigen) Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen lag 2010 bei ca. 514 MW_{el} [Dr. Eicher + Pauli AG, WKK-Statistik, 2011b]. Im Jahr 2010 waren 42 MW_{el} Leistung an Windenergieanlagen und 111 MW_p Photovoltaikleistung installiert [Dr. Eicher und Pauli AG, EE-Statistik, 2011a].

Tabelle 6-2: Entwicklung und Struktur der inländischen installierten Leistung in MW_{el}

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	*2010*
Wasserkraftwerke	11‘310	11‘486	11‘624	11‘847	13‘202	13‘317	*13‘678*
Kernkraftwerke	1‘960	2‘950	2‘950	3‘050	3’200	3’220	*3’253*
Fossil-Thermische KW	ca. 684	ca. 684	259	259	(>) 75 [1)]	(>) 75 [1)]	*(>) 75 [1)]*
Wärme-Kraft-Kopplung [1)] + Kehrichtverbrennung			427	601	731	754	*872*
Erneuerbare Energien (PV und Windenergie)	0	0	2	8	18	38	*153*
Total	ca. 13‘954	ca. 15‘120	15‘262	11‘765	17‘226	17‘404	*17‘998*

1) inkl. Deponiegasverstromung *Quelle: Prognos 2012*

Quellen: Schweizerische Elektrizitätsstatistik [BFE, 2011c], WKK-Statistik [Dr. Eicher+Pauli AG, 2011b], Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien [BFE ,2011g], [Prognos, 1996]

6.2 Perspektiven des bestehenden Angebotes bis 2050

6.2.1 Generelle Annahmen

Aus der Entwicklung des bestehenden Angebotes bis 2050 lässt sich die zeitliche Entwicklung und Grösse der Stromlücke ableiten. In den folgenden Abschnitten wird das bestehende Angebot für die verschiedenen Technologiegruppen analysiert. Im Modell ist die Statistik bis zum hydrologischen Jahr 2010 erfasst. Manche statistischen Daten sind nur für das Kalenderjahr vorhanden. Diese Daten werden im Modell in hydrologische Jahre umgerechnet. Hierdurch können Abweichungen im Vergleich zur Statistik entstehen.

6.2.2 Wasserkraft

Bei den Wasserkraftanlagen wird zwischen Laufkraftwerken und Speicherkraftwerken unterschieden. Die Laufwasserkraftwerke werden statistisch in Kleinstwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von weniger als 300 kW_{el} und in (grössere) Laufkraftwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 300 kW_{el} getrennt. Die Speicherkraftwerke werden wiederum nach reinen Speicherkraftwerken und Pumpspeicherwerken differenziert. Bei den Speicherkraftwerken kann die in Form von potenzieller Energie gespeicherte Energie aus natürlichen Zuflüssen (und bis zur Ausschöpfung der Speicherkapazität) zu jeder Zeit in der Höhe der Turbinenleistung abgerufen werden. Ein Teil der sommerlichen Zuflüsse wird durch das Auffüllen der Speicher während der Sommermonate im Winter zu Zeiten von Spitzenverbräuchen in elektrische Energie umgewandelt. Speicherkraftwerke werden im Allgemeinen nicht als Grundlastkraftwerke betrieben und verfügen daher über relativ geringe Volllaststunden.

Zudem kann Grundlaststrom aus dem Inland sowie Ausland mit Hilfe der Pumpspeicherwerke, zu Schwachlastzeiten (Wochenende, Nacht) in hochwertige Spitzenlastenergie umgewandelt werden. Der Verbrauch der Speicherpumpen wird als zusätzliche Nachfrage betrachtet und auf der Nachfrageseite verbucht. Dabei ist, insbesondere am Ende des Winterhalbjahrs, die Speicherkapazität der Speicherseen ein beschränkender Faktor. Im April weisen die Speicherseen den niedrigsten und im September den höchsten Speicherstand auf. Insgesamt stand im hydrologischen Jahr 2009/2010 ein

Speichervermögen von 8‘765 GWh_{el} zur Verfügung, wovon im 7‘587 GWh_{el} zur saisonalen Speicherung zwischen Sommer und Winter genutzt wurden [BFE, ElStat, 2011c].

Die gesamte Leistung der Wasserkraftwerke (mit einer Leistung von mehr als 300 kW_{el}) betrug im hydrologischen Jahr 2009/2010 13.7 GW_{el} bei einer Produktion von 35.4 TWh_{el}.

Bei der Wasserkraft werden im Gegensatz zu den anderen Technologiegruppen keine Kapazitätsabgänge unterstellt. Bei dieser Gruppe wird davon ausgegangen, dass die Anlagen durch Sanierung, Ertüchtigung und unter Durchführung von Leistungserhöhungen instand gehalten werden. Aufgrund der Restwasserbestimmungen des Gewässerschutzgesetzes nimmt die Stromerzeugung (d.h. der Erwartungswert der Stromerzeugung gemäss dem langjährigen Mittel) des Kraftwerkbestands jedoch bis 2050 um 1.4 TWh ab [BFE, Ausbaupotenzial Wasserkraft, 2012a].

Im Referenzszenario werden für die Erzeugung im gesamten hydrologischen Jahr keine Auswirkungen von Klimaveränderungen auf die Wasserkrafterzeugung unterstellt. Allerdings wird für das Sommerhalbjahr eine leichte Abnahme der Produktion und für das Winterhalbjahr eine Zunahme, also eine Verschiebung der Erzeugung aus Wasserkraftanlagen in das Winterhalbjahr unterstellt. Diese Annahme folgt aus den Ergebnissen der Studie ‚Auswirkungen der Klimaänderung auf die Wasserkraftnutzung‘ [SGHL und CHy, 2011].

Es ist noch darauf hinzuweisen, dass die bisherige Stromerzeugung aus Wasserkraft grosse Schwankungen aufweist. Das ist einerseits auf Schwankungen im Wasserdargebot, aber auch auf wirtschaftliche (Optimierungs-)Gründe zurückzuführen. Im Modell muss mit durchschnittlichen Daten, d.h. aufbauend auf dem langjährigen Mittel der Wasserkrafterzeugung, [BFE, Statistik der Wasserkraftanlagen, 2011f] gerechnet werden; deshalb sind nur Trends abgebildet.

Tabelle 6-3: Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Wasserkraftwerke bis 2050

	2000	2005	*2010*	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW_{el})	13‘510	13‘539	*13‘730*	13‘730	13’730	13’730	13’730	13’730	13’730	13’730	13’730
Hydrologisches Jahr (TWh)	38.38	34.34	35.42	36.95	36.87	36.83	36.75	36.54	36.41	35.85	35.57
Winterhalbjahr (TWh)	17.71	15.56	14.16	15.95	16.09	16.24	16.39	16.47	16.59	16.53	16.63
Sommerhalbjahr (TWh)	20.67	18.78	21.26	21.00	20.78	20.58	20.37	20.07	19.82	19.32	18.95

Quelle: Prognos 2012

6.2.3 Kernenergie

Die fünf Kernkraftwerke in der Schweiz mit einer gesamten installierten Nettoleistung von 3‘253 MW_{el} erzeugten 2010 (hydrologisches Jahr) 25‘127 GWh, wovon 14‘167 GWh im Winterhalbjahr (2009/2010) erbracht wurden [BFE, ElStat, 2011c].

In den letzten Jahren wiesen die Kernkraftwerke seit der Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt eine ständige Zunahme der Erzeugung auf, welche einerseits auf

die Leistungserhöhungen in den 1990er-Jahren und andererseits auf die (tendenziell) höhere Auslastung der Kernkraftwerke zurückzuführen ist.

Für die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung durch die fünf Kernkraftwerke wird davon ausgegangen, dass die installierte Leistung konstant bleibt. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung gibt es keine Aussagen zu möglichen zukünftigen Leistungserhöhungen.

Für die Folgejahre wird von einer Auslastung in Höhe von 7‘600 Volllaststunden pro Jahr bis zum Betriebsalter von 40 Jahren ausgegangen. Nach Erreichen des 40-jährigen Betriebsalters wird ein Rückgang der Auslastung um 200 Stunden pro Jahr unterstellt, da angenommen wird, dass die Kernkraftwerke aufgrund ihres Betriebsalters umfassenden Nachrüstungen und Erneuerungen unterzogen werden müssen [Prognos, 2001].

Unter Berücksichtigung der oben genannten Annahmen und ausgehend von einer durchschnittlichen technischen Lebensdauer der Kernkraftwerke von 50 Jahren wird die in Tabelle 6-4 aufgelistete Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke bis 2050 ermittelt.

Tabelle 6-4: Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke bis 2050

	2000	2005	*2010*	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW_{el})	3‘170	3‘220	*3.263*	3.263	2.898	2.160	1.190	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	24.73	21.90	*25.13*	24.58	21.68	15.98	8.81	0	0	0	0
Winterhalbjahr (TWh)	13.72	13.94	*13.72*	13.50	11.91	8.78	4.84	0	0	0	0
Sommerhalbjahr (TWh)	11.01	7.97	*11.01*	11.08	9.77	7.21	3.97	0	0	0	0

2005 Sonderfall durch Produktionspause Leibstadt *Quelle: Prognos 2012*

6.2.4 Fossil-thermische Stromerzeugung

Die sich aktuell noch im Betrieb befindlichen Anlagen mit einer installierten Leistung von 75 MW_{el} erzeugten 2010 nach einer Schätzung von Dr. Eicher + Pauli AG [Dr. Eicher und Pauli AG, WKK-Statistik, 2011b] ca. 14 GWh pro Jahr. Mit Angaben von Dr. Eicher + Pauli AG und unter Annahme der typischen technischen Lebensdauer dieser Anlagen wird von einer (modell-technischen) Stilllegung aller sonstigen bestehenden fossil-thermischen Kraftwerke bis 2015 ausgegangen.

Tabelle 6-5: Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden konventionell-thermischen Stromerzeugungsanlagen bis 2050

	2000	2005	*2010*	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW_{el})	75	75	*75*	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	0.02	0.02	*0.01*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	0.01	0.01	*0.01*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	0.00	0.00	*0.00*	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

6.2.5 Fossile Wärme-Kraft-Kopplung

Die Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) ist eine Variante der Stromerzeugung, bei der die entstehende Wärme nicht ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird, sondern zu einem Grossteil der Deckung von Raum- oder Prozesswärmebedarf (sowie Kühlungsbedarf) oder Warmwasserbedarf dient.

Die Statistik (u.a. installierte Leistung und Stromerzeugung) der Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK) wird jedes Jahr im Auftrag des Bundesamtes für Energie durch das Ingenieurbüro Dr. Eicher + Pauli AG [Dr. Eicher und Pauli AG, WKK-Statistik, 2011b] erfasst. Diese WKK-Statistik liegt den hier aufgelisteten Daten zugrunde.

Zu der fossilen WKK gehören die mit fossilen Brennstoffen angetriebenen Blockheizkraftwerke (BHKW), (Mikro)Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen, Heizkraftwerke und Brennstoffzellen.

Vor allem die Erzeugungskapazitäten der fossilen BHKW-Anlagen haben in den letzten 20 Jahren zugenommen. Im Jahr 1990 waren gemäss Dr. Eicher + Pauli AG [Dr. Eicher und Pauli AG, WKK-Statistik, 2011b] 91 Anlagen installiert, 2010 waren es 546 Anlagen. Die installierte Leistung stieg in der gleichen Periode von 16.4 MW_{el} auf 84.5 MW_{el}, die Stromerzeugung von 30.2 GWh/a auf 344.4 GWh/a. Der Zubau von fossilen BHKW-Anlagen war insbesondere in den Jahren von 1990 bis 2000 beträchtlich, in den letzten fünf Jahren war hingegen eine zurückgehende Anzahl an fossilen BHKW-Anlagen zu verzeichnen.

Die installierten Leistungen der Dampfturbinen, Gasturbinen (> 1 MW_{el}) und Kombikraftanlagen erfuhr insbesondere durch den Zubau der industriellen GuD-Anlage in Monthey (2009) und den Zubau zweier Fernheizkraftwerke (2007 bzw. 2009) in den letzten Jahren einen Anstieg. Einige ältere Anlagen sind schon in den 1960er und 1970er Jahren installiert worden und sollten theoretisch gesehen schon längst ersetzt oder saniert worden sein. Bei der Ermittlung der zukünftigen Stromerzeugung ist deshalb davon auszugehen, dass diese Anlagen innerhalb der nächsten Jahre ersetzt werden müssen und im Modell aus dem Bestand entfallen.

Tabelle 6-6: Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050[4]

	2000	2005	*2010*	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW_{el})	295	306	*402*	354	277	175	118	60	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	1.14	1.25	*1.24*	1.90	1.58	1.00	0.68	0.35	0	0	0
Winterhalbjahr (TWh)	0.76	0.80	*0.76*	1.17	0.95	0.61	0.42	0.19	0	0	0
Sommerhalbjahr (TWh)	0.38	0.45	*0.49*	0.73	0.63	0.39	0.26	0.16	0	0	0

Quelle: Prognos 2012

6.2.6 Kehrichtverbrennungsanlagen

Einen Spezialfall stellen Kehrichtverbrennungsanlagen dar. In den meisten Anlagen wird sowohl Strom erzeugt, als auch Wärme genutzt, jedoch gehören nur wenige Anlagen zur WKK laut Definition nach Dr. Eicher + Pauli AG (elektrischer Wirkungsgrad grösser 5 %und Gesamtwirkungsgrad grösser 60 %) [Dr. Eicher und Pauli AG, WKK-Statistik, 2011b].

Zudem kann ein Teil des Brennstoffs als „erneuerbar“ angesehen werden, gemäss derzeit gängiger Definition 50 %. Deswegen kann die KVA-Gruppe weder zu den konventionellen thermischen Stromerzeugern, noch zur Wärme-Kraft-Kopplung gerechnet werden. Sie wird daher in der Modellierung als eigene Technologiegruppe behandelt, wobei die resultierende Erzeugung zu 50 % der erneuerbaren Stromerzeugung und zu 50 % der Erzeugung aus fossilen WKK-Anlagen zugerechnet wird.

Die elektrische Leistung der Kehrichtverbrennungsanlagen hat sich im Zeitraum von 1990 bis einschliesslich 2010 mehr als verdoppelt, was vor allem auf die Nachrüstungen und Kapazitätserweiterungen im Rahmen von Gesamtsanierungen (aufgrund der lufthygienischen Vorschriften) zurückzuführen ist [Dr. Eicher und Pauli AG, WKK-Statistik, 2011b]. Die Altersstruktur des KVA-Parks ist dabei untypisch. Einige Anlagen haben die durchschnittliche Lebensdauer längst überschritten. Deshalb ist eine reine Abschätzung des Ablaufens der KVA (nach durchschnittlichen Lebensdauern) schwierig.

Die Erzeugung hat sich auf Grund der Leistungszunahme gleichmässig erhöht und stieg von 644 GWh im Kalenderjahr 1990 auf 1‘849 GWh im Kalenderjahr 2010 [Dr. Eicher und Pauli AG, WKK-Statistik, 2011b].

Bei der Ermittlung der zukünftigen Stromerzeugung wird wie bei der fossilen WKK davon ausgegangen, dass diese Anlagen innerhalb der nächsten Jahre ersetzt (oder saniert) werden müssen und im Modell aus dem Bestand entfallen. Die Abschätzung des Auslaufens wurde mit Hilfe von Angaben in econcept [Econcept, 2004] vorgenommen (Liste Jahr der Inbetriebnahme, geplante Sanierungszeitpunkte).

[4] In den hier dargestellten Zahlen kommt es zu Abweichungen im Vergleich mit der WKK-Statistik nach Dr. Eicher+Pauli [Dr. Eicher und Pauli AG, WKK-Statistik, 2011], da in Tabelle 6-6 ausschliesslich fossile WKK-Anlagen berücksichtigt wurden. Erneuerbare WKK-Anlagen und Kehrrichtverbrennungsanlagen, die in der WKK-Statistik mit erfasst werden, sind in Tabelle 6-6 nicht enthalten und werden in den Kapiteln 6.2.6 und 6.2.7.1 beschrieben.

Tabelle 6-7: Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kehrichtverbrennungsanlagen bis 2050

	2000	2005	*2010*	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW_{el})	274	30	*343*	207	193	123	69	35	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	1.27	1.61	*1.84*	1.08	1.01	0.64	0.36	0.18	0	0	0
Winterhalbjahr (TWh)	0.70	0.89	*1.01*	0.59	0.55	0.35	0.20	0.10	0	0	0
Sommerhalbjahr (TWh)	0.57	0.72	*0.83*	0.49	0.45	0.29	0.16	0.08	0	0	0

Quelle: Prognos 2012

6.2.7 Erneuerbare Energien

6.2.7.1 Gekoppelte erneuerbare Energien

Zu der erneuerbaren WKK gehören die Abwasserreinigungs-, Biogas-, (Deponie-) und Biomasse-Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen.

Derzeit spielen vor allem Biomasse-Anlagen mit einer Stromproduktion von 146.9 GWh (im Jahr 2010) und Klärgasanlagen (118.7 GWh im Jahr 2010) neben den bereits beschriebenen Kehrrichtverbrennungsanlagen eine bedeutende Rolle in der Stromerzeugung durch regenerative WKK-Anlagen. Biogasanlagen (Landwirtschaft und Gewerbe sowie Industrie) erzeugten 2010 rund 84.2 GWh [BFE, EE-Statistik, 2011g].

Aus methodischen Gründen wird die ungekoppelte Deponiegasverstromung zu der regenerativen WKK gerechnet, da diese Anlagen im Modell derzeit nur in einem Technologieblock repräsentiert werden.

Tabelle 6-8: Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden regenerativen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050

	2000	2005	*2010*	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW_{el})	42	50	*89*	77	60	55	28	2	2	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	0.16	0.18	*0.34*	0.31	0.24	0.22	0.11	0.01	0.01	0	0
Winterhalbjahr (TWh)	0.09	0.10	*0.09*	0.20	0.16	0.15	0.08	0.00	0.00	0	0
Sommerhalbjahr (TWh)	0.07	0.07	*0.07*	0.11	0.08	0.07	0.03	0.00	0.00	0	0

Quelle: Prognos 2012

6.2.7.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ohne Wärmeproduktion

Im Jahr 2010 waren in der Schweiz 110.9 MW_p an Photovoltaikanlagen installiert (inkl. Inselanlagen), die insgesamt 83 GWh Strom erzeugten. Seit 2000 hat die installierte Leistung sich mehr als versiebenfacht. Jedoch trägt die Stromerzeugung von Photovoltaik mit 0.13 Prozent nur geringfügig zur gesamten Landeserzeugung bei [BFE, EE-Statistik, 2011g].

Windenergie erfuhr ein ähnliches Wachstum. Die Anzahl der Standorte lag 2010 bei 32 mit einer gesamten installierten Leistung von 42.3 MW_{el}. Im Jahr 2000 lag die Anzahl der Anlagen noch bei 11 (2.8 MW_{el}). Die Stromproduktion stieg bis 2010 auf 36.6 GWh [BFE, EE-Statistik, 2011g].

Ausgehend von Analysen einer Zeitreihe von Globalstrahlungsdaten der Meteo-Schweiz [MeteoSchweiz, 2011] wird ein Winter/Sommer-Verhältnis von 27/73 für die Stromproduktion durch Photovoltaik-Anlagen und von 60/40 für die Stromproduktion durch Windenergieanlagen unterstellt.

Aus der Statistik der erneuerbaren Energien [BFE, EE-Statistik, 2011g] und der jeweils unterstellten Lebensdauer (25 Jahre für PV bzw. 20 Jahre für Windenergieanlagen) wurde eine Abschätzung über den Abgang der Anlagen aus dem Park nach 2010 (d.h. ohne Ersatz) vorgenommen. Unter den oben genannten Annahmen wurde die in der Tabelle 6-9 dargestellte Entwicklung der Stromerzeugung bestehender Photovoltaik- und Windkraftanlagen bis 2050 berechnet.

Tabelle 6-9: Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Photovoltaik- und Windenergieanlagen bis 2050

	2000	2005	*2010*	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW_{el})	18	34	*153*	151	142	130	85	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	0.01	0.03	*0.12*	0.18	0.17	0.16	0.11	0.00	0.00	0	0
Winterhalbjahr (TWh)	0.00	0.01	*0.00*	0.06	0.06	0.05	0.03	0.00	0.00	0	0
Sommerhalbjahr (TWh)	0.01	0.02	*0.01*	0.12	0.11	0.10	0.08	0.00	0.00	0	0

Quelle: Prognos 2012

6.3 Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen

Neben der Stromerzeugung für die inländische Versorgung exportiert und importiert die Schweiz Strom aus anderen europäischen Ländern. Ob die Schweiz Strom exportiert oder importiert, hängt von der jeweiligen inländischen Produktion im Vergleich zum Landesverbrauch ab. Die Relation dieser Grössen unterscheidet sich im Winter- und Sommerhalbjahr. Daraus resultieren in der Halbjahresbetrachtung Produktionsüberschüsse oder -engpässe.

Beim Import wird zwischen langfristigen Bezugsverträgen, kurzfristigen Importverträgen und Ausgleich im Verbund unterschieden. Bei den Exporten wird zwischen Lieferverpflichtungen (Laufzeit länger als zwei Jahre) und Reservehaltung, Lieferungen in ausländische Versorgungsgebiete, Partneranteilen, Ausgleich im Verbund, Abmachungen (Laufzeit kürzer als zwei Jahre) und Tagesgeschäften unterschieden [BFE, ElStat, 2011c; Prognos, 1996].

In dieser Studie werden nur die vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet, nicht dagegen die Stromimporte und Stromexporte, welche die Funktion haben, die jahreszeitlichen Schwankungen der Stromerzeugung aus Wasserkraft auszugleichen.

Die Bezugsrechte aus ausländischen Produktionsanlagen beziehen sich zum Grossteil auf französische Kernkraftwerke und hatten 2010 einen Umfang von 17.2 TWh. Das Auslaufen der Bezugsverträge erfolgt gemäss Angaben des BFE.

Tabelle 6-10: Entwicklung der Bezugsrechte bis 2050

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr (TWh)	18.72	17.98	17.24	17.24	10.06	8.42	8.42	2.61	1.30	0	0
Winterhalbjahr (TWh)	10.16	9.76	10.16	9.36	5.46	4.57	4.57	1.42	0.71	0	0
Sommerhalbjahr (TWh)	8.56	8.22	8.56	7.88	4.60	3.85	3.85	1.19	0.60	0	0

Quelle: Prognos 2012

Bezüglich der Ausfuhrverpflichtungen bestand beim Kernkraftwerk Leibstadt bis September 1999 eine ausländische Kapitalbeteiligung in Höhe von insgesamt 12.5 Prozent (ca. 0.7 TWh). Diese verringerte sich dann um 5 Prozentpunkte und Mitte 2002 nochmals um 7.5 Prozent, so dass die Lieferverpflichtung ab Mitte 2002 entfiel (vgl. Prognos, 1996).

Gemäss Prognos (1996) besitzen ausländische Unternehmen Anteile an verschiedenen Wasserkraftwerken, die in der inländischen Erzeugung enthalten sind und als Ausfuhrverpflichtung gelten. Insgesamt betragen diese Ausfuhrverpflichtungen ca. 2.3 TWh/a (vgl. Prognos, 1996). Es handelt sich hier jedoch um eine Schätzung, da keine spezifischen und aktuellen Daten vorhanden sind.

Tabelle 6-11: Entwicklung der Lieferverpflichtungen bis 2050

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr (TWh)	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	0	0
Winterhalbjahr (TWh)	1.47	1.13	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	0	0
Sommerhalbjahr (TWh)	1.35	1.14	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	0	0

Quelle: Prognos 2012

6.4 Gesamtangebot ohne Zubau neuer Anlagen

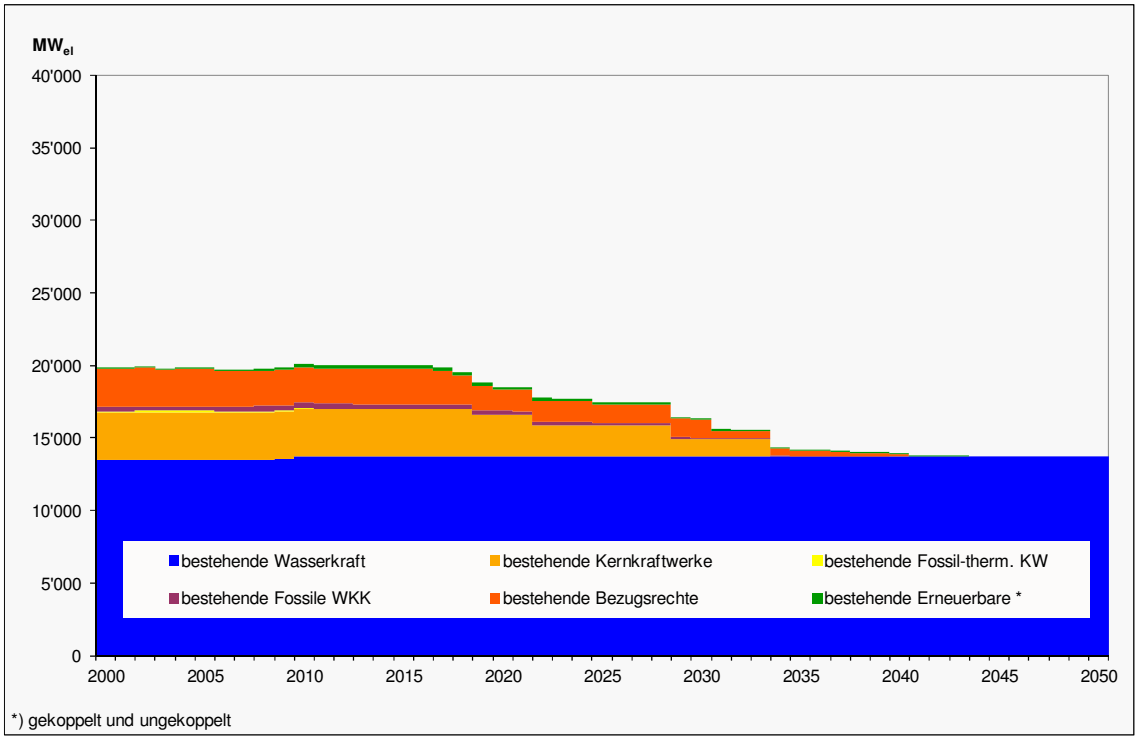
Bei Berücksichtigung der Summe der Werte für Erzeugung und Leistung der einzelnen oben beschriebenen Technologiegruppen und Saldierung von Lieferverpflichtungen und Bezugsrechten ergibt sich für die Entwicklung des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 das in Tabelle 6-12 und in der Figur 6-2 (hydrologisches Jahr) dargestellte Bild.

Tabelle 6-12: Entwicklung der inländischen Leistung und der Erzeugung (inkl. Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen) des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale Leistung (MW_{el})	17'518	17'615	18'055	17'782	17'301	16'373	15'221	13'827	13'732	13'730	13'730
Hydrologisches Jahr (TWh)	81.59	75.04	79.08	79.30	68.76	60.59	52.70	37.31	37.06	35.85	35.57
Winterhalbjahr (TWh)	41.67	39.93	38.62	39.29	33.69	29.39	25.22	16.99	16.94	16.53	16.63
Sommerhalbjahr (TWh)	39.92	35.11	40.46	40.00	35.06	31.21	27.48	20.32	20.12	19.32	18.95

Quelle: Prognos 2012

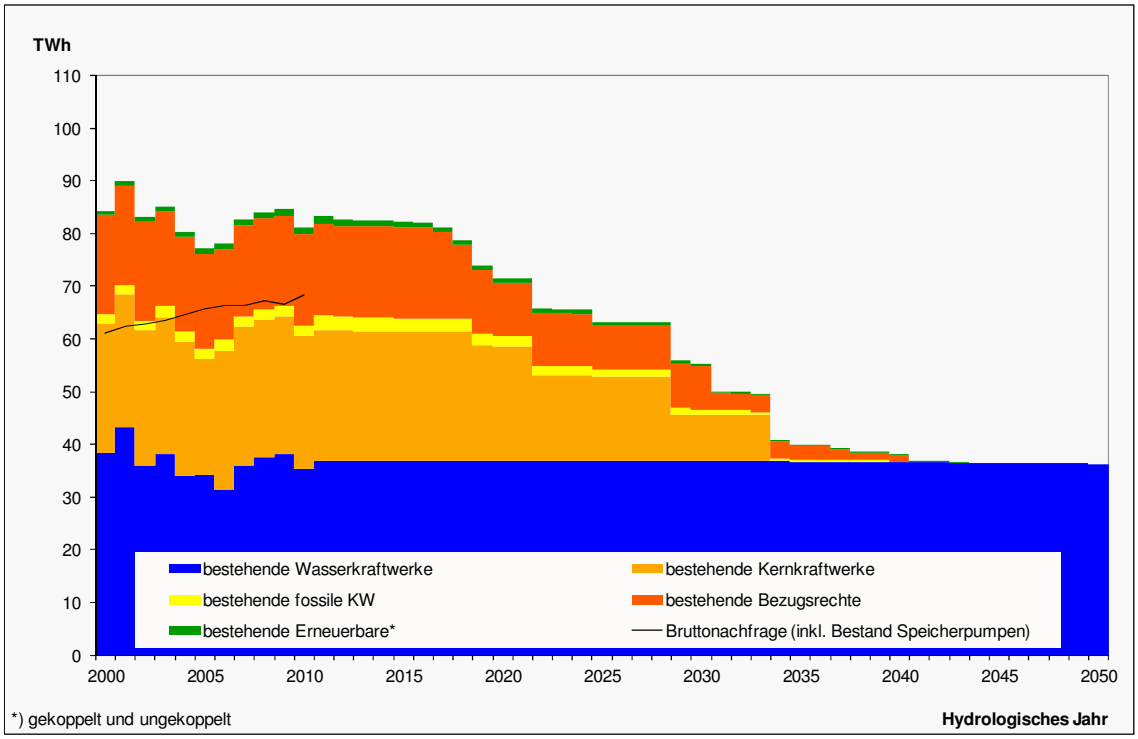
Figur 6-1: Perspektiven der installierten Leistung des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050



Quelle: Prognos 2012

Figur 6-1 zeigt einen stufenweisen Rückgang der Leistung des bestehenden Kraftwerkparks, vor allem deutlich sichtbar ab 2017 (hydrologisches Jahr). Ab 2034 ist von der im Inland installierten Leistung, mit Ausnahme einiger thermischer Kraftwerke, nur noch die Wasserkraft vorhanden. Figur 6-2 zeigt insbesondere die bedeutende Rolle der Kernenergie als Grundlasterzeugung in der bisherigen Erzeugungsstruktur des schweizerischen Kraftwerksparks.

Figur 6-2: Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050



Quelle: Prognos 2012

6.5 Kosten der Stromerzeuger

6.5.1 Stromgestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken

Für die Varianten C und C&E wird für das Stromangebot der Schweiz unterstellt, dass Gaskombikraftwerke (Gas- und Dampfturbinentechnologien – GuD) der Leistungsgrösse 550 MW_{el}. Es wird in diesen Stromangebotsvarianten angenommen, dass diese Technologie ab dem Jahr 2019 prinzipiell verfügbar ist und in der Schweiz zugebaut werden kann.

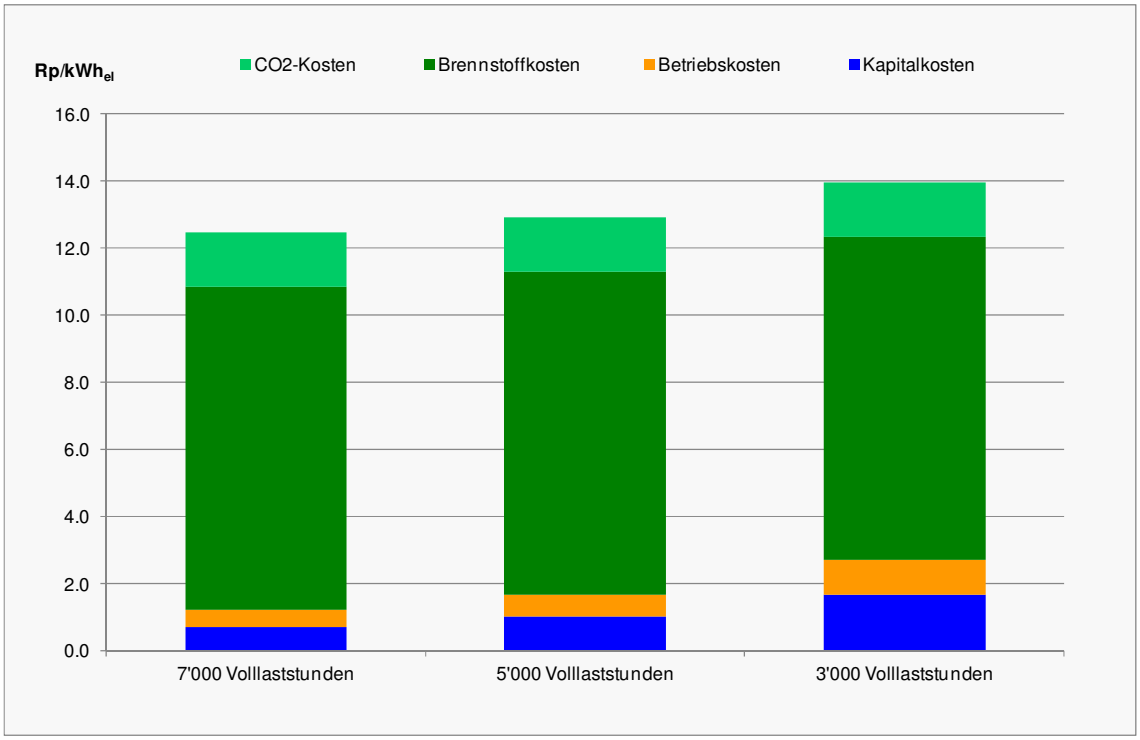
Gaskombikraftwerke ersetzen in der Modellierung des Stromangebots primär die Grundlasterzeugung der Kernkraftwerke und können daher mit 7‘000 Volllaststunden betrieben werden. Allerdings können Gaskombikraftwerke, im Gegensatz zu Kernkraftwerken, auch mit geringeren Volllaststunden (bei entsprechendem Marktumfeld) wirtschaftlich betrieben werden. Vor allem in den Szenarien mit stagnierender oder abnehmender Stromnachfrage („Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“) entsteht ein erhöhter Bedarf für regelfähige Leistung. In der Modellierung werden Gaskombikraftwerke daher als regelfähige Kraftwerke implementiert, was wiederum bedeutet, dass die Volllaststunden der GuD-Kraftwerke zumeist unter 7‘000 Stunden pro Jahr liegen.

Wesentliche Kostenbestandteile der Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken sind Brennstoffkosten (welche vor allem vom Gaspreis abhängig sind), Investitionskosten und Betriebskosten. Die grösste Unsicherheit besteht dabei in Bezug die Gaspreise, welche in den letzten Jahren sehr volatil waren und deren Prognose unterschiedliche Pfade zeigt. Im Rahmen der Aktualisierung der Energieperspektiven werden zwei Sze-

narien für den Gaspreis berücksichtigt, ein Trendszenario (Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“) und ein Hochpreisszenario („Neue Energiepolitik“).

Die zusammenfassende Darstellung der Stromgestehungskosten und ihrer Hauptanteile bei Erdgas-Kombikraftwerken ist in Figur 6-3 dargestellt. Als Bezugsjahr wurde das Jahr 2030 gewählt, es gelten die Brennstoff- und CO_2-Kosten des Szenarios „Weiter wie bisher“. Die Gestehungskosten werden für den Fall einer jährlichen Auslastung exemplarisch mit 7‘000 Volllaststunden, 5‘000 Volllaststunden und 3‘000 Volllaststunden dargestellt. Dabei wird vor allem der bedeutende Einfluss der Gas- und CO_2-Preise auf die Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken ersichtlich. Die spezifischen Investitionskosten sind vergleichsweise gering und die Bauzeit mit zwei Jahren kurz, weshalb die Kapitalkosten insgesamt einen geringen Einfluss in die Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken haben. Bei geringeren Volllaststunden ergeben sich höhere Gestehungskosten, wobei nur die fixen Kosten sich verändern. Durch den niedrigen Anteil der Fixkosten an den gesamten Gestehungskosten ist der Einfluss einer Veränderung der Volllaststunden relativ gering. Die gesamten Gestehungskosten verändern sich nur um ca. 10 %.

Figur 6-3: Gesamtwirtschaftliche Stromgestehungskosten von neuen Gaskombikraftwerken in der Schweiz (Bezugsjahr 2030, Szenario „Weiter wie bisher“), in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Die Brennstoffkosten machen selbst im Referenzpreisszenario, mit relativ moderaten Gaspreisen, den weitaus grössten Anteil (ca. 77 Prozent bei 7‘000 Volllaststunden) an den Stromgestehungskosten aus. Demgegenüber fallen die Kapital- und Betriebskosten kaum ins Gewicht. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um gesamtwirtschaftliche Gestehungskosten (Realzinssatz 2.5 %, Abschreibung über Lebensdauer) handelt, daher fallen die Ergebnisse in anderen Studien, welche einen einzelwirtschaftlichen Zinssatz unterstellen, höher aus.

6.5.2 Stromgestehungskosten von fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

Methodisch werden die Gestehungskosten aus den Investitionskosten (Modulkosten und Kosten für einen notwendigen Wärmespeicher, inklusive Anschluss an die Elektrizitäts- und Wärmeinfrastruktur), den festen und variablen Betriebskosten sowie den Brennstoffkosten berechnet. Die Berechnungsmethode verwendet die gleichen gesamtwirtschaftlichen Grundsätze (Abschreibung über Lebensdauer, langfristiger volkswirtschaftlicher Zinssatz) wie bei den konventionellen Kraftwerken. Die hier dargestellten Gestehungskosten beinhalten keine Wärmegutschriften (vgl. Kapitel 2.3.5.5). Diese werden jedoch in der Bilanzierung von Gesamtkosten, CO_2-Emissionen und Energieverbräuchen in der Modellierung des Stromangebots berücksichtigt.

Auf die Stromgestehungskosten wirken zahlreiche verschiedene Einflussgrössen [Prognos, 2007]:

- Innerhalb einer Technologieklasse (Motoren, Gasturbinen, Brennstoffzellen) sind die spezifischen Investitionskosten (je Leistungseinheit) im Allgemeinen in den kleineren Leistungsklassen höher als in den grösseren Leistungsklassen. Bei allen Technologien sind noch Kostenreduktionen erreichbar. Diese sind von der jeweiligen Technologie abhängig und können sich stark unterscheiden. Für relativ neue Technologien (wie z.B. Mikrogasturbinen) sind unter Annahme eines steigenden Absatzes deutlich stärkere Lernkurveneffekte zu erwarten als für konventionelle Technologien (wie z.B. Gasmotoren).

- Im Industriesektor werden WKK-Anlagen besonders dann attraktiv, wenn ganzjährig Wärme abgesetzt werden kann: Dann sind einerseits die Wärmegutschriften aufgrund eines gewissen Leistungsanteils nicht vernachlässigbar, andererseits können (teure) Spitzenlastbezüge aus dem Elektrizitätsnetz reduziert werden.

- Gaspreise sind, wie bei Gaskombikraftwerken, ein wichtiger Einflussfaktor für die Höhe der Stromgestehungskosten von fossilen WKK-Technologien. In den Einsatzbereichen in der Industrie, in grösseren Dienstleistungsobjekten und bei der Nahwärmeproduktion kann davon ausgegangen werden, dass die relativ niedrige Brennstoffpreise für industrielle Anwender zur Anwendung kommen. Für die kleinen Leistungsklassen, die in Haushalten sowie kleineren Einzelobjekten eingesetzt werden, muss damit gerechnet werden, dass die Gaspreise nach Haushaltstarifen abgerechnet werden. Für beide Verbraucherklassen kann damit gerechnet werden, dass die Gaspreise über jenen des Gaskombikraftwerks liegen. Grossverbraucher aus der Stromindustrie haben gegenwärtig meist eigene Gas-Bezugsverträge zu relativ günstigen Konditionen. Durch die damit erhöhten Brennstoffpreise erhöhen sich auch die Stromgestehungskosten.

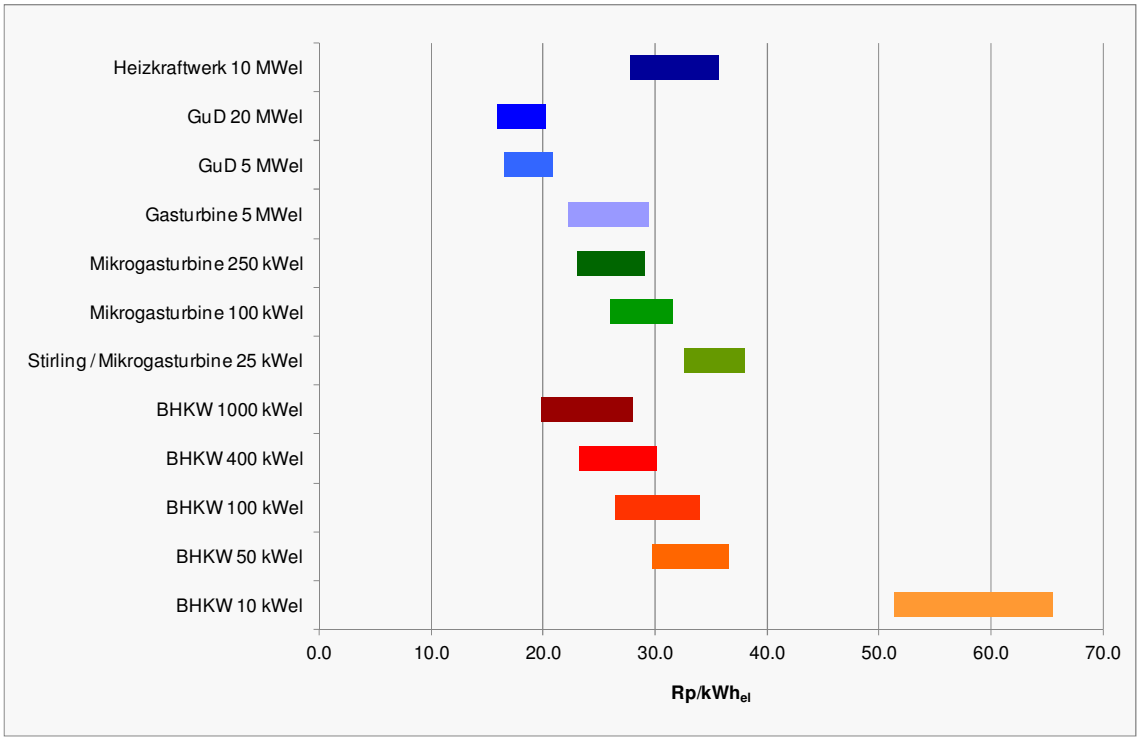
- Es ist zu beachten, dass je nach Anwendungsfall die Gestehungskosten mit unterschiedlichen Systemen und Kostenstrukturen konkurrieren: Wenn die Anlagen im Haushalts- und Dienstleistungssektor prioritär auf Eigennutzung des produzierten Stroms ausgelegt sind und damit der Bezug aus dem Netz zu Endverbraucherpreisen vermieden wird, sind für den Investor höhere Gestehungskosten akzeptabel als im Falle einer Einspeisung ins Netz zu nicht geregelten Tarifen oder bei der Verteilung über ein Binnennetz.

- Insgesamt werden sowohl bei der Ermittlung der Kosten als auch bei der im Kraftwerksmodell unterstellten Auslegung die jeweils höchsten am Markt vorhandenen Wirkungsgrade unterstellt. Die Strom-Wirkungsgrade von WKK-Anlagen liegen trotzdem unterhalb der Wirkungsgrade von Gaskombikraftwerken. Somit sind nicht nur die Gaspreise für

WKK-Anlagen relativ hoch, sondern die Gaspreise führen auch zu höheren Brennstoffkosten.

Aufgrund der genannten Punkte streuen die Gestehungskosten von WKK-Anlagen über den Betrachtungszeitraum stark. Figur 6-4 zeigt die verwendeten Kostenbandbreiten der wichtigsten Technologien und Leistungsklassen. Als Rahmendaten (v.a. Brennstoffkosten) werden die Eingangsparameter des Szenarios „Weiter wie bisher“ unterstellt.

Figur 6-4: Gesamtwirtschaftliche Stromgestehungskosten von neuen WKK-Anlagen in der Schweiz (2010 bis 2050, Szenario „Weiter wie bisher“), in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

6.5.3 Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien

Je nach Technologie weisen die Stromgestehungskosten erneuerbarer Stromerzeugung grosse Bandbreiten auf. Im Gegensatz zu Gaskombikraftwerke und fossilen WKK-Technologien sind die Gestehungskosten erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien nur in wenigen Fällen von Brennstoffpreisen abhängig. Allerdings ist die erneuerbare Stromerzeugung meist sehr kapitalintensiv und zum Teil liegen die spezifischen Investitionskosten gegenwärtig noch auf einem hohen Niveau. Es ist jedoch zu erwarten, dass mittelfristig bei einem (weltweit) starken Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung hohe Lerneffekte erzielt werden können, wodurch die Investitionskosten mittelfristig deutlich absenken werden.

Die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten für Photovoltaikanlagen betragen derzeit in der Schweiz ca. 50 Rp/kWh. Im Zeitraum 2009 bis Anfang 2012 konnte auf den internationalen Märkten für Photovoltaik-Module jedoch für die verschiedenen Technologien ein Rückgang um mehr als 50 % beobachtet werden [SolarServer, 2012]. Für die Zukunft sind ausserdem, bei einem zusätzlichen Ausbau der Photovoltaik, weitere Kostensenkungen zu erwarten. Die in der Aktualisierung der Energieper-

spektiven erwarteten Gestehungskosten liegen in einer Bandbreite von 8 bis 25 Rp/kWh.

Bei Windenergie bestimmen vor allem die Windverhältnisse die Stromgestehungskosten. Dies hat zum Beispiel Einfluss auf die Anlagegrösse und die Volllaststunden. In der Schweiz sind die spezifischen Investitionskosten etwas höher als im Ausland [Prognos, 2007]. In Aktualisierung der Energieperspektiven wird aufgrund von zusätzlichen Lerneffekten in Zukunft mit einem Rückgang der Investitionskosten gerechnet. Aufgrund der beschränkten Anzahl günstiger Standorte für Windenergie in der Schweiz sind die Kostensenkungen aber nicht so ausgeprägt, wie bei der Photovoltaik. Damit liegen die Gestehungskosten in einem Bereich von 10 bis 22 Rp/kWh.

Bei der Geothermienutzung werden hohe Potenziale, verbunden mit niedrigen Kosten, erhofft. Derzeit wird in der Schweiz noch kein Strom aus Geothermiekraftwerken erzeugt. Allerdings befinden sich einige Projekte in Planung bzw. Bau. Falls Geothermie technisch ausreift, könnten Kostendegressionen vor allem durch den Bau grösserer Anlagen erreicht werden. Die grösste Markteintrittsbarriere für Geothermie-Anlagen scheint aus derzeitiger Sicht das Findungsrisiko geeigneter geologischer Formationen im Untergrund und die damit verbundenen Kosten zu sein. Daneben ist durch mögliche induzierte seismische Aktivitäten auch mit gesellschaftlichen Akzeptanz-Problemen zu rechnen. In der Aktualisierung der Energieperspektiven werden Geothermiekraftwerke vorrangig zur Stromerzeugung eingesetzt. Prinzipiell ist die gekoppelte Wärmeerzeugung, an geeigneten Standorten mit genügend hoher Wärmenachfrage aber möglich. Zukünftige Gestehungskosten liegen zwischen 8 und 12 Rp/kWh, wobei diese Gestehungskosten die Kosten der Bohrungen und das Fündigkeitsrisiko für geeignete geologische Formationen nicht beinhalten. Bei Berücksichtigung dieser Kostenelemente ist mit deutlich höheren Gestehungskosten zu rechnen.

Zu den Kleinwasserkraftwerken werden in dieser Studie Hoch- und Niederdruckkraftwerke mit einer Leistung bis 10 MWel, jedoch keine Trink- und Abwasserkraftwerke unterstellt. Kleinwasserkraftwerke weisen je nach Standort grosse Bandbreiten der Stromgestehungskosten aus [Prognos, 2007]. Zukünftige Kostendegressionen können als geringfügig angenommen werden.

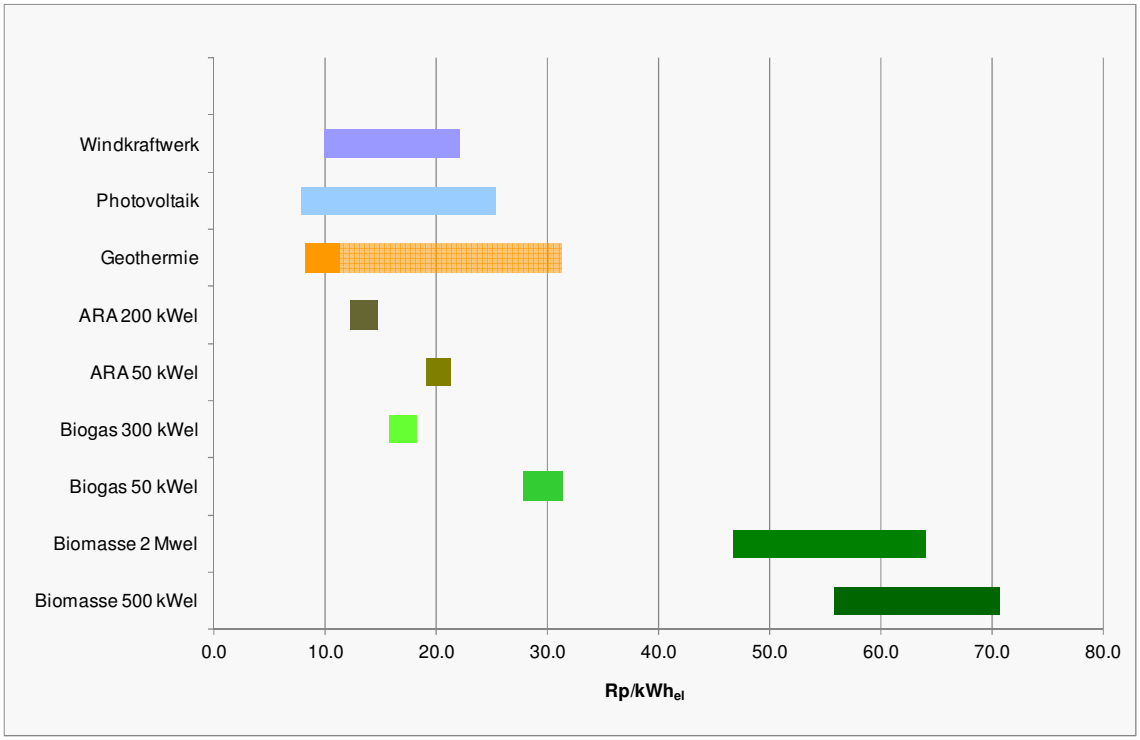
Spezifische Investitionskosten für Biomasse-Anlagen (Holz, Biogas, Klärgas) sind, wie bei fossile Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, von der Anlagengrösse abhängig. Im Gegensatz zu den festen Biomassen (Anlagen bis 2 MWel) sind bei Biogas-Anlagen noch wesentliche Kostenreduktionen zu erwarten. Zudem wurden die Gestehungskosten nasser Biomassen (Ausgangsstoff für die Produktion von Biogasen) in der Vergangenheit nicht oder nur gering durch Brennstoffpreise beeinflusst. Dies kann sich durch hohe Ölpreise und den steigenden Absatz (Nachfrage) in Zukunft ändern [Prognos, 2007]. Biomasse-Kraftwerke sind, aufgrund des geringen Wirkungsgrades dieser Anlagen, in hohem Mass vom unterstellten Holzpreis abhängig. Dieser wird für die Zukunft als ansteigend angenommen und ist szenarienabhängig.

Es wurde davon ausgegangen, dass bei den Biomasse-Anlagen neben der Stromerzeugung auch Wärmenutzung für den eigenen Verbrauch tendenziell ausgenutzt wird, der Wärmeabsatz jedoch, wegen mangelnder Abnahmemöglichkeiten nur gering ist (Biomasse-Anlagen stehen meistens nicht in unmittelbarer Nähe von Wärmeabnehmern; Einspeisung von Wärme in vorhandene Netze kann nicht als Standard unterstellt werden) [Prognos, 2007].

Die Stromgestehungskosten für Kehrichtverbrennungsanlagen sind im Vergleich zu den sonstigen erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien derzeit am tiefsten. Kostenreduktionen sind bei der ausgereiften Technologie nicht zu erwarten. Die Stromgestehungskosten hängen vor allem von der Wärmeausnutzung sowie vom Erlös aus dem Stromverkauf ab [Prognos, 2007].

In Figur 6-5 werden die gesamtwirtschaftlichen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in Bandbreiten für den gesamten Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 dargestellt. Als Rahmendaten (v.a. Brennstoffkosten) werden die Eingangsparameter des Szenarios „Weiter wie bisher“ unterstellt.

Figur 6-5: Gesamtwirtschaftliche Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in der Schweiz



Quelle: Prognos 2012

6.5.4 Stromgestehungskosten von Importen

In den Modellrechnungen wurde für die Bewertung der Stromimporte von den Gestehungskosten eines europäischen Kraftwerksmix ausgegangen. Für die Bewertung von Stromimporten aus einem konventionellen Kraftwerksmix wird auf bereits vorhandene Pfade für Gestehungskosten [Prognos & Öko-Institut, 2009] zurückgegriffen. Diese Kostenpfade liegen im Bereich der Ergebnisse sonstiger langfristiger Szenariorechnungen für den europäischen Kraftwerkspark [u.a. Eurelectric, 2009; EU DG TREN, 2009].

In der Aktualisierung der Energieperspektiven wird angenommen, dass Stromimporte immer verfügbar sind und zu einem konstanten Preis bezogen werden können. Im Rahmen einer Sensitivität wird angenommen, dass die Stromimporte nur noch 50 % aus konventioneller Erzeugung und zu 50 % aus erneuerbarer Erzeugung bezogen werden. Dabei wird ebenfalls auf bereits vorhandene Ergebnisse [Prognos & Öko-Institut, 2009] zurückgegriffen.

6.6 Optionen zur Deckung der Stromnachfrage

In der Variante C werden vornehmlich fossil-thermische zentrale Kraftwerke zur Deckung der Angebotslücke herangezogen. In der Variante C&E werden in erster Linie erneuerbare Energien (neben der bestehenden Wasserkraftkapazität) eingesetzt, um die entstehende Lücke zu decken. Falls keine Deckung der hypothetischen Stromlücke gewährleistet ist, werden fossil-thermische zentrale Kraftwerke zugebaut. In der Variante E werden ebenfalls vorrangig erneuerbare Stromerzeugungstechnologien zugebaut, wobei in der Schweiz kein Zubau von neuen Gaskombikraftwerken unterstellt wird. Eine mögliche Deckungslücke wird durch zusätzliche Stromimporte gefüllt.

In den einzelnen Varianten sind folgende Bedingungen für den Zubau der Kraftwerke nach 2010 festgelegt worden:

- Der Ausbau der Wasserkraftkapazitäten erfolgt in allen Varianten, unabhängig vom Bedarf. Das in jedem Szenario als realisierbar eingeschätzte Ausbaupotenzial [BFE, Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz, 2012a] wird in vollem Umfang ausgeschöpft.

- Der Zubau von neuen erneuerbaren Energien (Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Geothermie, trockene und nasse Biomasse und Wasserkraft bis 10 MW_{el}), sowie von fossil befeuerten gekoppelten dezentralen Anlagen wird in den Ausbauvarianten ebenfalls unabhängig von der Lücke bestimmt. Die zugebauten Potenziale sind szenarienabhängig.

- Das Ausbaupotenzial von Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) wird ebenfalls unabhängig vom Bedarf ausgeschöpft, da die Elektrizitätserzeugung nicht die Hauptaktivität der KVA-Betreiber, sondern ein wichtiges Nebengeschäft ist. Als Strategie zur Deckung der Angebotslücke eignet sich der KVA-Ausbau deshalb nicht.

Die freien Variablen des Modells sind hiermit die grossen fossil-thermischen Kraftwerke (Erdgas-Kombikraftwerke) sowie gegebenenfalls Importe.

6.7 Erwartete Potenziale der Technologien in 2050

6.7.1 Wasserkraft

Für die Ausbaupotenziale der Wasserkraft wird auf die durch das BFE erarbeiteten Potenziale der Wasserkrafterzeugung [BFE, Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz, 2012a] zurückgegriffen. Diese Analysen berücksichtigen mögliche Neubauten, Um- und Ausbauten von Wasserkraftanlagen, sowie die Auswirkungen der Umsetzung des Gewässerschutzgesetzes (GSchG) auf die Wasserkrafterzeugung. Die Auswirkung des Klimawandels auf die Wasserkrafterzeugung wird für das hydrologische Jahr gemäss aktueller Ergebnisse bis 2050 als vernachlässigbar eingeschätzt [SGHL und CHy, 2011].

Bei den Kleinstwasserkraftwerken (< 300 kW_{el}) besteht gemäss BFE (2012) bei mässiger Förderung und gleichzeitig geringem gesellschaftlichen Widerstand ein realisierbares Potenzial von ca. 820 GWh_{el} pro Jahr im Jahr 2035 (gegenüber ca. 160 GWh im Jahr 2010). Im Jahr 2050 liegen die Potenziale lt. [BFE, Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz, 2012a] bei 1‘200 GWh. Bei hoher Förderung (Varianten C&E und E) wird von einem realisierbaren Potenzial von ca. 1‘100 GWh im Jahr 2035 bzw. von 1‘600 GWh

im Jahr 2050 ausgegangen. Diese Potenzialschätzungen für die Kleinwasserkraft werden im Strommodell implementiert.

In der Potenzialerhebung des BFE [BFE, Ausbaupotenzial Wasserkraft Schweiz, 2012a] wird von einem maximalen Zubau bei optimalen gesellschaftlichen Rahmenbedingungen von ca. 2‘000 GWh bei Laufwasserkraftwerken und ca. 900 GWh bei Speicherkraftwerken im Jahr 2050 ausgegangen. Dieser Ausbau wird für die Varianten C&E und E im Strommodell implementiert. Bei relativ geringer gesellschaftlicher Akzeptanz für den Ausbau von Grosswasserkraftwerken wird ein Zubau von ca. 510 GWh (Laufwasserkraft) bzw. 230 GWh (Speicherwasserkraft) abgeschätzt. Diese Zahlen werden für die Variante C im Strommodell implementiert. Von den Potenzialen ist die Produktionsminderung durch die Auswirkungen der Umsetzung des Gewässerschutzgesetzes in Abzug zu bringen (1‘400 GWh). Diese wird in der Modellierung bei der Stromerzeugung des Bestands an Wasserkraftwerken berücksichtigt.

Neben den Umbauten von Laufwasser- und Speicherkraftwerken werden die geplanten neuen Pumpspeicherkraftwerke (FMHL+, Nant de Drance, KWO+, Linth-Limmern, Lagobianco) ins Modell einbezogen. Dies führt einerseits zur Erhöhung der Produktion, andererseits zur Erhöhung des Verbrauchs durch das Pumpen, für welche ein Wirkungsgrad von ca. 80 % unterstellt wird. Dies hat zur Folge, dass die hypothetische Stromlücke durch den Zubau von Pumpspeicherkraftwerken zunimmt. Für neue Pumpspeicherkraftwerke werden 1‘150 Volllaststunden pro Jahr angenommen. Dieser Wert entspricht den Volllaststunden der bestehenden Pumpspeicherkraftwerke [vgl. BFE, 2011f]. Die Neubauten der Pumpspeicherwerke werden für alle Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten unterstellt, da bereits heute konkrete Projekte vorliegen und zum Teil bereits bewilligt wurden.

6.7.2 Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung

Für die Potenziale der Wärme-Kraft-Kopplung liegen ausführliche Daten aus der Studie „Strom ohne Atom“ [Prognos, 2001], einzelne Daten von Dr. Eicher + Pauli AG [Dr. Eicher + Pauli, 2004b] und Jakob & Jochem [Jakob & Jochem, 2004] sowie aufbereitete Daten aus Prognos [Prognos, 2007] vor.

Das technische Potenzial in der Industrie liegt ohne Brennstoffzellen bei ca. 2.1 TWh_{el}/a [Dr. Eicher + Pauli AG, 2004]. Gemäss Jochem & Jakob [Jochem & Jakob, 2004] liegen bei der Gross-WKK (> 1 MW_{el}) noch ausschöpfbare Potenziale in der Nahrungsmittelindustrie und in der chemischen Industrie. Bei der industriellen WKK mit einer Leistung von über 1 MW_{el} wird ein moderater autonomer Anstieg um ca. 0.4 TWh_{el} erwartet [Prognos, 2007]. Grund für das moderate Wachstum sind unter anderem Investitionsunsicherheiten.

Obwohl das technische Potenzial von kleinen fossilen WKK-Projekten über 20 TWh/a liegt, wird in den Varianten C und C&E nur ein autonomer Ausbau auf etwa 0.6 TWh_{el}/a unterstellt [Prognos, 2007]. Nach einem stetigen Zuwachs anfangs der 1990er Jahre zeigte sich in den letzten Jahren eine Abschwächung. Obwohl die Investitions- und Wartungskosten erwartungsgemäss weiter sinken werden, ist bei zunehmend fluktuierenden Öl- und Gaspreisen und den damit verbundenen Investitionsrisiken (durch die hohe Abhängigkeit der Gestehungskosten der Anlagen von den Brennstoffpreisen) ohne spezifische Förderung davon auszugehen, dass der Zubau eher moderat erfolgt. In der Variante C&D&E (siehe Exkurs zur Wärme-Kraft-Kopplung), in welcher kleine WKK-Anlagen spezifisch gefördert werden, wird von einem Zubaupotenzial von fast 8 TWh bis 2050 ausgegangen (bzw. ca. 6 TWh bis 2035) [Prognos, 2007]. Dieses rea-

lisierbare Zubaupotenzial wird bis 2050 aber nur im Szenario „Neue Energiepolitik“ zur Gänze ausgeschöpft. In den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ ist die Wärmenachfrage geringer und damit auch der Zubau von WKK-Anlagen beschränkt. Daher wird in diesen Szenarien davon ausgegangen, dass ab 2035 WKK-Anlagen nicht mehr zugebaut werden und auch bis dahin zugebaute Anlagen nicht mehr ersetzt werden.

6.7.3 Kehrichtverbrennungsanlagen

Das Ausbaupotenzial der Kehrrichtverbrennungsanlagen ist begrenzt durch die Abfallmenge. Zur Stromerzeugung sind noch Potenziale vorhanden, wenn sämtliche Kehrichtverbrennungsanlagen auf die Erzeugung von Strom ausgerichtet werden. Dieses Potenzial steht im Spannungsfeld mit dem Wärmeversorgungspotenzial [Prognos, 2007].

Das BFE [BFE, 2005] stellt ein technisches Ausbaupotenzial von ca. 2 TWh_{el} fest. Erste Massnahmen sind kleine Technologieverbesserungen (Erhöhung des Stromwirkungsgrades) mit einem Potenzial von ca. 0.3 TWh_{el} [Econcept, 2004; Infras, 2004]. Da es in der Variante C hierfür keine finanziellen Anreize gibt, wird das erwartete Ausbaupotenzial konservativ gesetzt. Hierdurch beträgt der Ausbau durch die neuen Projekte gegenüber 2010 70 GWh_{el}/a [Prognos, 2007] und wird zur Gänze bis 2035 ausgeschöpft. In den Varianten C&E und E wird die Einführung finanzieller Anreize für Technologieverbesserungen und Neubauten von Kehrrichtverbrennungsanlagen unterstellt, wodurch in diesen Varianten ein realisierbares Potenzial von ca. 760 GWh (wird bis 2035 erreicht) unterstellt wird [Prognos, 2007].

6.7.4 Erneuerbaren Energien

6.7.4.1 Erneuerbare gekoppelte Anlagen

Im Bereich der Biogas-WKK-Anlagen besteht ein grosses, weitgehend ungenutztes Potenzial [Infras, 2004]. Ein spürbares Wachstum war in den letzten Jahren zu erkennen, aber absolut gesehen spielen Biogas-Anlagen im Bereich der Stromerzeugung derzeit nur eine geringfügige Rolle. In der Variante C wird von einem konservativen und moderaten Wachstum ausgegangen, das dem Trend der letzten Jahre folgt. Der unterstellte Ausbau beträgt ca. 350 GWh bis 2035, wobei bis 2050 ein stagnierender Zubau unterstellt wird. Der Zubau beträgt ca. die Hälfte des unterstellten realisierbaren Potenzials in der Variante D&E der Energieperspektiven 2035 [Prognos, 2007], wobei der Grossteil des Zubaus im Bereich der kleinen Anlagen erfolgt. Dies ist vor allem auf fehlende Einsatzbereiche für grosse Biogas-WKK-Anlagen zurückzuführen. Bei verbesserten politischen Rahmenbedingungen, wie in den Varianten C&E sowie E unterstellt, beträgt der mögliche Zubau an Biogas-Anlagen ca. 1‘400 GWh bis 2050, wobei ein Grossteil des Zubaus bis 2035 erfolgt. Die realisierbaren Zubaupotenziale orientieren sich dabei an Variante E der Energieperspektiven 2035 [Prognos, 2007], der Zubau erfolgt auch hier vor allem im Bereich der kleinen WKK-Anlagen (ca. 50 kW_{el}).

Bei Abwasserreinigungsanlagen ist nur ein begrenztes technisches Potenzial von maximal 400 GWh_{el}/a vorhanden [BFE, 2005]. Hiervon ist bereits ein Viertel ausgeschöpft. Zusätzliche Stromerzeugung ist vor allem durch erhöhte elektrische Wirkungsgrade zu erreichen. In Variante C wird ein Ausbau von 120 GWh_{el} erwartet. Ein Teil hiervon ist auf die erhöhten elektrischen Wirkungsgrade zurückzuführen (Ersatz alter BHKW), der andere Teil auf Umstellung einer Anlage auf BHKW statt konventionellen Heizkesseln.

In den Varianten C&E und E beträgt der Zubau 200 GWh bis 2050 (Variante E aus den Energieperspektiven 2035) [Prognos, 2007].

Wegen der relativ hohen Gestehungskosten von Holz-WKK-Anlagen (< 2 MW_{el}) ist der Zubau dieser Technologie aus wirtschaftlichen Gründen beschränkt, wird jedoch höher eingeschätzt als in den EPCH 2007 [Prognos, 2007]. Es wird von einem Zubau von ca. 550 GWh in der Variante C und von 1‘100 GWh in den Varianten C&E und E (mit verstärkten politischen Fördermassnahmen) ausgegangen.

6.7.4.2 Windkraft

Auch für Erzeugung von Strom aus Windkraftanlagen ist in der Schweiz ein bedeutendes technisches Potenzial vorhanden. Bei der Ausschöpfung des Potenzials sind vor allem wirtschaftliche (Gestehungskosten), ökologische (Standorte), soziale (Haltung der Anwohner) und rechtliche (Bewilligungen) Aspekte zu berücksichtigen.

Insbesondere Aspekte des Landschaftsschutzes (z.B. aufgrund der Bedeutung des Tourismus für die Schweiz), die Topographie der Landschaft (z.B. zu steile Hangneigung) und die Siedlungsdichte spielen in der Schweiz eine grosse Rolle, wodurch potenzielle Windgebiete auf wenige Regionen zu begrenzen sind [METEOTEST, winddata.ch, 2012]. Zudem sind durch lange Realisierungszeiten in der Schweiz Verzögerungen in der Ausschöpfung der Potenziale bei Windkraftanlagen zu erwarten, welche allerdings durch entsprechende politische Intervention (z.B. Positivplanung in kantonalen Richtplänen, Vereinfachung der Erstellung von Windkraftanlagen) verkürzt werden könnten.

In Variante C wurde eine konservative Abschätzung des Ausbaupotenzials von Windenergie vorgenommen. Es wird unterstellt, dass keine wesentlichen neuen politischen Massnahmen implementiert werden und so ein Potenzial von ca. 1‘400 GWh bis 2050 [vgl. PSI, 2005] ausgeschöpft wird (bzw. ca. 500 GWh bis 2035). Ein grosser Anteil des Zubaus findet aufgrund von Verzögerungen im Zubau von Windkraftanlagen erst nach 2035 statt. In den Varianten C&E und E wird ein deutlich verbesserter politischer Rahmen für den Ausbau von Windkraftanlagen unterstellt, wodurch ein Potenzial von 4‘200 GWh bis 2050 (bzw. 1‘700 GWh bis 2035) ausgeschöpft wird [vgl. PSI, 2005].

6.7.4.3 Photovoltaik

In letzten 2 bis 3 Jahren waren deutliche Kostendegressionen bei PV-Systemen zu erkennen, welche im Strommodell auch für die Zukunft unterstellt werden. Im Vergleich zu konventionellen Stromerzeugungsanlagen sind PV-Systeme aber mittelfristig trotzdem nicht konkurrenzfähig, wodurch ohne finanzielle Anreize bis 2030 keine breite Markteinführung zu erwarten ist.

In [PSI, 2005] werden verschiedene Varianten des Leistungszuwachses abgeschätzt. Für die Variante C wird das „Szenario moderat“ herangezogen (2035: 812 MW_p, 2050: 3‘600 MW_p PV-Leistung), welches aufgrund der sinkenden Gestehungskosten für Photovoltaik-Anlagen mittlerweile bei einem politischen Rahmen ohne umfassende zusätzliche Photovoltaik-Förderung realistisch erscheint. Für eine in den Varianten C&E und E unterstellte umfassende Förderung von PV-Anlagen wurde das „Szenario hoch“ aus [PSI, 2005] herangezogen (d.h. 2035: 2‘200 MW_p, 2050: 7‘800 MW_p PV-Leistung). Entsprechend der unterstellten Entwicklung der Effizienz der Photovoltaik-Anlagen wird die jährliche Stromerzeugung ermittelt.

6.7.4.4 Geothermie

Das technische Potenzial der Geothermie ist in der Schweiz sehr gross (vgl. PSI, 2005a, Infras, 2003). Allerdings ist die Technologie noch relativ jung und nicht in grossem Massstab erprobt. Ein Geothermie-Projekt in Basel wurde aufgrund von Erdbeben wieder abgebrochen. In St. Gallen ist ein weiteres Projekt derzeit in Entwicklung und soll 2015 Strom und Wärme liefern. Die Abschätzung des realisierbaren Potenzials ist aufgrund der noch geringen Erfahrungswerte der Technologie mit grossen Unsicherheiten verbunden.

Für die Variante C wird von einem mässigen Ausbau in der Grössenordnung von 400 GWh_{el} bis 2050 ausgegangen [BFE, Geothermal Growth in CH, 2011b]. In den Varianten C&E und E wird aufgrund des verbesserten politischen Rahmens ein Zubau von ca. 1‘400 GWh bis 2035 und von 4‘400 GWh bis 2050 angenommen. Ein grosser Teil des Zubaus erfolgt aufgrund der unterstellten Lerneffekte erst nach 2035.

6.7.5 Potenziale – Übersicht

Tabelle 6-13, Tabelle 6-14 und Tabelle 6-15 zeigen einen Vergleich der implementierten realisierbaren Potenziale in den Varianten C, C&E und E.

Für die erneuerbare Stromerzeugung wird in Variante C von einer Beibehaltung der gegenwärtig implementierten Förderung von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien mit einer Erhöhung der KEV-Umlage bis auf 0.9 Rp/kWh ausgegangen. In den Varianten C&E und E wird hingegen eine Erhöhung und laufende Verbesserung des Fördermechanismus der KEV-Umlage unterstellt. Je nach Szenario können sich unterschiedliche Höhen für eine zukünftige Umlage ergeben. Im Bereich der fossilen WKK-Anlagen wird hingegen von einem autonomen Zubau ausgegangen, welche ohne zusätzliche Fördermassnahmen realisierbar ist.

Tabelle 6-13: Potenziale in der Variante C, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a

	2020	2035	2050
Wasserkraft [1)]	4’539	5’147	5’930
Fossile WKK	439	1’094	1’095
Klein WKK (< 1 MW_{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	240	600	600
Gross WKK: (> 1 MW_{el}), vor allem Industrie	184	460	460
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	15	34	35
Neue erneuerbare Energien	927	4‘647	8‘766
Biomasse Holz	231	520	544
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200
Biogas	162	359	377
Photovoltaik	256	2'440	5'839
Windenergie	108	738	1'372
Geothermie	88	365	399
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	15	34	35
Kernkraftwerke	gem. BR-Variante 2 keine Option		
Fossil-thermische Kraftwerke	keine Beschränkung unterstellt		
Importe	keine Beschränkung unterstellt		

Werte gerundet *Quelle: Prognos 2012*

[1)] ca. 4 TWh aus dem geplanten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bis 2020, Berücksichtigung der Auswirkungen des GSchG (- 1.4 TWh) bei der Bestandserzeugung

Tabelle 6-14: Potenziale in der Variante C&E, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a

	2020	2035	2050
Wasserkraft [1)]	5'016	6'432	8'550
Fossile WKK	527	1'397	1'444
Klein WKK (< 1 MW_{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	188	570	599
Gross WKK: (> 1 MW_{el}), vor allem Industrie	158	446	460
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	180	381	385
Neue erneuerbare Energien	2'249	10'473	22'758
Biomasse Holz	405	1'075	1'104
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200
Biogas	357	1'330	1'427
Photovoltaik	434	4'355	11'036
Windenergie	624	1'723	4'222
Geothermie	182	1'418	4'384
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	180	381	385
Kernkraftwerke	gem. BR-Variante 2 keine Option		
Fossil-thermische Kraftwerke	keine Beschränkung unterstellt		
Importe	keine Beschränkung unterstellt		

Werte gerundet *Quelle: Prognos 2012*

[1)] ca. 4 TWh aus dem geplanten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bis 2020, Berücksichtigung der Auswirkungen des GSchG (- 1.4 TWh) bei der Bestandserzeugung

Tabelle 6-15: Potenziale in der Variante E, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a

	2020	2035	2050
Wasserkraft [1)]	5'016	6'432	8'550
Fossile WKK	527	1'397	1'444
Klein WKK (< 1 MW_{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	188	570	599
Gross WKK: (> 1 MW_{el}), vor allem Industrie	158	446	460
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	180	381	385
Neue erneuerbare Energien	2'249	10'473	22'758
Biomasse Holz	405	1'075	1'104
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200
Biogas	357	1'330	1'427
Photovoltaik	434	4'355	11'036
Windenergie	624	1'723	4'222
Geothermie	182	1'418	4'384
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	180	381	385
Kernkraftwerke	gem. BR-Variante 2 keine Option		
Fossil-thermische Kraftwerke	kein Zubau möglich		
Importe	keine Beschränkung unterstellt		

Werte gerundet *Quelle: Prognos 2012*

[1)] ca. 4 TWh aus dem geplanten Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bis 2020, Berücksichtigung der Auswirkungen des GSchG (- 1.4 TWh) bei der Bestandserzeugung

Ergebnisse der einzelnen Szenarien

7 Szenario „Weiter wie bisher“

7.1 Das Wichtigste in Kürze

Politischer Rahmen

Die bisherige schweizerische Energiepolitik wird fortgeführt.

Die bisherigen politischen Instrumente werden eingesetzt, weitergeführt und effektiviert.

- EnergieSchweiz wird mit 28 Mio. CHF p.a. weitergeführt.
- Gebäudeprogramm mit 200 Mio. CHF p.a. wird weitergeführt.
- CO_2-Abgabe wächst von 36 CHF/t auf 72 CHF/t in 2016.
- Klimarappen auf Treibstoffen.
- Vorschriften und Standards im Baurecht werden weiterentwickelt und dem technischen Fortschritt nachgeführt. Ab ca. 2015 wird der Minergie-Standard bei Neubauten standardmässig umgesetzt. Anschliessend folgen alle 10 Jahre weitere Verschärfungen der Grenz- und Zielwerte um ca. 10 % in Richtung Passivstandard.
- Wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz in der Wirtschaft mit wachsendem Budget bis auf 27 Mio. CHF p.a. bis 2015.
- Flottengrenzwerte PW: 130 g CO_2/km bis 2015, 95 g CO_2/km bis 2030, Effizienzsteigerung bei LNF und SNF.
- Kostenorientierte Einspeisevergütung für erneuerbare Stromerzeugung ist eingeführt, Vergütungssätze werden in regelmässigen Abständen überprüft und an die Kostenentwicklung angepasst, Umlage wird auf maximal 0.9 Rp/kWh erhöht, in Var. C&E auf 1.8 Rp/kWh.

Nachfrage

Die gesamte Endenergienachfrage sinkt bis 2050 gegenüber 2000 um 15.3 %.
Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 34.3 % an.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Endenergienachfrage insgesamt, in PJ	777.2	840.8	787.8	730.3	706.0	687.7	658.2
davon Elektrizität	185.1	211.5	221.3	227.8	232.0	237.3	248.5
davon fossile Energieträger	552.6	568.9	489.0	413.3	381.6	355.3	310.9
davon erneuerbare Energieträger	39.5	60.3	77.5	89.2	92.4	95.0	98.7

Energiemix

Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Einsatz für die Elektrizitätsproduktion und den sonstigen Umwandlungssektor) sinkt um 43.7 %.

Elektrizitätserzeugung

Var. C: Ein GuD-Kraftwerk ab 2019, bis 2035 8 GuD-Blöcke à 550 MW, bis 2050 9 GuD-Blöcke

Var. C&E: Ein GuD-Block ab 2019, bis 2035 7 GuD-Blöcke, bis 2050 Reduktion auf 6 GuD-Blöcke

CO_2-Emissionen* nach Angebotsvarianten in Mio. t:(*ohne stat. Diff. und sonst. Umwandlung)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Variante C	39.2	40.0	35.0	32.5	34.7	32.8	30.0
Variante C&E	39.2	40.0	34.7	31.0	32.3	29.3	25.2

7.2 Die wichtigsten Kenndaten

Tabelle 7-1: Szenario „Weiter wie bisher“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung	Mio.	7.2	7.5	7.9	8.2	8.4	8.6	8.8	8.9	9.0	9.0	9.0
BIP real in Preisen von 2010	Mrd. CHF	464.2	495.4	546.6	584.2	617.9	645.6	670.5	700.0	734.4	768.6	800.7
Energiebezugsflächen total	Mio. m^2	623.5	659.2	708.8	753.9	798.5	835.6	863.2	885.7	905.3	922.0	937.5
Wohnflächen (EBF), inkl. ZW + FW	Mio. m^2	416.5	448.1	486.7	523.0	560.5	592.0	614.4	631.4	645.0	655.9	665.8
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm	100.1	106.0	114.2	122.9	131.1	137.3	141.1	146.0	148.8	150.2	151.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm	23.6	26.0	26.9	30.4	34.2	37.0	39.1	40.3	40.9	41.6	42.3
Preise WWB Haushalte (real 2010)												
Heizöl extra leicht	Rp./l	55.4	73.3	85.4	102.3	110.0	116.8	122.6	126.9	129.5	132.5	134.4
Erdgas	Rp./kWh	6.5	7.5	9.1	11.0	11.8	12.6	13.3	13.9	14.3	14.7	14.9
Holz	CHF/Ster	45.4	47.2	52.8	79.1	91.3	102.5	112.5	119.6	124.4	128.0	130.0
Elektrizität	Rp./kWh	23.0	21.8	23.6	25.2	25.7	26.5	27.8	29.3	28.7	28.9	28.8
Fernwärme	CHF/GJ	16.7	19.4	21.6	26.1	28.1	30.1	31.9	33.1	34.0	34.8	35.3
Preise WWB Verkehr (real 2010)												
Benzin 95, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.53	1.60	1.64	1.77	1.84	1.89	1.94	1.98	2.00	2.02	2.04
Benzin 98, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.58	1.64	1.69	1.81	1.88	1.94	1.98	2.02	2.04	2.07	2.09
Diesel, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.57	1.71	1.72	1.90	1.97	2.04	2.09	2.13	2.15	2.18	2.19
Endenergienachfrage nach Sektoren												
Private Haushalte	PJ	239.9	265.9	271.5	250.0	240.6	230.2	219.4	208.5	198.9	190.4	182.5
Dienstleistungen	PJ	137.0	148.7	148.7	145.7	147.7	147.9	148.5	149.5	151.0	153.2	156.1
Industrie	PJ	161.2	169.7	171.1	171.2	170.0	164.4	158.5	153.6	149.9	146.3	142.8
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	239.1	240.7	249.4	241.0	229.5	216.8	203.9	194.3	187.8	181.7	176.8
Summe Endenergienachfrage	**PJ**	**777.2**	**825.0**	**840.8**	**807.9**	**787.8**	**759.3**	**730.3**	**706.0**	**687.7**	**671.6**	**658.2**
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	PJ	14.2	14.6	12.9	12.6	12.3	11.9	11.4	11.0	10.8	10.5	10.3
Summe inkl. stat. Differenz	**PJ**	**791.4**	**839.6**	**853.6**	**820.5**	**800.1**	**771.2**	**741.7**	**717.0**	**698.4**	**682.2**	**668.5**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren												
Private Haushalte	PJ	56.6	63.5	67.0	65.1	64.6	64.3	64.0	63.8	63.7	63.9	64.1
Dienstleistungen	PJ	53.9	60.5	63.8	67.3	71.4	73.9	76.7	79.9	83.4	87.5	92.1
Industrie	PJ	65.1	68.0	69.4	70.8	71.5	70.8	70.0	69.3	69.1	68.9	68.6
Verkehr	PJ	9.5	10.7	11.4	12.4	13.8	15.2	17.1	19.0	21.1	22.6	23.7
Summe Elektrizitätsnachfrage	**PJ**	**185.1**	**202.7**	**211.5**	**215.6**	**221.3**	**224.3**	**227.8**	**232.0**	**237.3**	**242.9**	**248.5**
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	PJ	3.6	3.7	3.6	3.7	3.8	3.8	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2
Summe Elektrizitätsnachfrage	**PJ**	**188.6**	**206.4**	**215.2**	**219.3**	**225.1**	**228.1**	**231.6**	**235.9**	**241.4**	**247.1**	**252.8**
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ	0.02	0.02	0.05	0.08	0.11	0.17	0.17	0.20	0.20	0.20	0.20
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	7.98	7.98	9.20	15.62	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16
nachr.: Landesverbrauch[1)]	PJ	210.1	228.8	238.2	250.9	268.4	271.5	275.0	279.4	284.9	290.8	296.6
Umwandlungssektor												
Fernwärme Input	PJ	7.4	8.7	8.9	8.6	8.8	9.2	9.3	9.6	9.8	9.8	9.9
sonstige	PJ	12.8	16.8	16.3	15.5	14.9	14.2	13.4	12.8	12.4	12.0	11.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	450.8	416.9	460.8	462.2	459.6	423.4	384.7	380.1	383.6	391.0	394.8
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ	450.8	416.9	460.8	467.5	468.4	439.2	394.9	382.1	378.1	377.4	384.8
Total Energieverbrauch												
Variante C	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'055.6**	**1'025.5**	**957.0**	**885.2**	**852.1**	**832.1**	**818.0**	**803.1**
Variante C&E	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'060.9**	**1'034.3**	**972.8**	**895.4**	**854.0**	**826.6**	**804.5**	**793.1**
davon fossile Energieträger												
Variante C	PJ	572.4	595.6	589.0	548.2	532.0	517.2	515.2	563.6	536.2	517.9	496.8
Variante C&E	PJ	572.4	595.6	589.0	548.2	526.2	506.7	488.6	520.1	473.7	435.4	409.4
davon Kernbrennstoffe												
Variante C	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Variante C&E	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0

[1)] Landesverbrauch zzgl. Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-2: Szenario „Weiter wie bisher“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2045
CO_2-Emissionen Nachfrage[2)]												
Private Haushalte	Mio. t	11.1	12.2	11.6	9.8	8.6	7.5	6.6	5.8	5.1	4.6	4.1
Dienstleistungen	Mio. t	5.2	5.4	4.9	4.4	4.1	3.8	3.5	3.2	2.9	2.7	2.5
Industrie	Mio. t	5.6	5.8	5.5	5.3	5.1	4.7	4.4	4.1	3.8	3.6	3.3
Verkehr	Mio. t	21.6	20.4	21.8	21.1	20.5	19.7	18.9	18.1	17.5	17.0	16.6
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	16.9	17.0	17.5	16.7	15.7	14.6	13.5	12.7	12.0	11.4	10.9
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	Mio. t	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8
Summe CO_2-Emissionen Nachfrage	**Mio. t**	**44.6**	**44.8**	**44.8**	**41.7**	**39.3**	**36.6**	**34.2**	**32.0**	**30.3**	**28.7**	**27.4**
CO_2-Emissionen Umwandlungssektor												
Fernwärme	Mio. t	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
sonst. Umwandlungssektor inkl. Raff.-EV	Mio. t	1.0	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	1.4	2.7	4.5	8.9	8.9	9.2	9.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	1.1	2.1	3.0	6.6	5.5	4.7	4.4
Total CO_2-Emissionen ohne Raff.-EV und ohne internat. Flugverkehr gemäss CO_2-Gesetz												
Variante C	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**38.2**	**36.4**	**34.8**	**33.9**	**36.1**	**34.2**	**32.8**	**31.4**
Variante C&E	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**38.2**	**36.1**	**34.2**	**32.5**	**33.7**	**30.8**	**28.3**	**26.6**

[2)] ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Quelle: Prognos 2012

7.3 Politikvariante

7.3.1 Szenariengrundsätze

Die Grundsätze des Szenarios sind bereits in Kap. 4.2 ausführlich beschrieben. Dieses Szenario stellt eine „Referenzentwicklung“, jedoch keine Prognose dar, indem es die derzeitige Energiepolitik fortschreibt. Somit wird eine heute konservativ abschätzbare Entwicklung auf die Veränderung der sozioökonomischen Rahmendaten (Bevölkerung, Wirtschaftsentwicklung, Branchenentwicklung, Energieträgerpreise) gelegt.

Es wird davon ausgegangen, dass die wesentlichen eingeführten energiepolitischen Instrumente (vgl. Kap. 7.1) fortgeführt werden. Diese betreffen vor allem den Wärmeschutz von Gebäuden, die Wärmeerzeugung mit Förderung erneuerbarer Energien, die kostendeckende Einspeisevergütung bei erneuerbarer Stromerzeugung, die Entwicklung der Emissionsgrenzwerte für Fahrzeuge sowie die wettbewerblichen Ausschreibungen von Effizienzmassnahmen in Industrie- und Dienstleistungsbetrieben. Die eingeführte CO_2-Abgabe wird fortgeführt.

Die eingeführten Instrumente werden dem technischen Fortschritt nachgeführt. Dies gilt insbesondere für Gebäudestandards, Elektrogerätestandards und die Emissionsgrenzwerte für Fahrzeuge. Für den hohen Pfad des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung wird die KEV entsprechend angepasst.

7.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente

7.3.2.1 Gebäude

Das *Gebäudeprogramm*, sowohl der nationale Teil zur Förderung der Sanierung des Altbaubestands, als auch der kantonale Teil zur Förderung von Erneuerbaren Energien, der Nutzung von Abwärme und effizienter Haustechnik, werden im bestehenden Umfang bis 2020 weitergeführt. Die vom Parlament Ende 2011 beschlossene Erhöhung der Teilzweckbindung aus der CO_2-Abgabe von 200 Mio. CHF/Jahr auf 300 Mio. CHF/Jahr wird im Szenario „Weiter wie bisher“ nicht abgebildet. Im Szenario wird da-

von ausgegangen, dass nach 2020 das Gebäudeprogramm durch ein vergleichbares Programm in gleichem Umfang abgelöst wird.

7.3.2.2 Elektrogeräte und Beleuchtung

Im Bereich Elektrogeräte und Beleuchtung werden die bis Ende 2011 beschlossenen Effizienzvorschriften umgesetzt [vgl. BFE-Faktenblatt Elektrogeräte vom 16.9.2011]. Beispielweise sind ab 2012 für Haushalts-Wäschetrockner nur noch Geräte der Effizienzklasse A und bei den Haushaltskühlgeräten ab 2013 nur noch Geräte der Effizienzklasse A++ zugelassen. Übernommen werden auch die beschlossenen Vorschriften für den Verbrauch im Aus- oder Stand-by-Modus. So darf ab 2013 die Leistungsaufnahme im Aus-Modus 0.5 Watt und im Stand-by-Modus 1 Watt nicht überschreiten. Bei den Umwälzpumpen darf ab 2013 der Energieeffizienz-Index 0.27 nicht mehr überschreiten. In 2015 wird die Anforderung auf 0.23 verschärft.

Übernommen werden auch die Vorschriften im Bereich der Lampen, die sich an den Vorschriften der EU ausrichten (Ökodesign-Richtlinie 2005/32/EG und EG-Verordnung 245/2009). Ab September 2016 sind nur noch Lampen der Effizienzklasse B zugelassen.

7.3.2.3 Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Förderung von Energieeffizienzmassnahmen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen

Mit dem Instrument der wettbewerblichen Ausschreibungen wurden in den letzten Jahren erste Erfahrungen gesammelt. Das Förderbudget (gespiesen aus einem Anteil der KEV-Umlage) wird bis zum Jahr 2015 auf 27 Mio. CHF p.a. (real) gesteigert und bleibt danach bis 2050 real konstant. Mit diesem Instrument werden insbesondere Effizienzmassnahmen in bestehenden Betrieben wie Verbesserung von Druckluftanlagen, Verbesserungen (z.B. Auslegung, Sanierung) von Lüftungs- und Kühlungsanlagen, Abwärmenutzungseinrichtungen etc., gefördert. In den Szenarienrechnungen kommt dieses Instrument nicht beim Neubau von Betriebsstätten oder Produktionsanlagen zum Einsatz, da dann keine eindeutige Referenz bestimmt werden kann, gegenüber der die Einsparungen gerechnet werden. Bei Neubauten und Erweiterungen wird jeweils der Einsatz eines aktuell mittleren Standes der Technik angenommen.

7.4 Umsetzung in den Sektoren

7.4.1 Sektor Private Haushalte

7.4.1.1 Die wichtigsten Rahmenbedingungen für den Energieverbrauch

Die mittlere Wohnbevölkerung steigt im Betrachtungszeitraum stark an (Tabelle 7-3). Sie erhöht sich von 7.2 Mio. in 2000 auf über 9.0 Mio. in 2050 (+25 %). Der Grossteil der Wohnbevölkerung lebt in Privaten Haushalten, ein kleiner Teil wird den Kollektivhaushalten zugerechnet (Anstalten, Wohnheime, Altersheimen, Spitäler u.ä.). Aufgrund der Alterung der Bevölkerung und dem ansteigenden Anteil der über 80-jährigen nimmt in den Szenarien der Anteil der Bevölkerung in Kollektivhaushalten leicht zu und der Anteil in Privaten Haushalten ab.

Die Zahl der Haushalte in der Schweiz erhöht sich zwischen 2000 und 2050 um 1.2 Mio. (+39 %). Ursache hierfür sind die steigende Bevölkerung in Privaten Haushalten (+21 %) und die abnehmende Haushaltsgrösse. Der Anteil der Ein- und Zweiper-

sonenhaushalte nimmt im Betrachtungszeitraum um annähernd 11 %-Punkte zu, während sich die Zahl der Haushalte mit 5 oder mehr Personen deutlich reduziert (-34 %). Als Folge dieser Entwicklung sind im Jahr 2050 rund 78 % aller Haushalte Ein- oder Zweipersonenhaushalte, im Jahr 2000 waren es 67 %. Diese Veränderungen führen zu einer Abnahme der durchschnittlichen Haushaltsgrösse von 2.27 Personen je Haushalt im Jahr 2000 auf 1.97 im Jahr 2050.

Tabelle 7-3: Szenario „Weiter wie bisher“ Bevölkerung, Haushalte und Haushaltstruktur im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2050, in Tsd.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
mittlere Wohnbevölkerung	7'209	7'880	8'437	8'784	8'887	8'958	9'038
Bevölkerung in Privaten Haushalten	7'122	7'701	8'224	8'505	8'581	8'619	8'634
Haushalte	3'144	3'545	3'962	4'207	4'274	4'323	4'384
davon 1-Personenhaushalte	1'113	1'331	1'562	1'712	1'752	1'786	1'833
2-Personenhaushalte	1'000	1'165	1'375	1'497	1'528	1'549	1'580
3-Personenhaushalte	410	425	431	420	425	428	429
4-Personenhaushalte	418	434	421	414	412	410	406
5-und mehr-Personenhaushalte	203	191	173	163	157	150	135
durchschn. Haushaltsgrösse in Pers.	2.27	2.17	2.08	2.02	2.01	1.99	1.97

Quelle: BFS 2011, Prognos 2012

Die Veränderungen von Einwohnerzahl und Bevölkerungsstruktur wirken sich direkt und indirekt auf den Energieverbrauch aus. Beispielsweise bleiben ältere Menschen oft in ihren Wohnungen und Eigenheimen, auch wenn die Kinder bereits ausgezogen und die Wohnflächen eigentlich zu gross geworden sind. Neben dem steigenden pro Kopf-Einkommen ist dies einer der Gründe, weshalb die Wohnfläche pro Kopf weiter ansteigt.

Ausgehend vom Wohnflächenbestand 2000 und der unterstellten Veränderung der sozioökonomischen Rahmenbedingungen (Bevölkerung, Haushalte, Altersstruktur, Einkommen), wird die Wohnfläche 2000 bis ins Jahr 2050 insgesamt um 60 % ausgeweitet (Tabelle 7-4). Mit der Verlangsamung der Zunahme der Anzahl Haushalte ab etwa 2030 beginnt sich auch die Zunahme der Wohnfläche zu verlangsamen.

Die unterschiedenen Gebäudetypen weisen unterschiedliche Entwicklungen auf (Figur 7-1). Die Zunahme der Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern geht annähernd kontinuierlich zurück. Bei den Mehrfamilienhäusern verbleibt der jährliche Zuwachs der Wohnfläche auf dem aktuellen hohen Niveau und beginnt erst nach 2020 kleiner zu werden. Betrachtet über die gesamte Beobachtungsperiode entfallen 59 % der Wohnflächenzunahme auf die Mehrfamilienhäuser und 40 % auf die Ein- und Zweifamilienhäuser. Die Zunahme der Wohnfläche in Nichtwohngebäuden ist mit einem Anteil von 1 % unbedeutend.

Die Zunahme des Wohnungsbestands ist eng an die Entwicklung der Anzahl Haushalte geknüpft. Der Wohnungsbestand wächst im Zeitraum 2000 bis 2050 um knapp 40 %, und damit weniger stark als die Wohnfläche (+60 %). Damit verbunden ist ein Anstieg der Wohnfläche pro Kopf. Diese erhöht sich von 53 m^2 EBF in 2000 bis ins

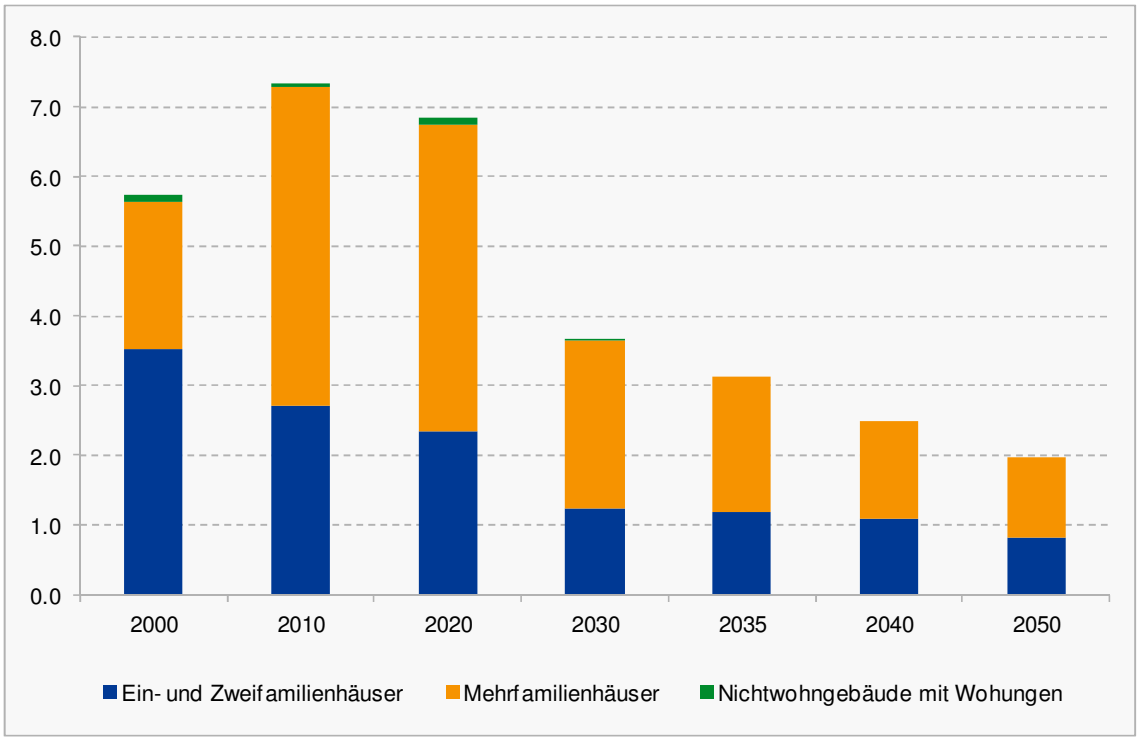
Jahr 2030 auf rund 66 m^2 EBF und steigt bis 2050 auf annähernd 70 m^2 EBF (Tabelle 7-4).

Tabelle 7-4: Szenario „Weiter wie bisher“ Zugang an Wohnfläche (netto) und Wohnfläche in Mio. m^2 EBF, Wohnungen in Tsd., 2000 – 2050

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Nettozugang Wohnfläche	5.7	7.3	6.8	3.7	3.1	2.5	1.9
davon Ein- und Zweifamilienhäuser	3.5	2.7	2.3	1.2	1.2	1.1	0.8
Mehrfamilienhäuser	2.1	4.6	4.4	2.4	1.9	1.4	1.1
Nichtwohngebäude mit Wohunge	0.10	0.04	0.10	0.01	-0.01	-0.01	-0.02
Wohnfläche	416.5	486.7	560.5	614.4	631.4	645.0	665.8
davon Ein- und Zweifamilienhäuser	188.7	220.4	248.3	267.2	273.4	279.0	287.9
Mehrfamilienhäuser	209.3	246.7	291.6	325.9	336.6	344.7	356.7
Nichtwohngebäude mit Wohunge	18.5	19.5	20.6	21.4	21.4	21.4	21.2
Anteil dauernd bewohnt	89.9%	90.5%	91.5%	91.2%	91.0%	90.9%	90.6%
Leerwohnflächenquote	2.8%	2.2%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Wohnfläche pro Kopf in m^2 (dauernd be	52.5	57.2	62.3	65.9	67.0	68.0	69.9
Wohnungen	3569	3956	4393	4713	4806	4874	4963
Anteil dauernd bewohnt	87.7%	88.4%	89.6%	89.3%	89.1%	89.0%	88.7%

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-1: Szenario „Weiter wie bisher“
Jährlicher Netto-Zugang an Wohnfläche 2000 – 2050, in Mio. m² EBF



Quelle: Prognos 2012

Mit Hilfe der amtlichen Zugangs- und Abgangsstatistik sowie zusätzlicher Einzelinformationen wurde der aktuelle Wohnflächenbestand nach Gebäudetypen und Heizsystemen für das Jahr 2010 abgeleitet (Tabelle 7-5).

Tabelle 7-5: Szenario „Weiter wie bisher“
Beheizter Wohnflächenbestand 2010 nach Heizenergieträger, in Mio. m² EBF (WO = Wohnungen)

	Heizöl	Erdgas	Kohle	Strom	WP	Fernw.	Holz	Solar	ohne	Summe
Ein- und Zweifamilienhäuser	93.1	35.8	0.3	22.9	29.1	5.1	33.1	0.7	0.3	**220.4**
Mehrfamilienhäuser	135.9	69.8	0.5	5.5	14.5	12.8	7.2	0.3	0.3	**246.7**
Nichtwohngebäude mit WO	12.3	4.1	0.0	0.5	0.7	0.9	1.0	0.0	0.1	**19.5**
insgesamt	**241.3**	**109.8**	**0.9**	**28.9**	**44.2**	**18.7**	**41.2**	**1.0**	**0.7**	**486.7**
darunter dauernd bewohnt	219.6	101.9	0.8	22.9	41.0	17.3	36.0	0.9	0.4	**440.7**
zeitweise bewohnt	16.2	5.7	0.1	5.3	2.5	1.1	4.1	0.1	0.3	**35.2**
temporär nicht bew.	5.5	2.2	0.0	0.7	0.7	0.4	1.2	0.0	0.1	**10.9**

Quelle: Volkszählung 2000, Prognos (eigene Fortschreibung)

7.4.1.2 Raumwärme

Mehr als 72 % des Endenergieverbrauchs der Privaten Haushalte entfielen 2010 auf die Erzeugung von Raumwärme. Bei der Berechnung des Energieverbrauchs für die Raumwärmeerzeugung wurden folgende Einflussfaktoren berücksichtigt:

- die Zahl der Wohnungen und die beheizte Wohnfläche,

- die energetische Qualität der Wohngebäude, ausgedrückt durch den Wärmeleistungsbedarf (in Watt/m^2 EBF),

- das Verhalten der Bewohner,

- die Qualität der Heizanlagen, ausgedrückt als Relation von Nutzenergie zu Endenergie (Nutzungsgrad in %).

Das Verhalten der Bewohner sowie die lokale Witterung bestimmen die Nutzungsdauer des Wärmeleistungsbedarfs (Vollbenutzungsstunden der Heizanlagen). Die Klimaerwärmung um 1.84 °C bis 2050 führt zu einer Reduktion der jährlichen Nutzungsdauer der Heizanlagen um 15 % (vgl. Kapitel 3.5). Die Multiplikation des spezifischen Wärmeleistungsbedarfs mit der Nutzungsdauer ergibt den spezifischen Heizwärmebedarf als Mass für den Nutzenergiebedarf je Fläche (kWh/m^2 EBF).

Ausgehend vom Wohnflächenbestand 2000 wird die Wohnfläche unter Berücksichtigung der unterstellten Rahmenbedingungen bis ins Jahr 2050 fortgeschrieben. Im Betrachtungszeitraum erhöht sich die Wohnfläche von 416.5 Mio. m^2 EBF auf 665.8 Mio. m^2 EBF (Tabelle 7-4). Die Entwicklung der Beheizungsstruktur in den neu gebauten Wohnungen gemäss dem Szenario „Weiter wie bisher“ ist in Tabelle 7-6 abgebildet.

Tabelle 7-6: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2000 – 2050, in % der neuen Wohnfläche

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Alle Gebäude mit Wohnungen							
Heizöl	38.5	6.2	3.5	2.8	2.6	2.6	2.6
Erdgas	32.2	23.2	20.3	18.8	17.9	17.2	17.2
Kohle	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Strom	2.2	1.6	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1
WP	17.0	54.9	58.7	60.7	61.6	62.0	61.3
Fernwärme	3.0	6.9	9.4	9.4	9.1	8.8	8.8
Holz	6.4	6.3	6.3	6.1	6.2	6.3	6.3
Solar	0.3	0.7	1.4	1.8	2.3	2.8	3.6

Quelle: Prognos 2012

Die Substitution von Heizanlagen im Bestand wird in der Berechnung getrennt vom Neubau gehandhabt, weil die Einsatzstruktur der Energieträger für die Erzeugung von Raumwärme sowohl bei Alt- und Neuanlagen wie auch bei den einzelnen Gebäudetypen unterschiedlich ist. Insgesamt setzt sich der Trend weg von den Heizölheizungen sowie den elektrischen Widerstandsheizungen fort. Die ölbeheizte Wohnfläche reduziert sich bis 2050 gegenüber 2010 um 55 % auf rund 108 Mio. m^2 EBF, die mit elektrischen Widerstandsheizungen beheizte Fläche geht um 65 % zurück (Tabelle 7-7).

Trotz rückläufigen Anteilen bei den Neubauten, wird die mit Gas beheizte Wohnfläche zunächst noch ausgeweitet, stagniert aber etwa ab 2035. Insgesamt ist die gasbeheizte Wohnfläche im Jahr 2050 um 62 % grösser als im Jahr 2010.

Der grösste Zuwachs ergibt sich bei den Wärmepumpen (WP). Die mit WP beheizte Wohnfläche nimmt von 44 Mio. m^2 EBF im Jahr 2010 auf 232 Mio. m^2 EBF im Jahr 2050 zu (+425 %). Die fernwärmebeheizte Wohnfläche nimmt im Zeitraum 2010 bis 2050 um 40 Mio. m^2 EBF zu, die holzbeheizte um 29 Mio. m^2 EBF und die mit Solarwärme beheizte um 6.5 Mio. m^2 EBF.

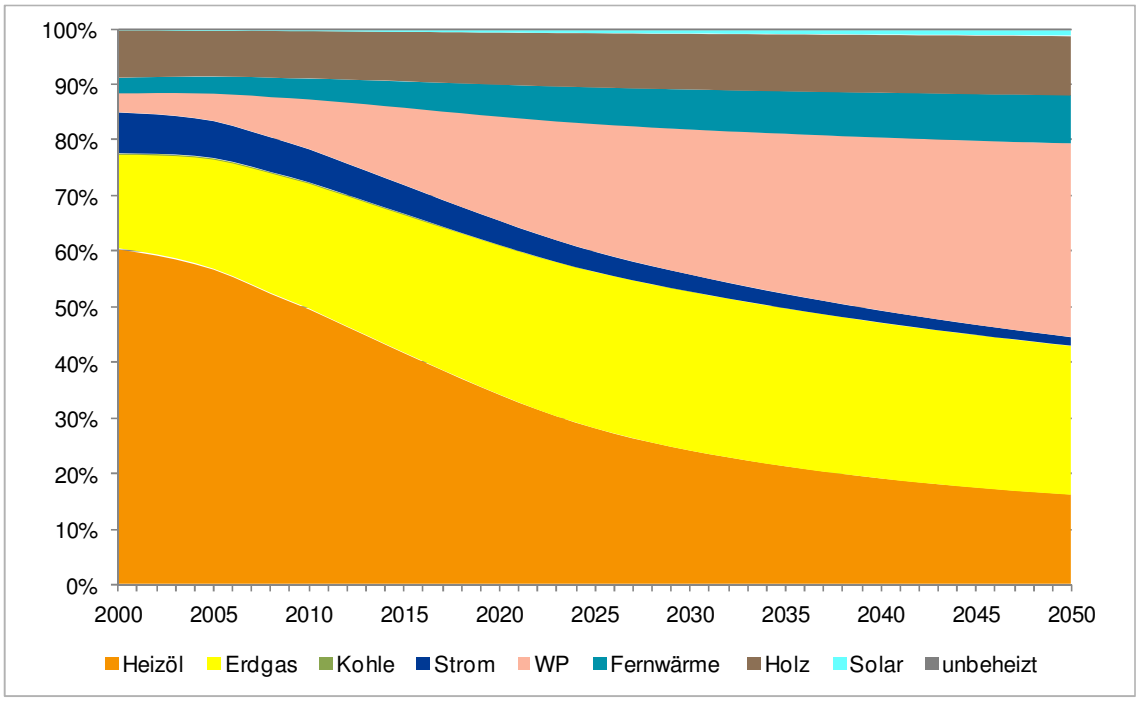
Ab etwa 2035 wird die WP zum wichtigsten Heizsystem zur Erzeugung von Raumwärme. Trotzdem werden auch im Jahr 2050 noch rund 43 % der Wohnfläche mit den fossilen Energieträgern Heizöl und Erdgas beheizt (Tabelle 7-7). Zurückzuführen ist dies auf den hohen Ausgangsanteil dieser Energieträger im Jahr 2000, auf die bedeutenden Substitutionsgewinne von Gas bis etwa 2035 und auf die, aufgrund der langen Erneuerungs- und Ersatzzyklen, nur langsam voranschreitende Diffusion alternativer Energieträger.

Tabelle 7-7: Szenario „Weiter wie bisher", Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizöl	251.5	241.3	191.3	148.0	134.1	123.0	107.5
Erdgas	70.8	109.8	150.2	175.2	179.2	180.4	177.9
Kohle	0.7	0.9	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1
Strom	30.4	28.9	24.4	18.7	16.1	13.9	10.1
WP	14.8	44.2	105.4	160.7	182.2	201.0	232.1
Fernwärme	12.0	18.7	33.0	45.2	49.5	53.2	59.0
Holz	35.3	41.2	52.3	61.3	64.2	66.8	70.5
Solar	0.3	1.0	2.7	4.3	5.0	5.8	7.5
unbeheizt	0.6	0.7	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1
Gesamtwohnfläche	**416.5**	**486.7**	**560.5**	**614.4**	**631.4**	**645.0**	**665.8**
Heizöl	60.4%	49.6%	34.1%	24.1%	21.2%	19.1%	16.2%
Erdgas	17.0%	22.6%	26.8%	28.5%	28.4%	28.0%	26.7%
Kohle	0.2%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Strom	7.3%	5.9%	4.3%	3.0%	2.6%	2.2%	1.5%
WP	3.6%	9.1%	18.8%	26.2%	28.9%	31.2%	34.9%
Fernwärme	2.9%	3.8%	5.9%	7.4%	7.8%	8.2%	8.9%
Holz	8.5%	8.5%	9.3%	10.0%	10.2%	10.3%	10.6%
Solar	0.1%	0.2%	0.5%	0.7%	0.8%	0.9%	1.1%
unbeheizt	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-2: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen

Die energetische Qualität eines Gebäudes drückt sich im spezifischen Wärmeleistungsbedarf aus, der durch Gebäudeform, verwendete Baumaterialien, Erhaltungszustand und durchgeführte Sanierungsmassnahmen bestimmt wird. Für den Heizenergiebedarf spielen daneben auch subjektive Einflussfaktoren eine Rolle wie das Lüftungsverhalten der Bewohner oder die gewünschte Innentemperatur.

Für die Veränderung des durchschnittlichen Heizenergiebedarfs des Wohngebäudebestands sind die Neubauten, die Wohnungsabgänge und die Veränderungen im Wohngebäudebestand von Bedeutung. Durch die energetische Sanierung der Gebäudehüllen und durch den Ersatz alter Heizanlagen (zum Teil bei gleichzeitigem Wechsel des Energieträgers) kann der Heizenergiebedarf im Gebäudebestand abgesenkt werden. Im Szenario „Weiter wie bisher“ geht die jährliche Neubaufläche von rund 6.9 Mio. m^2 EBF (Mittel der Jahre 2005 – 2010) auf rund 3 Mio. m^2 EBF im Jahr 2050 zurück, während gleichzeitig von annähernd stabilen Sanierungsraten ausgegangen wird. Daher gewinnt der Einfluss der energetischen Sanierungen innerhalb des Betrachtungszeitraums zunehmend an Bedeutung.

Für Neubauten wird im Szenario „Weiter wie bisher“ eine weitere Absenkung des Wärmeleistungsbedarfs unterstellt, unter anderem aufgrund des Fortschritts bei der Bautechnologie. Bis ins Jahr 2050 reduziert sich der spezifische Wärmeleistungsbedarf um weitere 40 % (ggü. 2010) auf 19 Watt/m^2 EBF bei den Ein- und Zweifamilienhäusern und auf 12.5 Watt/m^2 EBF bei den Mehrfamilienhäusern (Tabelle 7-8). Damit wird der Passivhausstandard, welcher mit rund 10 Watt/m^2 EBF umschrieben wird, innerhalb des Betrachtungszeitraums nicht erreicht.

Tabelle 7-8: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe bei Neubauten und Sanierungen; in Watt/m² EBF

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Neubau							
Ein- und Zweifamilienhäuser	57.6	32.3	28.4	24.1	22.5	21.1	19.1
Mehrfamilienhäuser/NWG	40.8	21.1	18.6	15.8	14.7	13.8	12.5
Sanierung							
Ein- und Zweifamilienhäuser	60.3	48.4	42.5	36.1	33.7	31.7	28.7
Mehrfamilienhäuser/NWG	44.5	30.6	27.8	23.7	22.1	20.8	18.8

NWG: Nichtwohngebäude mit Wohnungen *Quelle: Prognos 2012*

Bei den Energiestandards von Sanierungen bleibt analog zu den heute bestehenden SIA-Normen und MuKEn-Vorschriften eine Kopplung an die Neubauwerte bestehen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ liegen die Effizienzstandards bei Sanierungen 50 % über den Standards bei Neubauten. Bis 2050 reduziert sich bei Vollsanierungen bei den Ein- und Zweifamilienhäusern der spezifische Wärmeleistungsbedarf auf 29 Watt/m² EBF und bei den Mehrfamilienhäusern auf 19 Watt/m² EBF.

Die Sanierungseffizienz, hier definiert als prozentuale energetische Verbesserung je Sanierungsfall gegenüber dem Ausgangszustand, ist abhängig vom Ausgangsniveau des unsanierten Gebäudes, vom Umfang der Sanierungsmassnahmen und vom Zeitpunkt der Sanierung. Bei den Ein- und Zweifamilienhäusern erhöht sich die mittlere Sanierungseffizienz von rund 42 % in 2010 auf 51 % in 2050. Bei den Mehrfamilienhäusern fällt die mittlere Sanierungseffizienz von 54 % auf 49 %. Der Rückgang der mittleren Sanierungseffizienz bei den Mehrfamilienhäusern ist darauf zurück zuführen, dass im Zeitverlauf vermehrt jüngere Gebäude saniert werden, die bereits vor der Sanierung über einen vergleichsweise besseren Energiestandard verfügen, respektive einen tieferen spezifischen Wärmeleistungsbedarf aufweisen.

Die Sanierungshäufigkeit hängt im Wesentlichen vom Gebäudealter und vom Gebäudetyp ab. Im Szenario „Weiter wie bisher“ werden die historisch beobachteten Sanierungszyklen beibehalten: Ein- und Zweifamilienhäuser mit einem Baualter unter 10 Jahren werden im Allgemeinen nicht saniert. Mit zunehmendem Baualter steigt die jährliche Sanierungshäufigkeit auf rund 1.2 % an und verbleibt auf diesem Niveau. Mehrfamilienhäuser werden häufiger saniert als Ein- und Zweifamilienhäuser. Die Sanierungshäufigkeit steigt bis etwa 1.4 % p.a. an. Bei älteren Baualtersklassen können zwischenzeitlich auch höhere Raten bis gegen 2 % auf auftreten (Tabelle 7-9).

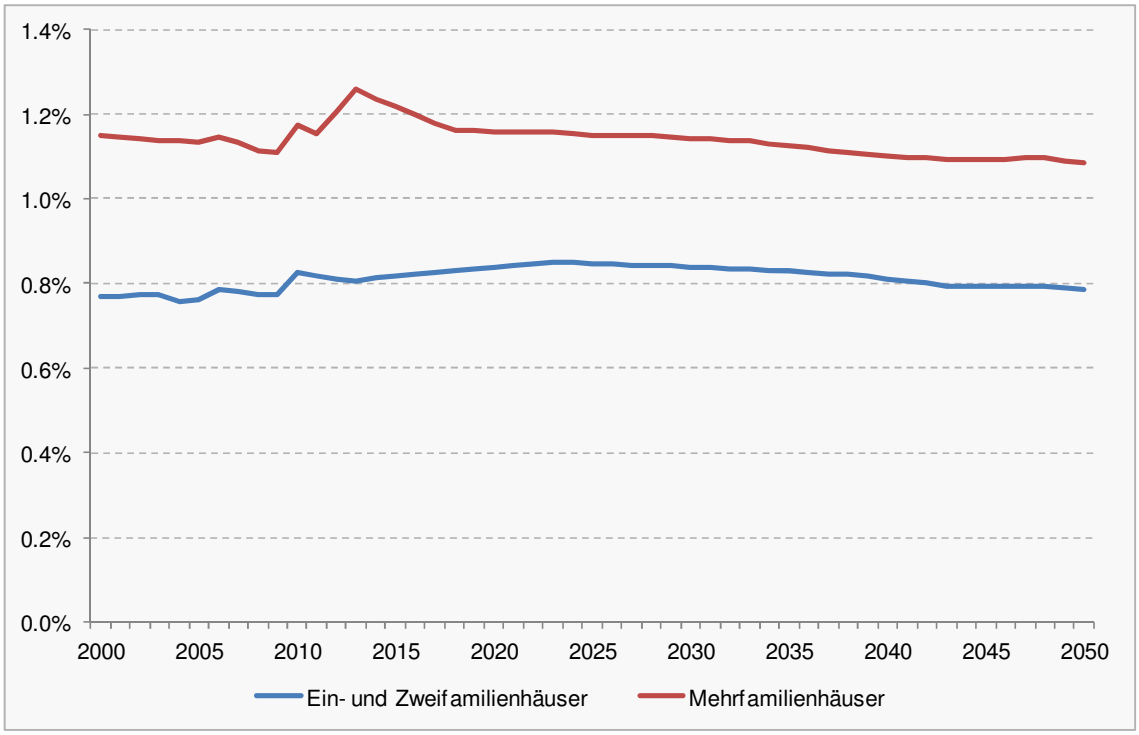
Wird der Wohngebäudebestand als Gesamtes betrachtet, so zeigt sich zurzeit eine Sanierungsrate von rund 1.0 % p.a. Die jährliche Sanierungsrate ist bei den Mehrfamilienhäusern mit 1.15 % etwas höher als bei den Ein- und Zweifamilienhäusern mit rund 0.8 %. Im Szenario „Weiter wie bisher“ wird davon ausgegangen, dass sich die Sanierungsraten bis 2050 nicht wesentlich verändern (Figur 7-3). Die dargestellten Sanierungsraten beziehen sich auf Vollsanierungsäquivalente. Teilsanierungen werden zu Vollsanierungen aggregiert. Der Umfang einer Vollsanierung bezieht sich auf die oben abgebildet Sanierungseffizienz.

Tabelle 7-9: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit von Gebäudealter und Gebäudetyp, in % p.a.

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Ein- und Zweifamilienhäuser										
bis 1918	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2
1919-1945	0.9	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2
1946-1960	1.3	1.4	1.4	1.3	1.3	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0
1961-1970	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1
1971-1980	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3
1981-1985	0.8	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1986-1990	0.2	0.3	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0
1991-1995	0.1	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
1996-2000	0.1	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8
2001-2005	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7
2006-2010		0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5
2011-2015			0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
2016-2020				0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
2021-2025					0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3
2026-2030						0.0	0.0	0.1	0.1	0.2
2031-2035							0.0	0.0	0.1	0.1
2036-2040								0.0	0.0	0.1
2041-2045									0.0	0.0
2046-2050										0.0
Mehrfamilienhäuser										
bis 1918	1.0	1.1	1.4	1.6	1.8	1.9	2.0	1.8	1.6	1.6
1919-1945	1.0	1.1	1.4	1.6	1.8	1.9	2.0	1.8	1.6	1.6
1946-1960	2.2	2.3	2.3	1.8	1.5	1.5	1.4	1.5	1.4	1.4
1961-1970	1.9	1.9	2.1	2.0	1.9	1.6	1.5	1.4	1.4	1.4
1971-1980	1.1	1.2	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4
1981-1985	0.9	1.1	1.4	1.6	1.6	1.6	1.7	1.6	1.6	1.6
1986-1990	0.5	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6
1991-1995	0.2	0.2	0.4	0.7	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
1996-2000	0.1	0.1	0.2	0.4	0.8	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4
2001-2005	0.0	0.1	0.2	0.5	0.7	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
2006-2010		0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.5	0.8	0.9	1.0
2011-2015			0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8
2016-2020				0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6
2021-2025					0.0	0.0	0.1	0.3	0.4	0.5
2026-2030						0.0	0.0	0.1	0.3	0.4
2031-2035							0.0	0.0	0.1	0.3
2036-2040								0.0	0.0	0.1
2041-2045									0.0	0.0
2046-2050										0.0

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-3: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp, in % p.a.



Quelle: Prognos 2012

Die energetische Qualität von Heizungsanlagen wird durch den Jahresnutzungsgrad ausgedrückt und stellt einen über das Jahr gemittelten Gesamtwirkungsgrad des Heizsystems dar. Der Jahresnutzungsgrad bildet die Relation zwischen Nutzenergieverbrauch (Heizwärmebedarf) und Endenergieverbrauch (Heizenergiebedarf) ab. Darin enthalten sind auch die Bereitschafts- und Verteilverluste der Heizanlage, welche in der Regel zwischen 4 % und 9 % betragen. Wirkungsgrade von über 100 % bei Gas- und Ölheizungen lassen sich durch den Einsatz von Brennwertgeräten erklären. Brennwertkessel können Wirkungsgrade von über 100 % erreichen (bezogen auf den unteren Heizwert), weil diese Kessel die latente Wärme des im Rauchgas enthaltenen Wassers durch Kondensation zurückgewinnen.

In Tabelle 7-10 ist der mittlere spezifische Heizwärmebedarf, der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad des Anlagenbestands sowie der resultierende spezifische Heizenergiebedarf dargestellt. Bei der Betrachtung werden zwei Fälle unterschieden: Einmal wird die mittels Wärmepumpen genutzte Umweltwärme beim Heizenergiebedarf berücksichtigt, im zweiten Fall wird sie vernachlässigt. Im Zeitraum 2010 bis 2050 verringert sich im Szenario „Weiter wie bisher“ der mittlere spezifische Heizwärmebedarf um 54 %, was einer durchschnittlichen jährlichen Effizienzsteigerung von 1.94 % entspricht. Bei Berücksichtigung der genutzten Umweltwärme erhöht sich der Jahresnutzungsgrad um 9.8 %-Punkte und der spezifische Heizenergiebedarf reduziert sich um 59 % (-2.2 % p.a.). Ohne Berücksichtigung der Umweltwärme steigt der Jahresnutzungsgrad um 33.6 %-Punkte auf 121.8 und der Heizenergiebedarf verringert sich um 67 % (-2.7 % p.a.).

Tabelle 7-10: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Mittlerer spezifischer Heizwärmebedarf, Nutzungsgrad und mittlerer spezifischer Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes 2000 – 2050

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizwärmebedarf (kWh/m^2 EBF)	105.0	93.8	76.6	62.4	56.5	51.5	42.9
inkl. Umweltwärme							
Nutzungsgrad	79.5%	84.6%	89.1%	91.7%	92.6%	93.3%	94.4%
Heizenergiebedarf (kWh/m^2 EBF)	132.0	110.9	86.0	68.1	61.0	55.2	45.5
exkl. Umweltwärme							
Nutzungsgrad	80.8%	88.2%	98.1%	107.1%	111.1%	114.8%	121.8%
Heizenergiebedarf (kWh/m^2 EBF)	129.9	106.4	78.1	58.3	50.9	44.8	35.3

Quelle: Prognos 2012

Der Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme ergibt sich durch die Verknüpfung der Wohnflächen mit den spezifischen Heizenergiebedarfen (Tabelle 7-11). Bei den für die Jahre 2000 bis 2010 ausgewiesenen Werten handelt es sich um effektive IST-Verbrauchswerte, bei denen der Einfluss der jährlichen Witterungsschwankungen berücksichtigt ist. Die Werte ab 2011 basieren auf einer durchschnittlichen Witterung, berücksichtigen aber den Effekt der Klimaerwärmung. Nicht berücksichtigt ist hingegen der Raumwärmeverbrauch in Zweit- und Ferienwohnungen, der dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird.

Der Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme ist rückläufig. Am Ende des Betrachtungszeitraums liegt der Heizenergieverbrauch 46 % unter dem Verbrauch im Jahr 2010 (Tabelle 7-11). Aufgrund der Ausweitung der Wohnflächen verringert sich der Endenergieverbrauch insgesamt weniger stark als der spezifische Heizenergiebedarf.

Heizöl verliert stark an Bedeutung, bleibt aber im Jahr 2050 quantitativ hinter Erdgas und Umweltwärme der dritt-wichtigste Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme. Der Verbrauch von Erdgas beginnt ab 2020 rückläufig zu werden. Mit einem Verbrauchsanteil von 27 % in 2050 ist Erdgas mengenmässig der bedeutendste Energieträger. Am Ende des Betrachtungszeitraums entfallen auf die fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas noch rund 46 % des Heizenergiebedarfs.

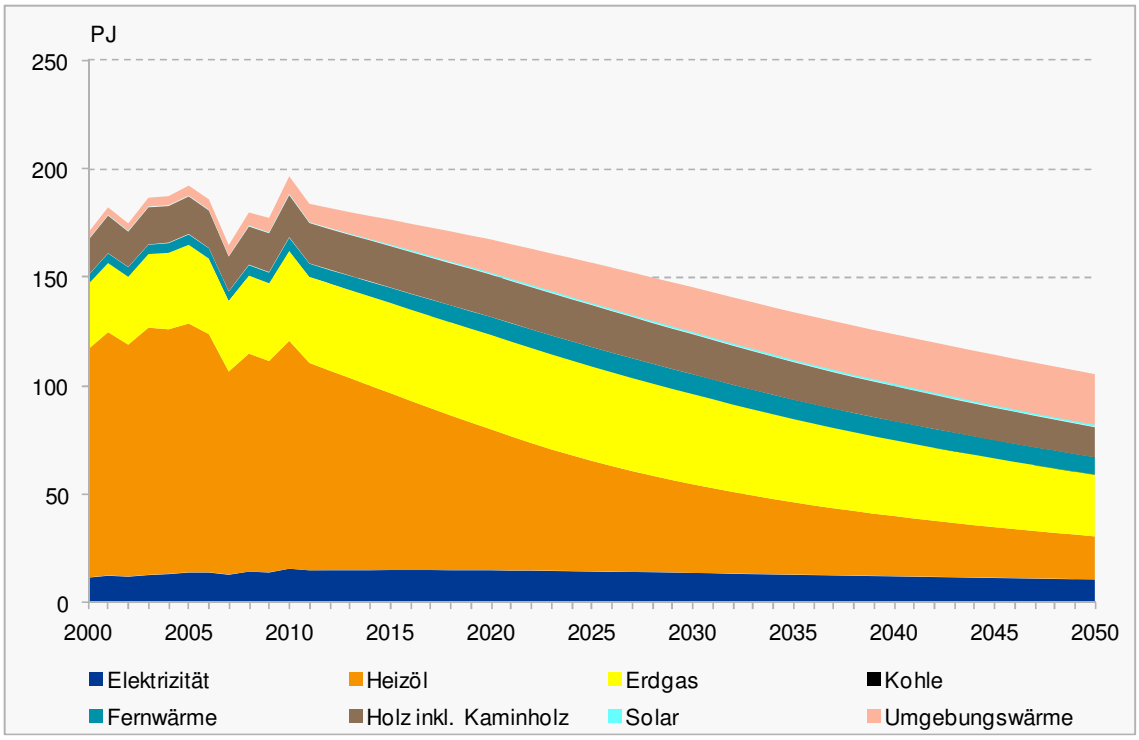
Der Anteil der Elektrizität an der Raumwärmeerzeugung steigt von 8 % in 2010 auf 10 % in 2050. Die absolute Strommenge verringert sich jedoch um 31 % auf 10.8 PJ. Davon entfallen rund 7.7 PJ auf die elektrischen Wärmepumpen. Der Verbrauch der elektrischen Widerstandsheizungen beträgt im Jahr 2050 noch 1.6 PJ. Auf die mobilen Elektro-Öfelis entfallen weitere rund 1.6 PJ.

Tabelle 7-11: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	11.7	15.7	15.0	13.8	13.0	12.3	10.8
darunter elektrische WP	1.5	3.9	6.4	7.7	7.9	7.9	7.7
Heizöl	105.0	105.1	65.0	40.8	33.3	27.6	19.8
Erdgas	30.2	41.5	43.7	41.8	38.6	35.2	28.6
Kohle	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme	4.0	6.1	8.2	9.2	9.1	8.8	8.1
Holz inkl. Kaminholz	16.0	19.3	19.4	18.4	17.3	16.1	13.9
Solar	0.2	0.4	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1
Umgebungswärme	3.1	8.0	15.2	20.6	21.9	22.8	23.2
Endenergienachfrage RW	**170.3**	**196.4**	**167.4**	**145.5**	**134.1**	**124.0**	**105.6**

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-4: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte“ Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme, 2000 – 2050, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis)



Quelle: Prognos 2012

7.4.1.3 Warmwasser

Der Energiebedarf für die Bereitstellung von Warmwasser wird im Wesentlichen von der Bevölkerungszahl, dem Verbrauchsverhalten und der Effizienz der Warmwasseranlagen bestimmt.

Basis für die Berechnung der durch eine konventionelle zentrale Warmwasserbereitung versorgten Haushalte ist der Wohnungsbestand nach Energieträgern und Heizsystem. Aktuell wird in den zentralbeheizten Wohnungen für die Warmwassererzeugung meist derselbe Energieträger eingesetzt wie für die Raumwärmeerzeugung. Ausgehend davon wird angenommen, dass der Anteil der Wohnungen mit zentraler Warmwasserversorgung am jeweiligen Zentralheizungsbestand der konventionellen Heizsysteme (Heizöl, Erdgas, Wärmepumpen und Fernwärme) stagniert oder leicht zurückgeht. Damit ist der Teil der Haushalte und Bevölkerung festgelegt, der über ein konventionelles Zentralsystem mit Warmwasser versorgt wird. In den übrigen Haushalten erfolgt die Warmwasserversorgung durch ungekoppelte Systeme, in der Regel dezentrale Systeme oder solare Brauchwasseranlagen. Die Fortschreibung der Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung beruht auf folgenden Annahmen:

- Fortschreitende Entkopplung der Raumwärme- und Warmwassersysteme.
- Konventionelle elektrobetriebene Warmwasseranlagen verlieren an Bedeutung. Ihr Anteil sinkt im Betrachtungszeitraum von 30 % auf 17 %.
- Solaranlagen und Wärmepumpen gewinnen Marktanteile. Der Anteil der Wohnbevölkerung, die durch Solaranlagen mit Warmwasser versorgt wird, steigt von 1 % auf 12 %, der von Wärmepumpen von 2 % auf 24 % (zentral-gekoppelte Systeme und dezentrale Systeme zusammen).

Tabelle 7-12: Szenario „Weiter wie bisher", Private Haushalte Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2000 – 2050, in Tsd. Personen

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strom	2'143	2'204	2'053	1'801	1'709	1'618	1'433
Heizöl	3'206	2'808	2'083	1'514	1'332	1'186	978
Gas	1'084	1'552	2'015	2'246	2'239	2'200	2'060
Fernwärme	213	241	404	531	568	599	637
Holz	166	219	294	352	361	369	389
Wärmepumpe	175	411	941	1'449	1'650	1'824	2'098
Solar *	41	197	400	612	721	823	1'039
Insgesamt versorgte Personen	**7'028**	**7'632**	**8'191**	**8'505**	**8'581**	**8'619**	**8'634**

** umgerechnet auf Vollversorgungsäquivalente* *Quelle: Prognos 2012*

Die Berechnung geht davon aus, dass sich der spezifische Warmwasserverbrauch pro Kopf im Betrachtungszeitraum nicht verändert. Komfortbedingt ist der pro Kopf-Verbrauch bei zentralen Warmwassersystemen, zu denen auch Solaranlagen gezählt werden, höher als bei dezentralen Warmwassersystemen. Bei den zentralen Warmwassersystemen wird von einem Warmwasserverbrauch pro Kopf und Tag von 45 l bis

50 l, bei einer Temperaturdifferenz von 40°C, und bei den dezentralen Systemen von 35 l bis 45 l ausgegangen.

Die steigende Effizienz der Einzelanlagen führt zusammen mit der Verlagerung hin zu Systemen mit höheren Wirkungsgraden (Solarkollektoren und Wärmepumpen) zu einem höheren durchschnittlichen Nutzungsgrad bei der Warmwassererzeugung (Tabelle 7-13). Bis ins Jahr 2050 steigt der durchschnittliche Jahresnutzungsgrad zur Warmwassererzeugung auf 84 %, 2010 betrug er 70 %. Wird die Umweltwärme nicht berücksichtigt, ergibt sich für 2050 ein durchschnittlicher Nutzungsgrad von 98 %.

Tabelle 7-13: Szenario „Weiter wie bisher", Private Haushalte Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2000 – 2050, in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strom	77	78	79	80	80	81	81
Heizöl	59	64	68	71	72	73	75
Gas	64	71	75	77	78	78	79
Fernwärme	74	76	77	77	77	78	78
Holz	42	46	50	54	56	58	62
Wärmepumpe	250	262	281	293	298	304	314
Solar	100	100	100	100	100	100	100
Insgesamt	**65**	**70**	**76**	**79**	**81**	**82**	**84**

Quelle: Prognos 2012

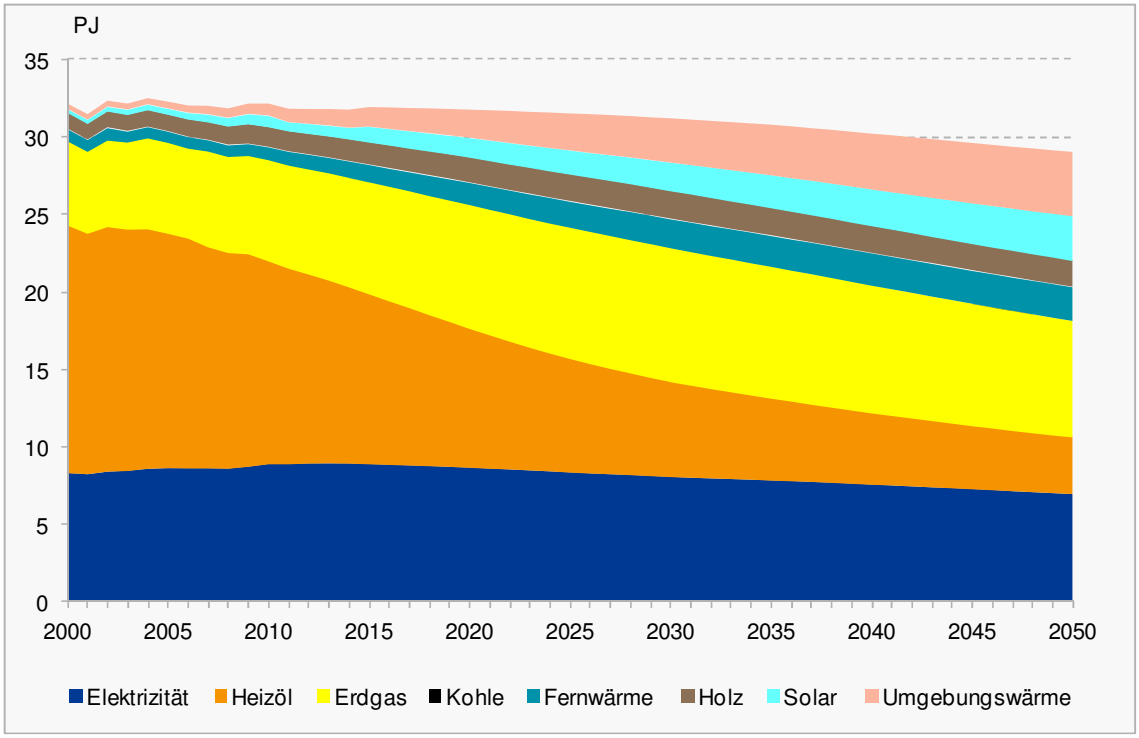
Die verbrauchsmindernden Effekte der höheren Nutzungsgrade und der Klimaerwärmung wiegen leicht stärker als der verbrauchssteigernde Effekt der Bevölkerungszunahme. Der Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser geht bis zum Ende des Betrachtungszeitraums leicht zurück. Gegenüber 2010 reduziert er sich um 10 % (Tabelle 7-14 und Figur 7-5). Während sich der Energieverbrauch für die Warmwassererzeugung mit Heizöl (-72 %) und Strom (-22 %) verringert, steigt der Einsatz der übrigen Energieträger. Insbesondere Umweltenergie in Form von solarer Strahlung und Umweltwärme (Wärmepumpen) wird verstärkt genutzt. Der Anteil der Umweltwärme am Gesamtverbrauch steigt um 12 %-Punkte, derjenige von Solarwärme um 8 %-Punkte. Die Anteile von Erdgas und Fernwärme steigen jeweils um 5 %-Punkte, der Anteil von Holz verändert sich nicht wesentlich.

Tabelle 7-14: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ und Verbrauchsanteile in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	8.3	8.9	8.6	8.0	7.8	7.5	6.9
darunter elektrische WP	0.2	0.5	1.0	1.5	1.6	1.8	1.9
Heizöl	16.0	13.1	9.0	6.2	5.3	4.7	3.7
Erdgas	5.5	6.6	8.0	8.6	8.5	8.2	7.5
Fernwärme	0.8	0.8	1.4	1.9	2.0	2.1	2.2
Holz	1.0	1.3	1.6	1.8	1.8	1.8	1.7
Solar	0.2	0.7	1.3	1.8	2.1	2.4	2.9
Umgebungswärme	0.3	0.8	1.8	2.8	3.2	3.6	4.1
Endenregienachfrage WW	**32.1**	**32.1**	**31.7**	**31.2**	**30.8**	**30.2**	**29.0**
Anteile in %							
Elektrizität	25.8%	27.6%	27.2%	25.8%	25.4%	24.9%	23.9%
darunter elektrische WP	0.6%	1.5%	3.2%	4.7%	5.3%	5.8%	6.7%
Heizöl	49.8%	40.8%	28.4%	19.9%	17.4%	15.4%	12.8%
Erdgas	17.0%	20.4%	25.2%	27.6%	27.6%	27.2%	25.8%
Fernwärme	2.5%	2.6%	4.5%	6.0%	6.5%	6.9%	7.5%
Holz	3.2%	4.0%	5.1%	5.8%	5.8%	5.9%	5.9%
Solar	0.7%	2.3%	4.0%	5.9%	6.9%	7.8%	10.0%
Umgebungswärme	1.1%	2.3%	5.7%	9.0%	10.5%	11.8%	14.2%

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-5: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

7.4.1.4 Kochen/Kochherde

Das Kochen mit Kochherden spielt für den Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte mit einem Anteil von rund 2 % eine untergeordnete Rolle. Der Energieverbrauch der Kochherde wird im Wesentlichen durch die Ausstattung der Haushalte mit Kochherden, die Struktur des Bestandes an Kochherden (Elektro-, Gas-, Kohle-, Holzherde) sowie durch die für die einzelnen Herdtypen spezifischen Verbräuche beeinflusst.

Aufgrund der demografischen Entwicklung und der damit verbundenen Zunahme kleiner Haushalte geht die Nutzungsintensität der Herde zurück. Diese Entwicklung wird durch die zunehmende Bedeutung von Ausser-Haus-Verpflegung und die Belieferung von Haushalten mit vorwiegend älteren Bewohnern mit Fertiggerichten unterstützt. Hinzu kommt, dass zunehmend Kochfunktionen vom Herd auf elektrische Kleingeräte (Mikrowelle, Grill) übertragen werden, die hier zu den Elektrogeräten gezählt werden (siehe Unterkapitel 7.4.1.5).

Der Trend geht weiter zum Elektroherd, bei ansteigenden Anteilen an Induktionsherden und Elektroherden mit „Steamer“. Holzherde verschwinden vom Markt. Gasherde bleiben eine Nischenanwendung. Mittelfristig steigt der Verbrauch für die Kochherde, bedingt durch die Bevölkerungsentwicklung, leicht an. Bis 2030 nimmt der Verbrauch um 0.3 PJ zu (+4 % ggü. 2010). Im Zeitraum 2010 bis 2050 überwiegen die verbrauchsmindernden Effekte abnehmende Nutzungsintensität und steigende Geräteeffizienz, so dass in 2050 der Verbrauch der Kochherde in etwa auf dem Niveau des Jahres 2010 liegt (Tabelle 7-15).

Tabelle 7-15: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Kochherde 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Ausstattungsgrad mit Kochherden, in %							
Elektroherd	90.8%	94.2%	95.5%	96.4%	96.7%	96.8%	97.4%
Gasherd	7.0%	4.4%	3.5%	2.9%	2.9%	2.8%	2.4%
Holzherd	2.2%	1.5%	1.0%	0.8%	0.5%	0.3%	0.2%
genutzte Geräte, in Mio.							
Elektroherd	2'854	3'340	3'786	4'053	4'132	4'186	4'270
Gasherd	220	155	139	120	124	123	106
Holzherd	70	51	39	35	21	15	9
Endenergienachfrage, in PJ							
Elektroherd	4.8	5.1	5.4	5.5	5.5	5.5	5.4
Gasherd	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
Holzherd	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Endenergienachfrage Kochen	**5.7**	**5.6**	**5.8**	**5.9**	**5.8**	**5.8**	**5.6**

Quelle: Prognos 2012

7.4.1.5 Elektrogeräte und Beleuchtung

Die in den Privaten Haushalten genutzten Elektrogeräte umfassen so genannte Weisse Ware (Haushaltsgrossgeräte wie Kühlgeräte, Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler), Unterhaltungsgeräte, Informations- und Kommunikationsgeräte (IKT) sowie weitere Kleingeräte. Erhebliche Potenziale zur Steigerung der technischen Energieeffizienz bestehen bei nahezu allen Geräten und auch bei der Beleuchtung (Tabelle 7-16). Der starke Rückgang des spezifischen Verbrauchs für die Beleuchtung erklärt sich hauptsächlich durch das Verbot der herkömmlichen Glühbirne. Als Folge davon werden in der Breite effizientere Leuchtmittel eingesetzt.

Tabelle 7-16: Szenario „Weiter wie bisher", Private Haushalte Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2000 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Beleuchtung, je m^2 EBF	3.9	3.4	1.5	1.1	0.9	0.7	0.6
Geschirrspüler	305.1	236.9	212.7	200.1	194.3	188.6	177.5
Kühlschrank	290.7	254.0	185.4	153.7	146.3	139.4	127.1
Kühl-Gefrier-Kombi	383.0	322.4	231.1	181.2	170.4	163.0	150.4
Tiefkühltruhe	441.3	379.6	286.5	200.1	177.5	165.5	150.5
Tiefkühlschrank	315.0	291.8	242.8	205.0	193.6	184.9	168.7
Waschmaschine	234.0	210.0	193.7	182.1	177.5	173.1	164.7
Waschtrockner	611.5	556.5	383.2	355.9	347.4	338.7	322.2
Wäschetrockner	353.1	314.2	219.4	160.0	154.6	151.1	143.3
Farb-TV inkl. Settop-Boxen	152.1	169.5	128.4	116.6	109.7	104.9	99.5
Video	55.4	25.5	12.3	10.7	9.8	8.8	6.9
Computer (inkl. Monitore, Drucker)	236.2	77.4	54.6	52.5	52.3	51.8	51.4
Mobil-, Schnurlostelefone	6.1	5.3	6.9	4.6	4.7	4.6	4.3

Quelle: Prognos 2012

Im Verlauf des Betrachtungszeitraums wird der Bestand an Elektrogeräten, deren Lebensdauer in der Regel zwischen 5 und 15 Jahren liegt, mehrmals erneuert. Um die Marktdurchdringung neuer Technologien angemessen zu berücksichtigen, werden verbrauchsintensive Grossgeräte wie Kühlschränke, Gefriertruhen, Waschmaschinen, Geschirrspüler, TV-Geräte oder Computer mit Kohortenmodellen fortgeschrieben. Der Trend zu multifunktionalen IKT-Geräten wird anhalten. Da diese Geräte intensiver genutzt werden als „Einzelgeräte", bleibt der Einfluss dieser strukturellen Veränderung auf den Energieverbrauch gering.

Neben dem technischen Fortschritt ist die Zahl der betriebenen Elektrogeräte von entscheidender Bedeutung für die Elektrizitätsnachfrage der Privaten Haushalte. Diese Mengenkomponente wird durch die Zahl der Privaten Haushalte und deren Ausstattung mit den entsprechenden Elektrogeräten bestimmt, wobei Zweitgeräte berücksichtigt werden. Grundsätzlich geht das Szenario von einer weiter steigenden Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten aus (Tabelle 7-17).

Tabelle 7-17: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten (Geräteanzahl) 2000 – 2050, in Tsd.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Beleuchtung (in Mio.m^2 EBF*)	404	475	548	601	618	631	651
Geschirrspüler	1'650	2'183	2'814	3'279	3'433	3'537	3'705
Kühlschrank	3'046	3'332	3'633	3'941	4'025	4'110	4'232
Kühl-Gefrier-Kombi	836	1'193	1'527	1'614	1'643	1'654	1'664
Tiefkühltruhe	1'038	596	347	251	207	183	144
Tiefkühlschrank	1'022	1'818	2'303	2'562	2'638	2'703	2'741
Waschmaschine	2'990	3'434	3'822	3'999	4'045	4'072	4'090
Waschtrockner	39	78	140	208	230	251	294
Wäschetrockner	1'561	2'498	3'223	3'578	3'705	3'833	4'067
Farb-TV	3'678	4'185	4'773	5'153	5'256	5'334	5'432
Video	2'528	3'071	3'782	4'343	4'570	4'782	5'053
Computer	2'061	5'267	6'831	7'728	8'053	8'304	8'524
Mobil-, Schnurlostelefone	5'335	9'022	10'456	12'401	12'990	13'281	13'422

** EBF bewohnt und beheizt* *Quelle: Prognos 2012*

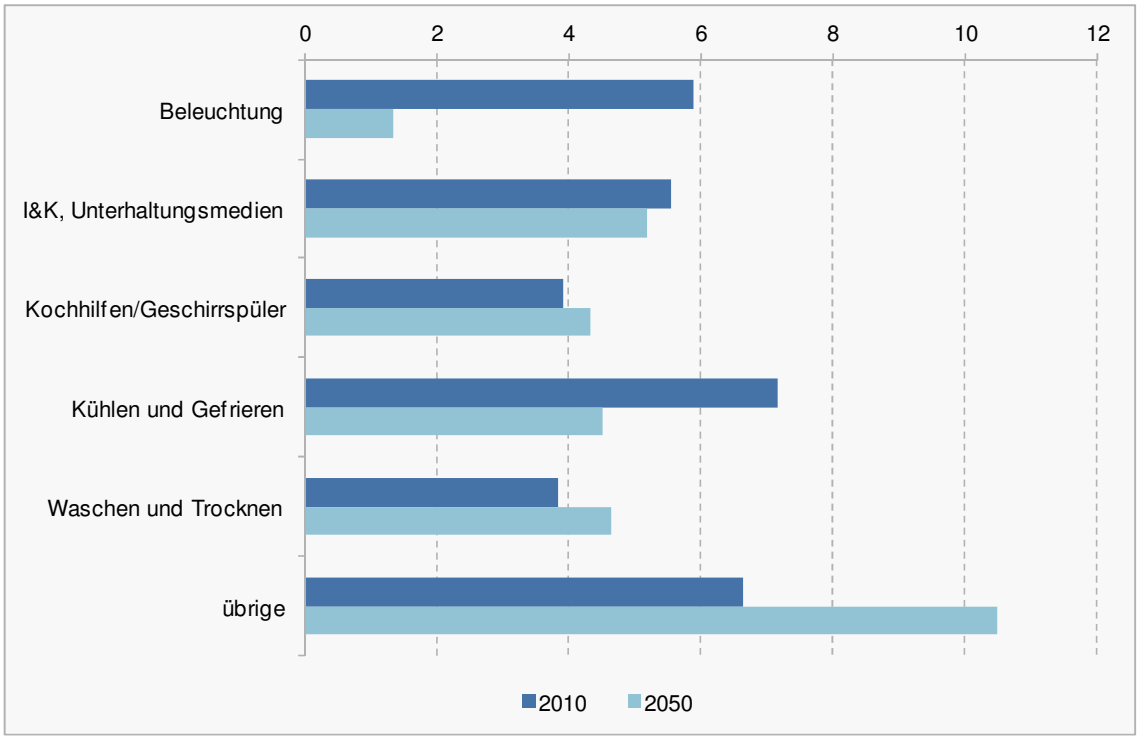
Insgesamt geht der Stromverbrauch der Elektrogeräte und Beleuchtung trotz einer im (ungewichteten) Durchschnitt um 46 % steigenden Gerätezahl um 7.4 % zurück und liegt im Jahr 2050 um 2.4 PJ unter dem Verbrauch des Jahres 2010 (Tabelle 7-18). Die Reduktion ist hauptsächlich auf den Verbrauchsrückgang bei der Beleuchtung zurückzuführen (-4.55 PJ; -77 %), während sich der Verbrauch im Bereich Information, Kommunikation und Unterhaltung lediglich um 0.35 PJ reduziert (-6.3 %). Der Verbrauch der Elektrogeräte, die dem Verwendungszweck Antriebe und Prozesse zugerechnet werden, steigt um 2.45 PJ (+11.4 %). Dabei entwickeln sich die Verbräuche der einzelnen Elektrogerätegruppen unterschiedlich (Figur 7-6). Der Verbrauch für das Kühlen und Gefrieren ist rückläufig (-2.64 PJ; -37 %). Die Verbräuche für Kochhilfen und Geschirrspüler (+0.42 PJ; +11 %), für Waschen und Trocknen (+0.82 PJ; +21 %) sowie der Verbrauch für die übrigen Elektrogeräte (+3.85 PJ; +58 %) weiten sich aus.

Tabelle 7-18: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Beleuchtung	**5.70**	**5.90**	**3.11**	**2.36**	**1.99**	**1.74**	**1.35**
Beleuchtung	5.59	5.78	3.05	2.32	1.95	1.71	1.32
Gemeinschaftsbeleuchtung	0.11	0.12	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03
I&K, Unterhaltungsmedien	**5.30**	**5.54**	**5.15**	**5.26**	**5.27**	**5.24**	**5.19**
Farb-TV inkl. Settop-Boxen	2.00	2.57	2.22	2.18	2.09	2.04	1.98
Video	0.50	0.28	0.17	0.17	0.16	0.15	0.13
Radio,Phono	0.94	1.03	1.15	1.22	1.24	1.25	1.27
Computer u.ä.	1.74	1.48	1.35	1.47	1.53	1.56	1.59
Beamer	0.00	0.01	0.00	0.01	0.02	0.02	0.02
Handies, Schnurlostelefone	0.12	0.17	0.26	0.21	0.22	0.22	0.21
Antriebe, Prozesse	**17.25**	**21.55**	**22.20**	**22.81**	**23.17**	**23.51**	**24.00**
davon Kochen/Küche	3.21	3.91	4.00	4.25	4.32	4.34	4.34
Geschirrspüler	1.81	1.84	2.08	2.24	2.27	2.26	2.22
Dunstabzugshaube	0.29	0.33	0.37	0.40	0.41	0.41	0.43
Kaffeemaschine	0.41	0.90	0.58	0.57	0.58	0.58	0.59
Toaster	0.19	0.22	0.24	0.26	0.26	0.26	0.26
Grill+Waffeleisen+Raclette	0.30	0.34	0.38	0.41	0.41	0.42	0.42
Friteuse	0.12	0.15	0.17	0.18	0.18	0.18	0.18
Mikrowelle	0.10	0.14	0.18	0.20	0.21	0.22	0.23
davon Kühlen und Gefrieren	7.07	7.15	6.03	5.25	5.04	4.88	4.51
Kühlschrank	3.17	3.05	2.41	2.16	2.09	2.04	1.91
Kühl-Gefrier-Kombi	1.15	1.39	1.26	1.04	1.00	0.96	0.89
Tiefkühltruhe	1.64	0.82	0.36	0.18	0.13	0.11	0.08
Tiefkühlschrank	1.15	1.91	2.00	1.87	1.82	1.78	1.64
davon nicht in HH-Statistik enthalten	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
davon Waschen und Trocknen	2.60	3.84	4.08	4.10	4.25	4.40	4.65
Waschmaschine	2.66	2.90	2.96	2.90	2.84	2.77	2.62
Waschtrockner	0.09	0.18	0.22	0.30	0.33	0.35	0.38
Wäschetrockner	2.05	3.10	2.80	2.29	2.28	2.30	2.31
davon nicht in HH-Statistik enthalten	2.21	2.34	1.90	1.38	1.20	1.02	0.66
davon übrige	4.36	6.64	8.09	9.20	9.56	9.89	10.50
Fön	0.27	0.31	0.35	0.37	0.38	0.38	0.39
Bügeleisen	0.22	0.25	0.28	0.30	0.30	0.31	0.31
Staubsauger	0.22	0.25	0.28	0.30	0.31	0.31	0.32
sonstige nicht erfasste Verbräuche	3.65	5.83	7.18	8.23	8.57	8.89	9.48
Elektrogeräte insgesamt	**28.25**	**32.98**	**30.46**	**30.42**	**30.43**	**30.49**	**30.53**

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-6: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte nach Verwendungszwecken 2010 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

7.4.1.6 Klima, Lüftung & Haustechnik

Der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik aggregiert die Verbräuche für die Raumklimatisierung (Klimakälte), die Belüftung, die Hilfsenergie für Raumwärme- und Warmwasseranlagen sowie übrige Verbräuche aus dem Bereich Haustechnik, darunter die Verbräuche für die Hausvernetzung, Antennenverstärker und Luftbefeuchter.

Die Klimaerwärmung löst eine verstärkte Nachfrage nach Gebäudekühlung aus. Der Umfang der klimatisierten Wohnfläche nimmt im Betrachtungszeitraum deutlich zu und beläuft sich im Jahr 2050 auf 37.5 % der dauerhaft bewohnten Wohnfläche (226 Mio. m^2 EBF; Tabelle 7-19). Als Folge des wärmeren Klimas steigt die spezifische Kühlleistung von rund 14 W/m^2 EBF auf 30 W/m^2 EBF in 2050. Die Verwendung von Wärmepumpen mit „geo-cooling“ und „active cooling“ Funktion reduziert den Anteil der konventionellen Klimaanlagen an der gekühlten Wohnfläche. Anlagen mit solarer Kühlung finden nur geringe Verbreitung.

Eine deutliche Ausweitung zeigt sich auch bei der mechanisch belüfteten Wohnfläche mit Wärmerückgewinnung. Dies ist anfänglich stark auf die zunehmende Verbreitung des Minergie-Labels zurückzuführen. Die hilfsenergie-relevante Wohnfläche berücksichtigt die Wohnfläche insgesamt ohne die Wohnflächen, die mit dezentralen Systemen auf Basis von Öl, Gas, Kohle oder Holz beheizt werden.

Im Szenario „Weiter wie bisher“ wird von einer starken Zunahme der Haushaltsvernetzung ausgegangen. Bis ins Jahr 2050 verfügen 60 % der Haushalte über eine Vernetzung von Haushaltsgeräten und/oder der Haustechnik.

Tabelle 7-19: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in Mio. m² EBF

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
klimatisierte Wohnfläche	0.9	6.2	19.0	52.9	84.6	123.0	226.1
davon konventionell	99%	89%	74%	70%	72%	74%	77%
mit Wärmepumpen	1%	11%	25%	27%	24%	21%	17%
solare Kühlung	0%	0%	1%	3%	4%	5%	5%
mech. belüftete Wohnfläche	0.4	14.2	45.4	73.3	84.4	94.2	110.1
beheizte Wohnfläche hilfsenergie-relevant	392.8	464.0	538.6	593.4	610.9	625.2	647.3
davon Mehrfamilienhäuser	223.2	262.0	308.1	343.2	354.1	362.2	374.3

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt weitet sich der Stromverbrauch für Klima, Lüftung & Haustechnik im Zeitraum 2010 bis 2050 um 6.8 PJ aus. Bezogen auf die Sektorabgrenzung Private Haushalte, also ohne die Verbräuche der gemeinschaftlich genutzten Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern, ergibt sich eine Zunahme um 7.4 PJ. Der Grossteil der Zunahme entfällt auf die Bereitstellung von Klimakälte. Dieser Verbrauch steigt auf 6.6 PJ in 2050, davon entfallen 5.2 PJ auf Strom und 1.3 PJ auf Solarwärme. Im Jahr 2050 werden dadurch rund 8 % des von den Privaten Hauhalten bezogenen Stroms für die Kühlung von Wohnräumen eingesetzt.

Trotz der Ausweitung der Wohnfläche ist der Verbrauch für Hilfsenergie rückläufig und liegt in 2050 1.7 PJ unter dem Verbrauch in 2010. Dies ist einerseits auf die Klimaerwärmung und andererseits auf Effizienzgewinne zurückzuführen (z.B. effizientere Umwälzpumpen). Der Hilfsenergieverbrauch pro Fläche verringert sich von 2.8 kWh/m² EBF in 2010 auf 1.6 kWh/m² EBF in 2050.

Der Stromverbrauch für die mechanische Belüftung bleibt unbedeutend (0.4 PJ in 2050). Der Verbrauch der übrigen Anwendungen erhöht sich auf 3.7 PJ (+1.8 PJ ggü. 2010). Dies ist grösstenteils auf den Verbrauch für die Hausvernetzung zurückzuführen.

Tabelle 7-20: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Klimageräte	**0.0**	**0.1**	**0.4**	**1.2**	**2.1**	**3.3**	**6.6**
davon Elektrizität	0.0	0.1	0.4	1.1	1.8	2.7	5.2
Solarwärme	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	1.3
Komfortlüftung	**0.0**	**0.1**	**0.2**	**0.3**	**0.3**	**0.4**	**0.4**
davon Mehrfamilienhäuser	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Hilfsenergie	**4.2**	**5.0**	**4.7**	**4.3**	**4.1**	**3.8**	**3.3**
davon Mehrfamilienhäuser	1.8	2.1	2.0	1.9	1.8	1.6	1.4
übrige	**1.7**	**2.0**	**2.6**	**3.2**	**3.3**	**3.4**	**3.7**
davon Hausvernetzung	0.0	0.1	0.7	1.3	1.5	1.6	1.9
Antennenverstärker	1.0	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0	0.9
davon in Mehrfamilienhäus	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5
Luftbefeuchter	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9
Nachfrage insgesamt	**5.9**	**7.2**	**8.0**	**9.1**	**9.9**	**10.9**	**14.0**
Nachfrage insgesamt Haushalte	**3.6**	**4.4**	**5.2**	**6.4**	**7.3**	**8.4**	**11.8**
davon Eletrizität	**3.6**	**4.4**	**5.2**	**6.2**	**7.0**	**7.9**	**10.4**

Quelle: Prognos 2012

7.4.1.7 Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte

Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte wird dominiert von der Bereitstellung von Raumwärme. Auf diesen Verwendungszweck entfielen im Jahr 2010 rund 72 % des Gesamtenergieverbrauchs. Weitere knapp 12 % benötigte die Erzeugung von Warmwasser, 5.5 % wurden für Antriebe und Prozesse aufgewendet. Mit Anteilen von rund 2 % spielten die übrigen Verwendungszwecke im Jahr 2010 eine untergeordnete Rolle für den Energieverbrauch (Tabelle 7-21 und Figur 7-7).

Im Betrachtungszeitraum verschieben sich die Anteile der Verwendungszwecke am Gesamtverbrauch teilweise deutlich. Der Anteil für Raumwärme fällt auf knapp 58 %, während diejenigen von Warmwasser auf annähernd 16 % und von Klima, Lüftung & Haustechnik auf 6.5 % ansteigen (Tabelle 7-21). Eine deutliche Zunahme zeigt sich auch bei den sonstigen Verbräuchen (+3.3 %-Punkte). Die Anteile für Kochherde, I&K und Unterhaltungsmedien sowie für Antriebe und Prozesse verändern sich hingegen nicht wesentlich. Der Anteil der Beleuchtung ist rückläufig und fällt unter 1 %.

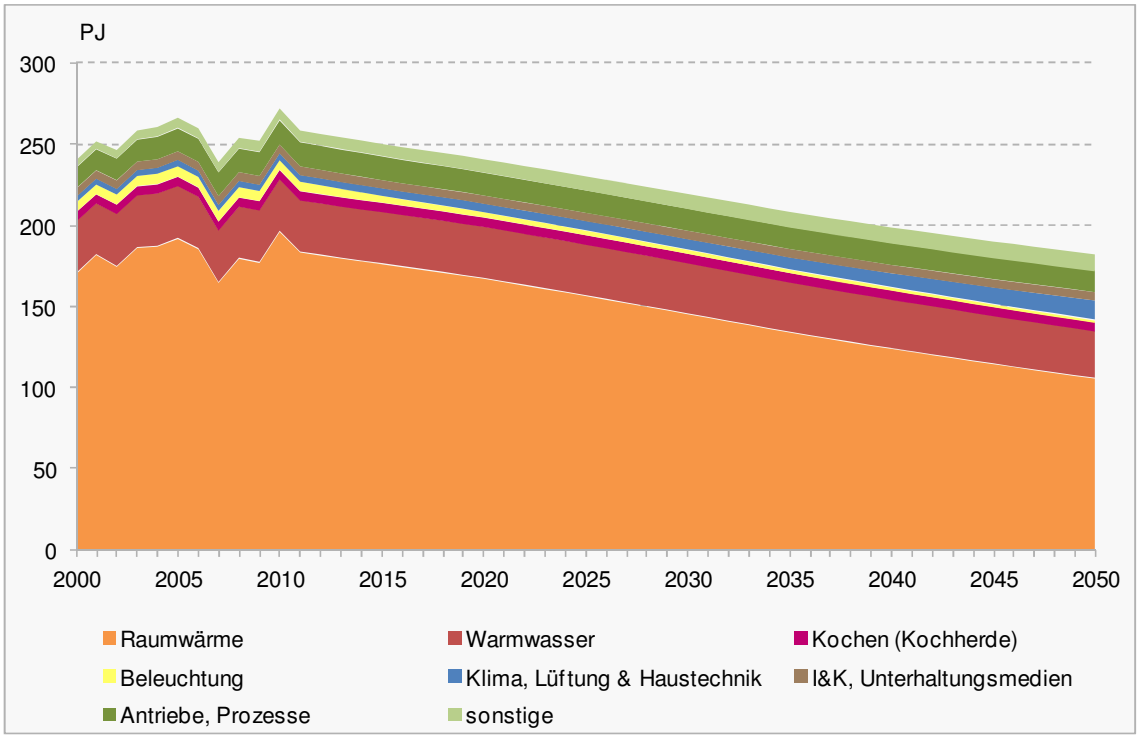
Der bedeutende Rückgang beim Raumwärmeverbrauch im Zeitraum 2010 bis 2050 (-91 PJ) widerspiegelt sich in der Entwicklung des Gesamtverbrauchs. Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte verringert sich im Szenario „Weiter wie bisher“ von 271.5 PJ im Jahr 2010 auf 182.5 PJ im Jahr 2050 (-33 %).

Tabelle 7-21: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Raumwärme	170.3	196.4	167.4	145.5	134.1	124.0	105.6
Warmwasser	32.1	32.1	31.7	31.2	30.8	30.2	29.0
Kochen (Kochherde)	5.7	5.6	5.8	5.9	5.8	5.8	5.6
Beleuchtung	5.7	5.9	3.1	2.4	2.0	1.7	1.3
Klima, Lüftung & Haustechnik	3.6	4.4	5.2	6.4	7.3	8.4	11.8
I&K, Unterhaltungsmedien	5.3	5.5	5.2	5.3	5.3	5.2	5.2
Antriebe, Prozesse	12.9	14.9	14.1	13.6	13.6	13.6	13.5
sonstige	4.4	6.6	8.1	9.2	9.6	9.9	10.5
Total Endenergienachfrage	**239.9**	**271.5**	**240.6**	**219.4**	**208.5**	**198.9**	**182.5**
Anteile in %							
Raumwärme	71.0%	72.3%	69.6%	66.3%	64.3%	62.3%	57.8%
Warmwasser	13.4%	11.8%	13.2%	14.2%	14.8%	15.2%	15.9%
Kochen (Kochherde)	2.4%	2.1%	2.4%	2.7%	2.8%	2.9%	3.1%
Beleuchtung	2.4%	2.2%	1.3%	1.1%	1.0%	0.9%	0.7%
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.5%	1.6%	2.2%	2.9%	3.5%	4.2%	6.5%
I&K, Unterhaltungsmedien	2.2%	2.0%	2.1%	2.4%	2.5%	2.6%	2.8%
Antriebe, Prozesse	5.4%	5.5%	5.9%	6.2%	6.5%	6.8%	7.4%
sonstige	1.8%	2.4%	3.4%	4.2%	4.6%	5.0%	5.8%

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-7: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Die einzelnen Energieträger zeigen unterschiedliche Entwicklungen (Tabelle 7-22 und Figur 7-8). Die Verwendung von fossilen Brennstoffen geht deutlich zurück. Der Heizölverbrauch verringert sich gegenüber dem Basisjahr 2000 um 81 %, der Kohleverbrauch um über 90 %. Der Einsatz an Erdgas steigt bis etwa 2020 noch an und fällt anschliessend bis 2050 auf das Niveau des Jahres 2000 zurück (+0.1 % ggü. 2000). Insgesamt halbiert sich der Verbrauchsanteil der fossilen Energieträger Öl, Erdgas und Kohle von 66 % auf 33 % 2050.

Der Holzverbrauch reduziert sich um 9 % auf 15.7 PJ. Dagegen erhöht sich der Einsatz der erneuerbaren Energieträger Umwelt- und Solarwärme. Die Nachfrage nach Umweltwärme steigt um den Faktor 8, nach Solarwärme um den Faktor 12. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Deckung des Energiebedarfs der Haushalte 26.5 % (2000: 8.8 %).

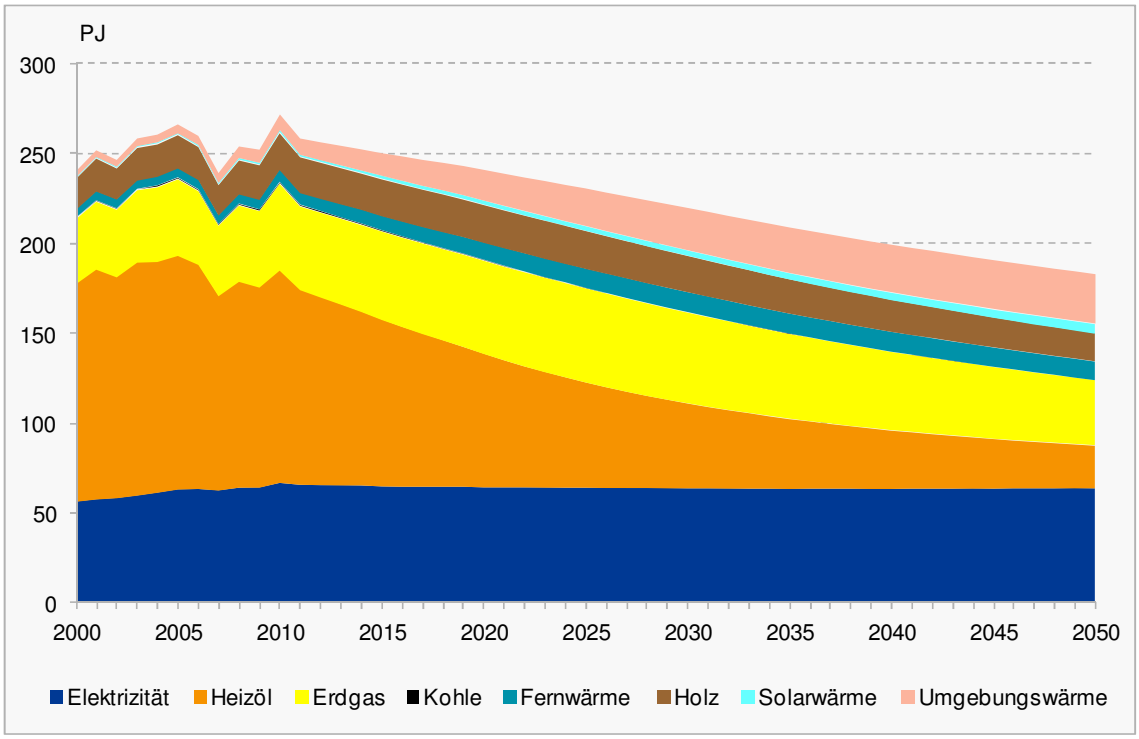
Die Elektrizitätsnachfrage erhöht sich im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2050 um 13 % auf 64 PJ. Der Anteil am Gesamtverbrauch steigt von knapp 24 % im Jahr 2000 auf über 35 % im Jahr 2050. Wird die Periode 2010 bis 2050 betrachtet, zeigt sich eine Abnahme der Elektrizitätsnachfrage um 2.9 PJ (-4.4 %).

Tabelle 7-22: Szenario „Weiter wie bisher", Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	56.6	67.0	64.6	64.0	63.8	63.7	64.1
Heizöl	121.0	118.2	74.0	47.0	38.6	32.3	23.5
Erdgas	36.3	48.4	52.0	50.7	47.3	43.7	36.3
Kohle	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme	4.8	6.9	9.6	11.1	11.1	10.9	10.3
Holz	17.3	20.7	21.1	20.3	19.1	17.9	15.7
Solarwärme	0.4	1.2	2.1	2.9	3.4	3.9	5.3
Umgebungswärme	3.4	8.7	17.0	23.4	25.2	26.4	27.3
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Endenergienachfrage	**239.9**	**271.5**	**240.6**	**219.4**	**208.5**	**198.9**	**182.5**
Anteile in %							
Elektrizität	23.6%	24.7%	26.9%	29.2%	30.6%	32.0%	35.1%
Heizöl	50.4%	43.5%	30.7%	21.4%	18.5%	16.2%	12.9%
Erdgas	15.1%	17.8%	21.6%	23.1%	22.7%	22.0%	19.9%
Kohle	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Fernwärme	2.0%	2.5%	4.0%	5.0%	5.3%	5.5%	5.6%
Holz	7.2%	7.6%	8.8%	9.2%	9.2%	9.0%	8.6%
Solarwärme	0.2%	0.4%	0.9%	1.3%	1.6%	2.0%	2.9%
Umgebungswärme	1.4%	3.2%	7.1%	10.7%	12.1%	13.3%	15.0%
Biogas, Klärgas	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-8: Szenario „Weiter wie bisher“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

7.4.2 Sektor Dienstleistungen

Bei der Modellierung der Energieverbräuche des Dienstleistungssektors wird die Branche „Landwirtschaft“ einbezogen. Die hier ausgewiesenen Energieverbrauchsdaten sind Modellrohergebnisse, in denen die Landwirtschaft noch enthalten ist. Somit unterscheiden sich diese Daten geringfügig von den in den zusammenfassenden Tabellen und in den Bilanzen ausgewiesenen Daten. Bei letzteren wird konform zu den Bilanzierungskonventionen der Gesamtenergiestatistik die Landwirtschaft mit der statistischen Differenz zusammen gefasst.

7.4.2.1 Rahmendaten

Der Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (im Weiteren als Dienstleistungssektor bezeichnet) wird nach Branchen berechnet und orientiert sich an der Entwicklung entsprechender branchenspezifischer Leitindikatoren. Typischerweise sind dies die Zahl der (Vollzeit-)Erwerbstätigen und die Bruttowertschöpfung, welche auf den Angaben von SECO bzw. den Berechnungen von Ecoplan beruhen. Tabelle 7-23 fasst diese zusammen, Kapitel 3 liefert weitere Erläuterungen dazu.

Die gesamte Bruttowertschöpfung des Dienstleistungssektors liegt 2050 um 48 % über dem Niveau des Jahres 2010. Der Handel wächst im Vergleich zum Jahr 2010 um 78 %, Kredit/Versicherung um 50%, Erziehung/Unterricht um 37% und die Gesundheitsbranche legt sogar 99 % zu. Die Branchen Landwirtschaft und Gastgewerbe schrumpfen bis 2050 auf 50 % bzw. 67 % des Wertes im Jahr 2010. Die Übrigen Dienstleistungen, die in 2010 mit 51 % den grössten Anteil der Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor ausmachten, wachsen relativ zu ihrer Bruttowertschöpfung in 2010 um 35 %.
Die Zahl der Vollzeiterwerbstätigen steigt zwischen 2010 und 2050 insgesamt um 9 %.

Die Branchen mit dem höchsten Wachstum der Vollzeiterwerbstätigen sind Gesundheit/Soziales mit 75 %, Handel mit 29 % und Kredit/Versicherungen mit 9 %. Die restlichen Branchen verzeichnen einen leichten Rückgang der Erwerbstätigen. Die Produktivität (Bruttowertschöpfung/Erwerbstätige) über alle Branchen hinweg wächst dabei um 36 %.

Es werden darüber hinaus weitere Rahmenbedingungen unterstellt bezüglich bestehender Standards bzw. bestehender politischer Massnahmen. Dazu gehören beispielsweise Normen wie SIA 380/1 bzw. SIA 380/4, welche Gebäudestandards vorschreiben, Branchenvereinbarungen über Energieverbrauchs- bzw. CO_2-Ziele oder wettbewerbliche Ausschreibungen, die auf eine kontinuierliche Verbesserung der Energieeffizienz abzielen. Damit wird auch in diesem Szenario eine stetige Effizienzverbesserung unterstellt und nicht auf einem bestehenden Niveau eingefroren.

Tabelle 7-23: Szenario „Weiter wie bisher", Dienstleistungssektor Rahmendaten, 2000 – 2050

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erwerbstätige (in 1000)							
Landwirtschaft	153.4	143.5	130.3	94.0	79.9	67.9	49.0
Handel	550.1	575.9	643.1	674.3	690.4	706.9	741.1
Kredit/Versicherung	194.2	229.0	240.9	244.0	245.5	247.1	250.4
Übrige Dienstleistungen	911.7	1'094.3	1'124.9	1'095.1	1'081.1	1'067.7	1'042.2
Gesundheit/Soziales	328.5	422.4	503.7	572.8	610.9	651.4	740.8
Erziehung/Unterricht	185.0	219.6	225.2	219.4	216.5	213.7	208.1
Gastgewerbe	208.6	203.8	207.7	170.2	154.0	139.4	114.2
Total Erwerbstätige	**2'531.5**	**2'888.4**	**3'075.9**	**3'069.7**	**3'078.3**	**3'094.0**	**3'145.8**
BWS (in Mrd. CHF, Basis 2010)							
Landwirtschaft	5.7	5.6	6.1	4.9	4.3	3.7	2.8
Handel	59.2	70.0	84.9	96.9	103.3	110.4	124.5
Kredit/Versicherung	54.1	58.7	65.0	71.8	75.6	79.9	87.8
Übrige Dienstleistungen	161.7	194.5	217.8	230.6	238.1	247.0	262.4
Gesundheit/Soziales	25.0	34.3	42.7	50.3	54.4	58.9	68.2
Erziehung/Unterricht	3.0	2.9	3.2	3.4	3.5	3.7	4.0
Gastgewerbe	13.0	11.9	12.6	10.9	10.1	9.4	8.0
Total Bruttowertschöpfung	**321.7**	**377.8**	**432.2**	**468.8**	**489.3**	**513.0**	**557.7**

Quelle: Prognos 2012

7.4.2.2 Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Innerhalb des Betrachtungszeitraums verändern sich die Anteile der jeweiligen Verwendungszwecke am Gesamtenergieverbrauch.

Der Anteil für Raumwärme am Gesamtverbrauch geht stark zurück, von 54 % im Jahr 2010 auf 33 % im Jahr 2050. Die Anteile der Verwendungszwecke Beleuchtung (0 %-Punkte), Warmwasser (+1 %-Punkte) und Sonstige (0 %-Punkte) verändern sich unwesentlich. I&K, Unterhaltungsmedien legen einen %-Punkt an Anteilen zu, die Anteile von Antriebe/Prozesse wachsen um 5 %-Punkte, die des Verwendungszwecks Klima, Lüftung & Haustechnik sogar um 12 %-Punkte.

Der Energieverbrauch für den Verwendungszweck Raumwärme, wie in Tabelle 7-24 dargestellt, sinkt bis 2050 auf 64 % des Niveaus im Jahr 2010. Der Energieverbrauch für die restlichen Verwendungszwecke erhöht sich hingegen innerhalb dieses Zeitraums. Am stärksten wächst der Energieverbrauch für den Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik und Haustechnik, nämlich um 117 %. I&K, Unterhaltungsmedien nimmt um 49 % zu, Antriebe, Prozesse, Warmwasser und sonstige, jeweils um 42 %, 34 % bzw. 27 %. Beleuchtung steigt nur leicht um 6 %.

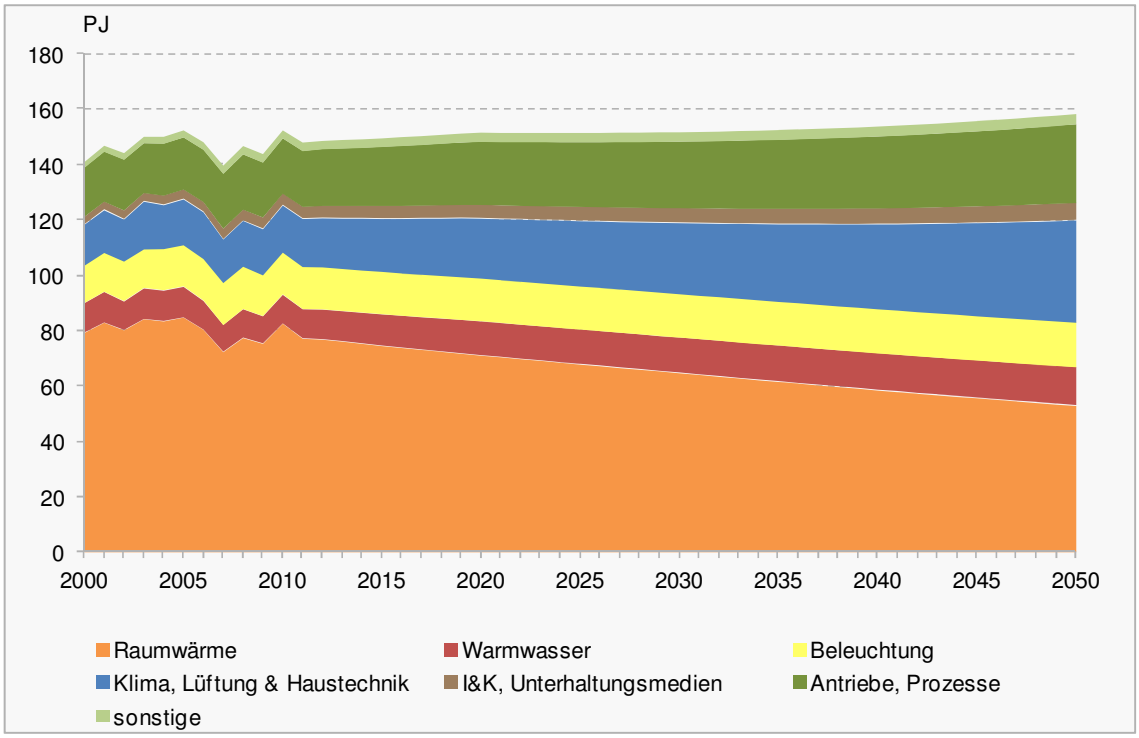
Tabelle 7-24: Szenario „Weiter wie bisher", Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ

PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Verwendungszwecke							
Raumwärme	79.2	82.5	71.0	64.6	61.5	58.4	52.8
Warmwasser	10.6	10.4	12.2	12.7	12.9	13.2	13.8
Beleuchtung	13.8	15.4	15.7	16.0	16.1	16.2	16.3
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	21.6	25.6	28.0	30.6	36.9
I&K, Unterhaltungsmedien	2.6	4.1	4.7	5.1	5.3	5.6	6.1
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	23.0	24.3	25.1	26.2	28.6
sonstige	2.1	3.0	3.4	3.5	3.6	3.6	3.8
Total Verwendungszwecke	**140.9**	**152.4**	**151.6**	**151.7**	**152.5**	**153.8**	**158.4**

Quelle: Prognos 2012

Der Rückgang des Energieverbrauchs für Raumwärme erfolgt trotz eines Wachstums der beheizten Flächen um 26 %. Gründe hierfür sind: Der Zubau neuer Gebäudeflächen erfolgt mit einer sich stetig verbessernden energetischen Qualität; dadurch reduziert sich der spezifische Verbrauch. Die Verbesserung der Energiestandards im Gebäudebereich richtet sich dabei nach den im Haushaltssektor gemachten Annahmen bezüglich der Entwicklung der Energiekennzahl bei Mehrfamilienhäusern. Darüber hinaus werden moderate Sanierungsraten unter 1 % angenommen. Folglich sinkt trotz zunehmender Energiebezugsfläche der spezifische Raumwärmebedarf. Insgesamt reduziert sich der mittlere Endenergiebedarf je Quadratmeter beheizter Fläche um ca. 60 %.

Figur 7-9: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Die Zunahme der Energienachfrage für Warmwasser beruht auf der Annahme steigender Komfortansprüche. D. h. die Ausstattung der Dienstleistungsgebäude, wie beispielsweise in der Hotelbranche mit Duschen oder Wellnessbereichen, bewirkt einen Anstieg des Bedarfs an Warmwasser. Effizienzsteigerungen in der Warmwasserbereitstellung wurden dabei nicht bzw. kaum unterstellt.

Hintergrund für den starken Anstieg der Energienachfrage für den Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik um 117 % ist die zunehmende Klimatisierung der Gebäude. Durch die steigende Wahrscheinlichkeit von Hitzesommern, wie im Exkurs der Energieperspektiven 2007 [Prognos, 2007b] ausgeführt, werden die Kühlgradtage ansteigen. Die Folge wird eine zunehmende Klimatisierung von Gebäuden sein. Bei Altbauten besteht in dieser Hinsicht ein hoher Nachholbedarf. Bei Neubauten wird davon ausgegangen, dass alle neuen Dienstleistungsgebäude routinemässig mit Anlagen zur Raumklimatisierung ausgestattet werden.

Für Beleuchtungszwecke, für die im Jahr 2010 rund 10 % der vom Dienstleistungssektor bezogenen Endenergie eingesetzt werden, wird im Jahr 2050 in etwa genauso viel Energie benötigt. Die realisierbaren Einsparpotenziale in diesem Bereich, die beispielsweise durch den Einsatz von Rasterspiegelleuchten, elektronischen Vorschaltgeräten, tageslichtabhängiger Dimmung oder LED-Leuchten möglich sind, werden durch den zunehmenden Beleuchtungsbedarf kompensiert, der durch die Zunahme der Flächen zu begründet ist.

Erhebliche Möglichkeiten zur Absenkung der spezifischen Verbräuche bestehen auch bei I&K/Unterhaltungsmedien. So weisen neuere Gerätegenerationen gegenüber ihren Vorgängermodellen oft mehr als 60 % geringere Verbrauchswerte auf. Beispielsweise lässt sich der Stromverbrauch von Desktop-Computern auf das Niveau tragbarer Gerä-

te reduzieren. Effizientere Displays können produziert werden. Möglicherweise werden konventionelle Displays von LED-Beamer oder Visoren abgelöst. Ausserdem werden aus Gründen der Kosteneffizienz verstärkt „Green IT“-Anwendungen umgesetzt. Demgemäss wird sich bis zum Jahr 2050 der spezifische Endenergiebedarf für diesen Verwendungszweck reduzieren; absolut jedoch wird er durch das unterstellte Wirtschaftswachstum in der Schweiz dennoch ansteigen.

Gleiches gilt für die Erzeugung mechanischer Arbeit (Antriebe/Prozesse). Der Betrieb von Aufzügen oder Waschmaschinen sind Beispiele hierfür. Da dieser Verwendungszweck auch Prozesswärme beinhaltet, schliesst dies auch Technologien ein, die Prozesswärme benötigen wie beispielsweise Sterilisatoren in Krankenhäusern. Aufgrund bestehender physikalischer Leistungsnotwendigkeiten werden nur moderate Effizienzsteigerungen angenommen; diese Effizienzgewinne werden jedoch bezüglich des absoluten Energieverbrauchs durch ein positives Wirtschaftswachstum kompensiert.

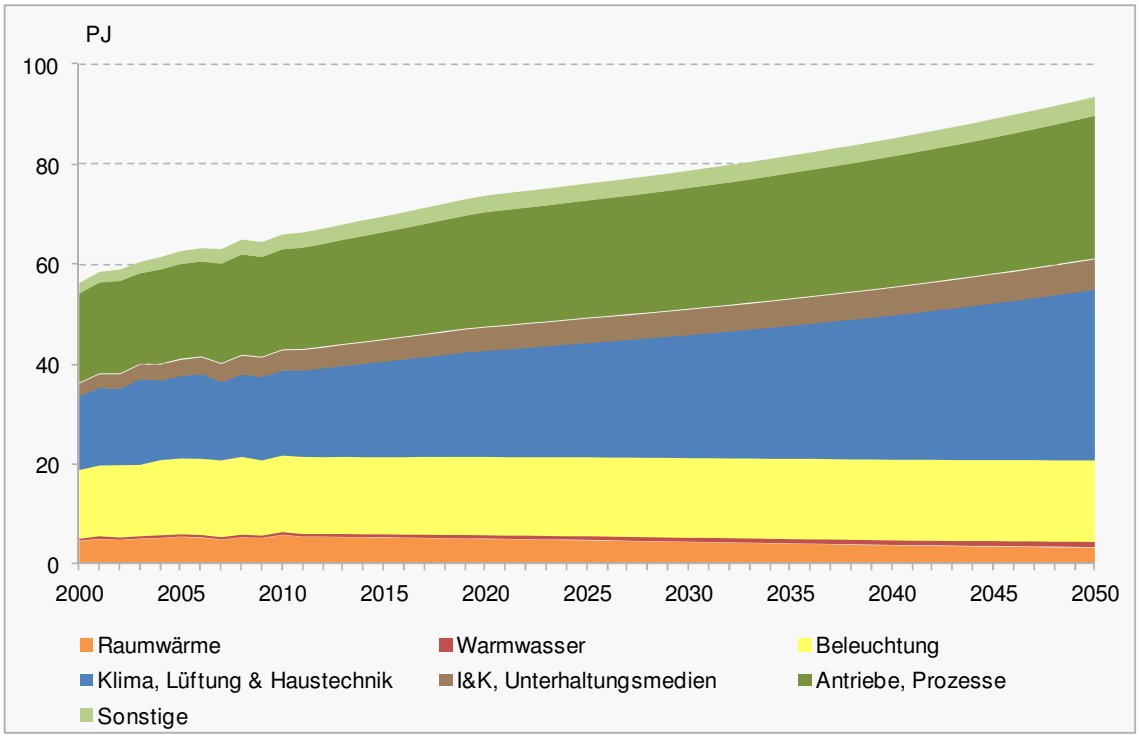
Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 7-25 dargelegt und in Figur 7-10 visualisiert. Über fast alle Verwendungszwecke hinweg zeigt sich ein Anstieg der Elektrizitätsnachfrage. Nur für den Verwendungszweck Raumwärme reduziert sich der Stromverbrauch bis 2050 auf 56 % im Vergleich zum Jahr 2010. Für den Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik verdoppelt sich dagegen der Stromverbrauch bis 2050. Der Stromverbrauch für Warmwasser steigt um 89 %, für I&K/Unterhaltungsmedien um 49 %, für Antriebe/Prozesse um 42 % und für Sonstige um 27 %. Der Stromverbrauch für den Verwendungszweck Beleuchtung erhöht sich nur leicht um 6 %.

Tabelle 7-25: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Verwendungszwecke							
Raumwärme	4.5	5.7	5.0	4.4	4.0	3.7	3.2
Warmwasser	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2
Beleuchtung	13.8	15.4	15.7	16.0	16.1	16.2	16.3
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	21.2	24.6	26.6	28.9	34.2
I&K, Unterhaltungsmedien	2.6	4.1	4.7	5.1	5.3	5.6	6.1
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	23.0	24.3	25.1	26.2	28.6
Sonstige	2.1	3.0	3.4	3.5	3.6	3.6	3.8
Total Verwendungszwecke	**56.2**	**66.0**	**73.8**	**78.7**	**81.8**	**85.2**	**93.6**

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-10: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

7.4.2.3 Endenergieverbrauch nach Branchen

Da der Energieverbrauch nach Verwendungszwecken zunimmt, steigt auch der Endenergieverbrauch der jeweiligen Branchen. Der Gesamtenergieverbrauch im Sektor Dienstleistungen nimmt zwischen 2010 und 2050 um knapp 4 % zu, von 152.4 PJ auf 158.4 PJ. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von knapp 1‰ (Tabelle 7-26).

Tabelle 7-26: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2005 - 2050, nach Branchen

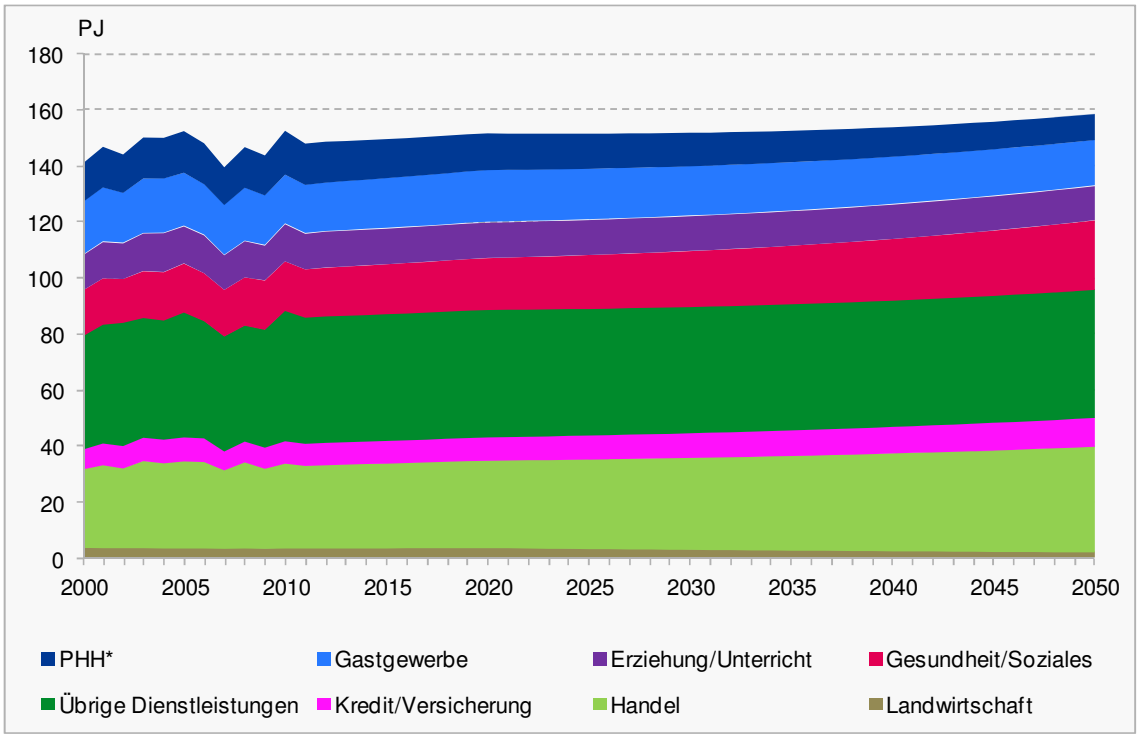
PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Branchen							
Landwirtschaft	3.9	3.7	3.8	3.2	3.0	2.7	2.3
Handel	28.0	30.2	31.1	32.7	33.6	34.8	37.5
Kredit/Versicherung	7.1	8.2	8.5	9.0	9.3	9.6	10.4
Übrige Dienstleistungen	40.4	46.4	45.4	45.0	45.0	45.1	45.7
Gesundheit/Soziales	16.3	17.7	18.5	20.0	20.9	22.0	24.9
Erziehung/Unterricht	12.5	13.3	12.6	12.4	12.3	12.2	12.2
Gastgewerbe	18.9	17.4	18.5	17.7	17.3	16.9	16.2
PHH*	13.7	15.6	13.1	11.9	11.2	10.5	9.2
Total Branchen	**140.9**	**152.4**	**151.5**	**151.7**	**152.5**	**153.8**	**158.4**

**PHH: Endenergieverbrauch von Ferien-/Zweitwohnungen bzw. Gemeinschaftszählern von Mehrfamilienhäusern, der in der Energiebilanz dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird.*

Quelle: Prognos 2012

Der leicht ansteigende Trend wird vom Wachstum der Branchen Handel, Kredit/Versicherungen und Gesundheit/Soziales induziert (Figur 7-11). Diese drei Branchen wachsen im Vergleich zu den restlichen Branchen des Dienstleistungssektors sowohl in ihrer Bruttowertschöpfung als auch in ihren Flächen am stärksten. In der Branche Gesundheit/Soziales sind die wesentlichen Treiber des Energieverbrauchs die Verwendungszwecke Antriebe/Prozesse, I&K, Unterhaltungsmedien und Klima, Lüftung & Haustechnik, beim Handel sind es Klima, Lüftung & Haustechnik und Antriebe, Prozesse und bei Kredit/Versicherung hauptsächlich Klima, Lüftung & Haustechnik. Die restlichen Branchen des Dienstleistungssektors weisen einen Rückgang des Energieverbrauchs bis 2050 auf. Obwohl der Energieverbrauch für Raumwärme stark zurück geht, steigt der Energieverbrauch insgesamt leicht an. Der Grund hierfür liegt im Verbrauchsanstieg bei fast allen übrigen Verwendungszwecken, der die Einsparung des Energieverbrauchs für Raumwärme überkompensiert.

Figur 7-11: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ



**PHH: Endenergieverbrauch von Ferien-/Zweitwohnungen bzw. Gemeinschaftszählern von Mehrfamilienhäusern, der in der Energiebilanz dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird.*

Quelle: Prognos 2012

7.4.2.4 Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Auch zwischen den einzelnen Energieträgern kommt es zu Verschiebungen wie Tabelle 7-27 zeigt. Der Stromanteil weitet sich aus und deckt im Jahr 2050 zu 59 % den Energiebedarf, um 16 %-Punkte mehr als in 2010. Heizöl trägt im Jahr 2050 nur noch zu 12 % zur Bedarfsdeckung bei, 2010 waren es noch 32 %. Der Anteil von Erdgas sinkt von 16 % auf 12 %. Solar- und Umweltwärme werden 2050 jeweils zu 5 % den Energieverbrauch bestreiten, Biogas einen Anteil von 2 %. Fernwärme reduziert sich leicht auf 2 %.

Tabelle 7-27: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Energieträgern

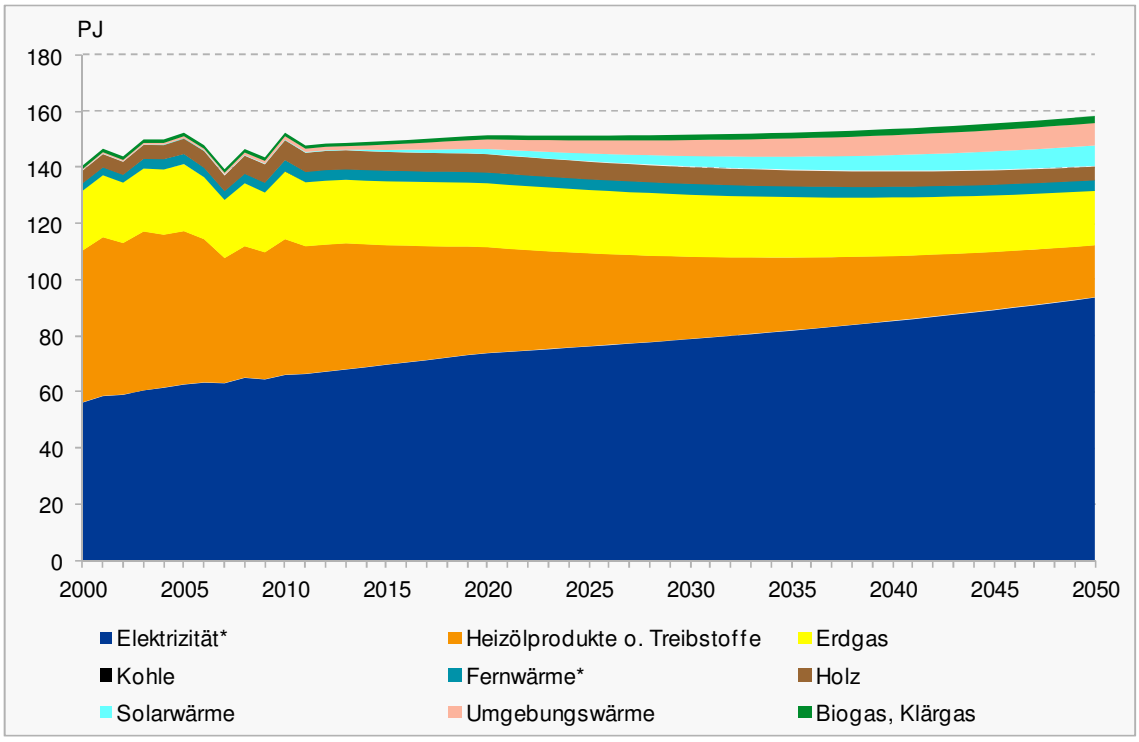
PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Energieträger							
Elektrizität*	56.2	66.0	73.8	78.7	81.8	85.2	93.6
Heizölprodukte o. Treibstoffe	54.1	48.2	37.6	29.2	25.9	23.1	18.5
Erdgas	21.4	24.3	23.0	22.4	21.8	21.1	19.7
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme*	2.8	4.1	3.9	4.0	4.0	4.0	4.0
Holz	4.5	7.1	6.4	5.9	5.6	5.4	4.7
Solarwärme	0.1	0.3	1.8	3.8	4.8	5.7	7.5
Umgebungswärme	0.6	1.3	3.5	5.8	6.6	7.2	8.1
Biogas, Klärgas	1.2	1.2	1.5	1.9	2.1	2.2	2.5
Total Energieträger	**140.9**	**152.4**	**151.5**	**151.7**	**152.5**	**153.8**	**158.4**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Der Anteil der Erneuerbaren steigt auf mehr als das Doppelte an. Die Substitution durch diese Energieträger liegt unter anderem daran, dass ein typischer Bereich, in dem erneuerbare Energien günstig eingesetzt werden können, die Raumwärme ist, die durch Effizienzmassnahmen „weggespart“ wird. Ein Anteil davon ist Umgebungswärme oder Abwärme, die mit Wärmepumpen oder Wärmetransformatoren zur weiteren Wärmenutzung oder Kühlung veredelt wird. Insgesamt wird unterstellt, dass fossile Brennstoffe weiterhin durch erneuerbare Energien ersetzt werden und Strom als energetisch hochwertiger Energieträger immer mehr an Bedeutung gewinnt. Letzteres ist dadurch bedingt, dass der Energiebedarf für Raumwärme durch verbesserte Gebäudestandards stark zurück geht.

Figur 7-12 zeigt in diesem Zusammenhang den Verlauf des Endenergieverbrauchs im Dienstleistungssektor nach Energieträgern.

Figur 7-12: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

7.4.2.5 Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche nach Branchen

Die branchenspezifischen Unterschiede in der Energieverbrauchsstruktur spiegeln sich auch in der Entwicklung der spezifischen Verbräuche wider. Die einzelnen Branchen weisen aufgrund der jeweils vorherrschenden Verwendungszwecke erhebliche Unterschiede in den spezifischen Verbräuchen auf. Tabelle 7-28 zeigt die Auswertung der Modellergebnisse wie sie sich in diesem Szenario ergeben. An dieser Stelle soll explizit darauf hingewiesen werden, dass es sich bei diesen Grössen um eine Auswertung der Modellergebnisse (die semi-bottom-up aus den Verwendungszwecken aufgebaut wurden) und nicht um Inputs handelt.

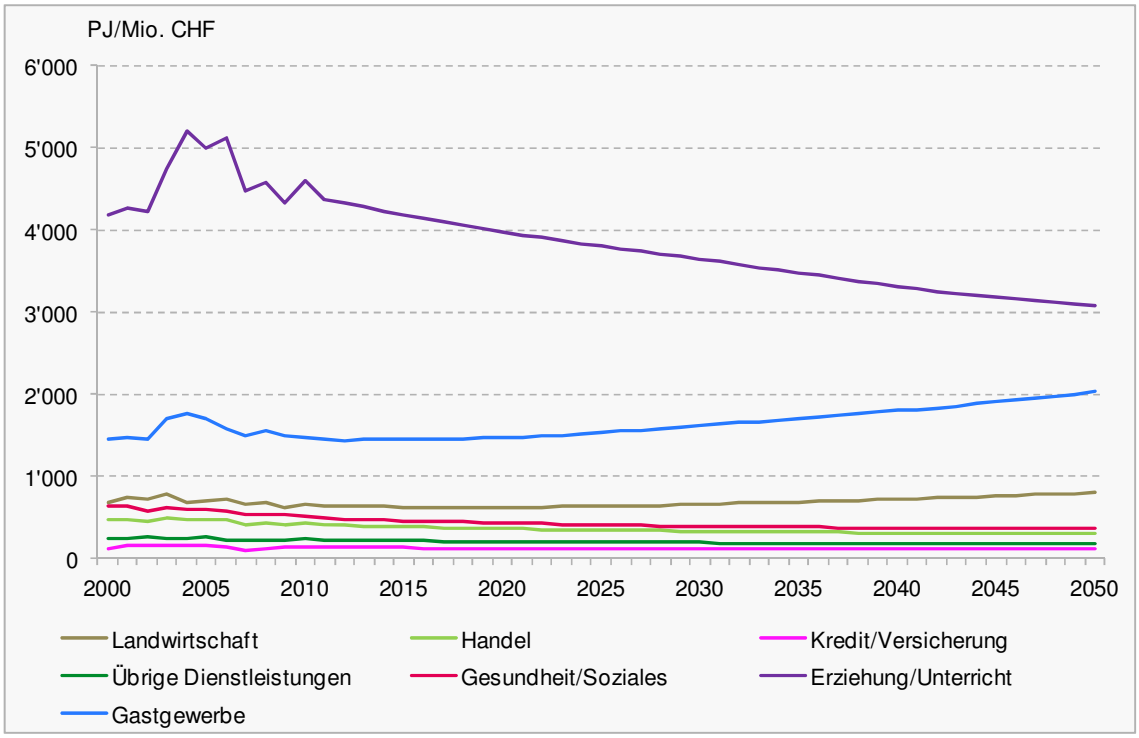
Tabelle 7-28: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung), absolut (in PJ/Mio. CHF) und indexiert (Basis=2010), 2000 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt

PJ/Mio. CHF	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung							
Landwirtschaft	683	656	624	664	694	727	806
Handel	473	431	366	337	326	315	302
Kredit/Versicherung	132	139	130	125	122	120	119
Übrige Dienstleistungen	250	238	208	195	189	182	174
Gesundheit/Soziales	653	516	434	397	385	374	364
Erziehung/Unterricht	4'194	4'592	3'984	3'641	3'482	3'312	3'078
Gastgewerbe	1'451	1'469	1'471	1'615	1'708	1'800	2'031
normalisierter Verbrauch							
Landwirtschaft	104	100	95	101	106	111	123
Handel	110	100	85	78	76	73	70
Kredit/Versicherung	94	100	93	89	88	86	85
Übrige Dienstleistungen	105	100	87	82	79	76	73
Gesundheit/Soziales	127	100	84	77	75	72	71
Erziehung/Unterricht	91	100	87	79	76	72	67
Gastgewerbe	99	100	100	110	116	123	138

Quelle: Prognos 2012

Der spezifische Energieverbrauch pro Schweizer Franken Bruttowertschöpfung ist in der Branche Erziehung/Unterricht am höchsten, gefolgt vom Gastgewerbe und der Landwirtschaft. Während der spezifische Verbrauch bei fast allen Branchen gleichbleibt oder sogar abnimmt, steigt er beim Gastgewerbe und der Landwirtschaft (siehe Figur 7-13 bzw. Figur 7-14).

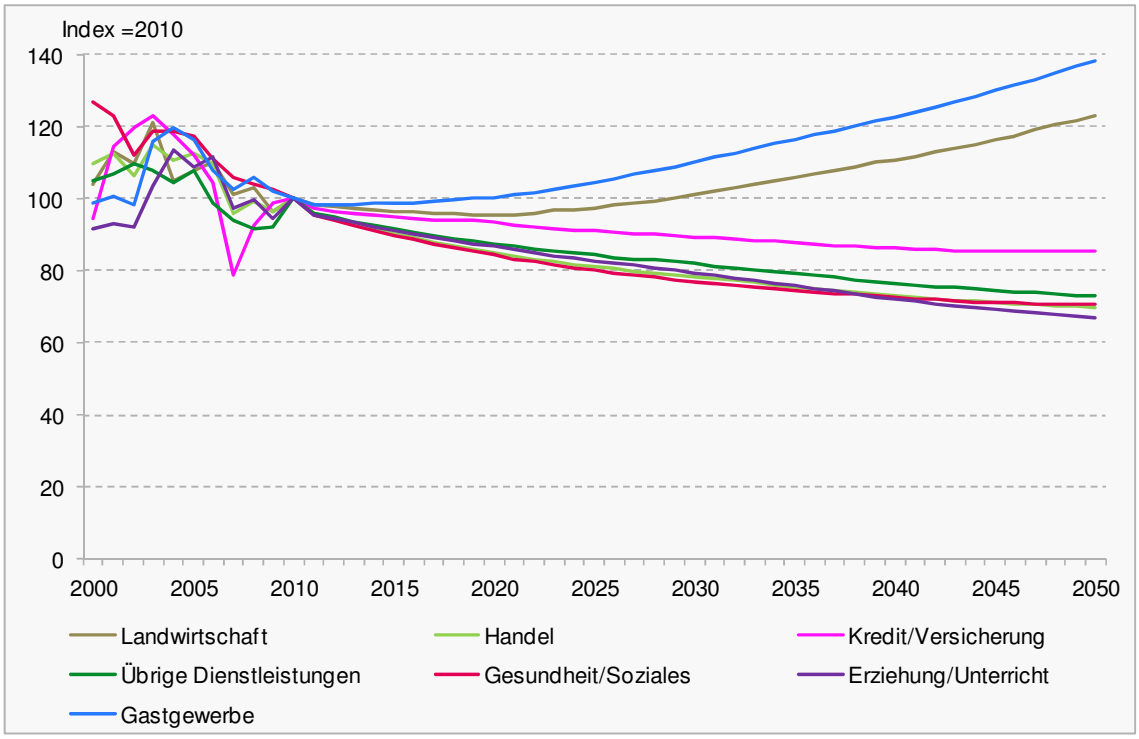
Figur 7-13: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ/Mio. CHF



Quelle: Prognos 2012

Der ansteigende spezifische Energiebedarf im Gastgewerbe ist vor allem auf den Anstieg der Verwendungszwecke Klima, Lüftung & Haustechnik sowie Warmwasser zurückzuführen. Zunehmende Komfortansprüche, wie oben erwähnt, erhöhen den Energiebedarf für Klima, Lüftung & Haustechnik bzw. auch den Energiebedarf für Warmwasser. Selbst der im Szenario sinkende Raumwärmebedarf kann diese Entwicklung nicht kompensieren.

Figur 7-14: Szenario „Weiter wie bisher“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010



Quelle: Prognos 2012

Es wird davon ausgegangen, dass in der Landwirtschaft die Bruttowertschöpfung stark abfallen wird. Der spezifische Energiebedarf wird dabei ansteigen. Dies hängt in erster Linie mit der unterstellten Entwicklung der Energiebezugsflächen zusammen, die den Verlauf des Raumwärmebedarfs determiniert. Reduziert sich die Bruttowertschöpfung bezogen auf die bestehenden Gebäude- und Produktionsflächen, verringert sich nur ein Teil des Energieverbrauchs. Eine grosser Teil des Energieverbrauchs entfällt auf den Verwendungszweck Raumwärme, die sich bei gleichbleibenden Energiebezugsflächen nicht notwendiger Weise reduziert. Die benötigte Raumwärme für Betriebsgebäude wie Stallungen und Gewächshäuser verändert sich nur dann durch eine gesunkene Auslastung des landwirtschaftlichen Betriebes, falls auch Betriebsflächen stillgelegt werden. Reduziert sich nur die Auslastung, so steigt der Energiebedarf für Raumwärme sogar tendenziell an. Die durch die Abnahme der Bruttowertschöpfung einhergehende Reduktion des Energieverbrauchs für den Verwendungszweck Antriebe/Prozesse kann diesen Effekt in diesem Szenario nicht kompensieren. Nichtsdestotrotz verringert sich der Energieverbrauch der Landwirtschaft insgesamt bis 2050 auf knapp 60% des Niveaus von 2010.

Die starke Abnahme des Endenergieverbrauchs für Raumwärme ist in den meisten Branchen des Dienstleistungssektors Grund für den fallenden Verlauf des spezifischen Verbrauchs.

7.4.3 Sektor Industrie

Zur Modellsystematik siehe Abschnitt 2.3.3.

7.4.3.1 Rahmendaten: Bruttowertschöpfung

Mit die wichtigsten Vorgaben für den Industriesektor betreffen die Daten zur Bruttowertschöpfung[5] (vgl. Abschnitt 3.1.3) von ECOPLAN im Auftrag der Bundeskanzlei und des BFS (vgl. Tabelle 7-29 und Figur 7-15). Insgesamt wächst die Bruttowertschöpfung des Industriesektors zwischen 2010 und 2050 um 44%. Es wird eine moderate Wachstumsabschwächung im Zeitverlauf unterstellt.

Branchen mit ohnehin starkem Anteil an der industriellen Bruttowertschöpfung weisen auch das stärkste Wachstum auf. Im Zeitraum von 2010 bis 2050 wachsen die Chemie um 149 % (+32.7 Mrd. CHF) und die Elektrotechnik um 33 % (+7.4 Mrd. CHF). Das grosse Wachstum der Chemie verteilt sich ungleichmässig auf die Binnenstruktur: Pharmazie und Spezialitätenchemie wachsen über dem Branchendurchschnitt; Grundstoffe und Chemiefasern liegen darunter. Insbesondere Chemie und Elektrotechnik werden als Schlüsselbranchen im Hinblick auf neue Materialien und Anwendungen gesehen. Es wird erwartet, dass vorhandenes Innovationspotential genutzt wird und der Anteil dieser Branchen an der gesamten Wertschöpfungskette zunimmt. Vorzustellen sind z. B. Materialien mit hochspezialisierten Eigenschaften und die fortschreitende Ausstattung mit Sensoren zur intelligenten Steuerung von Prozessen und Geräten.

Im gleichen Zeitraum wachsen der Maschinenbau um 32 % (+4.7 Mrd. CHF) und das Baugewerbe um 36 % (+10.7 Mrd. CHF). Hingegen verlieren alle Grundstoffbranchen absolut an BWS. Die Papierherstellung fällt um 56% (-0.7 Mrd. CHF), die Mineralienverarbeitung um 51 % (-0.9 Mrd. CHF), die Metallgewinnung um 43 % (-0.5 Mrd. CHF) und die Metallerzeugnisse um 27 % (-2.2 Mrd. CHF).

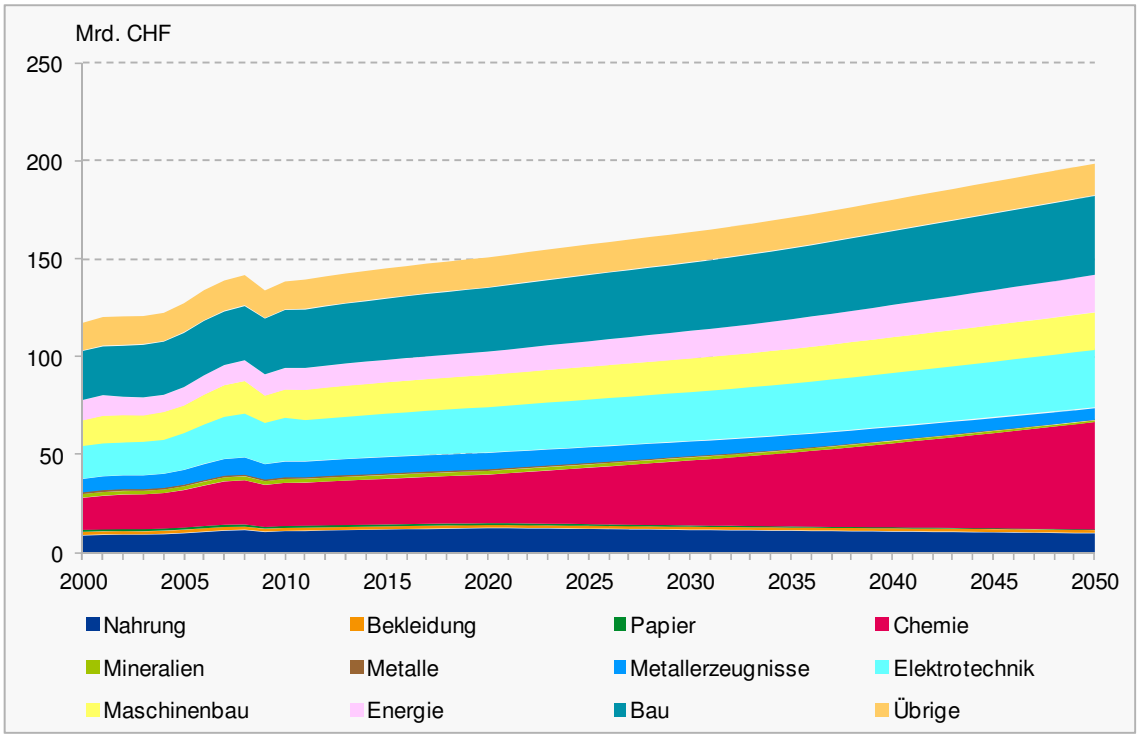
[5] „Bruttowertschöpfung“ wird im Folgenden auch synonym als „Wertschöpfung“ bezeichnet.

Tabelle 7-29: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, in Mrd. CHF (Basis 2010)

Branchen	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Nahrung	8.67	10.91	12.50	11.56	11.10	10.69	9.79
Bekleidung	1.61	1.38	1.44	1.41	1.42	1.44	1.46
Papier	1.24	1.22	1.07	0.86	0.76	0.68	0.53
Chemie	16.42	21.97	24.67	33.08	37.60	42.84	54.71
Mineralien	1.72	1.86	1.79	1.46	1.30	1.16	0.91
Metalle	1.12	1.14	1.05	0.90	0.83	0.77	0.65
Metallerzeugnisse	6.88	8.03	8.47	7.56	7.11	6.70	5.86
Elektrotechnik	16.81	22.42	23.36	25.28	26.39	27.62	29.79
Maschinenbau	13.37	14.51	16.57	17.26	17.72	18.27	19.18
Energie	10.31	10.99	11.80	13.99	15.13	16.43	19.10
Bau	24.96	29.60	32.56	34.78	36.11	37.62	40.26
Übrige	14.05	14.15	15.05	15.22	15.35	15.60	16.09
Gering energieintensive Branchen	72.34	85.55	92.77	98.86	102.46	106.65	114.18
Mässig energieintensive Branchen	40.74	48.40	53.65	61.27	65.46	70.57	82.04
Stark energieintensive Branchen	4.07	4.22	3.91	3.21	2.89	2.61	2.10
Total	**117.15**	**138.17**	**150.32**	**163.34**	**170.81**	**179.82**	**198.32**

Quelle: ECOPLAN/Prognos 2012

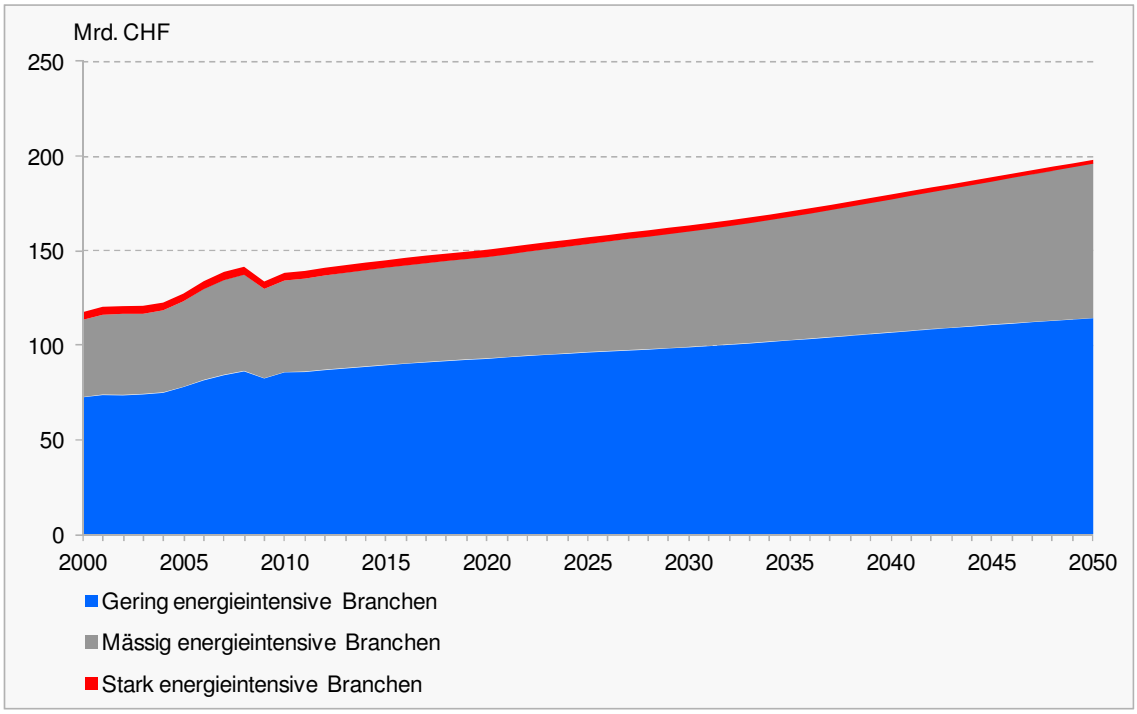
Figur 7-15: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Bruttowertschöpfung nach Branchen 2000 – 2050, in Mrd. CHF (Basis 2010)



Quelle: ECOPLAN/Prognos 2012

Zum Verständnis der Ergebnisse trägt die Klassifikation der Branchen nach Energieintensität bei (vgl. Figur 7-16). Zu den stark energieintensiven Branchen zählen die Papierherstellung, die Mineralienverarbeitung und die Metallgewinnung (alle drei mit negativem Wachstum). Ihr Anteil an der gesamten Bruttowertschöpfung ist 2010 mit 3.5 % am geringsten und fällt bis 2050 auf 1.1 % ab. Die mässig energieintensiven Branchen (Bekleidung, Chemie, Nahrung, Übrige) und die gering energieintensiven Branchen (Bau, Elektrotechnik, Energie, Maschinenbau, Metallerzeugnisse) halten ihre Anteile bis 2050 recht konstant bei jeweils etwa 60 % und etwa 38 %, mit leichter Tendenz in Richtung der mässig energieintensiven Branchen, wozu vor allem das starke Wachstum der Chemie beiträgt.

Figur 7-16: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Bruttowertschöpfung nach energieintensiven Branchen 2000 – 2050, in Mrd. CHF (Basis 2010)



Quelle: ECOPLAN/Prognos 2012

7.4.3.2 Rahmendaten: Produktionsmenge

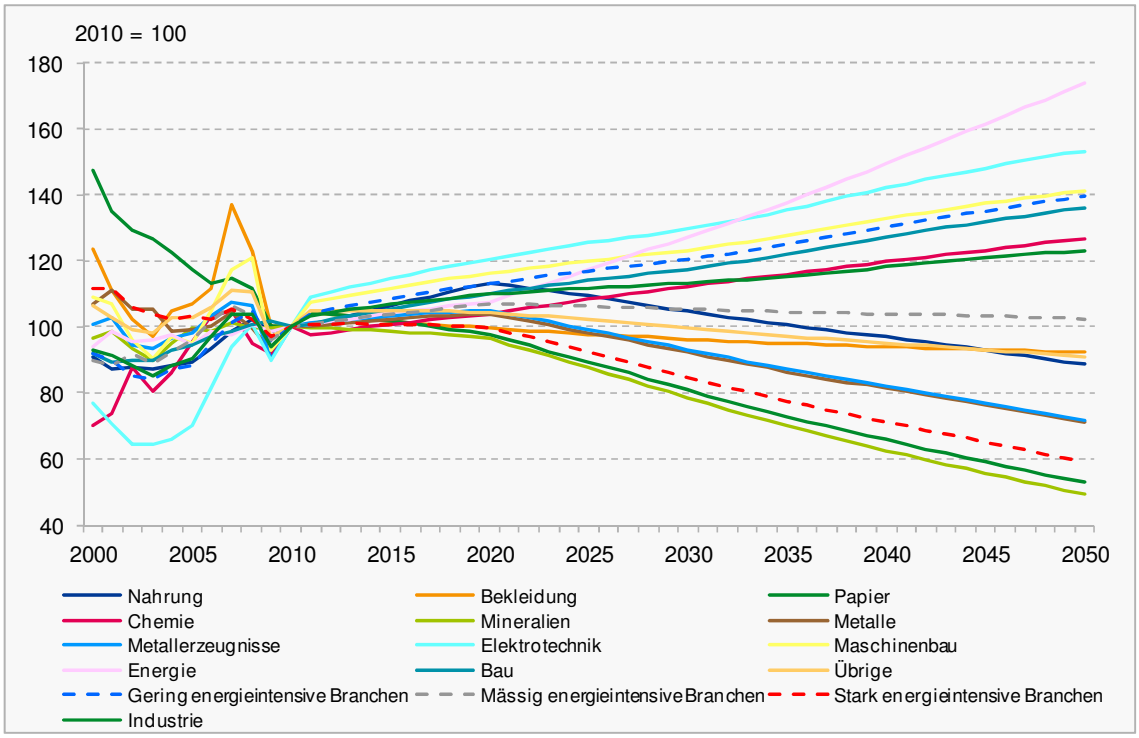
In Tabelle 7-30 und Figur 7-17 sind die indexierten Produktionsmengen dargestellt. Diese Darstellung wurde gewählt, um die Branchen miteinander vergleichen zu können. Die Branchenentwicklungen weisen eine analoge Struktur auf wie schon bei der zuvor beschriebenen Bruttowertschöpfung: Die Güterproduktion zwischen 2010 und 2050 wächst bei der Chemie (+27 %), der Elektrotechnik (+53 %), beim Maschinenbau (+41 %), der Energiebranche (+74 %) und dem Baugewerbe (+36 %). Eine deutliche Reduktion der Güterproduktion ist bei den Grundstoffindustrien gegeben: Papierherstellung, Mineralienverarbeitung, Metallgewinnung und Metallerzeugnisse schrumpfen je um -47 %, -51 %, -29 % und -28 %.

Tabelle 7-30: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Produktionsmenge nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (2010 = 100)

Branchen	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Nahrung	91	100	113	105	101	97	89
Bekleidung	124	100	100	96	95	94	92
Papier	148	100	98	81	73	66	53
Chemie	70	100	104	112	116	120	127
Mineralien	96	100	96	79	70	63	49
Metalle	107	100	104	92	86	81	71
Metallerzeugnisse	100	100	105	93	87	82	72
Elektrotechnik	77	100	120	130	135	142	153
Maschinenbau	109	100	116	123	128	133	141
Energie	94	100	107	127	138	149	174
Bau	92	100	110	118	122	127	136
Übrige	107	100	104	100	97	95	91
Gering energieintensive Branchen	92	100	113	120	125	130	140
Mässig energieintensive Branchen	90	100	107	105	105	104	103
Stark energieintensive Branchen	112	100	100	85	78	71	59
Industrie	**93**	**100**	**110**	**113**	**115**	**118**	**123**

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-17: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Produktionsmenge nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (2010 = 100)



Quelle: Prognos 2012

Die gesamte Güterproduktion lässt sich deutlich in wachstumsstarke und schrumpfende Branchen einteilen, lediglich die Nahrungsmittelproduktion, die Bekleidungsherstellung und die Übrigen Branchen weisen einen nur moderaten Rückgang von etwa 10 % zwischen 2010 und 2050 auf. Von den energieintensiven (Grundstoff-)Branchen wird erwartet, dass deren Produktionsrückgang auch bis 2050 anhält und teilweise sogar beschleunigt wird. Die Grundstoffbranchen sind sehr energieintensiv bei gleichzeitig geringer Wertschöpfung. Bei ihnen setzt sich der seit den 1980er Jahren sichtbare Strukturwandel in den Industrieländern fort. Am Beispiel der Papierbranche ist dies in den letzten Jahren deutlich zu sehen: Ein deutlicher Produktionsrückgang zwischen 1995 und 2010 um 26 % aufgrund von Werkschliessungen und -verlagerungen [ZPK, 2011] lassen erwarten, dass auch in Zukunft immer mehr Papier importiert wird. Dies gilt jedoch nicht für Spezialpapier. Die Papierbranche wie auch die restliche Grundstoffindustrie wird sich zunehmend auf spezialisierte Produkte hoher Qualität und grösserer Wertschöpfung (und geringerer Plagiierbarkeit) konzentrieren und damit einen kleinen aber zukunftssicheren Marktanteil einnehmen.

Demgegenüber stehen die wachstumsstarken Branchen. Diese setzen ebenfalls ihren Trend fort und begründen die Zunahme der Schweizer Industrieproduktion bis 2050 um insgesamt 23 %. Besonders die Elektrotechnik, die Metallerzeugnisse sowie der Bausektor produzieren zwischen 2010 und 2050 mit je +53 %, +41 % und +36 % überdurchschnittlich.

7.4.3.3 Rahmendaten: Energiebezugsflächen

Die resultierenden Energiebezugsflächen für die Industrie wachsen zwischen 2010 und 2050 moderat um 15 % (+10.34 Mio. m²), wobei der Leerstand rückläufig ist (-40 % bzw. -6.52 Mio. m², vgl. Tabelle 7-31 und Figur 7-18).

Wachstumsstarke Branchen legen auch in ihrer Flächennutzung zu. Die Produktionsflächen von Chemie, Elektrotechnik und Maschinenbau wachsen um 19 %, 40 % und 29 % respektive. Dem gegenüber fallen die Produktionsflächen der wachstumsschwachen Branchen (Mineralienverarbeitung: -31 %, Metallgewinnung: -22 %, Metallerzeugnisse: -33 %).

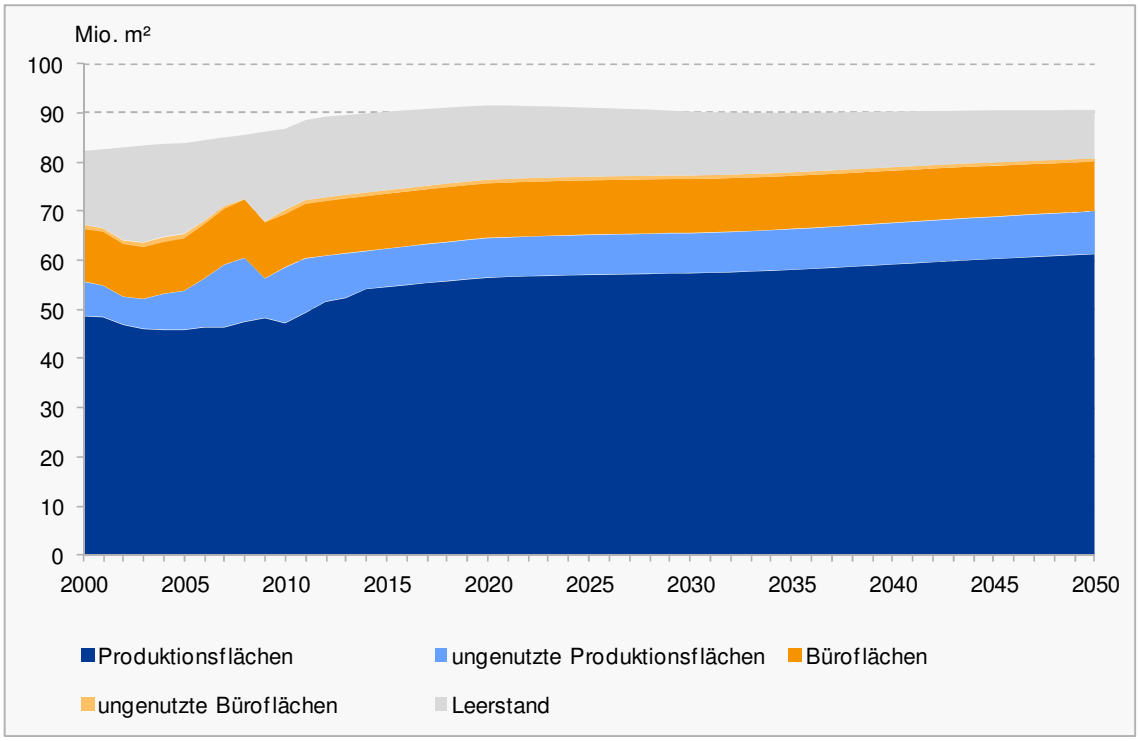
Das Verhältnis von Büro- zu Produktionsflächen verringert sich im gleichen Zeitraum stetig von 20 % auf 15 %. Die Gründe dafür sind, dass die Büroflächen effektiver als Produktionsflächen genutzt werden, d. h. immer weniger Leerstand aufweisen. Auch macht sich hier der Einfluss einer kontinuierlichen Auslagerung von Unternehmensprozessen zu externen Dienstleistern bemerkbar. Die im Unternehmen verbleibende Verwaltung wird demnach zunehmend straffer.

Tabelle 7-31: Szenario „Weiter wie bisher", Industriesektor Energiebezugsflächen nach Branchen und Nutzung (P: Produktionshallen, B: Büroräume, L: Leerstand) 2000 – 2050, in 1000 m²

Branche und Nutzung		**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Nahrung	P	7'193	7'257	7'969	7'810	7'730	7'658	7'501
	B	707	698	578	688	709	710	664
Bekleidung	P	2'407	1'787	1'420	1'218	1'165	1'141	1'176
	B	195	215	219	207	196	180	138
Papier	P	1'781	1'695	1'692	1'698	1'707	1'720	1'763
	B	158	140	135	121	112	104	81
Chemie	P	3'871	4'381	4'768	5'034	5'121	5'178	5'200
	B	1'131	1'158	1'184	1'209	1'221	1'233	1'256
Mineralien	P	2'332	2'374	2'324	2'054	1'926	1'818	1'632
	B	177	180	176	157	148	140	127
Metalle	P	754	749	742	752	744	716	586
	B	165	172	172	156	144	130	95
Metallerzeugnisse	P	5'337	5'311	5'536	4'809	4'456	4'151	3'567
	B	1'058	1'053	1'097	953	883	823	707
Elektrotechnik	P	9'943	12'786	15'169	15'858	16'312	16'880	17'860
	B	1'902	2'040	2'061	1'965	1'873	1'752	1'422
Maschinenbau	P	8'828	8'165	9'278	9'596	9'804	10'063	10'512
	B	1'860	1'811	1'893	1'917	1'932	1'951	1'984
Energie	P	1'187	1'208	1'245	1'380	1'474	1'604	1'946
	B	447	441	431	394	369	335	246
Bau	P	3'259	3'496	4'115	4'549	4'865	5'300	6'191
	B	2'303	2'315	2'328	2'334	2'338	2'342	2'349
Übrige	P	8'762	9'301	10'247	10'762	11'020	11'365	12'056
	B	1'577	1'575	1'582	1'585	1'587	1'588	1'590
genutzt + beheizt	P	48'698	47'245	56'535	57'422	58'128	59'242	61'342
	B	10'746	10'872	11'100	10'941	10'777	10'567	9'979
ungenutzt + beheizt	P	6'955	11'266	7'971	8'096	8'196	8'353	8'649
	B	935	926	757	746	735	720	680
Total	**P**	**55'653**	**58'511**	**64'506**	**65'518**	**66'324**	**67'595**	**69'991**
	B	**11'681**	**11'798**	**11'857**	**11'687**	**11'512**	**11'287**	**10'659**
	L	**14'896**	**16'414**	**15'141**	**13'045**	**12'140**	**11'358**	**9'895**
		82'230	**86'723**	**91'504**	**90'250**	**89'976**	**90'240**	**90'545**

Quelle: Prognos/Wüest & Partner, 2012

Figur 7-18: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Energiebezugsflächen der Produktion und Verwaltung 2000 – 2050, in Mio. m²



Quelle: Prognos/Wüest & Partner, 2012

7.4.3.4 Politische Instrumente

Im Szenario „Weiter wie bisher“ werden bereits angelaufene Massnahmen berücksichtigt, welche auf Energieeinsparungen im Industriesektor abzielen. Diese werden anhand ihres Trends fortgeschrieben. Es wird davon ausgegangen, dass alle kantonalen Bauvorschriften bis 2015 die Standards gemäss SIA-Empfehlung 380/1 umsetzen. Danach wird eine regelmässige Verschärfung der Standards von etwa 10 % alle 10 Jahre unterstellt. Ausser diesen baubezogenen Regelungen für die Verwaltungsgebäude werden keine direkten energiebezogenen Vorschriften für produktive Prozesse unterstellt.

Einige indirekte Massnahmen aus dem Programm EnergieSchweiz (z. B. Beratungsmassnahmen, Pinch-Analysen), greifen im Industriesektor. EnergieSchweiz wird mit einem jährlichen Budget von 26 Mio. CHF weitergeführt. Es werden weiterhin zuhanden der Kantone Globalmittel für Energieeffizienzmassnahmen und Erneuerbare Energien zur Verfügung gestellt. Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Steigerung der Energieeffizienz werden mit bis zu 27 Mio. CHF p. a. unterstützt.

Die wesentlichen Instrumente sind freiwillige Vereinbarungen. Diese basieren auf der Grundlage des CO_2-Gesetzes, um die gesetzliche Einführung einer CO_2-Abgabe zu vermeiden. Hierbei werden von Unternehmen oder mit der Energieagentur der Wirtschaft (EnAW) über einen bestimmten Zeithorizont nachprüfbare Einsparkonzepte festgelegt, die einem Monitoring-Verfahren zur Überprüfung der Umsetzung wie auch der (absoluten und spezifischen) Energieeinsparung unterzogen wird. Grosse Industrieunternehmen sind ab 2012 in das europäische Emissionshandelssystem eingebunden und erhalten absolute Emissionsziele. Sie sind von der CO_2-Abgabe befreit und partizipieren demnach nicht mehr am EnAW-Programm.

Ausserdem gibt es Vereinbarungen auf kantonaler Ebene sowie mit Energieversorgungsunternehmen, die beim Abschluss von nachprüfbaren Sparvereinbarungen zu Entlastungen von Detailvorschriften („Grossverbraucherartikel“) oder Effizienztarifen führen.

Ausgangspunkt für derartige Vereinbarungen ist dabei die so genannte unbeeinflusste Entwicklung des Endenergieverbrauchs als hypothetische Grösse, die keinen spezifischen energetischen Fortschritt (bzw. keine spezifische CO_2-Minderung) beinhaltet. Von dieser unbeeinflussten hypothetischen Entwicklung ausgehend wird dann ein an konkreten Massnahmen festzumachendes Einsparziel definiert.

Die Wirkung solcher Vereinbarungen ist je nach Branche und Energieträger unterschiedlich. Prinzipiell adressieren sie nur einen Teil des technisch-physikalischen Einsparpotenzials. Dieser Teil setzt sich zusammen aus dem im Einzelfall wirtschaftlich attraktiven und technisch machbaren Einsparpotenzial, den Umsetzungs- und Durchdringungsraten in den jeweiligen Branchen und etwaigen Sanktionierungsmöglichkeiten im Rahmen von verpflichtenden Zielvereinbarungen.

7.4.3.5 Endenergienachfrage

Die resultierende Endenergienachfrage der Industrie sinkt zwischen 2010 und 2050 stetig um insgesamt 17 % (-28.3 PJ). Bis 2020 ist der Rückgang nur marginal und es bildet sich ein Plateau aus. Die Elektrizitätsnachfrage sinkt im gleichen Zeitraum um -1 % (-0.7 PJ). Sie steigt zunächst bis 2020 langsam an und sinkt dann konstant bis 2050 ab. Im Gegensatz hierzu steigen Wertschöpfung sowie Produktionsmenge im Industriesektor an. Das bedeutet, dass die Energieintensität abnimmt. Ausschlaggebend für diese Entwicklung ist die industrielle Strukturverschiebung weg von energieintensiven Branchen. Zudem wirken technologischer Fortschritt und damit einhergehende Energieeffizienzverbesserungen in die gleiche Richtung. Im Folgenden wird näher auf die Struktur des Endenergieverbrauchs eingegangen.

7.4.3.6 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

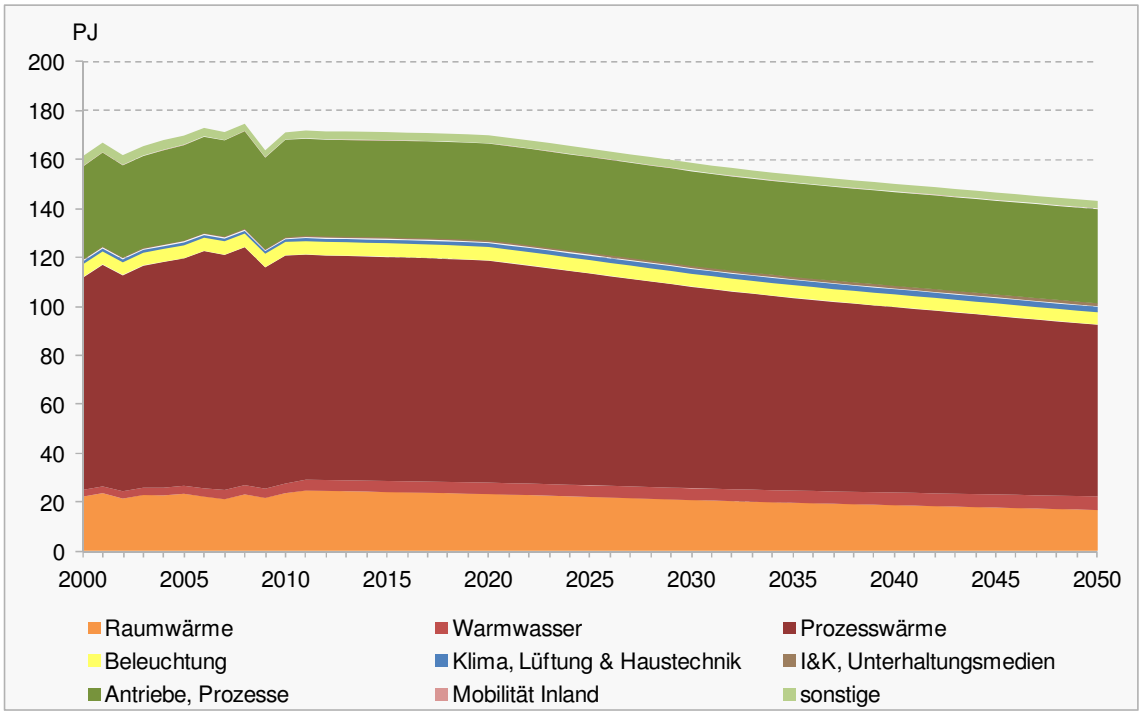
Tabelle 7-32, Figur 7-19, Tabelle 7-33 und Figur 7-20 zeigen die Entwicklung der Endenergie- sowie der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken. Beide Strukturen ändern sich im Zeitablauf nur moderat, es verschieben sich lediglich die Anteile zwischen Antrieben und Prozesswärme, was 2050 etwa 4 - 5 % ausmacht. Die Verbräuche von Antrieben bleiben zwischen 2010 und 2050 nahezu unverändert bei etwa 39.0 PJ, wohin gegen die Verbräuche der Prozesswärme um -25 % (-23.0 PJ) sinken. Der Stromanteil dieser beiden Verwendungszwecke steigt zudem um 4 % bzw. 6 % an, sodass Antriebe bereits 2020 fast ausschliesslich durch Strom bereitgestellt werden. Die bereits in der Vergangenheit ausgeprägte Tendenz weg von Brennstoffen und hin zu Strom setzt sich damit fort.

Tabelle 7-32: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Raumwärme	22.16	23.58	23.23	20.76	19.64	18.65	16.67
Warmwasser	2.80	3.98	4.72	4.89	5.01	5.20	5.59
Prozesswärme	86.57	93.10	90.59	82.24	78.69	75.74	70.14
Beleuchtung	5.67	5.82	5.83	5.59	5.44	5.41	5.28
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.24	1.03	1.58	1.92	2.09	2.14	2.20
I&K, Unterhaltungsmedien	0.57	0.71	0.95	1.07	1.14	1.21	1.36
Antriebe, Prozesse	38.01	39.94	39.70	38.77	38.44	38.39	38.50
Mobilität Inland	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
sonstige	4.05	2.87	3.29	3.18	3.12	3.07	2.97
Total	**161.15**	**171.11**	**169.96**	**158.51**	**153.64**	**149.88**	**142.79**
in %							
Raumwärme	14%	14%	14%	13%	13%	12%	12%
Warmwasser	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%
Prozesswärme	54%	54%	53%	52%	51%	51%	49%
Beleuchtung	4%	3%	3%	4%	4%	4%	4%
Klima, Lüftung & Haustechnik	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
I&K, Unterhaltungsmedien	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Antriebe, Prozesse	24%	23%	23%	24%	25%	26%	27%
Mobilität Inland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
sonstige	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-19: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



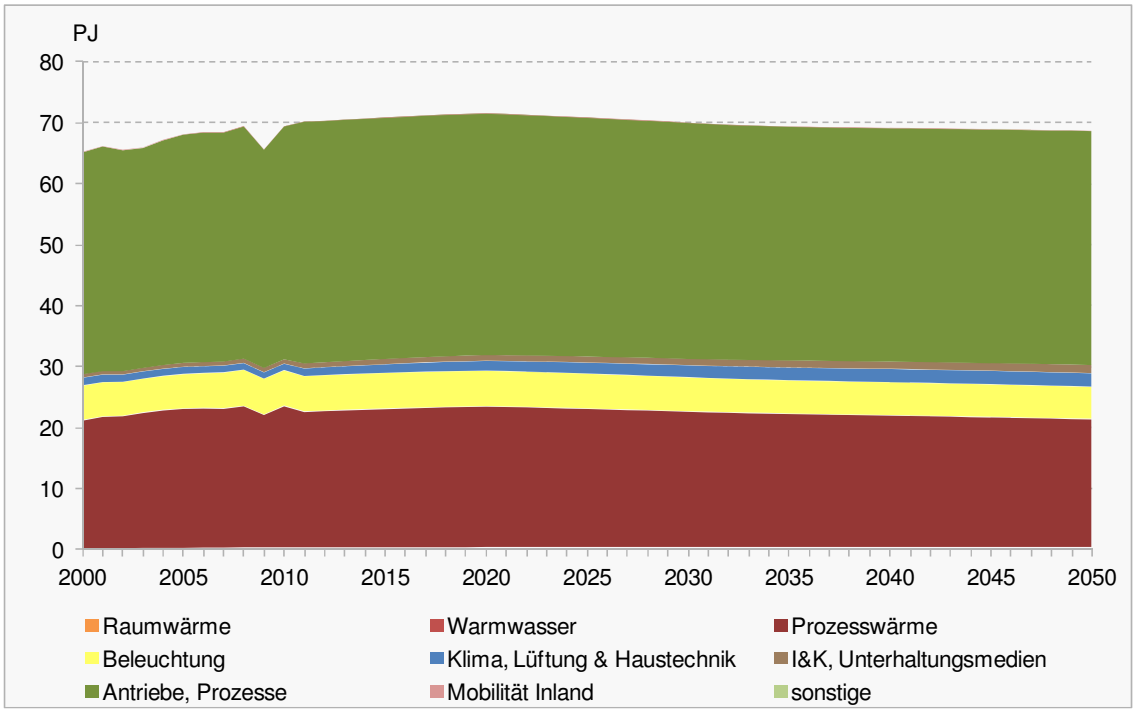
Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-33: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % je Verwendungszweck (nicht anteilig an Gesamtnachfrage)

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Raumwärme	0.12	0.29	0.29	0.30	0.30	0.31	0.31
Warmwasser	0.02	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03
Prozesswärme	21.09	23.29	23.21	22.35	21.98	21.71	21.07
Beleuchtung	5.67	5.82	5.83	5.59	5.44	5.41	5.28
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.24	1.03	1.58	1.92	2.09	2.14	2.20
I&K, Unterhaltungsmedien	0.57	0.71	0.95	1.07	1.14	1.21	1.36
Antriebe, Prozesse	36.30	38.11	39.55	38.61	38.26	38.21	38.30
Mobilität Inland	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
sonstige	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**65.08**	**69.37**	**71.53**	**69.95**	**69.33**	**69.10**	**68.63**
in % je Verwendungszweck							
Raumwärme	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%
Warmwasser	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Prozesswärme	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%
Beleuchtung	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Klima, Lüftung & Haustechnik	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
I&K, Unterhaltungsmedien	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Antriebe, Prozesse	95%	95%	100%	100%	100%	100%	99%
Mobilität Inland	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
sonstige	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total	**40%**	**41%**	**42%**	**44%**	**45%**	**46%**	**48%**

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-20: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Der Raumwärmebedarf sinkt zwischen 2010 und 2050 um 29 % (-6.9 PJ), ebenso sinkt der Energiebedarf für Beleuchtung um 9 % (-0.5 PJ). Gleichzeitig werden die anderen Haustechnikanwendungen Warmwasser (+41 %, +1.6 PJ), Klima, Lüftung & Haustechnik (+113 %, +1.2 PJ) und I&K (91 %, 0.6 PJ) stärker nachgefragt. Die Zunahme des Endenergiebedarfs wird teilweise durch die moderat steigenden Energiebezugsflächen erklärt. Darüber hinaus sind der klimatische Trend zu mehr Kühlgradtagen im Jahr sowie eine anhaltende Technisierung und Komforterhöhung der Büroinfrastruktur (Automatisierung, Warmwasserangebot für Mitarbeiter) mitverantwortlich für diese Zunahme.

7.4.3.7 Endenergienachfrage nach Branchen

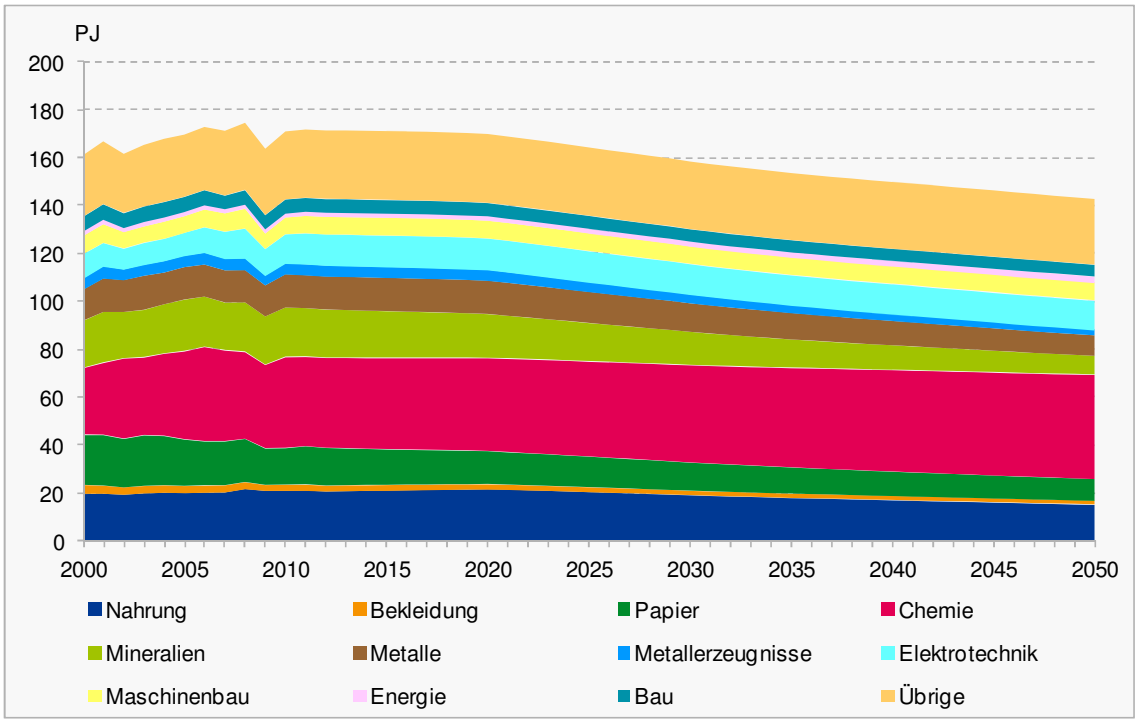
Der sich seit den 1990er Jahren vollziehende Wandel wirkt sich auf die Struktur des Endenergieverbrauchs nach Branchen aus. Er setzt sich in den Jahren 2010 bis 2050 fort. Stark energieintensive Branchen, zu welchen die Papierherstellung, die Mineralienverarbeitung und die Metallgewinnung zählen, haben 2050 nur noch 51 % (-24.2 PJ) des heutigen Endenergiebedarfs (dies äussert sich sehr deutlich im Rückgang der Prozesswärme um 25 % bzw. 23.0 PJ). Mässig und gering energieintensive Branchen weisen demgegenüber nur einen geringen Rückgang des Endenergieverbrauchs von 3 % (-2.3 PJ) bzw. 6 % (-1.8 PJ) auf (vgl. Tabelle 7-34, Figur 7-21 und Figur 7-22). Zu den mässig energieintensiven Branchen gehören die Bekleidungsherstellung, die Chemie, die Nahrungsmittelproduktion und die Übrige Branchen. Gering energieintensive Branchen sind: Baugewerbe, Elektrotechnik, Maschinenbau und Metallerzeugnisse.

Tabelle 7-34: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Branchen	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Nahrung	19.44	20.71	21.37	18.88	17.72	16.79	14.89
Bekleidung	3.90	2.69	2.26	1.94	1.83	1.73	1.58
Papier	21.02	15.35	13.87	11.86	11.02	10.28	9.23
Chemie	27.64	37.90	38.67	40.57	41.51	42.39	43.50
Mineralien	19.64	20.53	18.30	13.73	11.74	10.15	7.76
Metalle	13.01	13.88	13.95	12.00	11.07	10.21	8.56
Metallerzeugnisse	4.86	4.69	4.61	3.83	3.47	3.18	2.64
Elektrotechnik	10.12	12.15	13.16	12.69	12.53	12.45	12.11
Maschinenbau	7.63	6.93	7.43	7.35	7.37	7.43	7.51
Energie	1.94	2.00	2.03	2.22	2.32	2.43	2.69
Bau	6.23	5.81	5.54	5.15	5.03	4.96	4.82
Übrige	25.72	28.49	28.78	28.29	28.05	27.88	27.50
Gering energieintensive Branchen	30.78	31.57	32.77	31.24	30.71	30.45	29.77
Mässig energieintensive Branchen	76.70	89.78	91.07	89.68	89.10	88.79	87.47
Stark energieintensive Branchen	53.67	49.75	46.12	37.58	33.83	30.65	25.55
Total	**161.15**	**171.11**	**169.96**	**158.51**	**153.64**	**149.88**	**142.79**
in %							
Nahrung	12%	12%	13%	12%	12%	11%	10%
Bekleidung	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%
Papier	13%	9%	8%	7%	7%	7%	6%
Chemie	17%	22%	23%	26%	27%	28%	30%
Mineralien	12%	12%	11%	9%	8%	7%	5%
Metalle	8%	8%	8%	8%	7%	7%	6%
Metallerzeugnisse	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Elektrotechnik	6%	7%	8%	8%	8%	8%	8%
Maschinenbau	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%
Energie	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%
Bau	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Übrige	16%	17%	17%	18%	18%	19%	19%
Gering energieintensive Branchen	19%	18%	19%	20%	20%	20%	21%
Mässig energieintensive Branchen	48%	52%	54%	57%	58%	59%	61%
Stark energieintensive Branchen	33%	29%	27%	24%	22%	20%	18%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

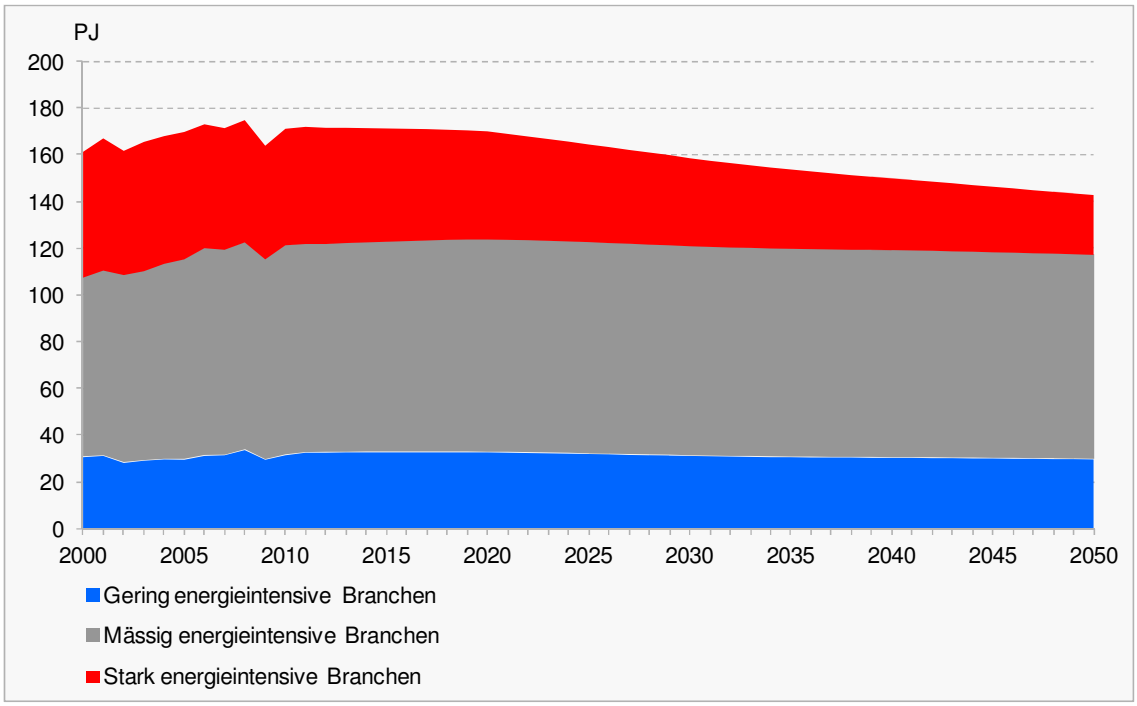
Quelle: Prognos 2012

Figur 7-21: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Figur 7-22: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieintensität der Branchen 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

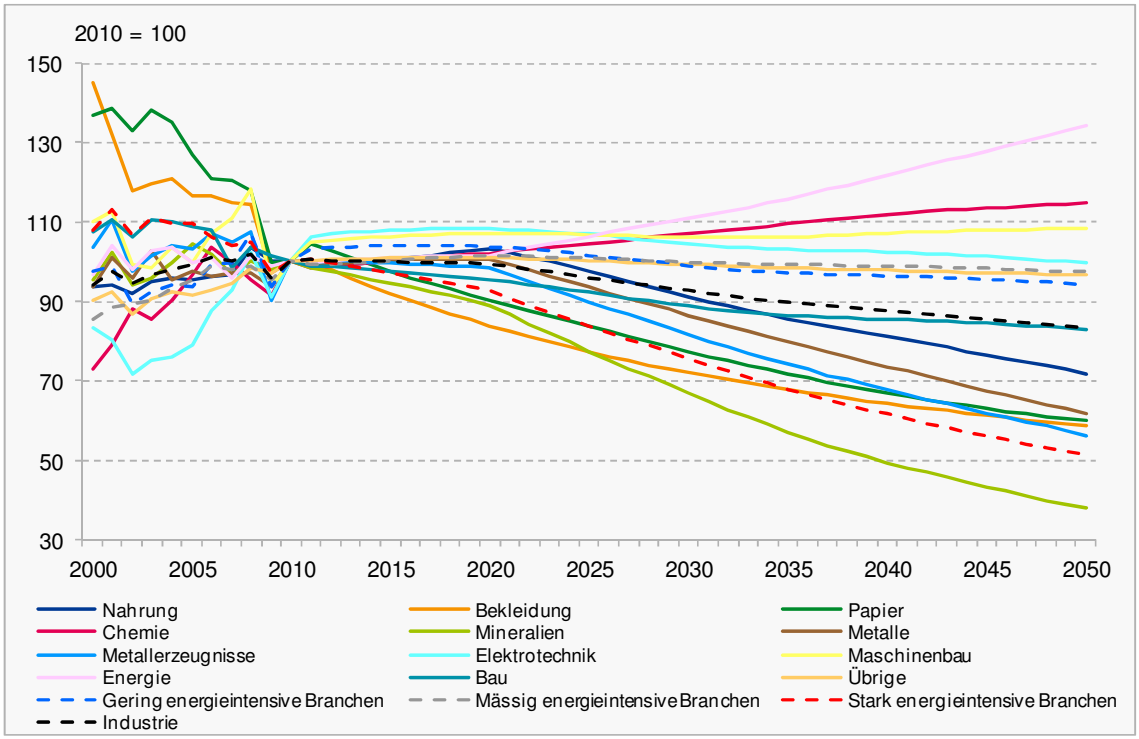
Auf Branchenebene ist der Endenergieverbrauch der Chemie am höchsten; sie weist durchgängig den grössten absoluten Einzelverbrauch auf. Von 2010 bis 2050 steigt ihr Anteil am gesamten Endenergieverbrauch von 22 % auf 30 % an. Auch absolut wächst

der Verbrauch der Branche von 37.9 PJ auf 43.5 PJ. Dies resultiert vor allem aus der deutlich überdurchschnittlichen Wertschöpfung und Produktionsmenge.

Die Elektrotechnik gehört mit einem Wachstum der Produktionsmenge von +53 % zu den am stärksten wachsenden Branchen im Zeitraum 2010 bis 2050. Der absolute Energieeinsatz der Elektrotechnik bleibt bis 2050 auf dem Niveau von 2010 (12.1 PJ). In dieser Branche wirkt sich der technologische Fortschritt deutlich auf die Energieeffizienz des Anlagenparks aus.

Figur 7-23 vergleicht die indexierten Endenergieverbräuche aller Branchen miteinander. In dieser Darstellung werden die energetischen Auswirkungen des industriellen Strukturwandels[6] offensichtlich. Die Endenergieverbräuche der mässig, gering und stark energieintensiven Branchen (farbig gestrichelt) gehen (in dieser Reihenfolge) immer deutlicher zurück. Letztere weisen 2050 die niedrigsten Anteile auf. Dieser Strukturwandel äussert sich demnach im deutlichen anteiligen Rückgang der stark energieintensiven Branchen und ist ein Modellresultat basierend auf den für jede Branche unterschiedlichen Produktionsmengen und Produktionsprozessen. Er begründet die Tatsache, dass die Industrie bis 2050 trotz monetärem und materiellem Wachstum nicht mehr, sondern weniger Energie verbraucht.

Figur 7-23: Szenario „Weiter wie bisher", Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010)



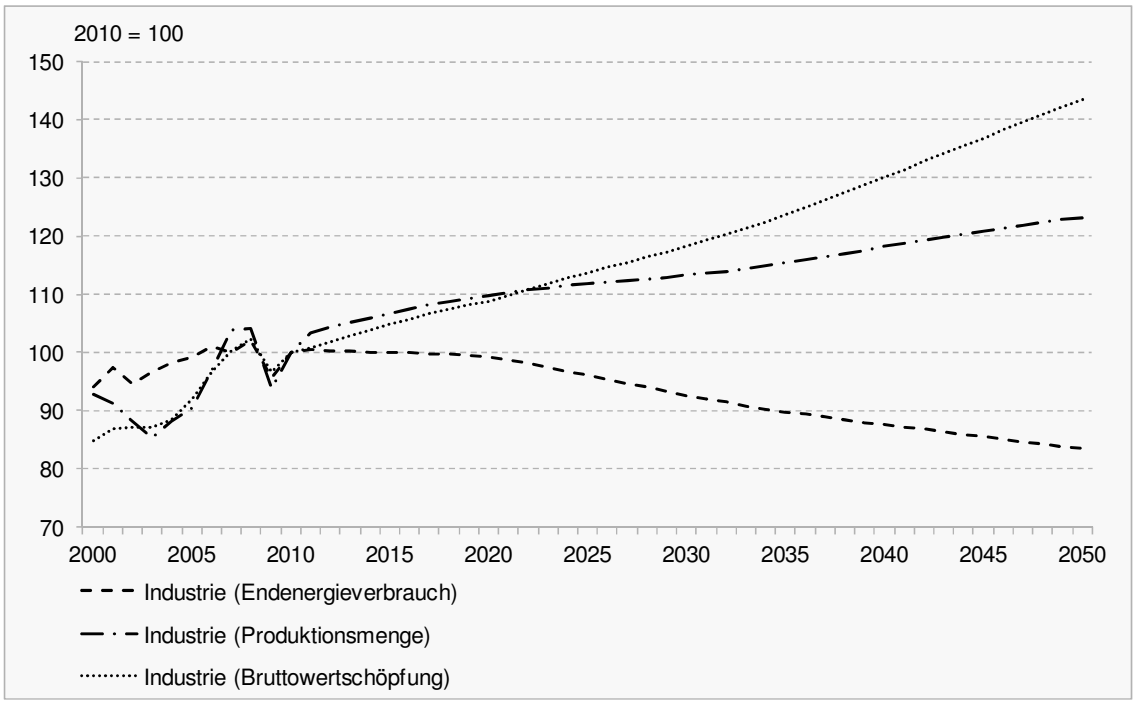
Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

Vergleichend sind in Figur 7-24 für die gesamte Industrie sowohl der Endenergieverbrauch (gestrichelt), die Produktionsmenge (gestrichpunktet) und die Bruttowertschöpfung (gepunktet) aufgetragen. Alle drei Variablen entwickeln sich zunehmend getrennt voneinander, sodass im Zeitverlauf immer mehr Wertschöpfung mit weniger

[6] gemäss Vorgaben der Branchenstrukturentwicklung von Ecoplan/Bundeskanzlei

Materialeinsatz bei noch weniger Endenergienachfrage erreicht wird. Dies äussert sich u. a. in einer sinkenden Energieintensität.

Figur 7-24: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergieverbrauch, Produktionsmenge und Bruttowertschöpfung 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010)



Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

7.4.3.8 Energieintensität

Die Energieintensität ist definiert als Energieeinsatz geteilt durch die Bruttowertschöpfung. Je geringer sie ist, desto weniger Energie muss für eine gleichbleibende Wertschöpfung aufgewendet werden. An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass diese Grössen hier Auswertungen der Modellergebnisse sind, die Bottom-up aus Produktionsprozessen aufgebaut werden.
Die Energieintensität des Industriesektors wird bis 2050 um 42 % (-0.5 PJ/Mrd. CHF) reduziert. Der Wandel der Branchenstruktur ist der massgebliche Treiber für die grosse Reduktion der Energieintensität im Industriesektor. Dies ist auf den Rückgang der stark energieintensiven Branchen zurückzuführen.

Die stark energieintensiven Branchen, genauer die Papierherstellung und die Metallgewinnung, weisen eine leicht steigende Energieintensität auf (vgl. Tabelle 7-35). Diesen Anstieg begründen Kapazitätseffekte, d. h. die Unterauslastung bestehender Anlagen aufgrund von Produktionsrückgang, sowie für die Papierherstellung ein Wandel des Produktportfolios hin zu energiedichteren Materialien (Spezialpapier statt Pappe). Die Produktionsprozesse in diesen Branchen sind die energieintensivsten und damit auch die energiekostensensitivsten. Entsprechend sind bereits eigene Massnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs umgesetzt worden und die relativen Energieeinsparungen sind in diesen Branchen kleiner als bei gering bis mässig energieintensiven Branchen.

Tabelle 7-35: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung

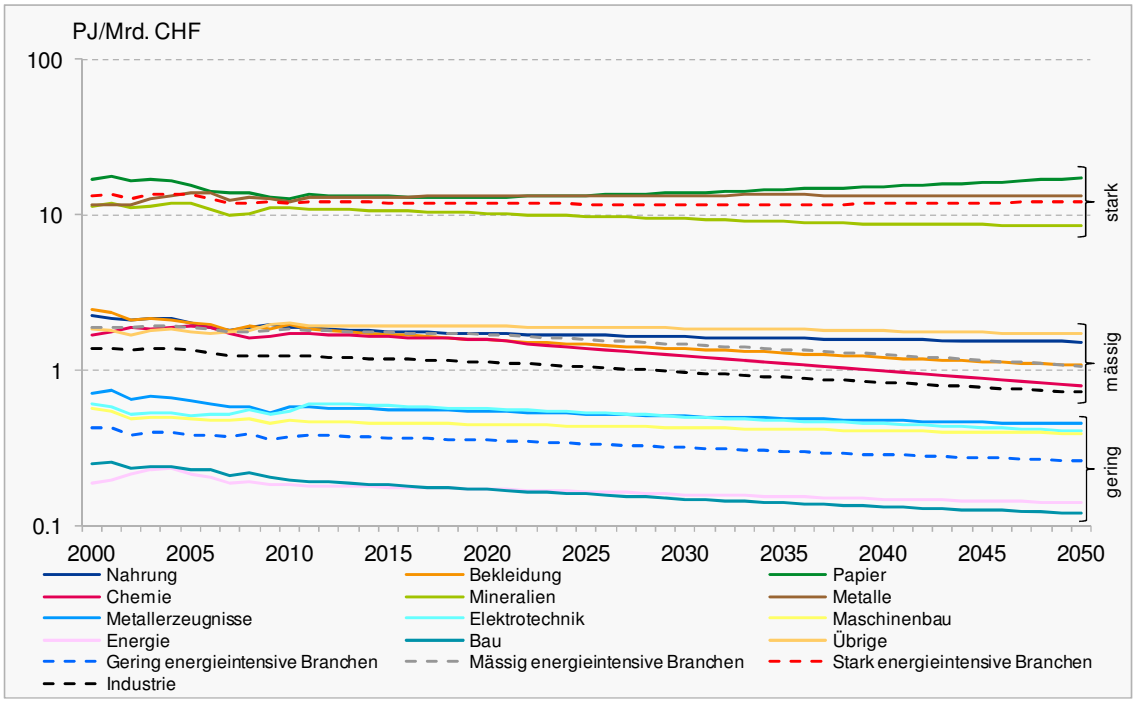
Branchen	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Nahrung	2.24	1.90	1.71	1.63	1.60	1.57	1.52
Bekleidung	2.43	1.95	1.57	1.37	1.29	1.20	1.08
Papier	16.99	12.57	12.99	13.85	14.50	15.16	17.31
Chemie	1.68	1.73	1.57	1.23	1.10	0.99	0.80
Mineralien	11.42	11.06	10.21	9.39	9.02	8.74	8.49
Metalle	11.66	12.19	13.25	13.38	13.40	13.35	13.19
Metallerzeugnisse	0.71	0.58	0.54	0.51	0.49	0.47	0.45
Elektrotechnik	0.60	0.54	0.56	0.50	0.47	0.45	0.41
Maschinenbau	0.57	0.48	0.45	0.43	0.42	0.41	0.39
Energie	0.19	0.18	0.17	0.16	0.15	0.15	0.14
Bau	0.25	0.20	0.17	0.15	0.14	0.13	0.12
Übrige	1.83	2.01	1.91	1.86	1.83	1.79	1.71
Gering energieintensive Branchen	0.43	0.37	0.35	0.32	0.30	0.29	0.26
Mässig energieintensive Branchen	1.88	1.85	1.70	1.46	1.36	1.26	1.07
Stark energieintensive Branchen	13.18	11.80	11.79	11.69	11.72	11.77	12.19
Industrie	**1.38**	**1.24**	**1.13**	**0.97**	**0.90**	**0.83**	**0.72**

Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

Bei den gering und mässig energieintensiven Branchen, insbesondere der Chemie und dem Baugewerbe, sinkt die Energieintensität zwischen 2010 und 2050 um 26 % (-0.1 PJ/Mrd. CHF) bzw. 43 % (-0.8 PJ/Mrd. CHF). Während die Wertschöpfung steigt, sinkt der Endenergieverbrauch, wobei der Einfluss der Wertschöpfung überwiegt.

In Figur 7-25 sind die Verläufe der einzelnen Energieintensitäten in logarithmischem Massstab dargestellt. Es sind drei sich ausbildende Bänder aus stark, mässig und gering energieintensiven Branchen zu identifizieren. Die Industrie ist demnach insgesamt mässig energieintensiv (1.2 PJ/Mrd. CHF 2010 bis 0.7 PJ/Mrd. CHF 2050).

Figur 7-25: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung, logarithmische Skalierung



Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

7.4.3.9 Endenergienachfrage nach Energieträgern

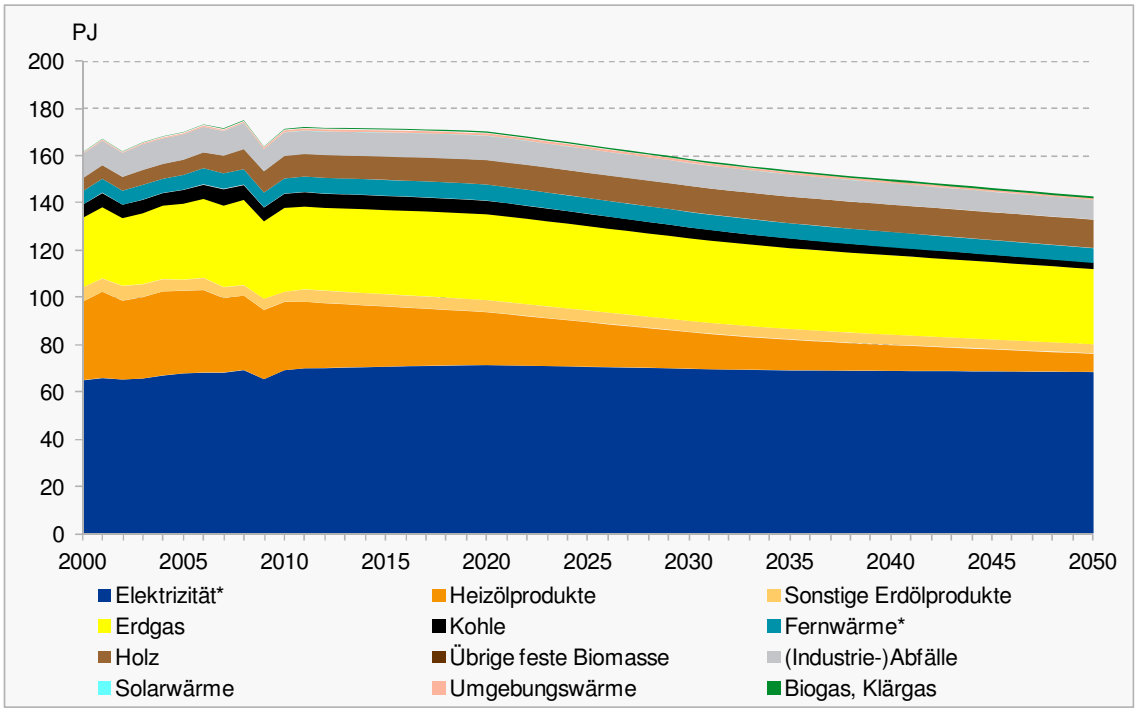
Die Elektrizitätsnachfrage bleibt zwischen 2010 und 2050 nahezu konstant, analog zum Verhalten der Anwendung Antriebe und Prozesse, deren Stromanteil bis 2050 nahezu 100 % beträgt (vgl. Tabelle 7-36 und Figur 7-26). Angesichts des sinkenden gesamten Endenergieverbrauchs wird Elektrizität wichtiger am Energieträgermix. Ihr Anteil steigt von 41 % 2010 auf 48 % 2050. Die Erdgasnachfrage geht absolut um 11 % (-3.8 PJ) zurück. Anteilig legt sie um 2 %-Punkte auf 22 % zu. Der absolute Rückgang ist unterdurchschnittlich, denn Erdgas ist ein Substitutionsgewinner hauptsächlich vom leichten Heizöl. Die Energienachfrage der Industrie sinkt bis 2050 um 17 % gegenüber 2010.

Tabelle 7-36: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Elektrizität*	65.08	69.37	71.53	69.95	69.33	69.10	68.63
Heizölprodukte	33.03	28.72	22.24	15.39	12.79	10.81	7.55
Sonstige Erdölprodukte	5.93	4.19	5.01	4.57	4.37	4.20	3.85
Erdgas	29.52	35.66	36.47	35.12	34.36	33.65	31.91
Kohle	5.63	6.02	5.82	4.68	4.15	3.68	2.87
Fernwärme*	5.56	6.30	6.67	6.52	6.45	6.35	6.18
Holz	5.49	9.67	10.34	10.91	11.15	11.41	11.87
Übrige feste Biomasse	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(Industrie-)Abfälle	10.44	10.03	10.43	9.77	9.42	9.04	8.25
Solarwärme	0.01	0.04	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08
Umgebungswärme	0.31	0.79	0.91	0.91	0.87	0.84	0.75
Biogas, Klärgas	0.15	0.32	0.49	0.62	0.68	0.74	0.84
Total	**161.15**	**171.11**	**169.96**	**158.51**	**153.64**	**149.88**	**142.79**
in %							
Elektrizität*	40%	41%	42%	44%	45%	46%	48%
Heizölprodukte	20%	17%	13%	10%	8%	7%	5%
Sonstige Erdölprodukte	4%	2%	3%	3%	3%	3%	3%
Erdgas	18%	21%	21%	22%	22%	22%	22%
Kohle	3%	4%	3%	3%	3%	2%	2%
Fernwärme*	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Holz	3%	6%	6%	7%	7%	8%	8%
Übrige feste Biomasse	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
(Industrie-)Abfälle	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Solarwärme	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Umgebungswärme	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Biogas, Klärgas	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 7-26: Szenario „Weiter wie bisher“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Die Nachfrage nach (leichtem) Heizöl geht im Vergleich zu 2010 um 74 % (-21.2 PJ) bis 2050 zurück. Dies steht im Zusammenhang mit dem Einbruch der stark energieintensiven Branchen und der damit deutlich rückläufigen Nachfrage nach Prozesswärme (-23.0 PJ). Zudem löst Gas Heizöl zunehmend als Brennstoff ab. Dennoch werden auch 2050 weiterhin Erdölprodukte und auch Kohle zur Wärmeproduktion verwendet. Diese Energieträger stellen bei entsprechendem Preisniveau eine Alternative zu Erdgas (und Biomasse) dar. Der Kohleverbrauch geht um 52 % auf 2.9 PJ zurück. Die Nachfrage nach Erneuerbaren Energieträger, zu welchen Holz, Solarwärme, Umgebungswärme, Bio- und Klärgas sowie Anteile von Fernwärme und Industrieabfällen gehören, wächst um 14 %. Im Jahr 2050 beträgt ihr Anteil am Energieträgermix 13 % (18.1 PJ).

7.4.4 Sektor Verkehr

7.4.4.1 Berechnungselemente und Ansatzpunkte

Die Berechnung des Energieverbrauchs im Verkehr bedarf verschiedener Elemente. Über diese Faktoren lässt sich letztlich dieser Energieverbrauch auch beeinflussen. Die Art der Modellierung wurde in Kapitel 2.3.4 erläutert. Grundsätzlich kann man zwei Hauptparameter unterscheiden: die Transport-Aktivitäten und den spezifischen Energieverbrauch der Verkehrsmittel.

- Transport-Aktivitäten:
  Diese umfasst die Nachfrage (ausgedrückt in Form von Verkehrsleistungen, d.h. Pkm oder Tkm), die ihrerseits ein kombiniertes Produkt sind aus Anzahl Fahrt- oder Transportwünschen (Pers-Fahrten, Tonnen) über eine bestimmte Distanz. Dadurch ergeben sich auch Ansatzpunkte zur Beeinflussung sowohl bei der Menge als auch bei der mittleren Transportdistanz.

Dazu kommt die **Auslastung**: Die für den Energieverbrauch letztlich relevante Fahrleistung (in PWkm oder LWkm, aber auch Zugskm) hängt von der Auslastung ab und kann über entsprechende Konzepte (z.B. Logistik, CarSharing) beeinflusst werden. Schliesslich ist der **Modal Split** zu berücksichtigen: Der Energieverbrauch im Verkehr hängt stark von der Aufteilung der Gesamtverkehrsleistung auf verschiedene Verkehrsträger ab, welche ihrerseits im Energiebedarf stark variieren, z.B. zwischen dem sog. Langsamverkehr (Fussgänger, Fahrrad), dem motorisierten Individualverkehr und dem öffentlichen Verkehr.

- Spezifischer Verbrauch:
  Hier sind verschiedene Aspekte zu unterscheiden:
    - Fahrzeug-Technologie: Diese spielt eine wesentliche Rolle bzgl. Effizienz, wie eine Transportleistung realisiert werden kann (z.B. in MJ/km), welche wiederum stark zwischen Verkehrsträger (Schiene, Strasse), aber auch zwischen Verkehrsarten (Personen-/ Güterverkehr) variiert. Innerhalb dieser Gruppen ist zudem zwischen Fahrzeugtechnologien zu differenzieren. Waren bisher im Strassenverkehr fast ausschliesslich Verbrennungsmotoren das dominierende Antriebskonzept, kommen mittlerweile neue Technologien, namentlich Elektroantrieb, ins Spiel. Der Flottenmix (also die Zusammensetzung verschiedener Technologien innerhalb eines Verkehrsmittels) ist dadurch eine zentral interessierende Grösse.
    - Fahrverhalten: Dass über das Fahrverhalten der Treibstoffverbrauch beeinflusst werden kann, ist ein bekanntes Faktum. Entsprechende Anstrengungen werden heute etwa unter dem Titel Eco-Drive subsumiert.
    - Energieträger-Mix: Der Strassenverkehr (MIV) ist bisher fast ausschliesslich auf fossile Energieträger ausgerichtet. In jüngster Zeit sind biogene Energieträger (wie Ethanol, Biogas) in Diskussion gekommen, die sich auf die CO_2-Bilanz günstig auswirken, da das bei der Verbrennung freigesetzte CO_2 zuvor durch das Pflanzenwachstum aus der Atmosphäre gebunden wurde. Damit gibt sich im Prinzip die Möglichkeit, durch Veränderung des Energieträger-Mixes (bei ansonsten gleichem Technologiemix) auch im Verkehr einen Beitrag zur CO_2-Reduktion zu leisten.

7.4.4.2 Transport-Aktivitäten

Die wichtigsten Kenngrössen zu den Transport-Aktivitäten der verschiedenen Szenarien wurden in Kapitel 3.3 vorgestellt. Für die Berechnung des Energieverbrauchs sind allerdings die entsprechenden Fahr- bzw. Betriebsleistungen vonnöten. Die nachstehende Tabelle zeigt die zugehörigen Werte, die – ausgehend von heutigen Auslastungs- bzw. Besetzungsgraden gemäss Angaben des BFS für den Zeitraum bis 2010 – über entsprechende Annahmen zu deren Entwicklung hergeleitet wurden.

Tabelle 7-37: Szenario „Weiter wie bisher", Verkehrssektor Fahrleistungen nach Verkehrsmitteln 2000 – 2050

Verkehrsträger / Verkehrsmittel		Einheit	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Schiene	OePNV (Tram/Trolley)	Mio Kurs-Km	56	56	65	73	74	75	79
Schiene	Personenverkehr	Mio Zugskm	141	189	218	245	248	253	267
Schiene	Güterverkehr	Mio Zugskm	31	30	43	49	50	51	53
Strasse	Personenwagen	Mrd. Fzkm	48.1	53.3	60.1	63.5	65.5	66.5	67.1
Strasse	Reisebusse	Mrd. Fzkm	0.10	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Strasse	Linienbusse	Mrd. Fzkm	0.20	0.25	0.28	0.32	0.34	0.34	0.34
Strasse	Motorräder	Mrd. Fzkm	2.0	2.4	2.7	3.0	3.2	3.2	3.3
Strasse	Leichte Nutzfahrzeuge	Mrd. Fzkm	3.0	3.6	3.9	4.3	4.4	4.4	4.5
Strasse	Schwere Nutzfahrzeuge	Mrd. Fzkm	2.3	2.2	2.5	2.7	2.8	2.8	2.8

Quelle: Infras 2012

7.4.4.3 Technologische Optionen im Strassenverkehr

Mit Blick auf den Energieverbrauch namentlich im Strassenverkehr interessiert, welche Optionen realistischerweise bestehen und welche dieser Optionen auch in einem Szenario „Weiter wie bisher" unterstellt werden können. Im Verkehrsbericht zu den Energieperspektiven 2007 [Infras, 2007, Kap. 4] wurden verschiedene Optionen diskutiert. Die weitere Optimierung der Verbrennungsmotoren, Optimierungen beim Gewicht und bei der Überwindung der verschiedenen Fahrwiderstände (Roll-, Luftwiderstand) – diese „konventionellen" Möglichkeiten stehen nach wie vor im Zentrum. Daneben stehen aber auch alternative Antriebskonzepten (Elektro- und Hybridkonzepte, Gas-basierte Motoren, Brennstoffzellen) sowie Bio-Treibstoffe in Diskussion.

Elektromobilität

Zur Elektromobilität wurde damals festgehalten, dass die Batterie (mit beschränkter Energiedichte) und somit limitierter Reichweite für die Fahrzeuge bei gleichzeitig hohen Kosten wichtige Hemmnisse für eine breite Markteinführung sind. Deshalb wurden der Elektromobilität wenig Chancen eingeräumt. Inzwischen hat die Elektromobilität mächtig Schub erfahren. Die Umwelt- und Klimaproblematik, aber auch das Bewusstsein für längerfristige Grenzen der Verfügbarkeit fossiler Ressourcen haben den Druck auf Lösungen für eine nachhaltige Mobilität erhöht. Dazu wurden international verschiedene grosse Förderprogramme lanciert, und mit plakativen Zielsetzungen ein Hype für die Elektromobilität ausgelöst (z.B. „eine Million Elektrofahrzeuge bis 2020 auf deutschen Strassen"). Forsche Ziele werden mittlerweile hinterfragt, die Euphorie hat sich etwas gelegt und dürfte realistischeren Einschätzungen Platz machen, insbesondere was die Geschwindigkeit der Diffusion dieser neuen Technologie in den Markt betrifft. Immerhin sind in der Zwischenzeit eine Reihe von Fahrzeugen auf der Strasse zu sehen, auch wenn deren Zahl noch gering ist. Grundsätzlich spricht vieles für die Elektromobilität:

- Hohe Effizienz auf Fahrzeugebene, insbesondere im Innerortsverkehr (Faktor 4 gegenüber dem heutigen Durchschnittsverbrauch eines PW),
- Vielfältige Möglichkeiten der Strombereitstellung,
- Möglichkeit, den nötigen Strom aus erneuerbaren Energien zu produzieren,
- Null-Emission am Auspuff und dadurch bessere Luftqualität,
- „Flüsterwagen" – und dadurch ein Beitrag zu weniger Strassenlärm,

- Das „Tanken“ ist (theoretisch) einfach und überall möglich,
- Potenzial für intelligente Kombinationen Verkehr / Energie („V2G“, vehicle-to-grid),
- Neue Business-Möglichkeiten,
- Standortvorteile Technologie-Entwicklung (theoretisch).

Dem stehen aber entscheidende Nachteile und Hemmnisse gegenüber, die vor allem gegen eine schnelle Diffusion sprechen:

- Hohe Kosten (vor allem wegen der Batterien).
- Reichweite: derzeit limitiert auf 100 – 150 km. Batterieentwicklung bleibt die wesentliche Herausforderung.
- Verfügbarkeit der Technologie: begrenzte Modell-Palette.
- Uneinigkeit und Unsicherheit in der Branche über den Diffusionspfad (Batterie-EV, Plug-In-Hybride / Range Extenders, Brennstoffzellen-EV).
- Wissenslücken zu Umweltauswirkungen bei der Batterieherstellung (Energieaufwand und CO_2-Emissionen, Verwendung mineralischer Rohstoffe).
- Ressourcenfragen sowohl bei Batterien als auch bei der massenhaften Herstellung von Elektromotoren, seltene Metalle, Edelmetalle, z. T. auch Verwendung seltener Erden.
- Die Finanzierungsfrage: Je erfolgreicher die Diffusion von Elektromobilen, desto schneller stellt sich die Frage nach der Finanzierung der Verkehrsinfrastruktur, da diese zu einem grossen Teil über die Mineralölsteuer erfolgt.

Trotz dieser offenen Fragen ist wohl davon auszugehen, dass Elektromobilität durchaus einen wichtigen Stellenwert einnehmen wird, auch wenn der grosse Systemsprung noch nicht unmittelbar bevorsteht.

Gas-basierte Motoren

Gasfahrzeuge spielen heute in der Schweiz eine völlig untergeordnete Rolle. Gleichwohl gibt es zukunftsweisende Konzepte (z.B. EMPA-Projekt, Bach 2008) mit sehr tiefen CO_2-Emissionen (<100 g CO_2/km). Diese werden durch Hybridisierung erreicht und dank rund 20% tieferem CO_2-Gehalt von Erdgas gegenüber Benzin. Zudem erlaubt es prinzipiell die Betankung mit Biogas, was den CO_2-Ausstoss noch weiter absenkt. Angesichts der Verfügbarkeit von Erdgas wäre eine stärkere Diffusion denkbar, wird hier aber nicht als Schlüssel-, sondern eher als Nischentechnologie interpretiert, namentlich für Flottenbetriebe mit entsprechenden Betankungsanlagen.

Brennstoffzellen und Wasserstoff

Beim Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für Strassenfahrzeuge sind zwei Varianten in Diskussion: die Nutzung von H_2 in einem angepassten Ottomotor oder die Erzeugung von Elektrizität in einer Wasserstoff-Brennstoffzelle und dann Antrieb via Elektromotor. Im Verkehrsbericht zu den Energieperspektiven 2007 wurde diese Option für die damals betrachtete Zeitspanne als grundsätzlich noch nicht verfügbare Opti-

on beurteilt. Aus energetischer Sicht bestehen Zweifel, ob die elektrolytische Wandlung elektrischer Energie in Wasserstoff, den man dann in Brennstoffzellen wieder in Strom zurück verwandelt, wegen der hohen Energieverluste je eine grosse Chance auf eine verbreitete Realisierung erhält. Gleichwohl mag dies längerfristig eine Option sein, namentlich auch für grössere Fahrzeuge. Dazu sind aber nach wie vor Technologiebarrieren zu überwinden:

- die nachhaltige regenerative Erzeugung von Wasserstoff,
- der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, die u.a. auch von Sicherheitsfragen und Speichermöglichkeiten abhängt.
- alltagstaugliche und bezahlbare Brennstoffzellen- sowie Wasserstoff-Speicher-Technologie.

Biogene Treibstoffe

Im Verkehrsbericht zu den Energieperspektiven 2007 wurden auch Bio-Treibstoffe erörtert (Biodiesel, Bioethanol, BTL, Biogas, Biomethan). Wurden diese damals noch mit grosser Zurückhaltung betrachtet, werden sie hier zumindest als Option aufgeführt. Unstrittig ist, dass dafür entsprechende Voraussetzungen der Nachhaltigkeit erfüllt sein müssen. Deshalb ist von Biotreibstoffen zweiter oder dritter Generation die Rede [z.B. Zah et.al., 2010]. Primäres potenzielles Einsatzgebiet im Verkehrsbereich sind Biotreibstoffe für Nutzungen, bei denen Alternativen fehlen oder nur teilweise in Frage kommen. So etwa für den (schweren) Güterfernverkehr (für städtischen Verteilverkehr ist Elektromobilität hingegen eher denkbar) oder den Flugverkehr.

Fazit: für die weiteren Szenario-Überlegungen werden alle diese Optionen eingesetzt, allerdings in unterschiedlicher Ausprägung:

- Elektromobilität ist Teil der Effizienzstrategie und wird mittel- bis längerfristig in allen Szenarien vorkommen, im WWB-Szenario aber weniger ausgeprägt als im NEP-Szenario.
- Gasbetriebene Fahrzeuge werden in den Flotten mitaufgenommen, spielen aber keine tragende Rolle.
- Auch die Brennstoffzellen-Technologie findet Platz, allerdings erst langfristig (gegen Ende der Betrachtungsperiode).
- In einem Szenario WWB spielen Bio-Treibstoffe – wie derzeit – keine relevante Rolle. Werden jedoch strenge CO_2-Ziele auch für den Verkehrssektor gesetzt, sind biogene Treibstoffe eine Option, namentlich für das NEP-Szenario mit Fokus auf Güter- und Flugverkehr (wobei letzterer in den Szenarien praktisch ausgeklammert ist).

7.4.4.4 Spezifischer Energieverbrauch Strassenverkehr

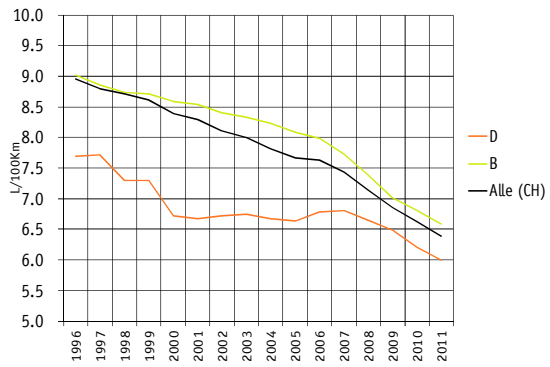
Entwicklung bei den Personenwagen (PW)

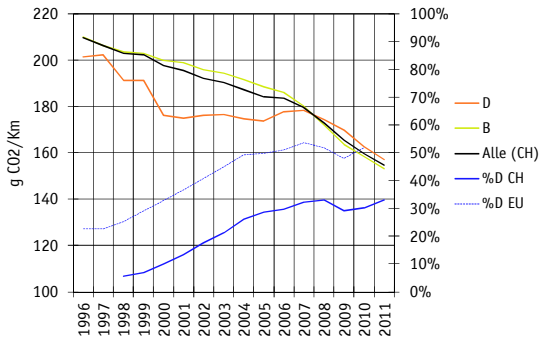
Für die Modellierung des Energieverbrauchs des Strassenverkehrs sind die spezifischen Energieverbräuche und deren Entwicklung ein Kernpunkt. Die nachstehende Figur zeigt für die Personenwagen, dass der Verbrauch der Neu-PW bis zum Jahr 2007 im Mittel jährlich um rund 1.5 % abnahm, seit 2007 nahm diese Absenkung deutlich zu auf durchschnittlich 3.7 % pro Jahr und liegt im Bezugsjahr 2010 bei 161 g

CO_2/km (zum Vergleich: EU: 140 g CO_2/km). Bis 2007 war die Reduktion zu einem guten Teil auf die Verlagerung zu Diesel-Fahrzeugen zurückzuführen, die innert knapp 10 Jahren von ca. 5% auf knapp 30% angestiegen ist. Seit 2007 pendelt dieser Anteil um 30% (zum Vergleich EU: ca. 50% Anteil Diesel-PW am Neuwagenpark). Diesel-PW verbrauchten im (verkaufsgewichteten) Mittel rund 20% weniger Treibstoff, was aufgrund unterschiedlicher Dichten von Benzin und Diesel rund -10 % CO_2 bedeutet. In den letzten Jahren hat sich diese Differenz verkleinert, in der Folge emittiert die Diesel-PW-Flotte (Neuwagen) heute leicht mehr CO_2/km als die Benzin-Flotte. Zum Effizienzgewinn hat in den letzten Jahren neben technischen Massnahmen auch die Tendenz zu kleineren Fahrzeugen beigetragen. Nachdem das Leergewicht der Fahrzeuge im Zeitraum 1996 - 2006 um rund 200 kg zunahm, sanken Gewicht und insbesondere Hubraum (downsizing) seit ca. 2007 ab. Ein Teil der ausgewiesenen Absenkung dürfte allerdings auch auf eine Optimierung des Normverbrauchs im Typenprüfzyklus NEFZ (Neuer europäischer Fahrzyklus) zurückzuführen sein, da dieser Wert neu als Basis für die Reglementierung des Flottenverbrauchswert verwendet wird. Der effektive Verbrauch auf der Strasse ist in der Regel höher, weil der Normzyklus kein reales Fahrverhalten abbildet und unter Laborbedingungen gefahren wird (z.B. kein Gepäckträger, keine Längsneigungen etc.). Insbesondere fehlen darin auch zusätzliche Verbraucher wie Klimaanlagen. Europäische Studien [z.B. TNO et.al. 2006; JRC, 2011; ICCT, 2012] setzen den „Real World“-Verbrauch um 15 bis 20 % höher an.

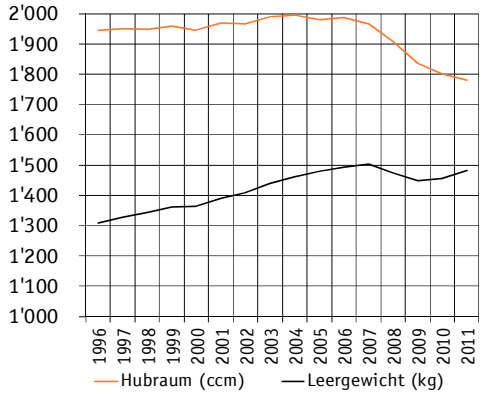
Figur 7-27: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Entwicklung von Kenngrössen der Neu-PW 1996 – 2011 (Angaben auto-schweiz, jährliche Auswertungen)

PW (Neu-Fahrzeuge): Entwicklung des spezifischen Treibstoffverbrauchs (in L/100 km bzw. G CO_2/km)

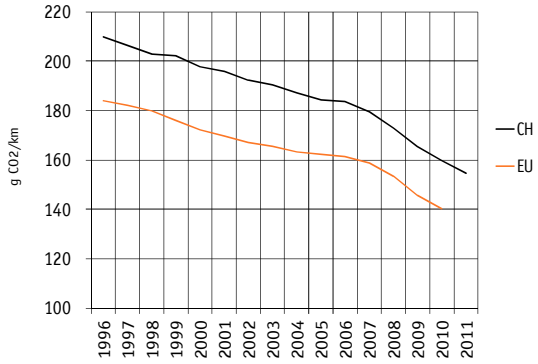




PW: Entwicklung von Hubraum bzw. Leergewicht der Neu-Fahrzeuge



PW: Vergleich der spezif. CO_2- Emission Schweiz und EU



Auswertungen Infras, Datenquelle auto-schweiz

In der hier verwendeten Modellierung werden einzelne Faktoren (Klima-Anlagen, Fahrverhalten) separat berücksichtigt. In der Summe resultieren für den realen spezifischen Verbrauch höhere Werte. Im vorliegenden Kontext interessiert vor allem die relative Entwicklung des Verbrauchs der Neuwagen. Diese wird für den Zeitraum bis 2010 aus den Daten von auto-schweiz abgeleitet. Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass der Realverbrauch der Absenkung im Typenprüfzyklus (NEFZ) nicht zu 100% folgt, da die Differenz mit abnehmendem Zielwert grösser wird [JRC, 2011; ICCT, 2012].

Für die künftige Entwicklung stehen Flottengrenzwerte im Mittelpunkt. Diese gelten seit 2012 auch in der Schweiz. Das Szenario „Weiter wie bisher“ geht davon aus, dass der Flottengrenzwert von maximal 130 Gramm CO_2 pro Kilometer bis zum Zeitpunkt 2015 effektiv erreicht wird. Dieser Wert basiert auf dem teilrevidierten CO_2-Gesetz (vgl. Verordnung über die Verminderung der CO_2-Emissionen von Personenwagen vom 16. Dezember 2011), wird ab 2012 schrittweise eingeführt und ist bis Zeitpunkt 2015 umfänglich (mit einzelnen Sonderbestimmungen) einzuhalten. Implizit wird unterstellt dass die bei Überschreitung dieses Wertes fällige Sanktionsabgabe zur Zielerreichung beiträgt. Darüber hinaus wird nicht explizit eine neue Absenkungsstufe definiert, doch

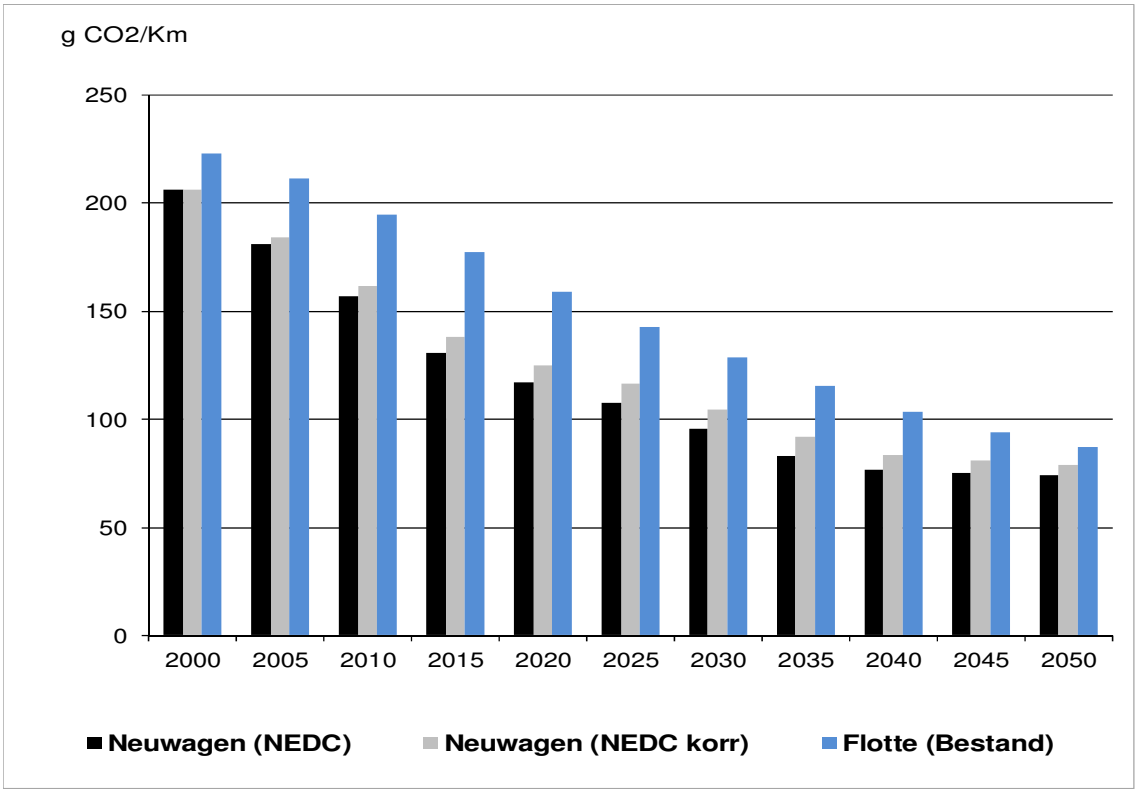
können die bekannten und auch im Gesetz erwähnten Absichten für weitere Absenkungen auch in einem Szenario „Weiter wie bisher“ nicht ignoriert werden. Konkret wird davon ausgegangen, dass ein Zielwert von 95 g CO_2/km bis 2030 (statt 2020 wie derzeit in der EU geplant) erreicht wird. Anschliessend wird die Absenkung moderat aber kontinuierlich weitergeführt, bis sie im Jahr 2050 einen Wert von 75 g CO_2/km erreicht. Um diese Absenkung zu erreichen, werden Elektromobile mit einem Wert von 0 g CO_2/km in die Berechnung mit einbezogen; je grösser deren Anteil, desto geringer in der Folge die nötige Absenkrate für konventionelle Antriebskonzepte. Gleichzeitig wird für die Auswirkungen auf den Realverbrauch die Absenkrate korrigiert, um den „Typenprüfzyklus-Bias“ auszugleichen. Über das Flottenmodell wird anschliessend die Diffusion der Neufahrzeuge in den Markt modelliert. Die Absenkungen in der Flotte folgen mit einer entsprechenden Verzögerung.

Figur 7-28 zeigt die unterstellte Zusammensetzung der Neuwagen (PW) sowie der Flotte im WWB-Szenario. Dabei werden batteriebetriebene und Plug-In-Hybride unterstellt, längerfristig auch Brennstoffzellen-betriebene Fahrzeuge. Figur 7-29 zeigt die unterstellten spezifischen Verbrauchswerte für die Neuwagen (gewichteter Mittelwert für PW, ohne/mit NEFZ-Korrektur) sowie die daraus abgeleiteten mittleren Realwerte der Flotte im WWB-Szenario. Batteriebetriebenen Fahrzeugen wird ein Verbrauchswert von 0.21 kWh/km zugeschrieben, Plug-In-Hybriden aufgrund höheren Gewichts ein elektrischer Verbrauch von 0.25 kWh/km (Anteil 40 % der Fahrleistung elektrisch) und ein „fossiler“ Verbrauch von 8 l/100 km (Bezugsjahr 2002). Letzteren wird für den fossilen Teil eine Absenkrate gemäss Figur 7-29 unterstellt, für den elektrischen Teil eine rund 3x geringere Absenkrate.

Figur 7-28: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Zusammensetzung der PW-Neuwagen (links) sowie der PW-Flotte (rechts)

Quelle: Infras 2012

Figur 7-29: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-PW bzw. der PW-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km)

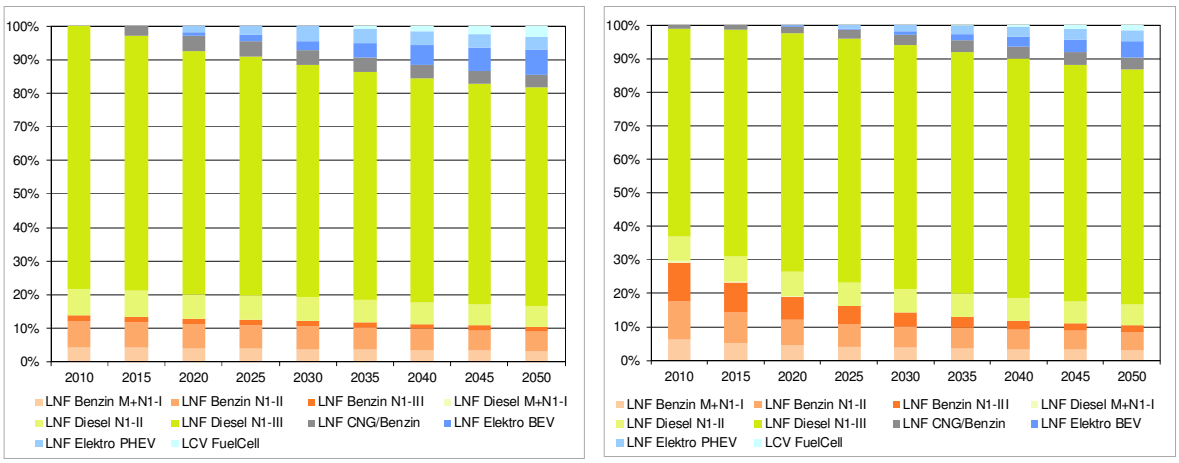


Quelle: Infras 2012

Die Entwicklung bei den leichten Nutzfahrzeugen

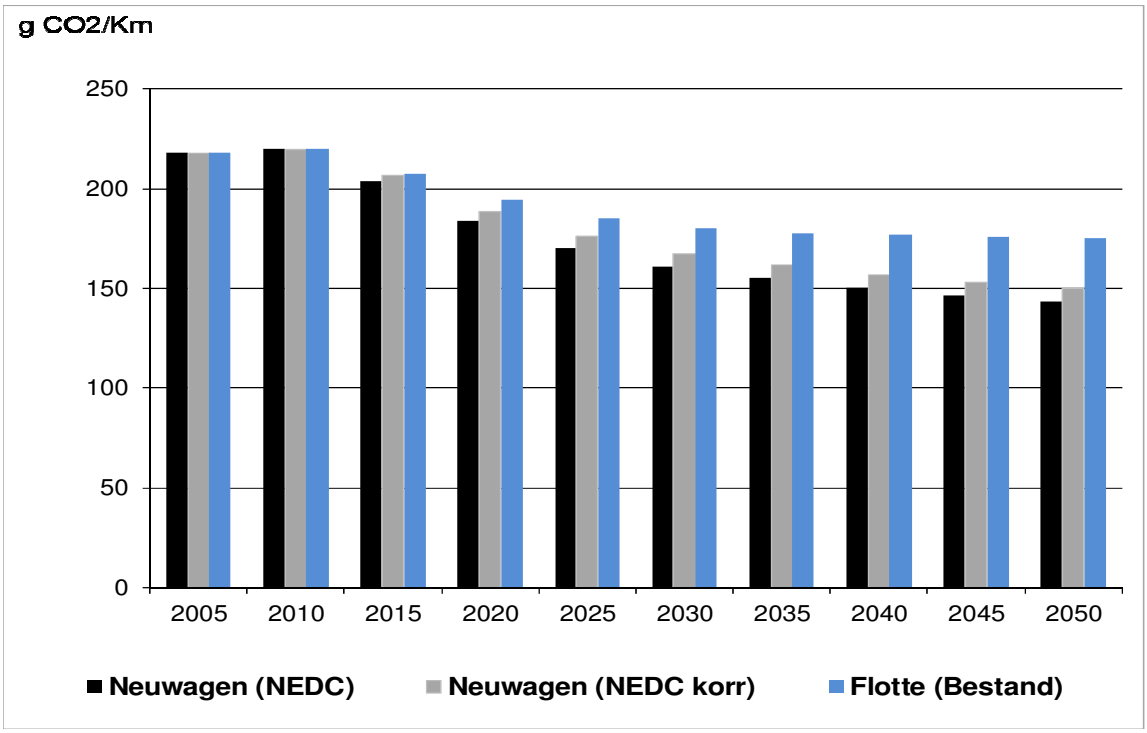
Analog zu den PW werden die Absenkraten auch für die übrigen Fahrzeug-Kategorien festgelegt. Bei den leichten Nutzfahrzeugen (LNF) besteht in der EU derzeit ein Flottengrenzwert von 175 g CO_2/km per 2017 sowie ein entsprechender Zielwert von 147 g CO_2/km per 2020. In der Schweiz bestehen zwar vergleichbare Absichten, aber noch keine verbindlichen Regelungen diesbezüglich. Entsprechend wird im Szenario „Weiter wie bisher“ ein zurückhaltenderer Absenkpfad unterstellt. Die beiden Darstellungen zeigen den Flottenmix bzw. den spezifischen CO_2-Ausstoss. Batteriebetriebenen Fahrzeugen wird ein Verbrauchswert von 0.25 kWh/km zugeschrieben, Plug-In-Hybriden ein elektrischer Verbrauch von 0.3 kWh/km.

Figur 7-30: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Zusammensetzung der LNF-Neuwagen (links) sowie der LNF-Flotte (rechts)



Quelle: Infras 2012

Figur 7-31:: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-LNF bzw. der LNF-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km)



Quelle: Infras 2012

Die Entwicklung bei den übrigen Fahrzeugkategorien

Bei den schweren Nutzfahrzeugen (SNF) sind zwar Verbrauchsgrenzwerte im Gespräch, doch noch sind die Modalitäten der Messung und Abgrenzung zu klären. Entsprechend werden für Lastwagen und Busse im WWB-Szenario moderate Absenkungen von 0.5%/a für den ganzen Zeitraum unterstellt. Analoges gilt auch für Motorräder. Auch bei Lastwagen und namentlich bei Motorrädern (MR) wird auch ein gewisser Anteil an Elektromobilität unterstellt.

Die nachstehende Tabelle zeigt die Anteile der Elektromobilität an der Fahrzeugflotte bzw. an den zurückgelegten Fzkm. Daraus geht hervor, dass die E-Fahrzeuge eine unterdurchschnittliche jährliche Fahrleistung aufweisen. Auch zeigt sich, dass die Elektrofahrzeuge erst langfristig eine gewisse Rolle spielen. Bis 2030 ist der Anteil bescheiden.

Tabelle 7-38: Szenario „Weiter wie bisher", Verkehrssektor Anteile von Elektrofahrzeugen (Bestand, Fzkm)

Anteil E-Fahrzeuge	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
%PW Elektro	0%	0%	1%	7%	13%	20%	30%
%LNF Elektro	0%	0%	0%	3%	4%	6%	10%
% SNF Elektro	0%	0%	0%	3%	4%	5%	6%
% MR Elektro	0%	0%	14%	25%	30%	35%	40%

Anteil Fzkm der E-Fahrzeuge	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
%PW Elektro	0%	0%	1%	6%	10%	15%	23%
%LNF Elektro	0%	0%	0%	2%	3%	5%	7%
% SNF Elektro	0%	0%	0%	1%	2%	3%	5%
% MR Elektro	0%	0%	7%	13%	15%	18%	20%

Abkürzungen: PW: Personenwagen, LFN / SNF: Leichte/schwere Nutzfahrzeuge, MR: Motorräder

Quelle: Infras 2012

Spezifische Verbräuche

Die nachstehende Tabelle zeigt die resultierenden spezifischen Verbräuche je Fahrzeugkategorie (unter Einschluss der E-Fahrzeuge). Mitberücksichtigt sind auch Einflüsse wie Klimaanlagen, Kaltstarts etc.

Tabelle 7-39: Szenario „Weiter wie bisher", Verkehrssektor Spezifische Verbräuche (in MJ/km) der verschiedenen Strassenfahrzeugkategorien

Fahrzeugkategorien	Einheit	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Personenwagen	MJ/Fzkm	3.1	2.7	2.2	1.8	1.7	1.6	1.4
Leichte Nutzfzg.	MJ/Fzkm	3.5	3.3	3.0	2.6	2.4	2.3	2.2
Schwere Nutzfzg.	MJ/Fzkm	10.3	10.5	10.0	9.3	9.0	8.8	8.2
Reisebusse	MJ/Fzkm	11.3	11.2	11.0	10.6	10.3	10.0	9.4
Linienbusse	MJ/Fzkm	15.8	15.0	14.6	13.9	13.6	13.1	12.2
Motorräder	MJ/Fzkm	1.2	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1

Quelle: Infras 2012

7.4.4.5 Spezifischer Energieverbrauch Schienenverkehr

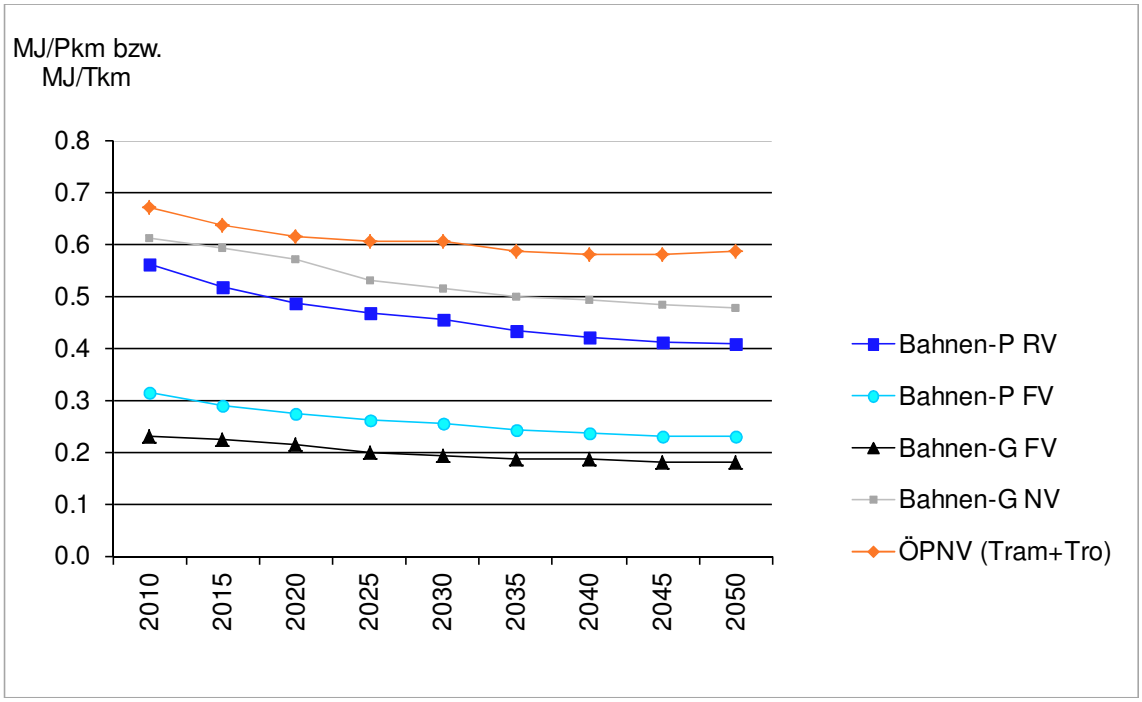
Für den spezifischen Energieverbrauch im Schienenverkehr wurden im Ausgangsmengengerüst 2010 folgende Werte verwendet (Quelle SBB):

- Personenzüge: Fernverkehr 23.1 Wh/Btkm, Regionalzüge 39.4 Wh/Btkm
- Güterzüge: Ferngüterzüge 22.6 Wh/Btkm, Nahgüterzüge 34.7 Wh/Btkm

Ein wichtiger Einflussfaktor ist die Entwicklung der Brutto-Tonnenkm. Dieser wird in erster Linie aus der Nachfrage-Entwicklung abgeleitet (vgl. Kap. 3.4). Vereinfachend wird unterstellt, dass die Zugslängen bzw. –gewichte im Mittel gleichbleiben. Hingegen werden moderat steigende Auslastungen unterstellt (von 15 % im Personenverkehr, von 8% im Güterverkehr), so dass die Betriebsleistungen (Zugs-km) geringer ansteigen

als die Personen-km bzw. Tonnen-km. Gleichzeitig wird auch im Schienenverkehr eine moderate Effizienzsteigerung (bzgl. Wh/Btkm) unterstellt von 10 % bis 2030 (d.h. im Mittel 0.5 %/a bis 2030 – analog zum Strassengüterverkehr) und weiteren 7 % bis 2050. Die nachstehende Figur zeigt die entsprechenden Werte ausgedrückt in MJ/Pkm bzw. MJ/Tkm, worin sich die Annahmen zur Entwicklung von Auslastung und technisch/betrieblichen Effizienzsteigerungen überlagern.

Figur 7-32: Szenario „Weiter wie bisher", Verkehrssektor Verlauf der unterstellten spezifischen Verbräuche (in MJ/Pkm bzw. MJ/Tkm) im schienengebundenen Verkehr



Quelle: Infras 2012

Tabelle 7-40 zeigt die aggregierten spezifischen Verbräuche für den Landverkehr.

Tabelle 7-40: Szenario „Weiter wie bisher", Verkehrssektor Aggregierte spezifische Verbräuche im Landverkehr (in MJ/Pkm bzw. MJ/Tkm)

Verkehrssegment	Einheit	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strasse PV	MJ/PKm	1.83	1.63	1.33	1.12	1.05	0.99	0.91
Strasse GV	MJ/PKm	2.48	2.07	1.87	1.66	1.58	1.51	1.40
Schiene PV	MJ/TKm		0.42	0.36	0.34	0.33	0.32	0.31
Schiene GV	MJ/TKm		0.32	0.29	0.26	0.25	0.25	0.24

Quelle: Infras 2012

7.4.4.6 Umsetzung im Offroad-Bereich

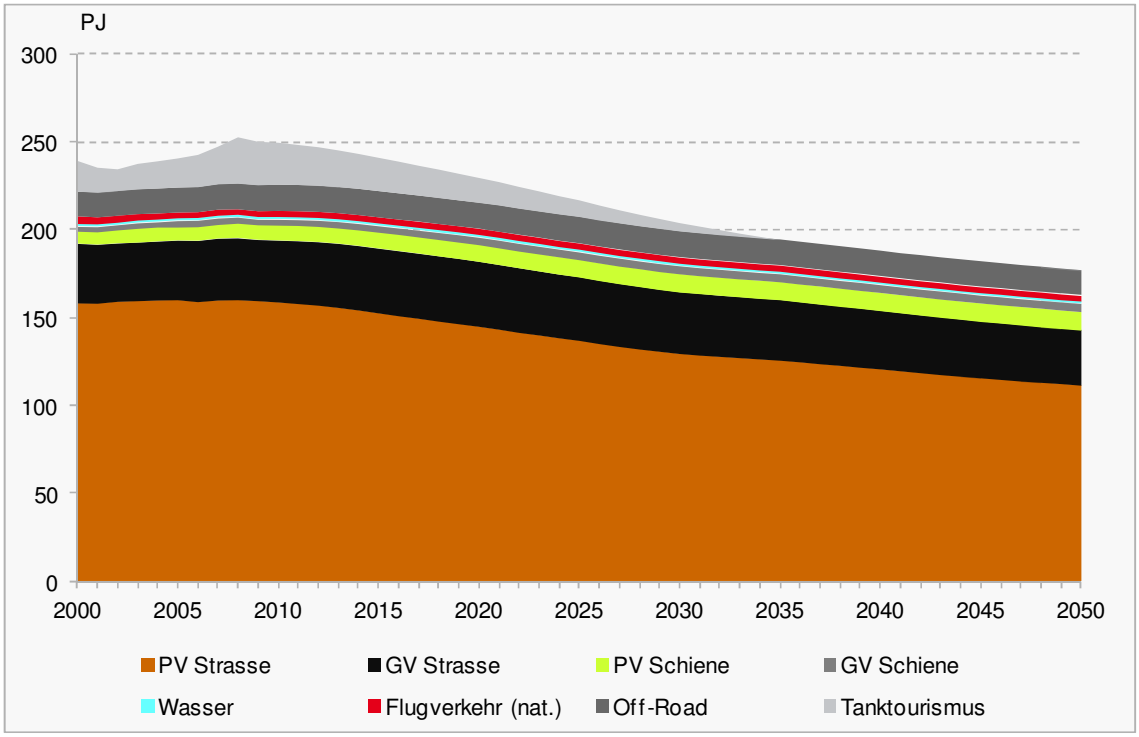
Insgesamt macht der Energieverbrauch dieses Subsektors heute rund 8 % des Sektors Verkehr aus. Die Ermittlung des Energieverbrauchs im Offroad-Bereich erfolgt in Anlehnung an das Offroad-Inventar des BAFU [BAFU, 2008c]. Die Aktivitätsdaten (wie Betriebsstunden etc.) wurden entsprechend den aktualisierten Bevölkerungsentwicklungen angepasst. Beim spezifischen Verbrauch wurden die gleichen Absenkungsraten

unterstellt wie bei den schweren Nutzfahrzeugen (0.5 %/a), da es sich meist um ähnliche Technologien handelt (Dieselmotoren).

7.4.4.7 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Trotz Verkehrswachstum wird der Energieverbrauch im Szenario „Weiter wie bisher“ längerfristig um gut einen Viertel (gegenüber 2010) zurückgehen. Der „Peak“ scheint gegenwärtig erreicht, indem die Effizienzgewinne (v.a. bei den PW) das Verkehrswachstum mehr als kompensieren. Das gilt auch, aber deutlich weniger ausgeprägt, im Strassengüterverkehr. Im Schienenverkehr, der heute bereits ein vergleichsweise hohes Effizienzniveau erreicht, wird der Energieverbrauch – getrieben durch weitere Angebotsausweitungen – absolut zunehmen, der Anteil wird dadurch von heute knapp 6 % auf etwa 8.5 % ansteigen. Der Offroad-Sektor wird absolut betrachtet etwa auf dem heutigen Niveau bleiben (ca. 14 PJ).

Figur 7-33: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 7-41: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und %

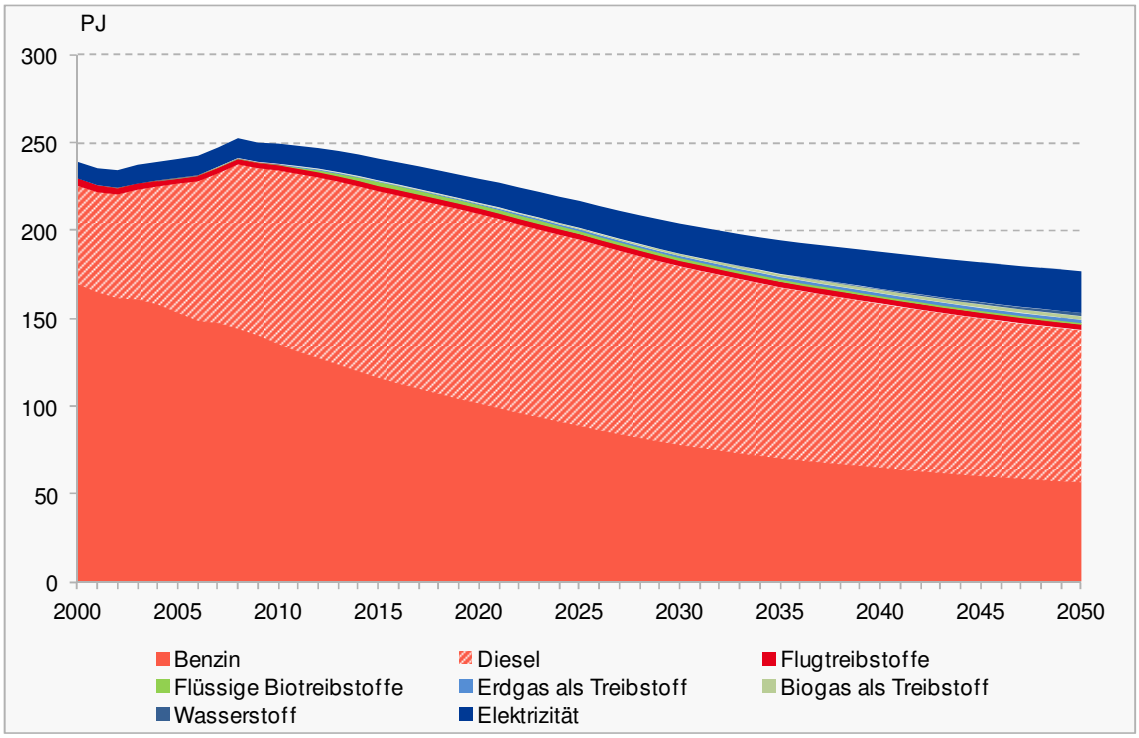
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
PV Strasse	158.0	158.5	144.8	129.3	125.6	120.5	111.4
GV Strasse	33.7	35.2	36.9	35.2	34.5	33.4	31.5
PV Schiene	7.1	8.7	9.6	10.3	10.3	10.3	10.6
GV Schiene	2.8	3.2	4.2	4.5	4.4	4.4	4.4
Wasser	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4
Flugverkehr (nat.)	4.3	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2
Off-Road	14.2	15.1	14.8	15.0	14.7	14.4	14.2
Tanktourismus	17.4	23.8	14.2	4.7	0.0	0.0	0.0
Total	**239.1**	**249.4**	**229.5**	**203.9**	**194.3**	**187.8**	**176.8**
PV Strasse	66.1%	63.6%	63.1%	63.4%	64.6%	64.2%	63.0%
GV Strasse	14.1%	14.1%	16.1%	17.3%	17.8%	17.8%	17.8%
PV Schiene	3.0%	3.5%	4.2%	5.1%	5.3%	5.5%	6.0%
GV Schiene	1.2%	1.3%	1.8%	2.2%	2.3%	2.4%	2.5%
Wasser	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%	0.8%	0.8%	0.8%
Flugverkehr (nat.)	1.8%	1.4%	1.5%	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%
Off-Road	5.9%	6.0%	6.5%	7.3%	7.6%	7.7%	8.0%
Tanktourismus	7.3%	9.5%	6.2%	2.3%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Quelle: Infras 2012

7.4.4.8 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Wie sich die Aufteilung auf die verschiedenen Energieträger entwickeln wird, ist selbstredend abhängig von den zugrunde gelegten Annahmen, die gerade im Verkehrssektor einige Ungewissheiten in sich bergen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ wird davon ausgegangen, dass die fossilen Energieträger weiterhin eine tragende Rolle spielen werden, absolut betrachtet aber werden Benzin- und Dieselverbrauch zurückgehen. Die Elektrizitätsnachfrage, die heute etwa 5 % ausmacht, wird sich etwa verdoppeln (von gut 11 PJ auf knapp 24 PJ). Zurückzuführen ist dies insbesondere auf die Elektromobilität, die auch auf der Strasse – vorwiegend im Personenverkehr – Einzug halten wird. Das Ausmass wird allerdings noch begrenzt sein und knapp dem heutigen Gesamtverbrauch des ÖV entsprechen. Dem Wasserstoff kann eine gewisse Rolle zukommen, allerdings erst gegen Ende der Betrachtungsperiode und in begrenztem Ausmass. Kaum eine Rolle spielen die biogenen Treibstoffe.

Figur 7-34: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 7-42: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Benzin	169.28	135.21	101.63	78.14	70.53	65.18	57.05
Diesel	55.94	98.80	107.52	101.19	96.80	92.96	86.00
Flugtreibstoffe	4.33	3.39	3.45	3.40	3.35	3.28	3.23
Flüssige Biotreibstoffe	0.05	0.35	2.24	1.86	1.70	1.59	1.44
Erdgas als Treibstoff	0.00	0.22	0.51	1.22	1.45	1.61	1.69
Biogas als Treibstoff	0.00	0.05	0.37	0.96	1.37	1.67	1.86
Wasserstoff	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.45	1.80
Elektrizität	9.50	11.40	13.77	17.12	18.99	21.08	23.71
Total	**239.1**	**249.4**	**229.5**	**203.9**	**194.3**	**187.8**	**176.8**
Benzin	70.8%	54.2%	44.3%	38.3%	36.3%	34.7%	32.3%
Diesel	23.4%	39.6%	46.9%	49.6%	49.8%	49.5%	48.6%
Flugtreibstoffe	1.8%	1.4%	1.5%	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%
Flüssige Biotreibstoffe	0.0%	0.1%	1.0%	0.9%	0.9%	0.8%	0.8%
Erdgas als Treibstoff	0.0%	0.1%	0.2%	0.6%	0.7%	0.9%	1.0%
Biogas als Treibstoff	0.0%	0.0%	0.2%	0.5%	0.7%	0.9%	1.1%
Wasserstoff	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	1.0%
Elektrizität	4.0%	4.6%	6.0%	8.4%	9.8%	11.2%	13.4%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Quelle: Infras 2012

Tabelle 7-43: Szenario „Weiter wie bisher“, Verkehrssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

Verwendungszweck	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
PV Schiene	7.1	8.7	9.6	10.3	10.3	10.3	10.6
PV Strasse	0.0	0.0	0.5	2.7	4.6	6.5	8.9
GV Schiene	2.4	2.7	3.6	3.9	3.9	3.9	3.9
GV Strasse	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.3	0.4
PV Strasse (H2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.5
GV Strasse (H2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3
Total Strom- und H2-Nachfrage	**9.5**	**11.4**	**13.8**	**17.1**	**19.1**	**21.5**	**25.5**

Quelle: Infras 2012

7.5 Endenergienachfrage gesamt

7.5.1 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Die gesamte Endenergienachfrage der Schweiz nach Energieträgern entwickelt sich gem. Tabelle 7-44 und Figur 7-35.

Die Endenergienachfrage stieg bis zum Jahr 2010 bis auf 840.8 PJ an. Bis zum Jahr 2050 sinkt sie auf 658.2 PJ ab. Insgesamt ist dies gegenüber dem Jahr 2010 eine Reduktion um knapp 22 %.

Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nimmt um 45 % ab, die Nachfrage nach Elektrizität steigt hingegen um 17 %.

Der Mix der nachgefragten Energieträger verändert sich stetig. Hierbei sind die Richtungen der Veränderungen keinen Schwankungen unterworfen. Der langjährige Trend der Substitution bei fossilen Energieträgern setzt sich fort: Gas gewinnt auf Kosten von Heizöl, was vor allem bei Raumwärme und Prozesswärme sichtbar wird. Überlagert wird dieser Substitutionseffekt durch die stetige Verringerung der Raumwärme und der Prozesswärme. Durch das bestehende Gebäudeprogramm und der Setzung von Effizienzstandards fällt der Raumwärmebedarf. Der Bedarf an Prozesswärme reduziert sich hingegen durch den Struktureffekt in der Industrie, der Branchen mit hohem Prozesswärmebedarf schrumpfen lässt.

Gewinner der fallenden Nachfrage nach Heizöl und Gas ist die Elektrizität, deren Anteil von 25 % im Jahr 2010 auf 38 % im Jahr 2050 wächst.

Tabelle 7-44: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

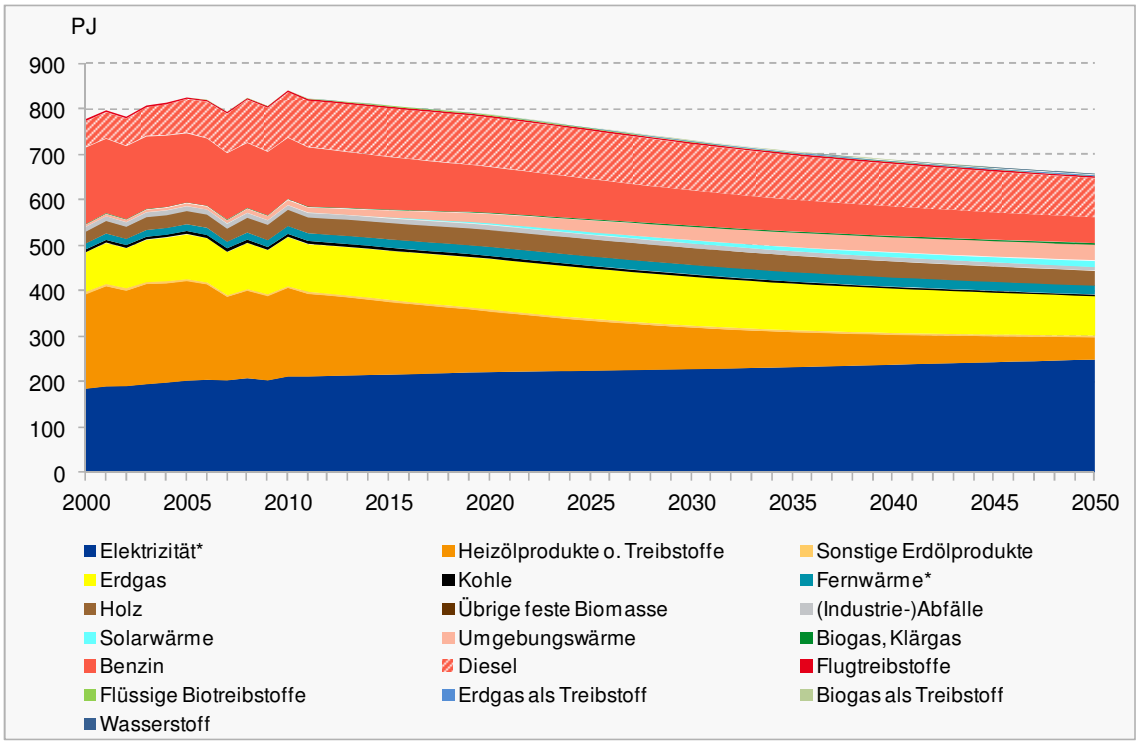
Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität*	185.1	211.5	221.3	227.8	232.0	237.3	248.5
Heizölprodukte	206.8	194.0	132.8	91.0	76.8	65.7	49.2
Sonstige Erdölprodunkte	5.9	4.2	5.0	4.6	4.4	4.2	3.8
Erdgas	87.0	108.2	111.3	107.9	103.2	98.2	87.7
Kohle	5.8	6.4	5.9	4.7	4.2	3.7	2.9
Fernwärme*	13.2	17.3	20.2	21.5	21.5	21.2	20.4
Holz	27.1	37.4	37.8	37.0	35.8	34.6	32.2
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(Industrie-)Abfälle	10.4	10.0	10.4	9.8	9.4	9.0	8.3
Solarwärme	0.6	1.4	3.9	6.7	8.2	9.6	12.8
Umgebungswärme	4.3	10.8	21.4	30.0	32.5	34.4	36.1
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	2.0	2.5	2.7	2.9	3.3
Benzin	169.3	135.2	101.6	78.1	70.5	65.2	57.0
Diesel	55.9	98.8	107.5	101.2	96.8	93.0	86.0
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	2.2	1.9	1.7	1.6	1.4
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.5	1.2	1.5	1.6	1.7
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.4	1.0	1.4	1.7	1.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.8
Insgesamt	**777.2**	**840.8**	**787.8**	**730.3**	**706.0**	**687.7**	**658.2**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Der Gasanteil im Jahr 2010 beträgt hingegen 13% und im Jahr 2050 14%.

Die Nachfrage nach Heizöl und Heizölprodukten geht sowohl absolut als auch relativ (in Anteilen am Mix, von 23 % auf 7 %) zurück. Innerhalb der Treibstoffe zeigt sich bei Benzin und Diesel ein Rückgang der Nachfrage zwischen 2010 und 2050. Die Dieselnachfrage reduziert sich um 13 %, die Benzinnachfrage um 58 %. Dadurch gewinnt Diesel an Anteil am Gesamtmix (von 12 % auf 13 %) auf Kosten der Benzinnachfrage (Reduktion der Anteile von 16 % auf 9 %). Die erneuerbaren Energien wachsen im Vergleich zum Ausgangswert in 2010 stark an (bei den Energieträgern Umgebungswärme und Solarwärme ist eine Verdrei- bis Verneunfachung zu beobachten). Innerhalb des Gesamtmixes steigt ihr Anteil von 7 % auf 15 %.

Figur 7-35: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

7.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

Die Gesamtenergienachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 7-45 sowie in Figur 7-36 in Jahresschritten abgebildet.

Tabelle 7-45: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

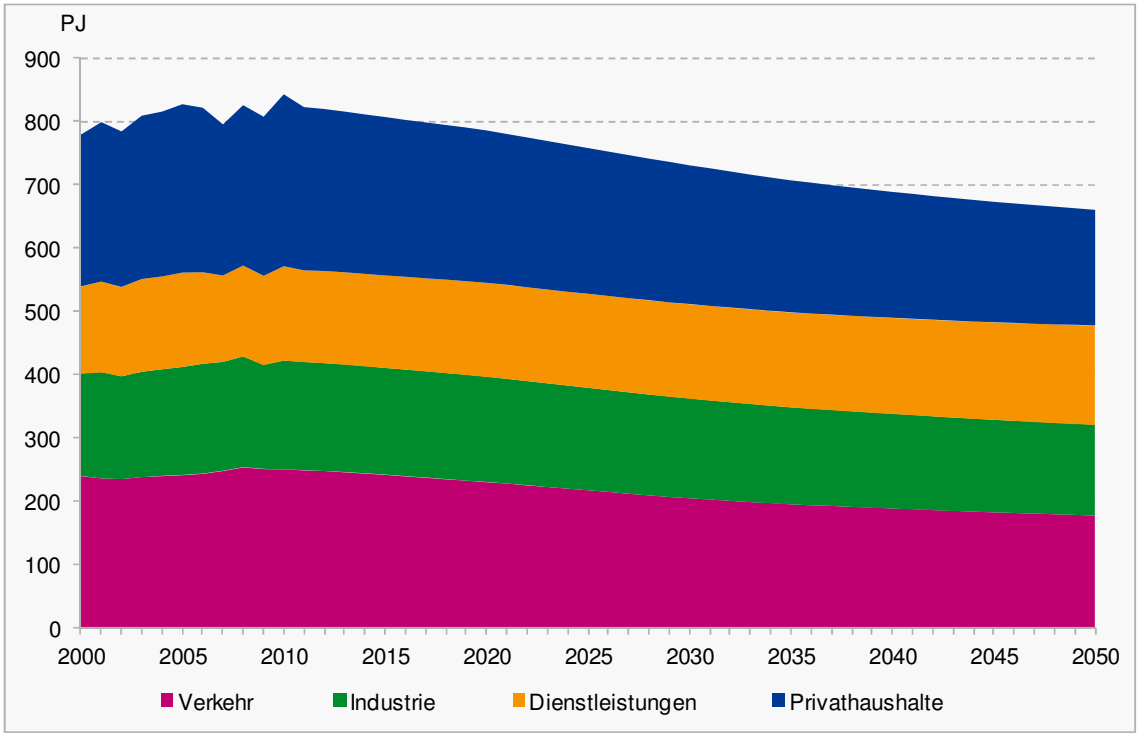
Endenergienachfrage nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	239.9	271.5	240.6	219.4	208.5	198.9	182.5
Dienstleistungen	137.0	148.7	147.7	148.5	149.5	151.0	156.1
Industrie	161.2	171.1	170.0	158.5	153.6	149.9	142.8
Verkehr	239.1	249.4	229.5	203.9	194.3	187.8	176.8
Summe	**777.2**	**840.8**	**787.8**	**730.3**	**706.0**	**687.7**	**658.2**

Quelle: Prognos 2012

Die Nachfrage entwickelt sich innerhalb der Sektoren unterschiedlich: Im Dienstleistungssektor (ohne Landwirtschaft) steigt die Nachfrage gegenüber 2010 bis 2050 um 5 %. Im Industriesektor reduziert sich die Nachfrage auf 83 %, im Verkehrssektor auf 71 % und bei den Privathaushalten auf 67 %, so dass in 2050 die Nachfrage knapp (um 22 %) unter dem Wert von 2010 liegt. Im Verkehrssektor greifen trotz steigender Fahrleistungen die Effizienzverbesserungen der Fahrzeuge, auch bei geringem Anteil der E-Motorisierung. Ein grosser Anteil ist auch dem oben genannten „Dieseltrend“

zuzuschreiben, da Dieselfahrzeuge der gleichen Leistungsklasse geringere spezifische Verbräuche aufweisen als Fahrzeuge mit Ottomotoren.

Figur 7-36: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Im Sektor Private Haushalte steigt die Gesamtenergienachfrage bis zum Jahr 2010 noch geringfügig an und sinkt danach stetig ab. Gegenläufig zu ständig steigenden Wohnflächen reduziert sich die Gesamtenergienachfrage von 2010 auf 2050 um 33 %. Der Grund hierfür liegt in den zunehmend besseren Gebäudestandards sowohl bei Neubauten als auch bei der Sanierung des Bestands. Dieser Trend bei den Gebäuden findet auch im Dienstleistungssektor statt, wird jedoch dort von einer überproportionalen Elektrizitätsnachfrage durch vermehrte Kühlung und produktionsbedingte Antriebe überlagert, so dass in der Summe in diesem Sektor das Wachstum der Gesamtenergienachfrage mit 5 % am stärksten ist. Im Industriesektor bleibt die Energienachfrage bis 2020 vergleichsweise stabil und zeigt danach einen leicht rückläufigen Trend, so dass die Abnahme der Gesamtenergienachfrage zwischen den Jahren 2010 und 2050 17 % beträgt. Diese Entwicklung ist primär dem Struktureffekt geschuldet (siehe Industrieteil, Abschnitt 7.4.3.7)

Tabelle 7-46: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage

	Nachfrage			Veränderung 2050/2000		Veränderung 2050/2010		Anteil an der Gesamtnachfrage		
Sektor	2000	2010	2050	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2010	2050
Privathaushalte	239.9	271.5	182.5	-57.4	-23.9%	-89.0	-32.8%	30.9%	32.3%	27.7%
Dienstleistungen	137.0	148.7	156.1	19.1	13.9%	7.4	4.9%	17.6%	17.7%	23.7%
Industrie	161.2	171.1	142.8	-18.4	-11.4%	-28.3	-16.6%	20.7%	20.4%	21.7%
Verkehr	239.1	249.4	176.8	-62.3	-26.1%	-72.7	-29.1%	30.8%	29.7%	26.9%
Total	**777.2**	**840.8**	**658.2**	**-119.1**	**-15.3%**	**-182.6**	**-21.7%**			

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt ist zu erkennen, dass sich der Energieverbrauch ab 2010 in allen Sektoren mit Ausnahme des weiter leicht wachsenden Dienstleistungssektors stabilisiert und bis zum Ende des Betrachtungszeitraums zurückgeht. Das Nachfrageverhältnis zwischen den Sektoren verändert sich bis 2050 nur wenig. (vgl. Tabelle 7-46).

7.5.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Die Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 7-47 dargestellt.

Tabelle 7-47: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ

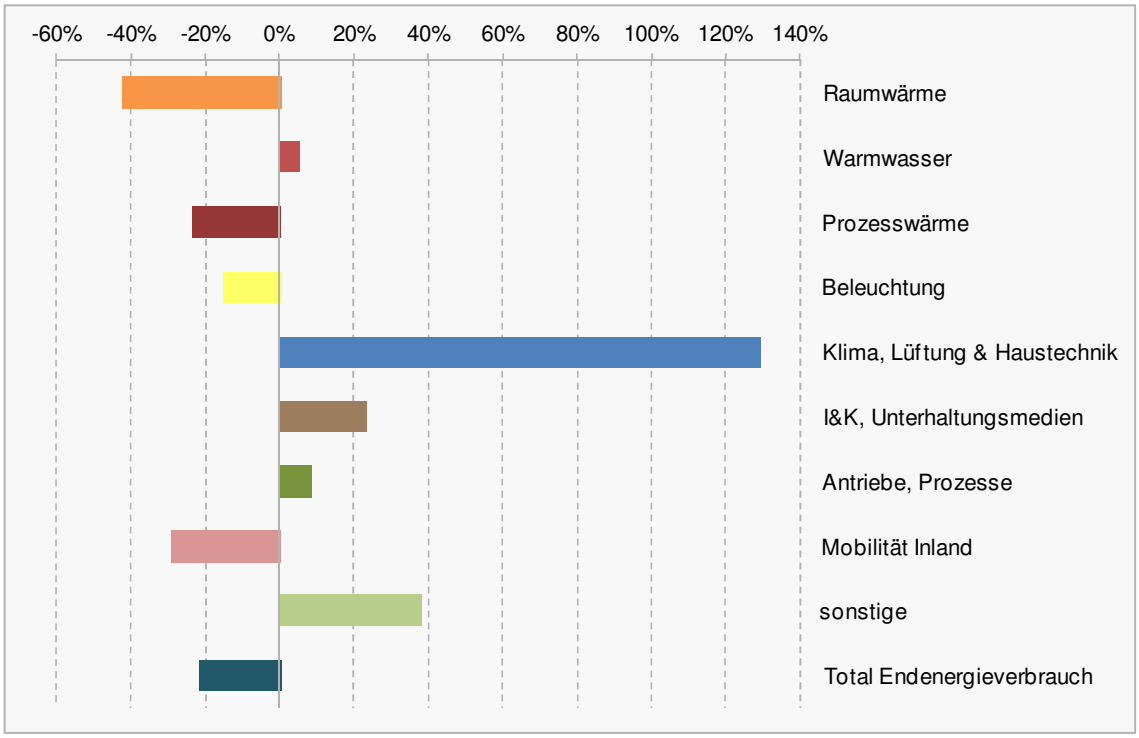
Verwendungszweck	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Raumwärme	270.8	301.5	260.8	230.2	214.6	200.5	174.5
Warmwasser	44.7	45.7	47.9	48.1	48.2	48.1	48.1
Prozesswärme	92.3	98.7	96.4	88.1	84.5	81.5	75.7
Beleuchtung	24.9	26.8	24.4	23.7	23.3	23.1	22.7
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	28.0	33.6	37.1	40.9	50.6
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.7	11.4	11.7	12.0	12.6
Antriebe, Prozesse	67.3	73.6	75.2	75.3	76.0	77.1	79.7
Mobilität Inland	239.2	249.5	229.6	204.0	194.4	187.9	176.8
sonstige	10.5	12.5	14.7	15.9	16.2	16.6	17.3
Total Endenergieverbrauch	**777.2**	**840.8**	**787.7**	**730.3**	**706.0**	**687.7**	**658.2**

Quelle: Prognos 2012

Der stärkste Rückgang der Endenergienachfrage ist beim Verwendungszweck Raumwärme zu finden. Von 2010 bis 2050 fällt die Energienachfrage für Raumwärme von 301.5 PJ auf 174.5 PJ. Das entspricht einem Rückgang um etwa 42 %. Das stärkste Wachstum in der Energienachfrage weist der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik mit einer Zunahme von 129 % auf, von 22.1 PJ im Jahr 2010 auf 50.6 PJ im Jahr 2050. Dieser starke Anstieg begründet sich dadurch, dass bei Neubauten Klimatisierung zum Standard wird, ein grosser Nachholbedarf bei Altbauten besteht und

mehr Kühlgradtage zu erwarten sind. Bei Prozesswärme, Mobilität Inland und Beleuchtung ist eine fallende Endenergienachfrage zwischen 2010 und 2050 festzustellen: Die Nachfrage nach Energie für den Verwendungszweck Prozesswärme sinkt um 23 %, für den Verwendungszweck Mobilität Inland um 29 % und für den Verwendungszweck Beleuchtung um 15 %. Für die restlichen Verwendungszwecke ist ein Anstieg der Endenergienachfrage zu konstatieren: bei Warmwasser wächst sie um 5 %, bei Antriebe/Prozesse um 8 %, bei I&K/Unterhaltungsmedien um 23 % und beim Verwendungszweck Sonstige um 38 %.

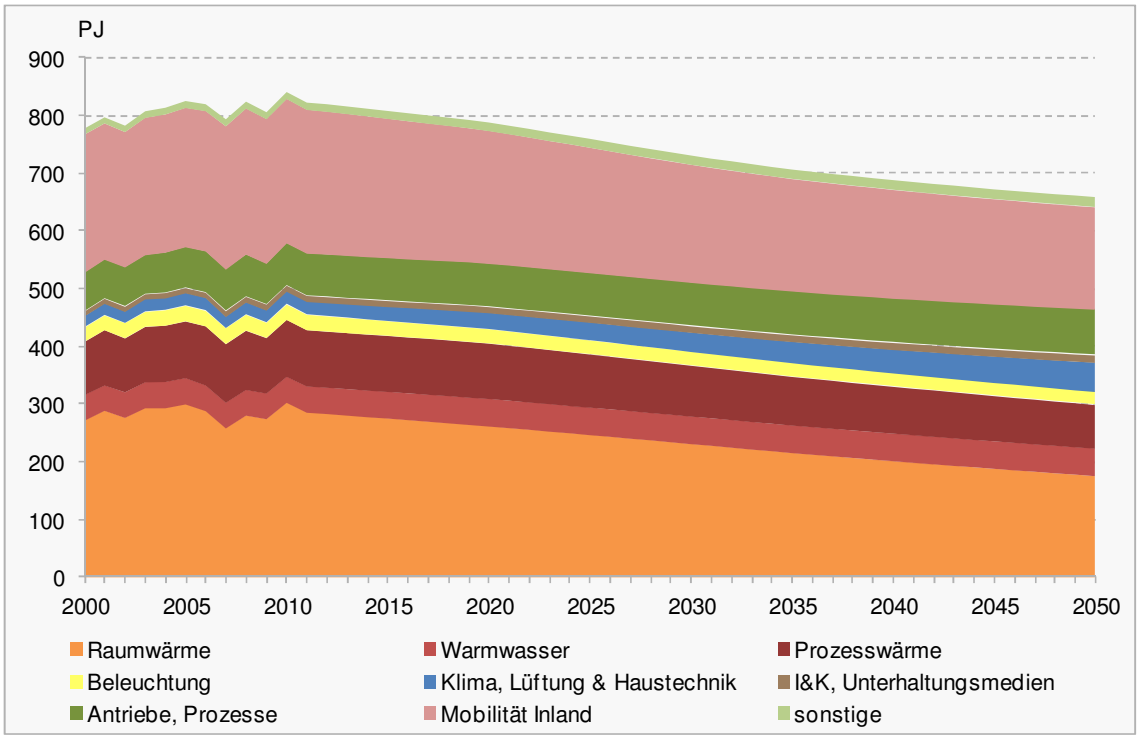
Figur 7-37: Szenario „Weiter wie bisher“ Veränderung der Endenergienachfrage 2050 gegenüber 2010 nach-Verwendungszwecken, in %



Quelle: Prognos 2012

Der Verlauf der Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2050 wird in Figur 7-38 illustriert. Durch den unterschiedlichen Verlauf der Endenergienachfrage in den einzelnen Verwendungszwecken ändern

Figur 7-38: Szenario „Weiter wie bisher“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ



Quelle: Prognos 2012

sich auch die Anteile der Endenergienachfrage der Verwendungszwecke am Gesamtenergieverbrauch. Raumwärme verliert mehr als 9 %-Punkte an Anteil, Klima, Lüftung & Haustechnik hingegen gewinnt 5 %-Punkte an Anteil. Prozesswärme und Beleuchtung halten ihren Anteil. Der Anteil für Warmwasser steigt um 2 %-Punkte, der für I&K, Unterhaltungsmedien um einen %-Punkt. Antriebe/Prozesse legt 3 %-Punkte an Anteil zu, Mobilität Inland verliert 3 %-Punkte.

7.5.4 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 7-48 sowie in Figur 7-39 in Jahresschritten abgebildet.

Tabelle 7-48: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh

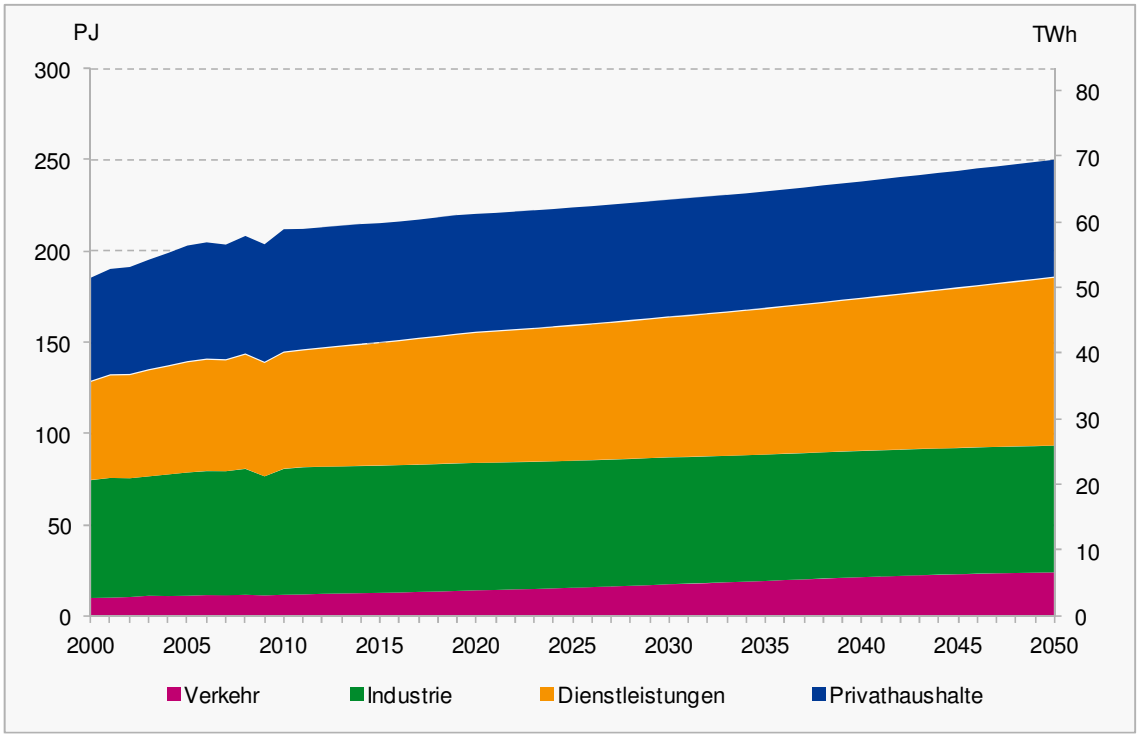
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	56.6	67.0	64.6	64.0	63.8	63.7	64.1
Dienstleistungen	53.9	63.8	71.4	76.7	79.9	83.4	92.1
Industrie	65.1	69.4	71.5	70.0	69.3	69.1	68.6
Verkehr	9.5	11.4	13.8	17.1	19.0	21.1	23.7
Summe (in PJ)	**185.1**	**211.5**	**221.3**	**227.8**	**232.0**	**237.3**	**248.5**
Summe (in TWh)	**51.4**	**58.8**	**61.5**	**63.3**	**64.4**	**65.9**	**69.0**

Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklungen der Nachfrage entwickeln sich innerhalb der Sektoren unterschiedlich:

Im Verkehrssektor erfolgt zwischen 2010 und 2050 ein Rückgang der Nachfrage nach Treibstoffen; mit zunehmender Elektromobilität wächst im Gegenzug die Elektrizitätsnachfrage bis 2050, so dass 2050 die Nachfrage mehr als doppelt so hoch sein wird wie im Jahr 2010.

Figur 7-39: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh



Quelle: Prognos 2012

Im Sektor Private Haushalte fällt die Elektrizitätsnachfrage um 4 %. Im Vergleich zur starken Reduktion der Raumwärme von insgesamt 42 % ist dieser Rückgang relativ gering. Das liegt u. a. am zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen, welcher durch die stetig steigende Gebäudeeffizienz möglich wird. Im Gegenzug dazu steigt die Elektrizitätsnachfrage, die für den Betrieb von Wärmepumpen nötig ist. Der Umfang an Stromdirektheizungen und Stromspeicherheizungen nimmt dagegen ab. Dieser Trend findet auch im Dienstleistungssektor statt: eine erhöhter Einsatz von Wärmepumpen zusammen mit einem starken Wirtschaftswachstum führt zum Anstieg der Elektrizitätsnachfrage um 44 % in diesem Sektor. Im Industriesektor gleichen sich die gegenläufigen Wirkungen von Wirtschaftswachstum und Struktureffekt aus, so dass bis 2050 die Elektrizitätsnachfrage nur um ein Prozent sinkt.

Tabelle 7-49: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtelektrizitätsnachfrage

	Nachfrage			Veränderung 2050/2000		Veränderung 2050/2010		Anteil an der Gesamtnachfrage		
Sektor	2000	2010	2050	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2010	2050
Privathaushalte	56.6	67.0	64.1	7.5	13.2%	-2.9	-4.4%	30.6%	31.7%	25.8%
Dienstleistungen	53.9	63.8	92.1	38.2	70.9%	28.3	44.4%	29.1%	30.1%	37.1%
Industrie	65.1	69.4	68.6	3.5	5.5%	-0.7	-1.1%	35.2%	32.8%	27.6%
Verkehr	9.5	11.4	23.7	14.2	149.5%	12.3	108.1%	5.1%	5.4%	9.5%
Total	**185.1**	**211.5**	**248.5**	**63.4**	**34.3%**	**37.0**	**17.5%**			

Quelle: Prognos 2012

Mit dem Wachstum der Elektrizitätsnachfrage in den beiden Sektoren Dienstleistungen und Verkehr nimmt auch deren Anteil an der Gesamtelektrizitätsnachfrage zu. Der Anteil des Dienstleistungssektors wächst von 30 % im Jahr 2010 auf 37 % im Jahr 2050. Der Anteil des Verkehrssektors verdoppelt sich nahezu im Vergleich zu 2010 auf 10 %. Der Industriesektor, bis 2010 mit der grössten Elektrizitätsnachfrage, wird bis 2050 vom Dienstleistungssektor abgelöst.

7.5.5 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken

Die Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 7-50 dargestellt.

Tabelle 7-50: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh

Verwendungszweck	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Raumwärme	16.3	21.6	20.2	18.4	17.3	16.3	14.3
Warmwasser	8.8	9.5	9.4	8.9	8.8	8.6	8.1
Kochherde	4.8	5.1	5.4	5.5	5.5	5.5	5.4
Prozesswärme	21.1	23.3	23.2	22.3	22.0	21.7	21.1
Beleuchtung	24.9	26.8	24.4	23.7	23.3	23.1	22.7
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	27.6	32.5	35.5	38.6	46.6
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.7	11.4	11.7	12.0	12.6
Antriebe, Prozesse	65.6	71.7	75.1	75.2	75.8	76.9	79.5
Mobilität Inland	9.6	11.5	13.9	17.2	19.1	21.2	23.8
sonstige	6.5	9.7	11.5	12.7	13.1	13.5	14.3
Total Elektrizitätsnachfrage in PJ	**185.1**	**211.5**	**221.3**	**227.8**	**232.0**	**237.3**	**248.5**
Total Elektrizitätsnachfrage in TWh	**51.4**	**58.8**	**61.5**	**63.3**	**64.4**	**65.9**	**69.0**

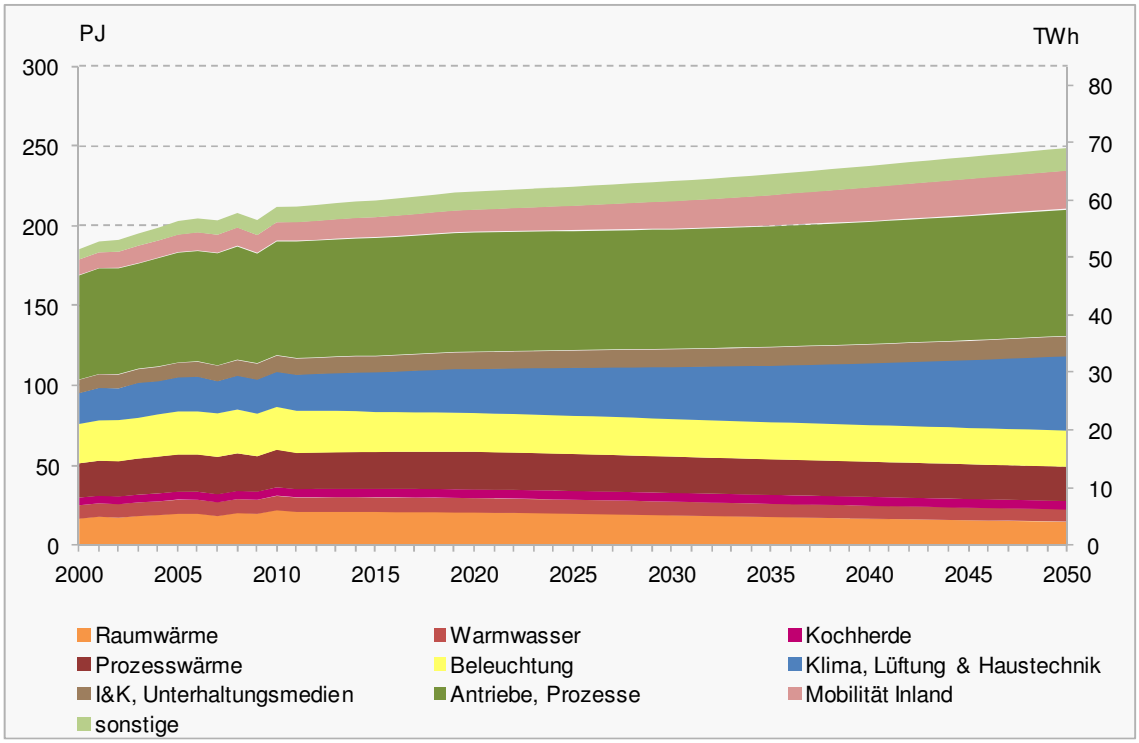
Quelle: Prognos 2012

Der stärkste Rückgang der Elektrizitätsnachfrage ist wie beim Endenergieverbrauch gesamt beim Verwendungszweck Raumwärme zu finden. Von 2010 bis 2050 fällt die

Elektrizitätsnachfrage für Raumwärme von 21.6 PJ auf 14.3 PJ. Das entspricht einem Rückgang um etwa 34 %. Das stärkste Wachstum in der Elektrizitätsnachfrage weist der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik mit einer Zunahme von 111% auf, von 22.1 PJ im Jahr 2010 auf 46.6 PJ im Jahr 2050. Bei Beleuchtung, Warmwasser und Prozesswärme ist eine fallende Elektrizitätsnachfrage zwischen 2010 und 2050 festzustellen: Die Nachfrage nach Strom für den Verwendungszweck Beleuchtung sinkt um 15%, für den Verwendungszweck Warmwasser um 14 % und für den Verwendungszweck Prozesswärme um 10 %. Für die restlichen Verwendungszwecke steigt die Elektrizitätsnachfrage an: bei Kochherde wächst sie um 5 %, bei Antriebe/Prozesse um 11%, bei I&K/Unterhaltungsmedien um 23 %, bei Sonstige um 48 % und beim Verwendungszweck Mobilität Inland um 107 %. Bei letzterem schlägt hauptsächlich eine stärkere Verlagerung auf den Schienenverkehr und eine zunehmende Elektromobilität zu buche.

Der Verlauf der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2050 wird in Figur 7-40 abgebildet.

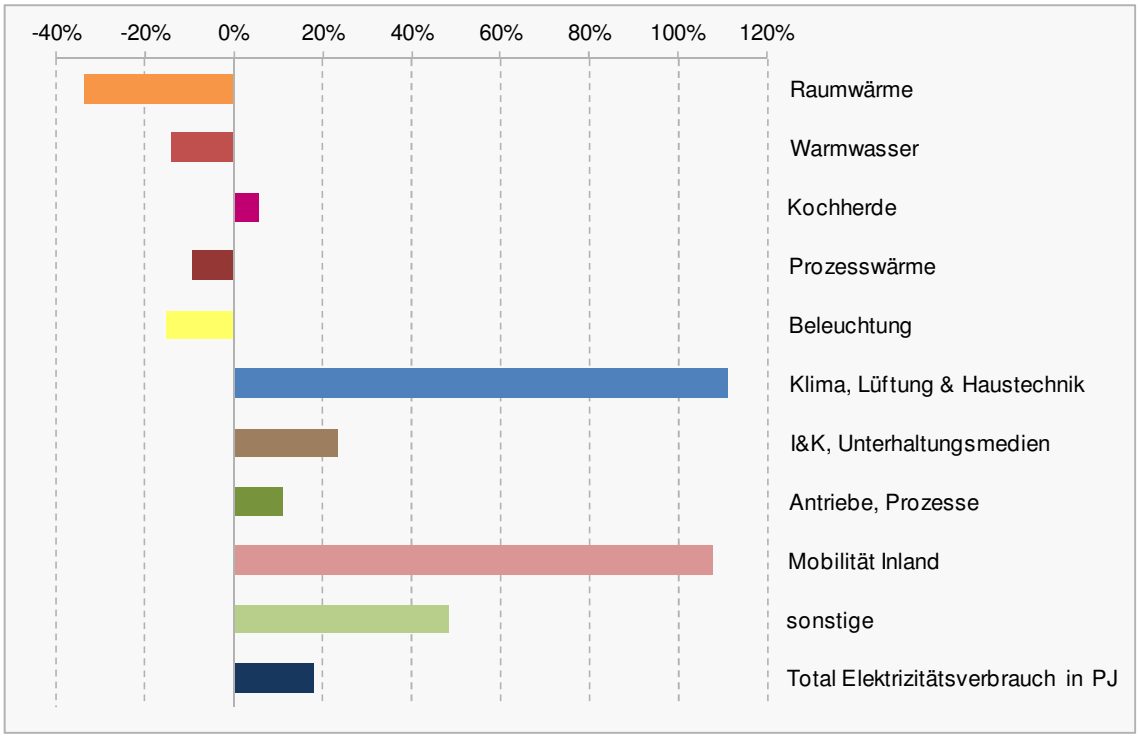
Figur 7-40: Szenario „Weiter wie bisher“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh



Quelle: Prognos 2012

Durch den unterschiedlichen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Verwendungszwecken ändern sich auch die Anteile der Elektrizitätsnachfrage der Verwendungszwecke an der Gesamtelektrizitätsnachfrage (vgl. Figur 7-41). Raumwärme verliert mehr als 9 %-Punkte an Anteil, Klima, Lüftung & Haustechnik hingegen gewinnt 5 %-Punkte an Anteil. Prozesswärme und Beleuchtung halten ihren Anteil. Der Anteil für Warmwasser steigt um 2 %-Punkte, der für I&K/Unterhaltungsmedien um einen %-Punkt. Antriebe/Prozesse legt 3 %-Punkte zu, Mobilität Inland verliert 3 %-Punkte.

Figur 7-41: Szenario „Weiter wie bisher“ Veränderung der Elektrizitätsnachfrage 2050 gegenüber 2010 nach-Verwendungszwecken, in %



Quelle: Prognos 2012

7.5.6 Erneuerbare Energien in der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe)

Die erneuerbaren Energien erfahren in Summe von 2010 bis 2050 ein hohes Nachfragewachstum. Bei einzelnen Energieträgern ist dies differenziert zu sehen. Die Energienachfrage nach (Industrie-)Abfälle, soweit es den erneuerbaren Anteil der Abfälle anbelangt, und die Nachfrage nach Holz reduzieren sich im Vergleich zu 2010 bis 2050 auf 82 % bzw. auf 86 %. Der erneuerbare Anteil der Energienachfrage bei Fernwärme erhöht sich im selben Zeitraum um 18 %. Die Energienachfrage nach Biogas/Klärgas wächst um 115 %, die nach Umgebungswärme um 234 %, flüssige Biotreibstoffe wachsen um 307 %. Die Nachfrage nach Solarwärme nimmt fast um das Achtfache zu.

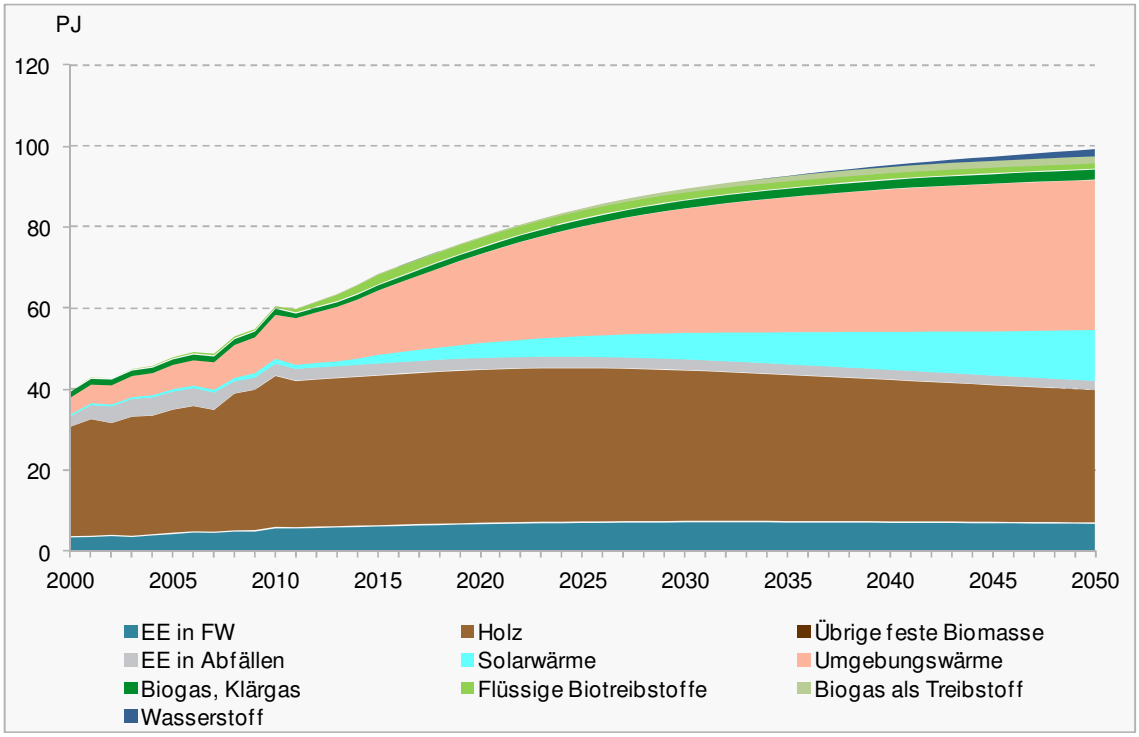
Tabelle 7-51: Szenario „Weiter wie bisher“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fernwärme*	3.5	5.8	6.8	7.3	7.3	7.2	6.9
Holz	27.1	37.4	37.8	37.0	35.8	34.6	32.2
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(Industrie-)Abfälle*	2.6	3.0	3.1	2.9	2.8	2.7	2.4
Solarwärme	0.6	1.4	3.9	6.7	8.2	9.6	12.8
Umgebungswärme	4.3	10.8	21.4	30.0	32.5	34.4	36.1
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	2.0	2.5	2.7	2.9	3.3
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	2.2	1.9	1.7	1.6	1.4
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.4	1.0	1.4	1.7	1.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.8
Insgesamt (in PJ)	**39.5**	**60.3**	**77.5**	**89.2**	**92.4**	**95.0**	**98.7**

*Anteil erneuerbarer Energieträger in der Fernwärme und in den Abfällen

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-42: Szenario „Weiter wie bisher“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Biogas als Treibstoff nimmt im Vergleich zum Jahr 2010 um das 35-fache zu, eine Zunahme, die sich durch das niedrige absolute Niveau in 2010 relativiert. Biogas bleibt hinsichtlich dessen unbedeutend.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Brennstoffnachfrage nimmt kontinuierlich zu. Im Jahr 2010 betrug er 15 %, bis 2050 steigt er auf knapp 37 % an. Biotreibstoffe bestreiten im Jahr 2050 3 % der Treibstoffnachfrage. Der Anteil der Erneuerbaren an der Endenergienachfrage beläuft sich in 2050 auf 15 %. Tabelle 7-52 liefert hierzu eine Übersicht.

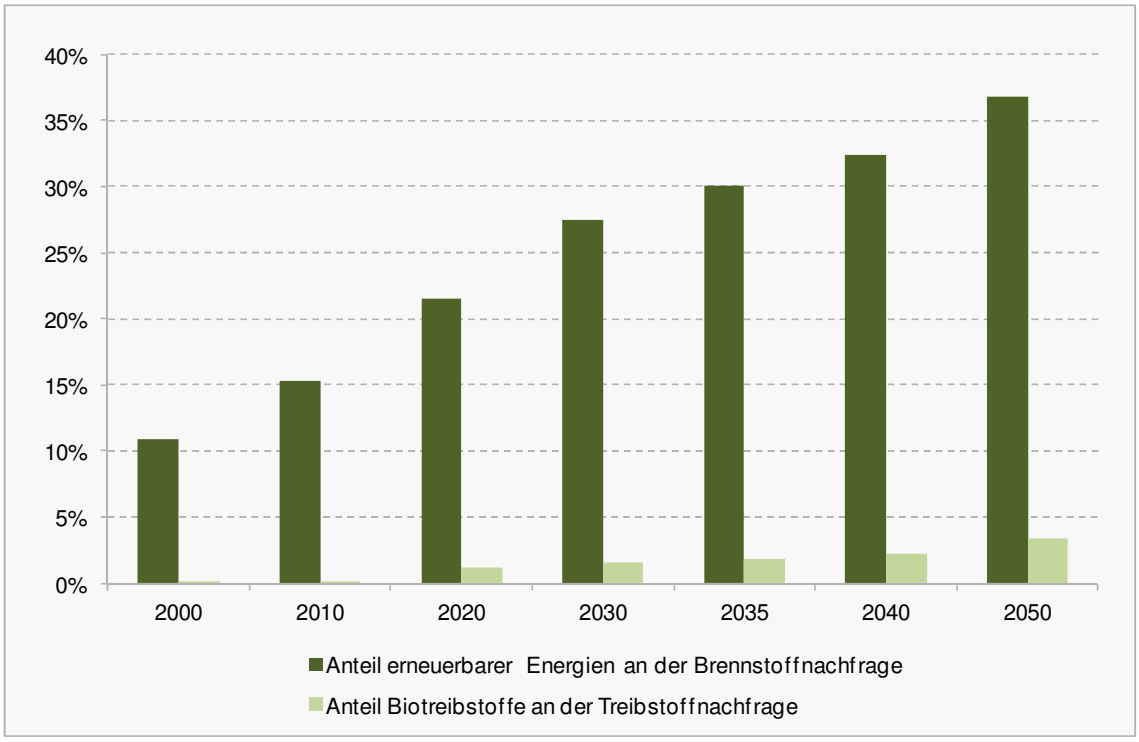
Tabelle 7-52: Szenario „Weiter wie bisher“
Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage sowie an der Gesamtnachfrage, in %

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Anteil erneuerbarer Energien an der Brennstoffnachfrage	10.9%	15.3%	21.4%	27.4%	29.9%	32.2%	36.5%
Anteil Biotreibstoffe (+H2) an der Treibstoffnachfrage	0.0%	0.2%	1.2%	1.5%	1.8%	2.2%	3.3%
Anteil erneuerbarer Energien an der Nachfrage	5.1%	7.2%	9.8%	12.2%	13.1%	13.8%	15.0%

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-43 stellt den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage graphisch dar.

Figur 7-43: Szenario „Weiter wie bisher“
Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage, in %



Quelle: Prognos 2012

Der Einsatz erneuerbarer Energieträger macht auf Sektorebene bei den Privathaushalten den grössten Anteil aus. Wie Tabelle 7-53 zeigt, bleiben die Privathaushalte auch im Jahr 2050 mit einem 52 %-Anteil die grösste Nachfragergruppe der erneuerbaren Energieträger, insbesondere was Wärmepumpen, Holz und Solarenergie anbelangt. Der Anteil im Dienstleistungssektor erhöht sich von 2010 bis 2050 um 6 %-Punkte auf 24 %, der des Industriesektors fällt um 8%-Punkte auf 18 % ab, der Anteil des Verkehrs wächst um 4 %-Punkte und beläuft sich im Jahre 2050 auf 5 %.

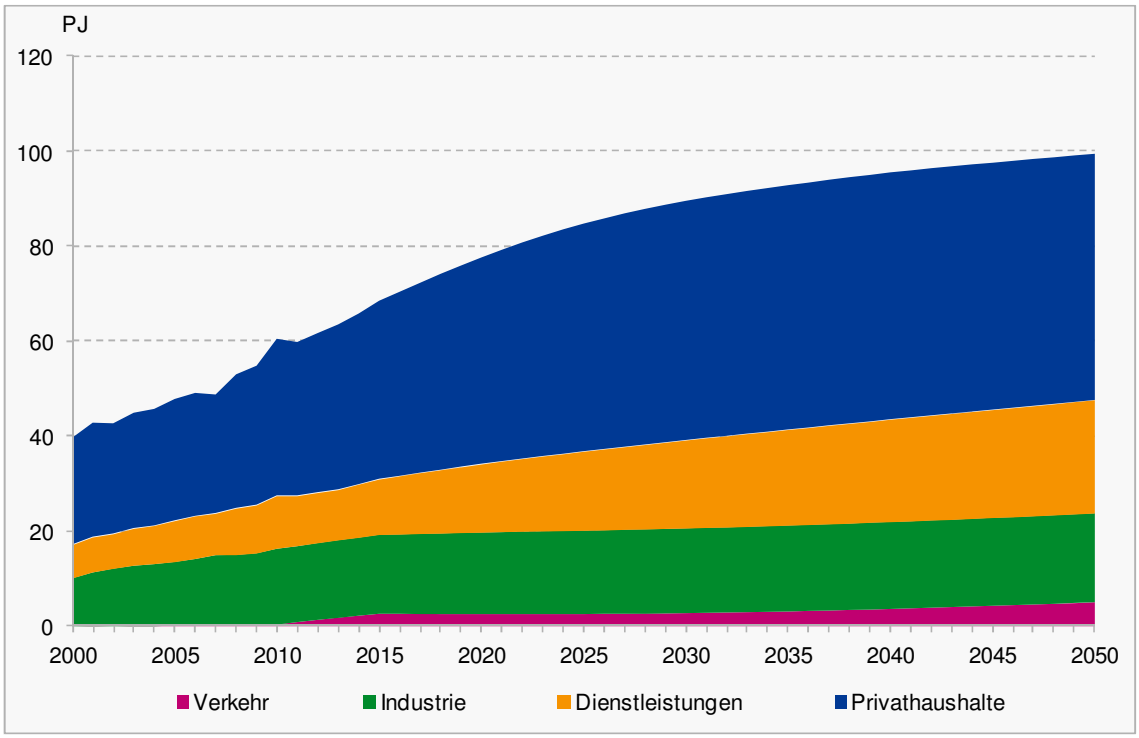
Tabelle 7-53: Szenario „Weiter wie bisher“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ

EE nach Sektoren, ohne Stromanteil	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	22.4	33.0	43.4	50.3	51.4	52.0	51.8
Dienstleistungen	7.0	11.1	14.3	18.5	20.1	21.5	23.8
Industrie	10.0	15.9	17.1	17.6	17.7	17.9	18.1
Verkehr	0.1	0.4	2.6	2.8	3.2	3.7	5.1
Summe	**39.5**	**60.3**	**77.5**	**89.2**	**92.4**	**95.0**	**98.7**

Quelle: Prognos 2012

Figur 7-44 bildet die Entwicklung des Einsatzes an erneuerbaren Energien in den einzelnen Sektoren ab.

Figur 7-44: Szenario „Weiter wie bisher“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

7.5.7 Fossile Energieträger in der Nachfrage

Die Analyse des direkten Einsatzes der fossilen Brenn- und Treibstoffe an der Nachfrage ergibt folgendes Bild:

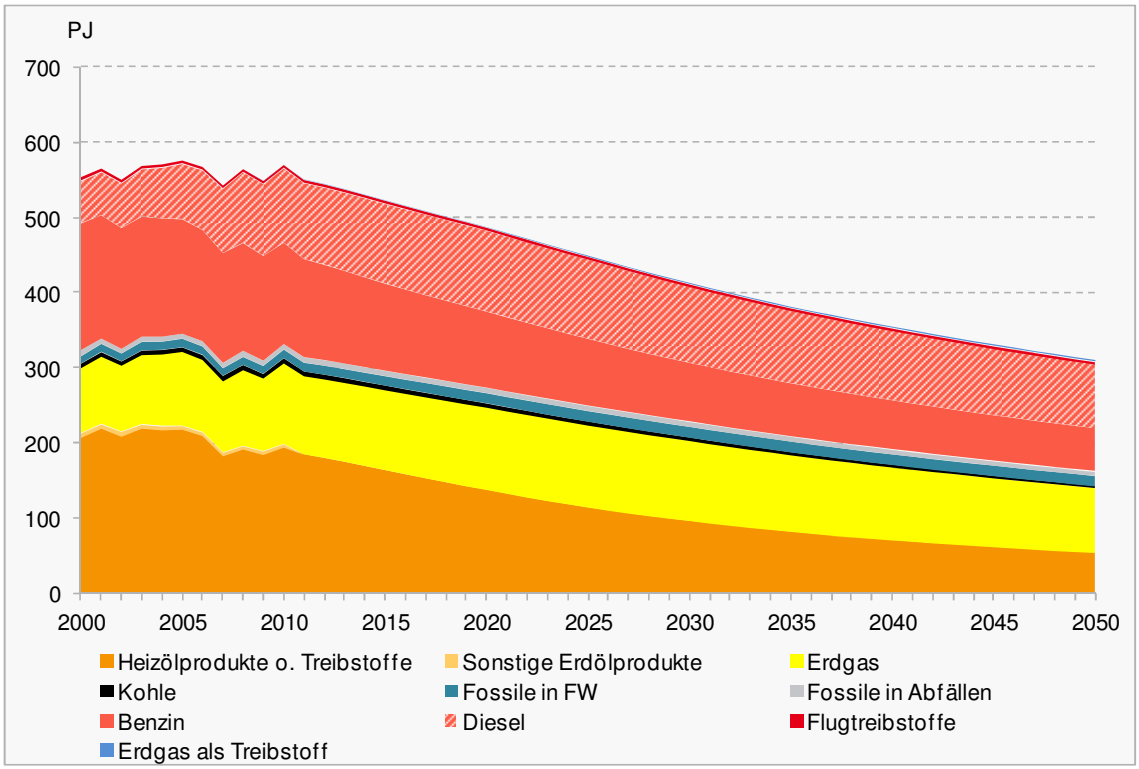
Tabelle 7-54: Szenario „Weiter wie bisher“
Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizölprodukte	212.8	198.2	137.8	95.6	81.2	69.9	53.0
Erdgas	87.0	108.2	111.3	107.9	103.2	98.2	87.7
Kohle	5.8	6.4	5.9	4.7	4.2	3.7	2.9
Fernwärme	9.7	11.4	13.4	14.3	14.2	14.1	13.5
(Industrie-)Abfällen	7.8	7.1	7.4	6.9	6.6	6.4	5.8
Benzin	169.3	135.2	101.6	78.1	70.5	65.2	57.0
Diesel	55.9	98.8	107.5	101.2	96.8	93.0	86.0
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.5	1.2	1.5	1.6	1.7
Summe Fossile	**552.6**	**568.9**	**489.0**	**413.3**	**381.6**	**355.3**	**310.9**

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt erfolgt eine Reduktion der fossilen Energieträger (Brenn- und Treibstoffe, ohne Umwandlungssektor) von 45 % bis 2050. Der Verbrauch von Heizölprodukten wird dabei am stärksten reduziert. Im Vergleich zu 2010 werden nur noch 27 % davon im Jahr 2050 eingesetzt. Die Nachfrage nach Benzin und Diesel reduziert sich um 58% bzw. 13 %. Der Einsatz von Dieselmotoren dominiert weiterhin im Güterverkehr, Benzinmotoren verlieren im Personenverkehr sowohl an Diesel- als auch an Elektromotoren, was mit erheblichen Effizienzeffekten verbunden ist. Erdgas sinkt um 19 %, Kohle um 55 %. Der fossile Teil der (Industrie-)Abfälle fällt um 18 % und Flugtreibstoffe um 5 %. Nur Fernwärme, soweit es deren fossilen Anteil betrifft, und Erdgas als Treibstoff steigen. Fernwärme wächst um 19 %, der Verbrauch an Erdgas als Treibstoff steigt fast auf das Siebenfache an bis 2050.

Figur 7-45: Szenario „Weiter wie bisher“
Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Figur 7-45 zeigt den Verlauf der Nachfrage nach fossilen Energieträgern. Heizölprodukte verlieren mehr und mehr an Gewicht. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil dieser Produkte an der Nachfrage nur noch die Hälfte des Anteils des Jahrs 2010. Benzin verliert 6 %-Punkte, während Diesel 11 %-Punkte an Anteil gewinnt. Am Ende des Betrachtungszeitraums bestreiten Erdgas und Diesel mit jeweils 28 % den Hauptanteil der Nachfrage nach fossilen Energieträgern.

7.5.8 CO_2-Emissionen in der Nachfrage

Die Veränderung der Nachfragestruktur nach Energieträgern wirkt sich auf die CO_2-Emissionen aus. Mit der Abnahme des Verbrauchs an Heizölprodukten verringern sich zwischen 2010 und 2050 die Emissionen an CO_2 auf ein Viertel. Lediglich der fossile Anteil der Fernwärmebereitstellung und die Verwendung von Erdgas als Treibstoff erhöhen diese Emissionen um 18% bzw. um das Achtfache im Vergleich zu deren Emissionen im Jahre 2010. Die CO_2-Emissionen durch Flugtreibstoffe reduzieren sich auf 95 % ihres Werts im Jahr 2010. Das CO_2 verursacht durch Sonstige Erdölprodukte fällt um 8 %. Erdgas mit 19% und der fossile Anteil an (Industrie-)Abfälle mit 18 % tragen ebenfalls zur Reduktion bei. Die Emission von CO_2 durch Kohle reduziert sich um 55 % bis 2050. Benzin und Diesel verringern ihren Ausstoss um 58 % bzw. 13 %. Ende des Betrachtungszeitraums gehören Heizölprodukte, Erdgas, Benzin und Diesel zu den Hauptverursachern des CO_2-Ausstosses: (in gleicher Reihenfolge) mit 17 %, 23 %, 20 % und 30 %.

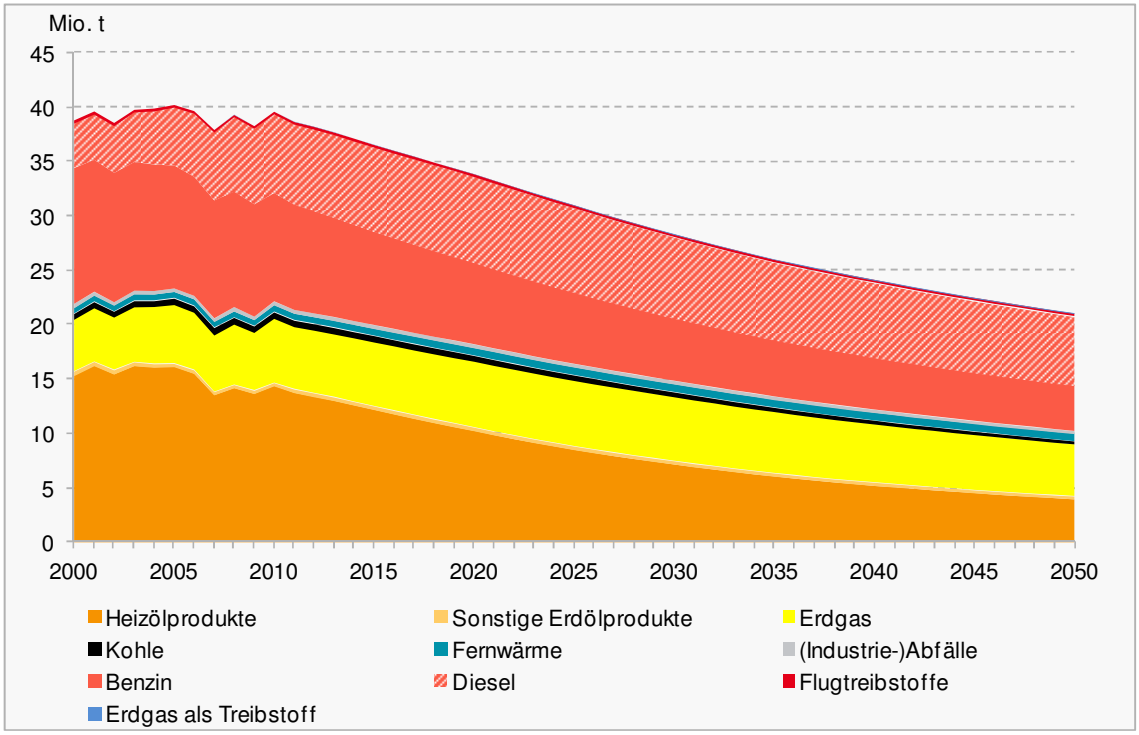
Tabelle 7-55: Szenario „Weiter wie bisher“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Energieträger, in Mio. t*

CO_2-Emissionen nach Energieträger	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Heizölprodukte	15.3	14.3	9.8	6.7	5.7	4.8	3.6
Sonstige Erdölprodukte	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Erdgas	4.8	5.9	6.1	5.9	5.7	5.4	4.8
Kohle	0.5	0.6	0.6	0.4	0.4	0.3	0.3
Fernwärme	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
(Industrie-)Abfälle	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
Benzin	12.5	10.0	7.5	5.8	5.2	4.8	4.2
Diesel	4.1	7.3	7.9	7.4	7.1	6.8	6.3
Flugtreibstoffe	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
Summe	**38.8**	**39.6**	**33.6**	**28.0**	**25.7**	**23.9**	**20.8**

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Das beschriebene Bild der CO_2-Emissionen spiegelt sich in Figur 7-46 wider.

Figur 7-46: Szenario „Weiter wie bisher“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Energieträgern, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Eine Betrachtung der CO_2-Emissionen auf Sektorebene liefert Tabelle 7-56. Auch im Jahr 2050 wird der Verkehrssektor mit einem Anteil von 52 % noch immer der grösste Emittent von CO_2 sein, gefolgt von den Privathaushalten mit 20 %, der Industrie mit

16 % und dem Dienstleistungssektor mit 12 %. Insgesamt reduzieren sich die CO_2-Emissionen um 47 %. Den stärksten Rückgang schaffen die privaten Haushalte mit 65 % CO_2-Reduktion. Dieser Erfolg ergibt sich vor allem aus den Effizienzgewinnen bei der Raumwärme. Im Dienstleistungssektor wird eine CO_2-Verringerung um 49 % erzielt. Industrie und Verkehr tragen mit einer Reduktion ihrer Emissionen von 40 % bzw. 38 % bei.

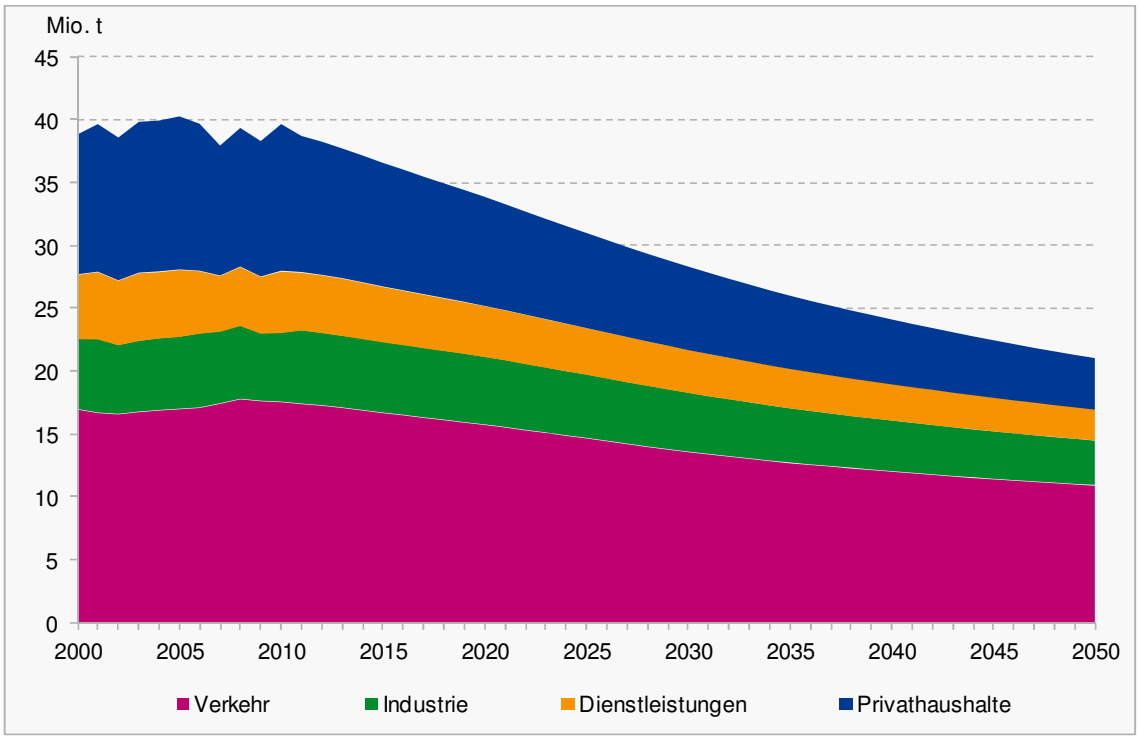
Tabelle 7-56: Szenario „Weiter wie bisher“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t*

CO_2-Emissionen nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	11.1	11.6	8.6	6.6	5.8	5.1	4.1
Dienstleistungen	5.2	4.9	4.1	3.5	3.2	2.9	2.5
Industrie	5.6	5.5	5.1	4.4	4.1	3.8	3.3
Verkehr	16.9	17.5	15.7	13.5	12.7	12.0	10.9
Summe	**38.8**	**39.6**	**33.6**	**28.0**	**25.7**	**23.9**	**20.8**

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 7-47 illustriert den zeitlichen Verlauf der CO_2-Emissionen auf Sektorebene. Die unmittelbar brenn- und treibstoffbedingten CO_2-Emissionen sinken deutlich gegenüber dem Jahr 2010. Der Verkehrssektor bleibt Hauptemittent von CO_2.

Figur 7-47: Szenario „Weiter wie bisher“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

7.6 Elektrizitätsangebot

7.6.1 Elektrische Verluste

Die Verluste verstehen sich vom Kraftwerk bis zum Abnehmer, bzw. bei der Bahn bis zum Fahrdraht [BFE, 2011c]. Im Kalenderjahr 2010 betrugen die Verluste 4'493 GWh_{el}, im hydrologischen Jahr 4'438 GWh_{el}, das entsprach 7.5 Prozent des Endverbrauchs. Es wird unterstellt, dass sich die Verluste durch technischen Fortschritt bis 2050 auf weniger als 7 % des Endverbrauchs verringern werden.

7.6.2 Landesverbrauch

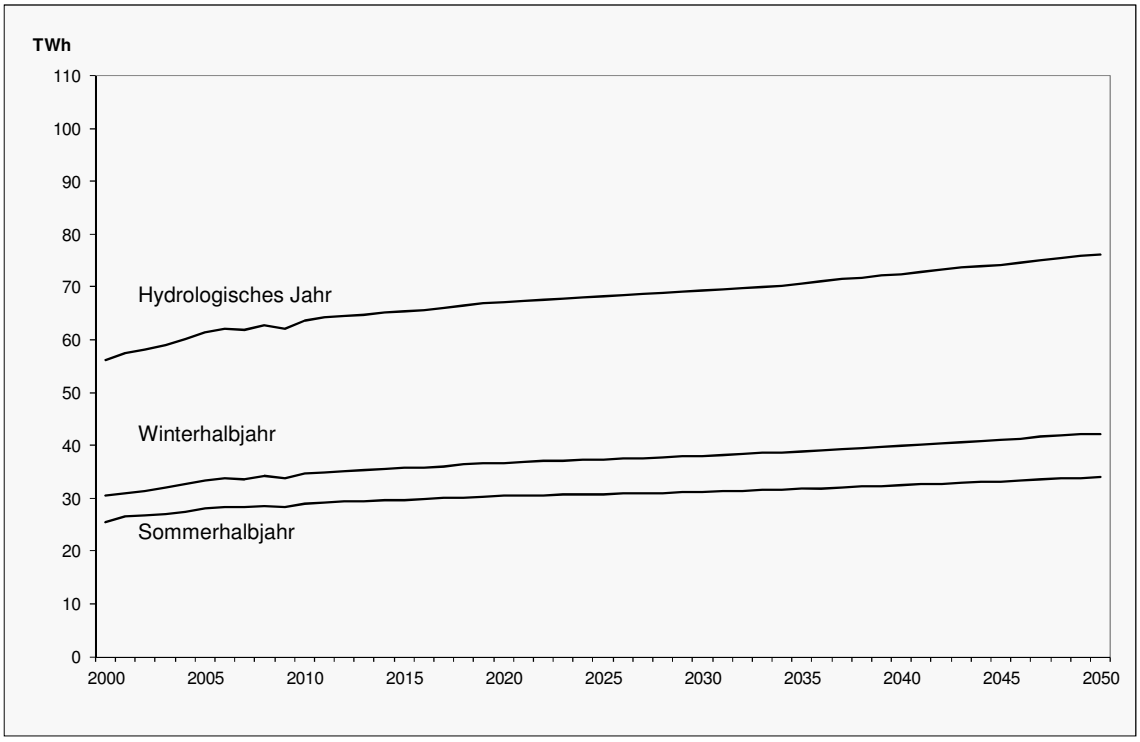
Aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schweizerische Elektrizitätsversorgung ist eine jahreszeitliche Differenzierung der Kalenderjahre in Sommer- und Winterhalbjahr angezeigt.

Die Elektrizitätsnachfrage im Winter (1. Oktober bis 31. März) war bisher stets höher als im Sommer (1. April bis zum 30. September). In den letzten 20 Jahren betrug der Winteranteil am Endverbrauch ca. 54 bis 55 %, was auch für die Zukunft unterstellt wird.

Wegen der höheren Nachfrage und dem geringeren Angebot der Wasserkraft werden alle Berechnungen zur Deckung der Nachfrage auf die jeweiligen Winterhalbjahre ausgerichtet. Deshalb werden die Modellergebnisse der Nachfrage (Kalenderjahr) auf das hydrologische Jahr sowie das Winter- und Sommerhalbjahr umgerechnet.

In der Figur 7-48 ist der Landesverbrauch sowohl im hydrologischen Jahr als auch im Winter- und Sommerhalbjahr abgebildet. Der Landesverbrauch entspricht dem Endverbrauch zuzüglich der Verluste.

Figur 7-48: Szenario „Weiter wie bisher“ Landesverbrauch 2000 bis 2050, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

7.6.3 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

In der Elektrizitätsstatistik wird der Verbrauch der Speicherpumpen von der Landeserzeugung abgezogen. Hierdurch ergibt sich die Nettoerzeugung. In der Modellierung wird der entsprechende Verbrauch hingegen als zusätzliche Nachfrage betrachtet. Für die Abschätzung der Erwartungswerte des mittleren Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen werden Daten aus der Statistik der Wasserkraftanlagen [BFE, 2011f] verwendet. Tabelle 7-57 zeigt die unterstellte Entwicklung des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Tabelle 7-57: Szenario „Weiter wie bisher“ Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh_{el}

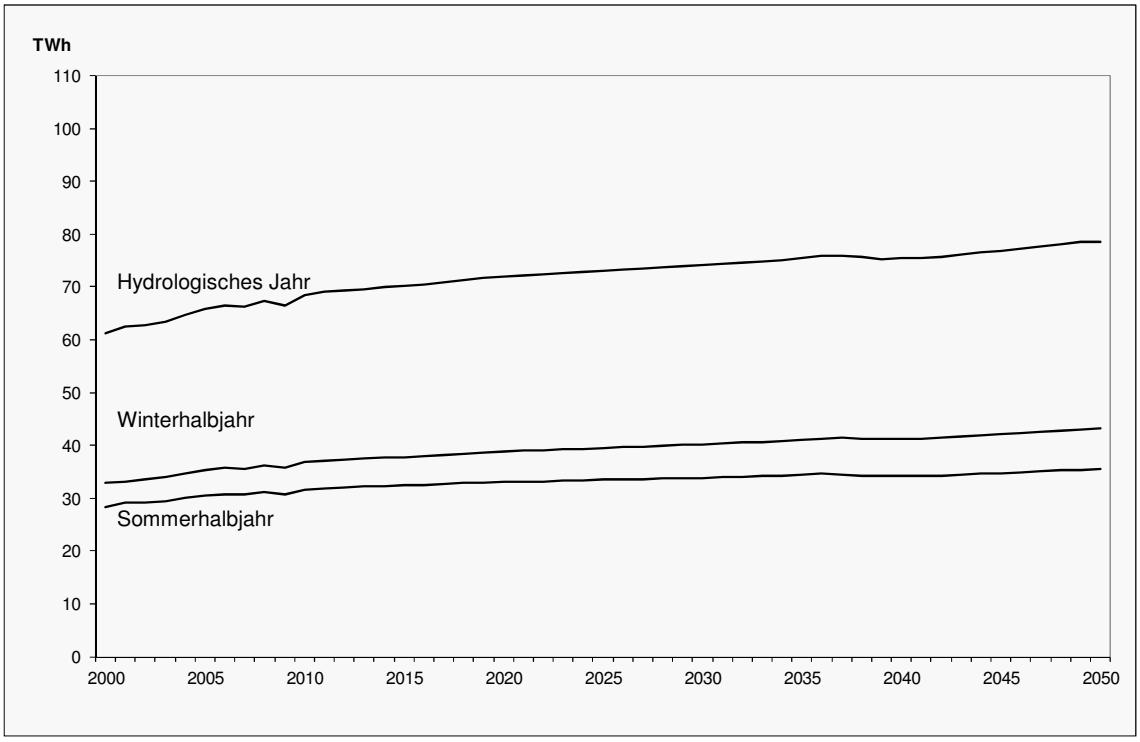
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr	1'770	2'540	2‘548	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557
Winterhalbjahr	356	809	946	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023
Sommerhalbjahr	1'414	1'731	1'602	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534

Quelle: Prognos 2012

7.6.4 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die (für das Elektrizitätsmodell relevante) Nachfrage ist der Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Figur 7-49: Szenario „Weiter wie bisher“
Gesamte Elektrizitätsnachfrage 2000 bis 2050, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

7.6.5 Leistungsnachfrage

Neben der zukünftigen Arbeitsnachfrage ist die damit zusammenhängende Leistungsnachfrage von Bedeutung. Es wird davon ausgegangen, dass die Leistungsnachfrage bei steigender Stromnachfrage (Arbeit) proportional zunimmt. Für das Basisjahr 2010 wurden die maximale Leistungsnachfrage und die Grundlastnachfrage über eine Analyse des Lastprofils der letzten 10 Jahre geschätzt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7-58 dargestellt.

Tabelle 7-58: Szenario „Weiter wie bisher“
Elektrische Leistungsnachfrage, in GW_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nachfrage max. Last	8.91	9.75	10.17	10.36	10.63	10.78	10.94	11.15	11.4	11.67	11.94
Nachfrage Grundlast	5.25	5.75	5.99	6.11	6.27	6.35	6.45	6.57	6.72	6.88	7.04

Quelle: Prognos 2012

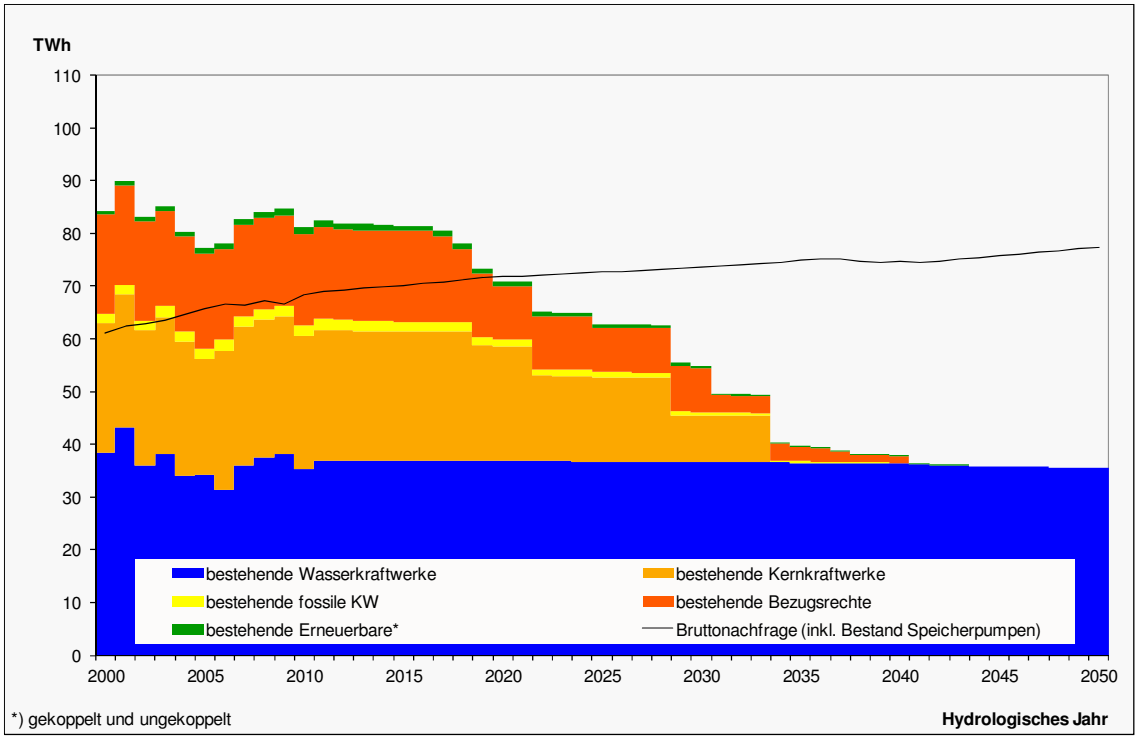
7.7 Lücken in Szenario „Weiter wie bisher“

7.7.1 Stromlücke

Eine Gegenüberstellung der Stromnachfrage bis 2050 und der zukünftigen Stromerzeugung des bestehenden Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der Kapazitätsabgänge durch die Ausserbetriebnahme nach Erreichen der durchschnittlichen Lebens-

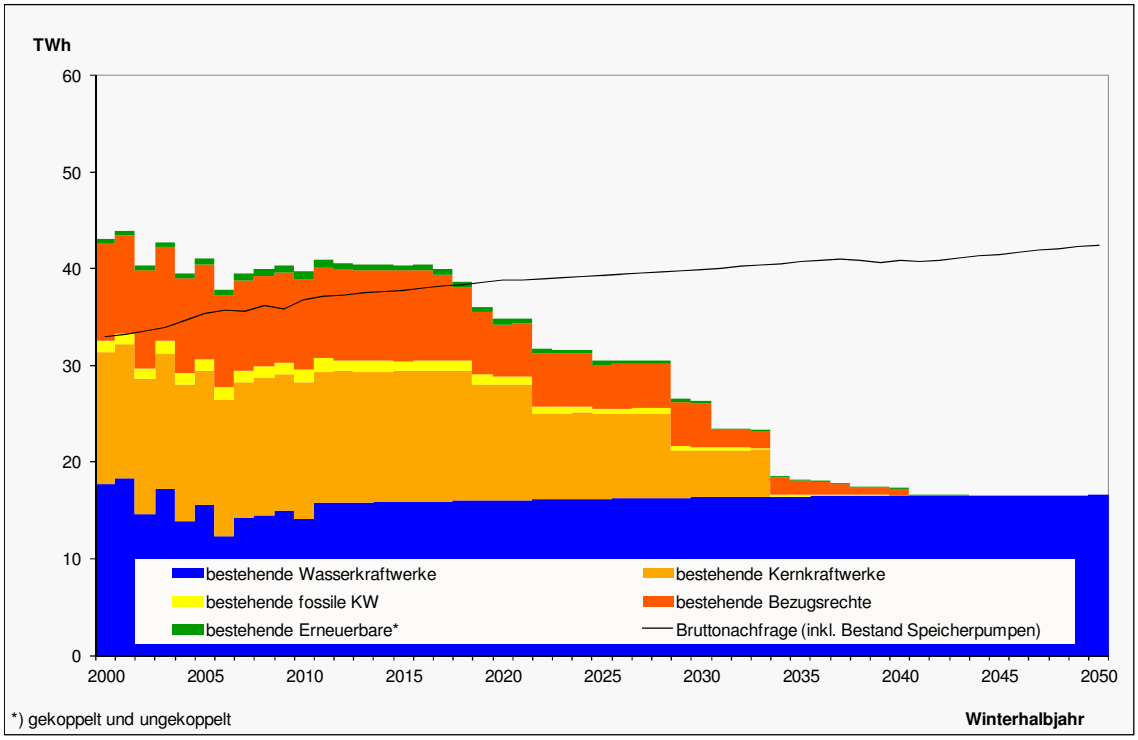
dauer der Kraftwerksanlagen sowie das Auslaufen der Bezugsrechte gemäss den Annahmen in Kapitel 3 zeigt, dass im Winterhalbjahr 2019 die Stromnachfrage das Stromangebot überschreitet, es entsteht eine hypothetische Stromlücke. Wesentliche Ursache hierfür ist das Auslaufen eines Teiles der Bezugsrechte und die Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau I. Nach 2019 wird die hypothetische Stromlücke vor allem durch das Auslaufen der restlichen Bezugsrechte und die Stilllegung der Kernkraftwerke grösser. Zudem entstehen ab 2020 Lücken im hydrologischen Jahr und ab 2025 im Sommerhalbjahr. In Figur 7-50, Figur 7-51 und Figur 7-52 sind die Stromlücken für das Szenario „Weiter wie bisher“ im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Aus diesen Figuren sind die entsprechenden zusätzlich erforderlichen Stromangebote zur Deckung des Strombedarfs und zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung abzulesen.

Figur 7-50: Szenario „Weiter wie bisher“
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

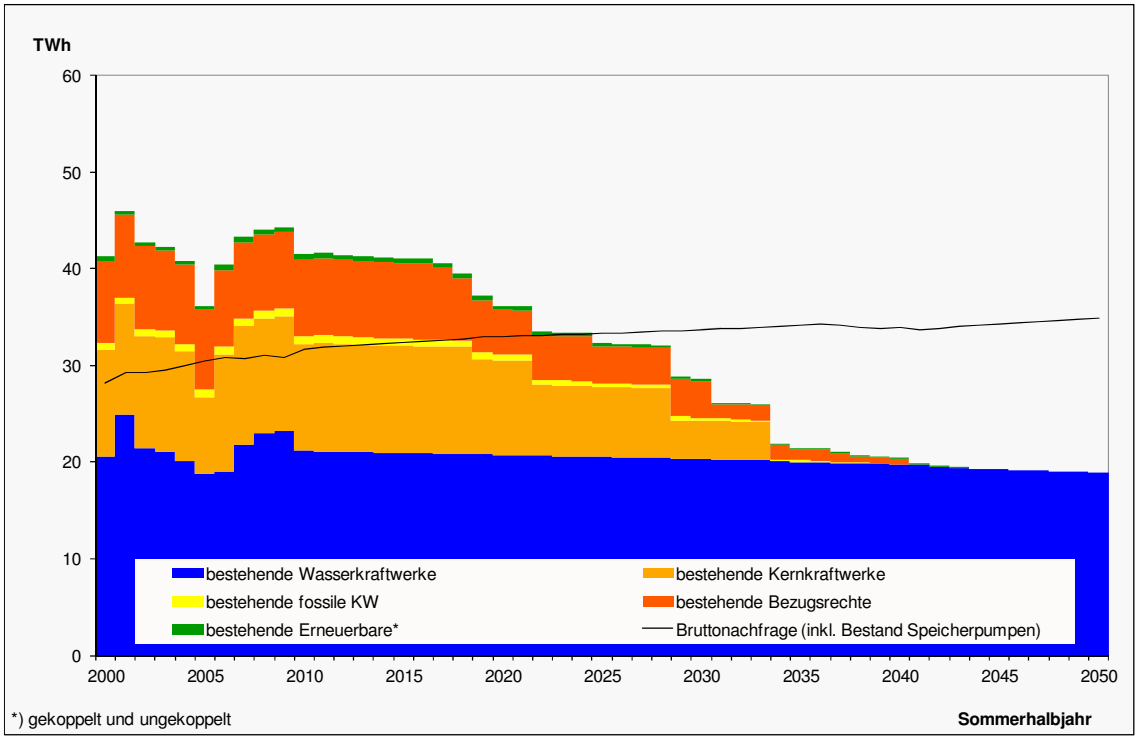
Figur 7-51: Szenario „Weiter wie bisher“
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt die Stromlücke ab 2020 an und beträgt im hydrologischen Jahr 2050 (vgl. Figur 7-50) schliesslich 41.8 TWh_{el}. Im Winterhalbjahr (vgl. Figur 7-51) vergrössert sich die Lücke bei der Nachfrage in der Trendvariante bis 2050 auf 25.9 TWh_{el}.

Figur 7-52: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Sommerhalbjahr (vgl. Figur 7-52) fallen die Lücken durch das höhere Angebot der Wasserkraft und die niedrigere Nachfrage kleiner aus als im Winterhalbjahr. Die Auslegung des Kraftwerkparks zur Deckung der Lücke erfolgt deshalb im Strommodell nach dem Kriterium der Deckung der Stromnachfrage im Winterhalbjahr.

Tabelle 7-59: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr											
Nachfrage	61.18	65.81	68.41	70.14	71.79	72.65	73.63	74.82	74.76	75.73	77.35
Gesamtangebot	84.42	77.30	81.34	81.56	71.02	62.85	54.96	39.57	37.72	35.85	35.57
Stromlücke	-23.24	-11.49	-12.93	-11.41	0.77	9.79	18.67	35.25	37.04	39.88	41.77
Winterhalbjahr											
Nachfrage	32.95	35.33	36.77	37.80	38.78	39.33	39.95	40.69	40.86	41.49	42.48
Gesamtangebot	43.15	41.06	39.75	40.42	34.82	30.51	26.35	18.12	17.30	16.53	16.63
Stromlücke	-10.20	-5.72	-2.97	-2.62	3.96	8.82	13.60	22.57	23.56	24.95	25.85
Sommerhalbjahr											
Nachfrage	28.23	30.48	31.64	32.35	33.01	33.32	33.68	34.13	33.90	34.24	34.87
Gesamtangebot	41.27	36.24	41.59	41.14	36.20	32.34	28.61	21.45	20.42	19.32	18.95
Stromlücke	-13.04	-5.76	-9.96	-8.79	-3.19	0.97	5.07	12.68	13.48	14.92	15.93

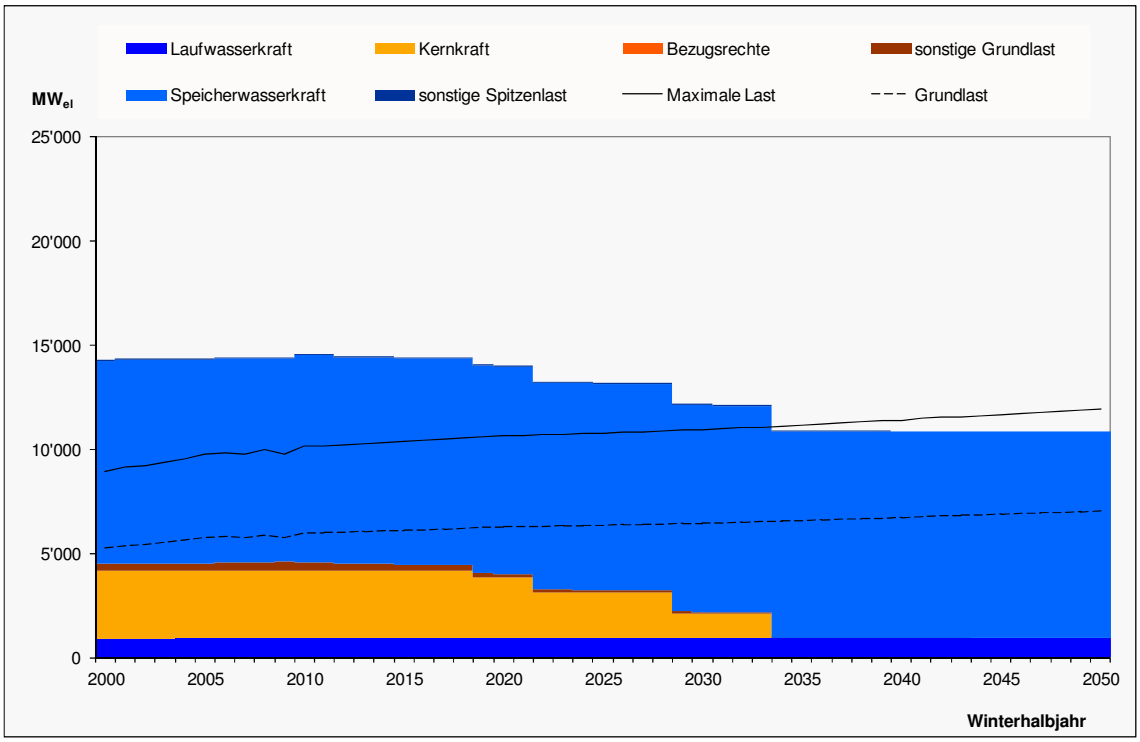
Quelle: Prognos 2012

7.7.2 Leistungsdefizit

Wird leistungsseitig das bestehende Angebot (theoretisch verfügbare Leistung zum Zeitpunkt der Spitzenlast) der maximalen Last gegenübergestellt, tritt ohne Zubau neuer Kraftwerke ab 2034 im Winterhalbjahr ein Versorgungsdefizit auf. Für diese Darstellung wurde unterstellt, dass Bezugsrechte und Importe zum Zeitpunkt der Spitzenlast für die Schweiz keine gesicherte Leistung darstellen.

Die Grundlast-Nachfrage der Schweiz liegt im gesamten Betrachtungszeitraum 2000 bis 2010 über den installierten Grundlast-Kapazitäten. Das bedeutet, dass ein Teil der Grundlast aus den Speicherkraftwerken bedient werden muss.

Figur 7-53: Szenario „Weiter wie bisher“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, Winterhalbjahr, in MW_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Sommer ist die Situation weniger kritisch. Hier treten, falls keine Kraftwerke ausfallen, keine Lücken auf.

Die Deckung der Stromnachfrage erfolgt gemäss den in Kapitel 6.7 beschriebenen erwarteten Potenzialen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass je nach Angebotsvariante unterschiedliche erwartete Potenziale angenommen werden. In Variante C wird ein niedriger Potenzialpfad für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und fossile WKK-Anlagen unterstellt, wenn notwendig wird die mögliche restlichen Lücke durch den Bau von Gaskombikraftwerken gedeckt. In Variante C&E werden ein hoher Potenzialpfad für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und ein niedriger Pfad für fossile WKK-Anlagen unterstellt. Die verbleibende Lücke wird wiederum durch Gaskombikraftwerke gedeckt.

7.8 Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“: Arbeit

Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgerichtet. Der Zubau erfolgt bis 2050, dem Ende des Zeithorizonts der Modellierung.

7.8.1 Variante C: Fossil-zentral

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).

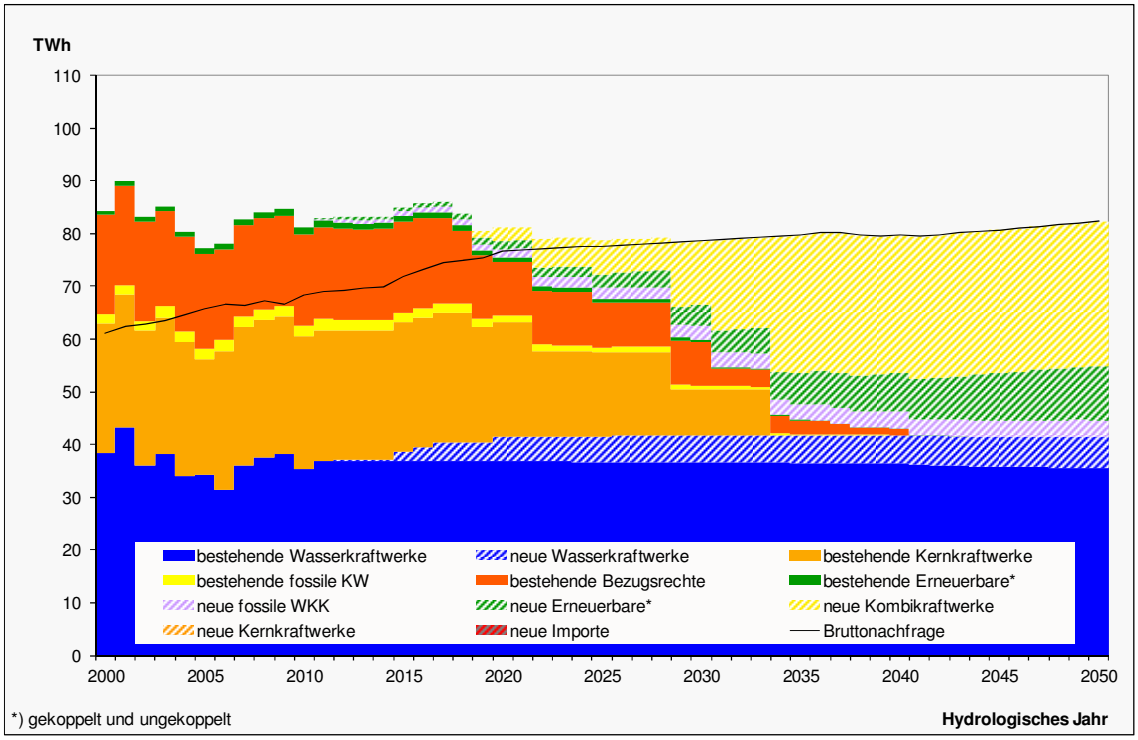
- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.

- Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung (inkl. Wasserkraft) unter Berücksichtigung einer KEV-Umlage von maximal 0.9 Rp/kWh gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

- Niedriger (autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

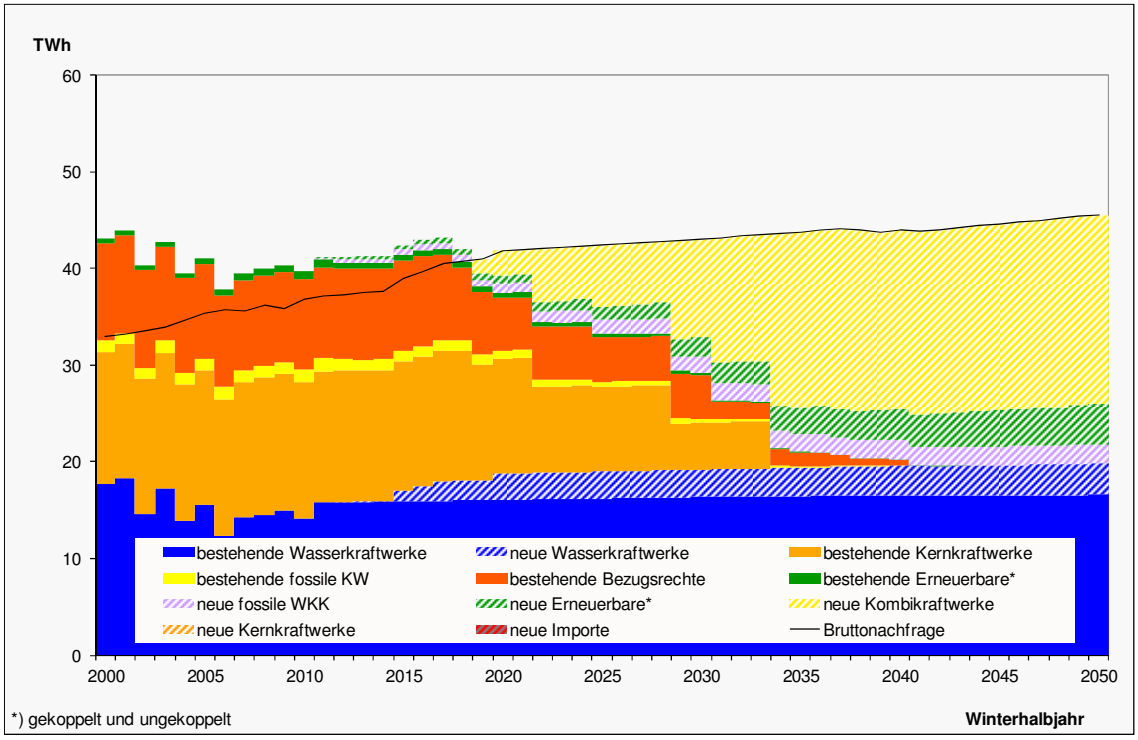
In Figur 7-54 , Figur 7-55 und Figur 7-56 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt neun Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2019 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 werden fünf Gaskombikraftwerke benötigt. Besonders in den Jahren der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Leibstadt (2034) und Gösgen (2029) ist ein hoher Zubaubedarf von Gaskombikraftwerken zu erkennen. In den Figuren ist zudem der Anstieg der Elektrizitätsnachfrage und des Wasserkraftausbaus (Angebot) durch die fünf neuen Pumpspeicherwerke ab 2014 zu erkennen.

Figur 7-54: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



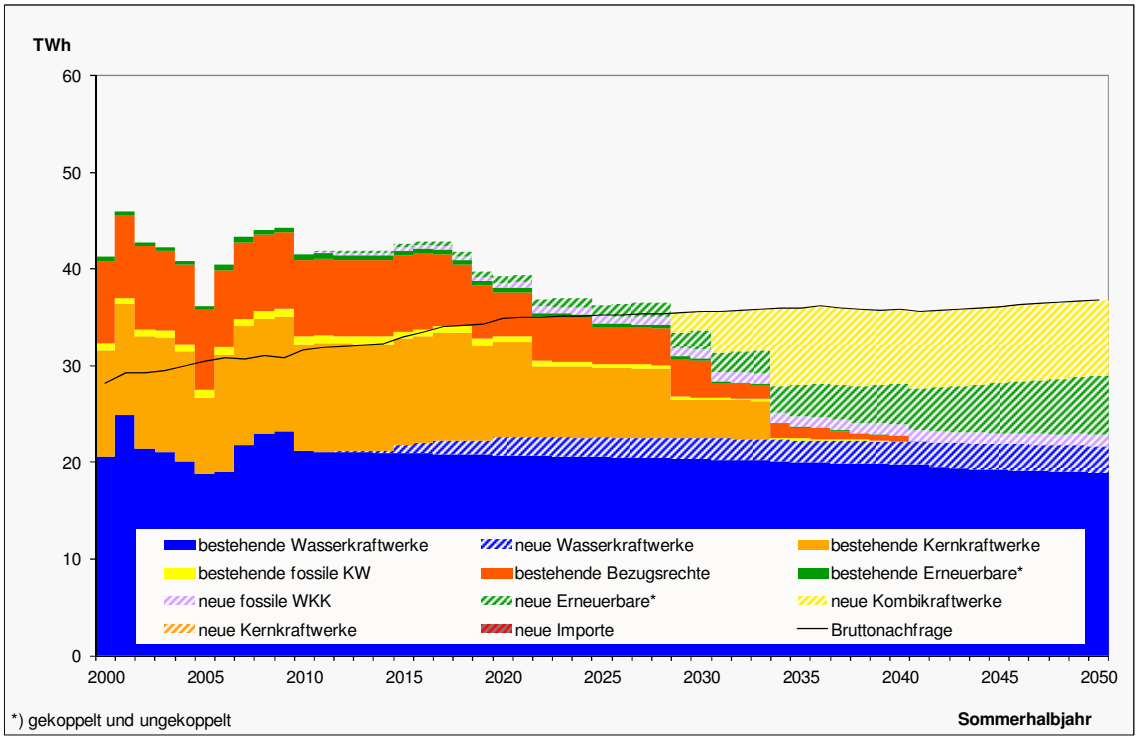
Quelle: Prognos 2012

Figur 7-55: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 7-56: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 7-60, Tabelle 7-61 und Tabelle 7-62 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Es wird unterschieden zwischen dem bestehenden Angebot und dem Zubau, ausser beim Verbrauch der Speicherpumpen. Die Wasserkraft versteht sich inklusive Wasserkraft unter 10 MW_{el} und ist deshalb nicht bei den neuen erneuerbaren Energien untergebracht. Die Kehrichtverbrennungsanlagen sind zu 50 Prozent bei den fossilen WKK und zu 50 Prozent bei den erneuerbaren Energien zu finden.

Tabelle 7-60: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.48**	**41.77**	**41.75**	**41.86**	**41.58**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	4.61	5.01	5.21	5.45	6.01
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**5.57**	**15.34**	**29.32**	**29.22**	**30.50**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	2.59	12.06	26.08	26.12	27.39
neue fossile WKK	-	-	1.49	2.70	2.92	3.10	3.11
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**2.37**	**4.28**	**6.13**	**7.37**	**10.25**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	1.45	3.88	6.03	7.36	10.25
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**71.10**	**70.19**	**77.20**	**78.45**	**82.34**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**63.55**	**62.65**	**69.65**	**70.90**	**74.79**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**6.65**	**2.26**	**2.26**	**0.66**	**-**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	4.39	- 0.00	-	- 0.00	-
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**3.42**	**6.16**	**0.35**	**0.64**	**-**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**66.97**	**68.81**	**70.00**	**71.55**	**74.79**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**66.97**	**68.81**	**70.00**	**71.55**	**74.79**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**76.77**	**78.61**	**79.81**	**79.75**	**82.34**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 7-61: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.80**	**19.25**	**19.41**	**19.62**	**19.87**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.72	2.86	2.94	3.02	3.24
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**4.41**	**12.16**	**20.15**	**20.40**	**21.54**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	2.59	10.11	18.14	18.45	19.59
neue fossile WKK	-	-	0.95	1.71	1.84	1.95	1.95
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**1.29**	**2.23**	**2.81**	**3.24**	**4.16**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	0.79	2.02	2.75	3.24	4.16
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**36.41**	**38.47**	**42.37**	**43.25**	**45.57**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**32.29**	**34.35**	**38.25**	**39.13**	**41.45**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.13**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.00	-	0.00	-	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.34**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**- 0.00**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**36.63**	**37.80**	**38.54**	**39.48**	**41.45**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**36.63**	**37.80**	**38.54**	**39.48**	**41.45**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**41.87**	**43.05**	**43.79**	**43.96**	**45.57**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 7-62: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.68**	**22.52**	**22.34**	**22.24**	**21.71**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	1.89	2.15	2.27	2.42	2.77
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.16**	**3.18**	**9.17**	**8.82**	**8.96**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	1.95	7.94	7.67	7.80
neue fossile WKK	-	-	0.54	0.99	1.08	1.16	1.16
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.08**	**2.05**	**3.32**	**4.13**	**6.09**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	0.66	1.86	3.27	4.12	6.09
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**34.69**	**31.72**	**34.83**	**35.19**	**36.76**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**31.26**	**28.29**	**31.40**	**31.77**	**33.34**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**5.52**	**1.14**	**1.14**	**0.30**	**-**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	4.39	0.00	-	- 0.00	-
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 0.92**	**2.72**	**0.06**	**0.30**	**-**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**30.34**	**31.01**	**31.46**	**32.07**	**33.34**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**30.34**	**31.01**	**31.46**	**32.07**	**33.34**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**34.90**	**35.57**	**36.02**	**35.79**	**36.76**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 7-63, Tabelle 7-64 und Tabelle 7-65 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante C für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 10.3 TWh.

Tabelle 7-63: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**2.37**	**4.28**	**6.13**	**7.37**	**10.25**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**0.58**	**1.86**	**3.69**	**4.89**	**7.75**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.34	0.96	2.52	3.48	5.92
Windenergie	0.00	0.04	0.14	0.57	0.77	1.02	1.41
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.33	0.39	0.39	0.42
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**1.79**	**2.42**	**2.44**	**2.48**	**2.50**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.42	0.69	0.65	0.67	0.68
Biogas	0.01	0.08	0.26	0.48	0.51	0.52	0.53
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	0.94	0.98	0.98	0.99	0.99
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-64: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**1.29**	**2.23**	**2.81**	**3.24**	**4.16**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.23**	**0.76**	**1.34**	**1.75**	**2.66**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.09	0.26	0.68	0.94	1.60
Windenergie	0.00	0.02	0.09	0.34	0.46	0.61	0.85
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.05	0.16	0.20	0.20	0.21
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.07**	**1.47**	**1.47**	**1.49**	**1.51**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.29	0.47	0.44	0.45	0.45
Biogas	0.01	0.05	0.16	0.30	0.32	0.33	0.33
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.52	0.54	0.54	0.54	0.54
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-65: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.08**	**2.05**	**3.32**	**4.13**	**6.09**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.35**	**1.09**	**2.35**	**3.14**	**5.10**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.25	0.70	1.84	2.54	4.32
Windenergie	0.00	0.01	0.06	0.23	0.31	0.41	0.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.05	0.16	0.20	0.20	0.21
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.72**	**0.96**	**0.97**	**0.99**	**0.99**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.13	0.23	0.22	0.23	0.23
Biogas	0.00	0.03	0.10	0.18	0.19	0.19	0.20
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.42	0.44	0.44	0.44	0.44
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

7.8.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).

- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von maximal 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.

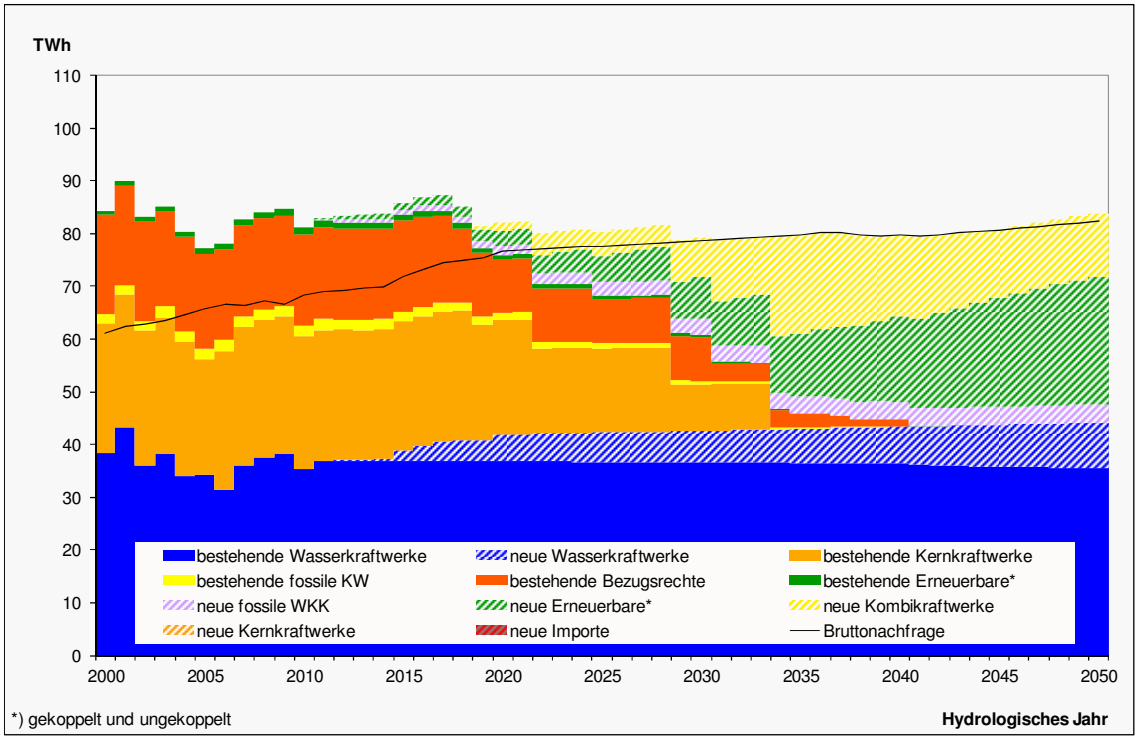
- Hoher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (gekoppelt und ungekoppelt) und Wasserkraftwerken gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

- Niedriger (autonomer) Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, gemäss Kapitel 6.7.

In Figur 7-57, Figur 7-58 und Figur 7-59 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C&E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt sieben Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2019 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 werden drei Gaskombikraftwerke benötigt.

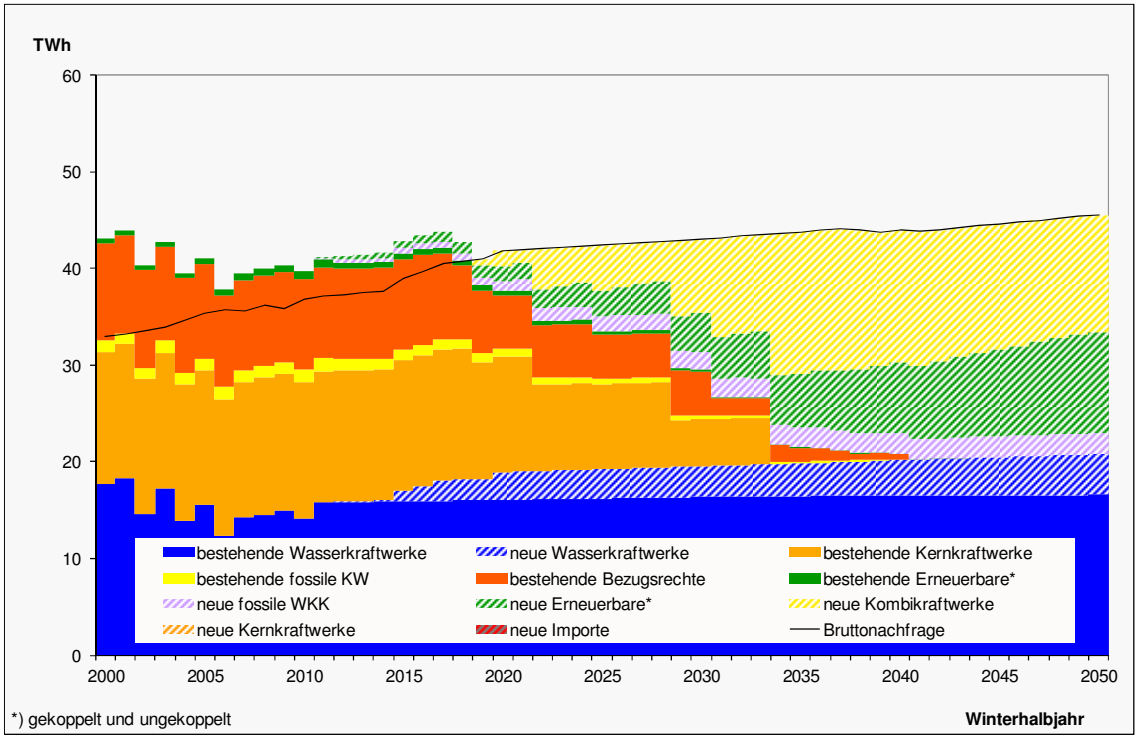
Für die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wird ein Einspeisevorrang unterstellt, d.h. die erneuerbare Stromerzeugung wird zu jeder Periode zur Gänze eingespeist. Damit kommt es im Sommerhalbjahr gegen Ende des Betrachtungszeitraums zu Erzeugungsüberschüssen. Wenn diese Überschüsse nicht abgeregelt werden sollen, muss die zusätzliche Erzeugung entweder gespeichert und zu Zeitpunkten mit Erzeugungsdefiziten zur Verfügung gestellt werden, oder es muss ein Export der Überschusserzeugung möglich sein.

Figur 7-57: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



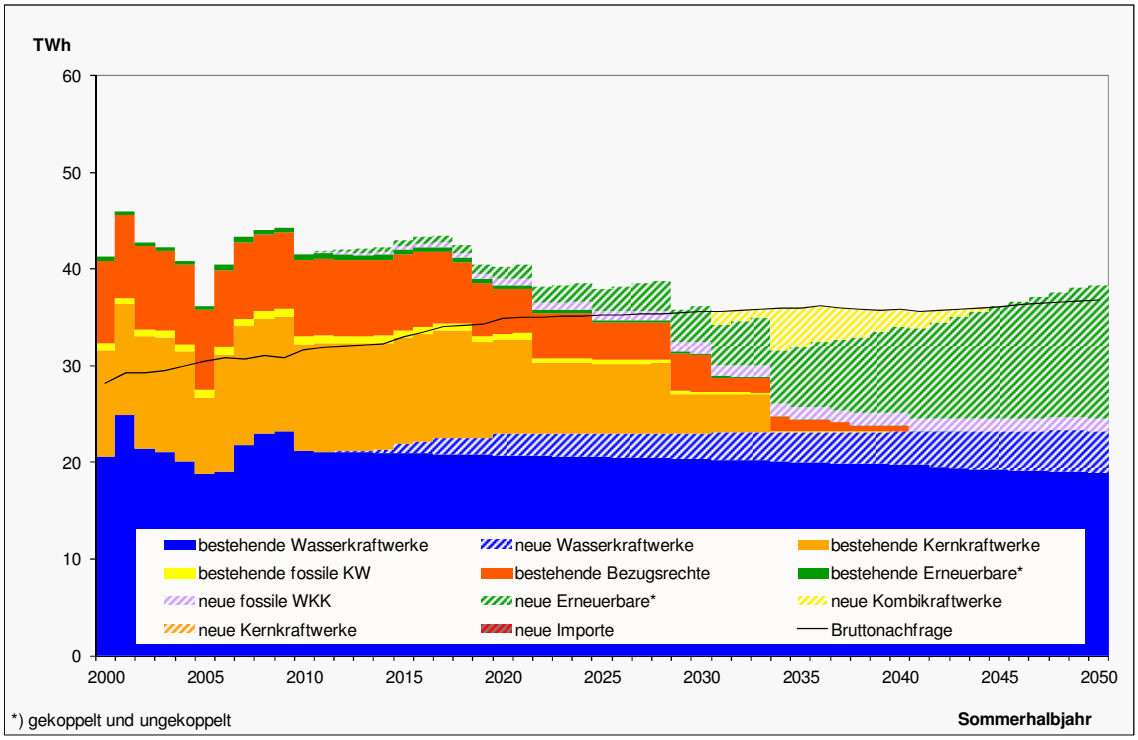
Quelle: Prognos 2012

Figur 7-58: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 7-59: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 7-66, Tabelle 7-67 und Tabelle 7-68 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 7-66: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**4.73**	**11.16**	**22.24**	**18.86**	**15.56**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	1.60	7.54	18.66	15.42	12.10
neue fossile WKK	-	-	1.65	3.04	3.26	3.44	3.45
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.77	7.84	11.84	16.14	24.22
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**72.06**	**70.87**	**77.20**	**78.45**	**83.92**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**64.51**	**63.32**	**69.65**	**70.90**	**76.38**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**7.60**	**2.94**	**2.26**	**0.66**	**1.59**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	5.34	0.68	-	- 0.00	1.59
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**2.46**	**5.49**	**0.35**	**0.64**	**- 1.59**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**66.97**	**68.81**	**70.00**	**71.55**	**74.79**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**66.97**	**68.81**	**70.00**	**71.55**	**74.79**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**76.77**	**78.61**	**79.81**	**79.75**	**82.34**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 7-67: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**3.50**	**9.77**	**16.89**	**15.77**	**14.24**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	1.60	7.54	14.68	13.64	12.10
neue fossile WKK	-	-	1.04	1.90	2.03	2.13	2.14
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.52	4.07	5.54	7.26	10.47
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**36.41**	**38.47**	**42.37**	**43.25**	**45.57**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**32.29**	**34.35**	**38.25**	**39.13**	**41.45**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.13**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	-	-	-	0.00	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.34**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**- 0.00**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**36.63**	**37.80**	**38.54**	**39.48**	**41.45**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**36.63**	**37.80**	**38.54**	**39.48**	**41.45**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**41.87**	**43.05**	**43.79**	**43.96**	**45.57**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 7-68: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.23**	**1.38**	**5.35**	**3.09**	**1.31**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	3.98	1.78	-
neue fossile WKK	-	-	0.61	1.15	1.23	1.31	1.31
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.25	3.77	6.30	8.88	13.75
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.65**	**32.39**	**34.83**	**35.19**	**38.35**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.22**	**28.97**	**31.40**	**31.77**	**34.93**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**6.48**	**1.81**	**1.14**	**0.30**	**1.59**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	5.34	0.68	-	-	1.59
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 1.88**	**2.04**	**0.06**	**0.30**	**- 1.59**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**30.34**	**31.01**	**31.46**	**32.07**	**33.34**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**30.34**	**31.01**	**31.46**	**32.07**	**33.34**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**34.90**	**35.57**	**36.02**	**35.79**	**36.76**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 7-69, Tabelle 7-70 und Tabelle 7-71 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante C&E für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 24.2 TWh.

Tabelle 7-69: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E
Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**1.37**	**4.15**	**7.63**	**11.74**	**19.77**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.52	1.91	4.44	6.74	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**2.31**	**4.09**	**4.31**	**4.41**	**4.46**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-70: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E
Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.63**	**1.78**	**2.97**	**4.58**	**7.75**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.14	0.52	1.20	1.82	3.00
Windenergie	0.00	0.02	0.40	0.88	1.06	1.56	2.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.39**	**2.50**	**2.63**	**2.69**	**2.72**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.41	0.82	0.82	0.83	0.84
Biogas	0.01	0.05	0.28	0.79	0.91	0.95	0.97
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.60	0.73	0.73	0.73	0.73
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-71: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E
Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

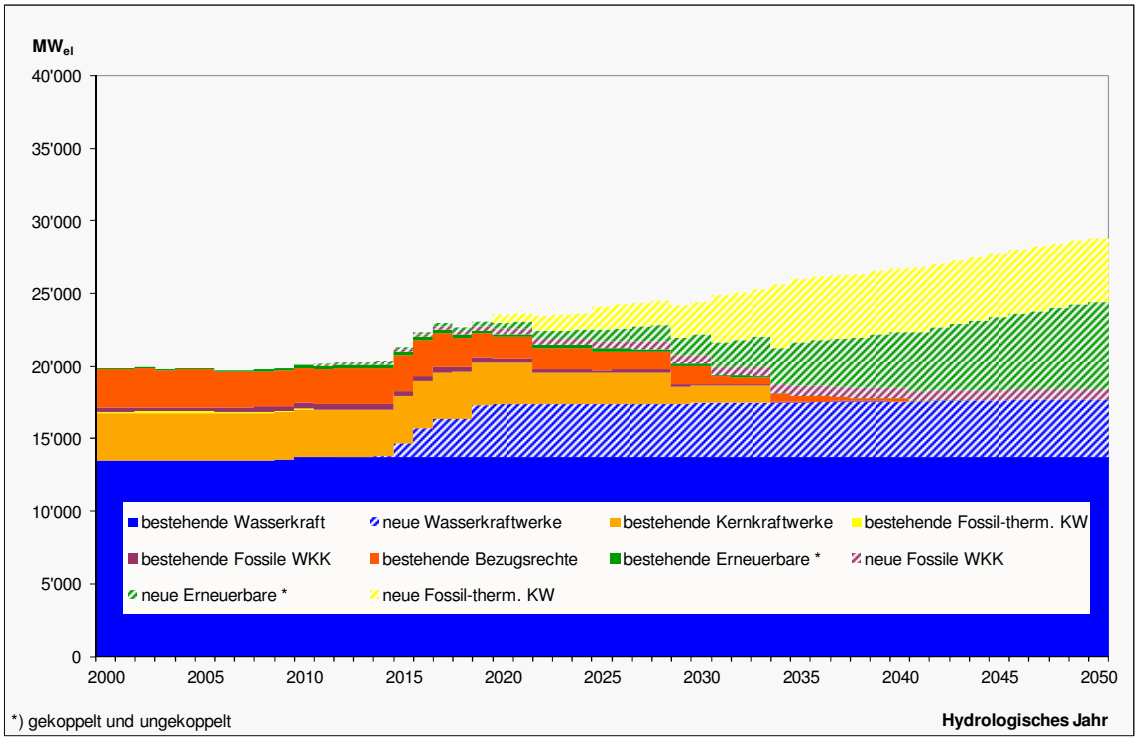
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.74**	**2.37**	**4.66**	**7.16**	**12.01**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.38	1.39	3.24	4.92	8.12
Windenergie	0.00	0.01	0.26	0.58	0.70	1.04	1.70
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.92**	**1.59**	**1.68**	**1.72**	**1.74**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.19	0.39	0.40	0.40	0.41
Biogas	0.00	0.03	0.18	0.50	0.57	0.60	0.61
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.49	0.59	0.60	0.60	0.60
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

7.9 Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“: Leistung

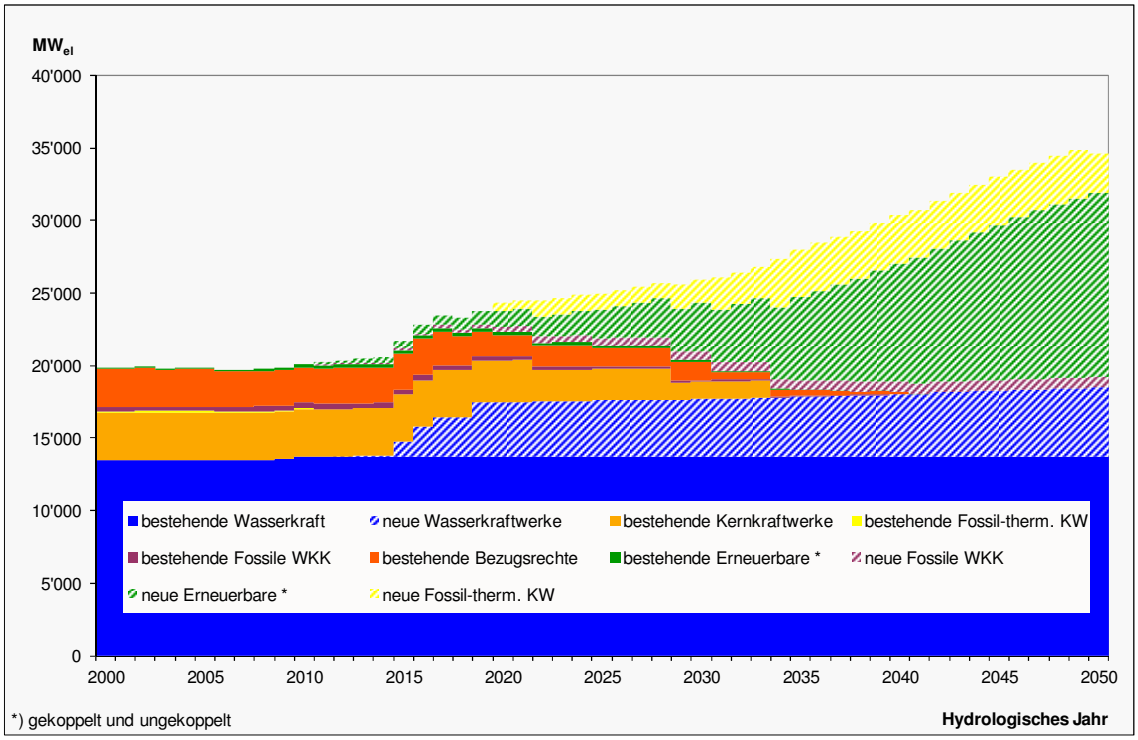
In Figur 7-60 und Figur 7-61 ist die installierte Leistung des Kraftwerkparks in den Varianten C und C&E dargestellt. Durch den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung (mit teilweise niedrigen Volllaststunden) ist die installierte Leistung in der Variante C&E höher als in der Variante C. In der Variante C&E sind im Jahr 2050 13.7 GW an erneuerbarer Stromerzeugungskapazität (exkl. Wasserkraft) installiert.

Figur 7-60: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW



Quelle: Prognos 2012

Figur 7-61: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E
Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW



Quelle: Prognos 2012

Nicht die gesamte installierte Leistung ist auch zum Zeitpunkt der Spitzenlast verfügbar. Für die installierte Leistung an Windkraft und Photovoltaik kann aufgrund der Dargebotsabhängigkeit zum Zeitpunkt der Spitzenlast (im Winterhalbjahr) nicht von einer gesicherten Leistung ausgegangen werden. Trotzdem reichen die zukünftig installierten Kapazitäten prinzipiell aus, um die auftretende Spitzenlast zu decken: Die Spitzenlast im Jahr 2050 beträgt ca. 11.9 GW, die verfügbaren installierten Kapazitäten belaufen sich im selben Jahr auf ca. 20 GW (exkl. PV-, Winderzeugung und sonstige dargebotsabhängige Erzeugung). Im Sommerhalbjahr ist vor allem in der Variante C&E in einzelnen Stunden mit Leistungsüberschüssen zu rechnen.

Eine ausschliessliche Betrachtung der zum Zeitpunkt der Spitzenlast verfügbaren Leistung reicht allerdings nicht aus, um leistungsbezogene Fragen für das schweizerische Stromsystem abschliessend zu beurteilen. Aufgrund der Beschränkung durch die Speicherkapazität der Wasserkraftwerke, Schwankungen im Wasserdargebot und mögliche Leistungsüberschüsse durch die hohe Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen im Sommerhalbjahr ergeben sich für das schweizerische Stromsystem neue Herausforderungen. Diese Themen werden im Exkurs II.3 (Fluktuierende Stromerzeugung) in einer stundengenauen Simulation der Stromangebotsvarianten im Detail analysiert.

7.10 Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“: Energieträger

Die Berechnung des Primärenergieeinsatzes zur Stromerzeugung ergibt sich unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung. Bei den Energieträgern Wasser, Wind, Sonne sowie dem Im- und Export wird gemäss der üblichen Bilanzierungskonventionen ein Wirkungsgrad von 100 Prozent unterstellt, wobei in einer rein

physikalischen Betrachtung abweichende Wirkungsgrade zu berücksichtigen sind. Der Wirkungsgrad von Kernenergie liegt bei ca. 35 Prozent, der von Erdgas-Kombikraftwerken bei ca. 60 Prozent. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade der meisten Technologien steigen im Zeitverlauf leicht an.

Bei den WKK-Anlagen wird der Energieträgereinsatz zunächst vollständig der Elektrizitätserzeugung zugerechnet. Der Energieeinsatz, welcher nötig wäre, um ungekoppelt die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme bereitzustellen, wird davon abgezogen (Wärmegutschrift).

7.10.1 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C nimmt der Erdgaseinsatz zwischen 2010 und 2050 mehrheitlich durch den Bau neuer Gaskombikraftwerke zu. Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280.0 PJ in 2010 (60 %) auf 175.1 PJ in 2035 (43.6 %) und verändert sich anschliessend bis 2050 nur noch geringfügig. Für die Berechnung der Import-Anteile wird jeweils der Energieverbrauch des Inlands (exkl. Wärmegutschriften und Import-Export-Saldo) herangezogen.

Tabelle 7-72: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	34.1	91.8	172.7	171.5	176.5
Biomasse	2.2	5.9	14.0	21.9	20.8	20.5	19.0
Abfall	42.3	56.6	45.9	42.7	42.0	41.6	39.5
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	149.3	150.4	150.3	150.7	149.7
Windkraft	0.0	0.1	0.5	2.0	2.8	3.7	5.1
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.2	3.5	9.1	12.5	21.3
Geothermie	0.0	0.0	0.4	1.2	1.4	1.4	1.5
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**476.7**	**407.1**	**401.4**	**404.3**	**415.0**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	12.3	22.2	1.3	2.3	0.0
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-17.2	-22.4	-21.3	-20.7	-20.2
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**471.9**	**406.9**	**381.4**	**385.9**	**394.8**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	55.7%	45.6%	43.6%	43.0%	43.1%

Quelle: Prognos 2012

7.10.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Variante C&E ist durch einen hohen Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien charakterisiert. Bei der Interpretation der Energiebilanz ist der unterstellte Wirkungsgrad zu berücksichtigen. So wird zum Beispiel bei Wind- und Sonnenenergie ein Wirkungsgrad von 100 % unterstellt (Input gleich Output), während bei der Stromerzeugung durch Biomasse ein für die Technologie typischer Wirkungsgrad angenommen wird. Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280.0 PJ in 2010 (60 %) auf 131.6 PJ in 2035 (31.9 %) und 91.6 PJ in 2050 (22.2 %).

Tabelle 7-73: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	28.2	65.2	129.2	109.0	89.2
Biomasse	2.2	5.9	19.6	40.4	41.5	41.3	38.4
Abfall	42.3	56.6	52.7	57.1	56.4	56.0	53.1
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	151.1	153.6	154.9	156.4	158.9
Windkraft	0.0	0.1	2.4	5.3	6.3	9.3	15.3
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.9	6.9	16.0	24.3	40.0
Geothermie	0.0	0.0	0.7	2.8	5.1	8.7	15.8
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**487.8**	**424.8**	**411.8**	**407.3**	**413.1**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	8.9	19.7	1.3	2.3	-5.7
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-19.4	-29.9	-29.8	-29.2	-28.3
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**477.2**	**414.7**	**383.3**	**380.4**	**379.1**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	53.2%	37.4%	31.9%	27.3%	22.2%

Quelle: Prognos 2012

7.11 CO_2-Emissionen

Bei der Ermittlung der CO_2-Emissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – als auch die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet.

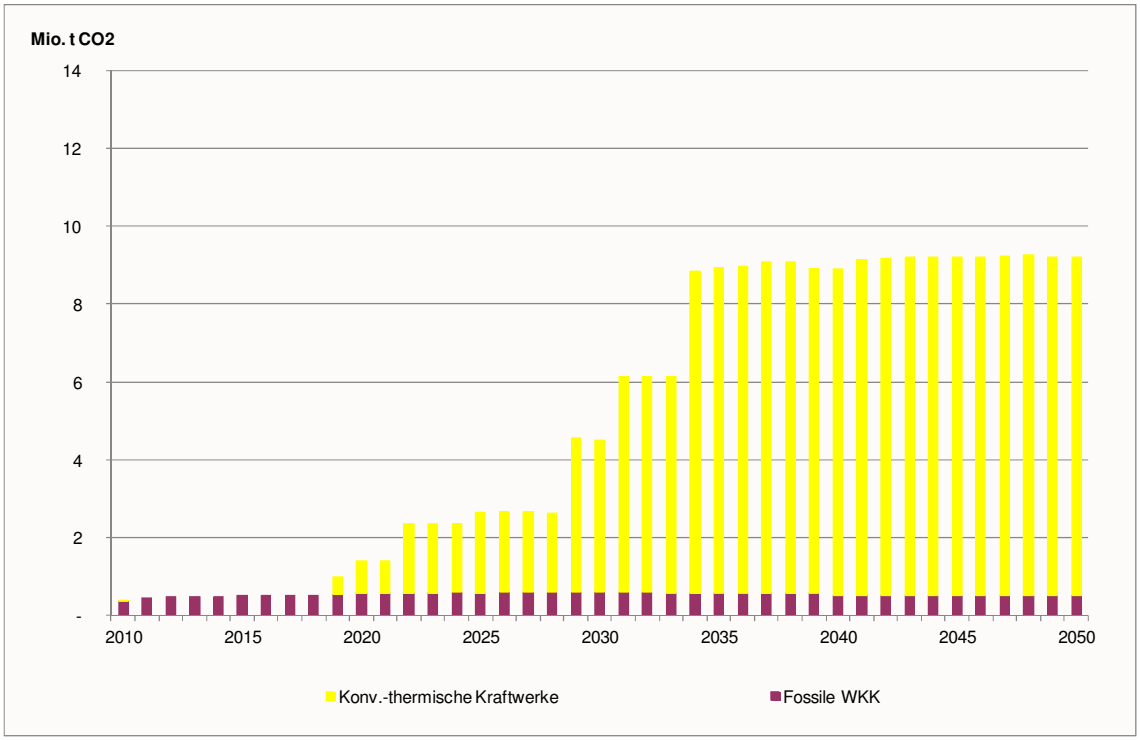
- Brutto-Emissionen: Die fossilen Energieverbräuche werden nach Energieträgern differenziert bestimmt und mit Hilfe der energieträgerspezifischen CO_2-Faktoren in CO_2-Emissionen umgerechnet.

- Netto-Emissionen, mit Wärmegutschriften: Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme wird Wärme, die ansonsten getrennt in konventionellen hausinternen Anlagen erzeugt werden müsste, ersetzt. Die Emissionen, die durch den Brennstoffverbrauch bei getrennter Wärmeerzeugung entstehen würden, können somit vermieden und den Emissionen der WKK-Anlagen gutgeschrieben werden. Unter Berücksichtigung der Gutschriften ergeben sich die inländischen Netto-Emissionen.

7.11.1 Variante C: Fossil-zentral

Die CO_2-Emissionen nehmen vor allem durch den Zubau von (ungekoppelten) Kombikraftwerken zu. In der Variante C werden neun solche Blöcke zugebaut. Zusätzlich wird CO_2 durch fossile Wärme-Kraft-Kopplung ausgestossen, wobei der Beitrag der Wärme-Kraft-Kopplung in der Variante C durch den geringen Ausbau von WKK-Anlagen (und die Berücksichtigung der Wärmegutschriften) relativ gering ausfällt.

Figur 7-62: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-74: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

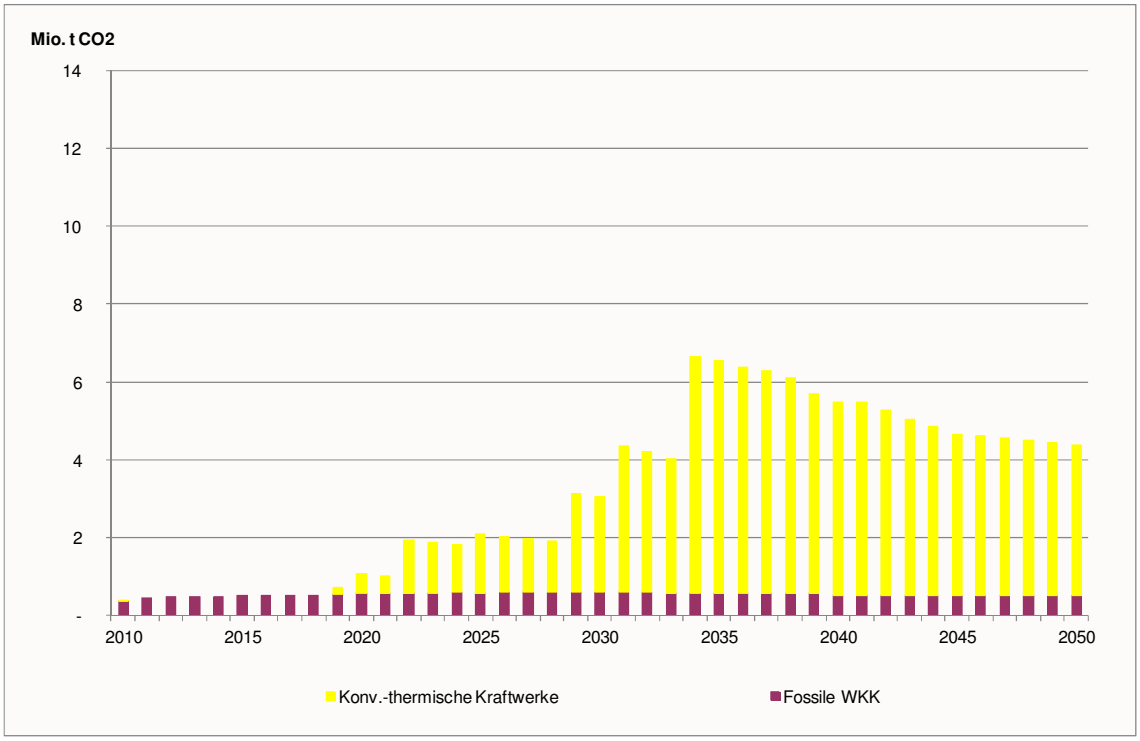
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.8	3.9	8.4	8.4	8.7
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**1.4**	**4.5**	**8.9**	**8.9**	**9.2**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**2.1**	**5.3**	**9.7**	**9.6**	**9.9**

Quelle: Prognos 2012

7.11.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

In der Variante C&E werden sieben Blöcke Gaskombikraftwerke zugebaut. Dementsprechend sind die CO_2-Emissionen geringer als in Variante C. Zusätzlich wird, in geringerem Ausmass, CO_2 durch fossile Wärme-Kraft-Kopplung ausgestossen.

Figur 7-63: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-75: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.5	2.4	6.0	4.9	3.9
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**1.1**	**3.0**	**6.6**	**5.5**	**4.4**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.7**	**3.8**	**7.3**	**6.2**	**5.1**

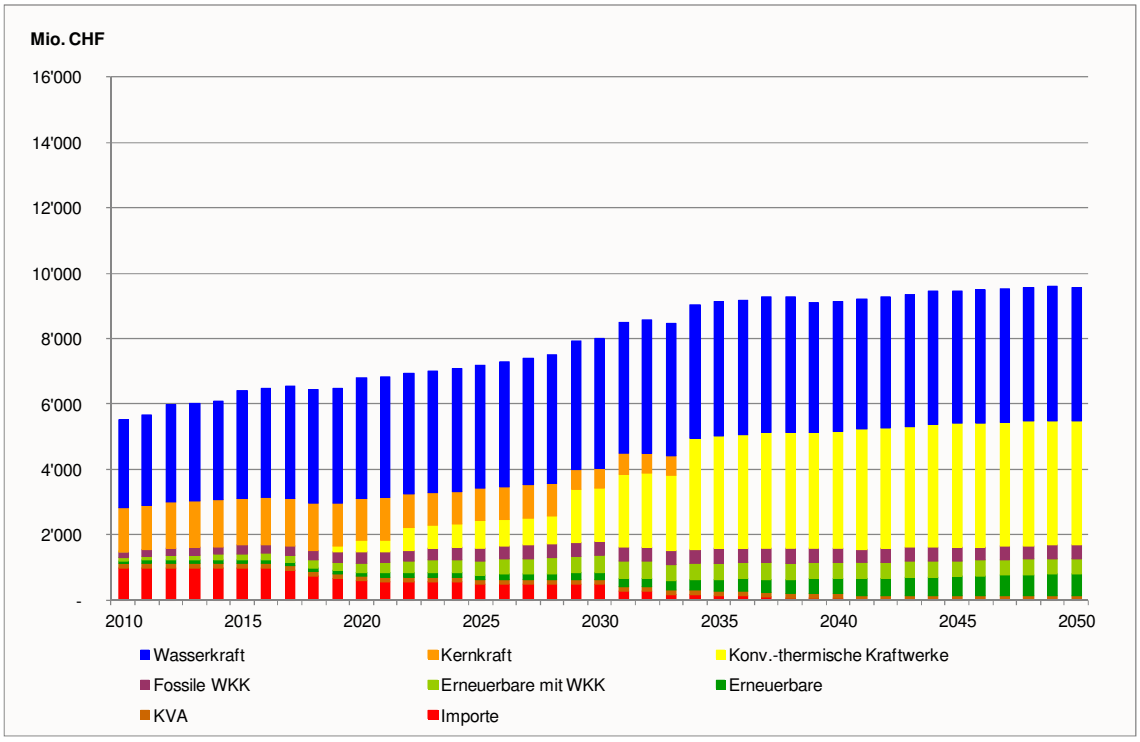
Quelle: Prognos 2012

7.12 Kosten des Zubaus

7.12.1 Variante C: Fossil-zentral

Figur 7-64 und Tabelle 7-76 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Netzkosten werden nicht ausgewiesen, CO_2-Kosten sind in den jährlichen Kosten von Gaskombikraftwerken enthalten. Die jährlichen Netto-Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 9‘600 Mio. CHF an. Die dargestellten Kosten berücksichtigen Wärmegutschriften, d.h. Kosten für Wärmeerzeugungsanlagen, die durch den Ausbau der WKK eingespart werden, werden in den jeweiligen Technologiegruppen abgezogen (siehe Tabelle 7-76).

Figur 7-64: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-76: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'685	3'965	4'089	3'971	4'072
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	352	1'601	3'451	3'558	3'808
Fossile WKK	85	167	328	430	435	417	409
Erneuerbare mit WKK	23	89	302	529	506	503	471
Erneuerbare	18	77	115	223	371	478	685
KVA	110	138	135	134	132	131	128
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'453**	**5'528**	**6'804**	**7'991**	**9'121**	**9'127**	**9'574**
Wärmegutschriften	123	156	357	528	523	524	526
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'161**	**8'520**	**9'644**	**9'651**	**10'100**

Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 7-65 und Tabelle 7-77 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten von neuen Erneuerbaren sind zu Beginn hoch, was vor allem auf die hohen Investitionskosten von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zurückzuführen ist. Vor allem im Zeitraum bis 2030 sind bei diesen Technologiegruppen Kostensenkungen zu erwarten, wodurch auch die Gestehungskosten abnehmen.

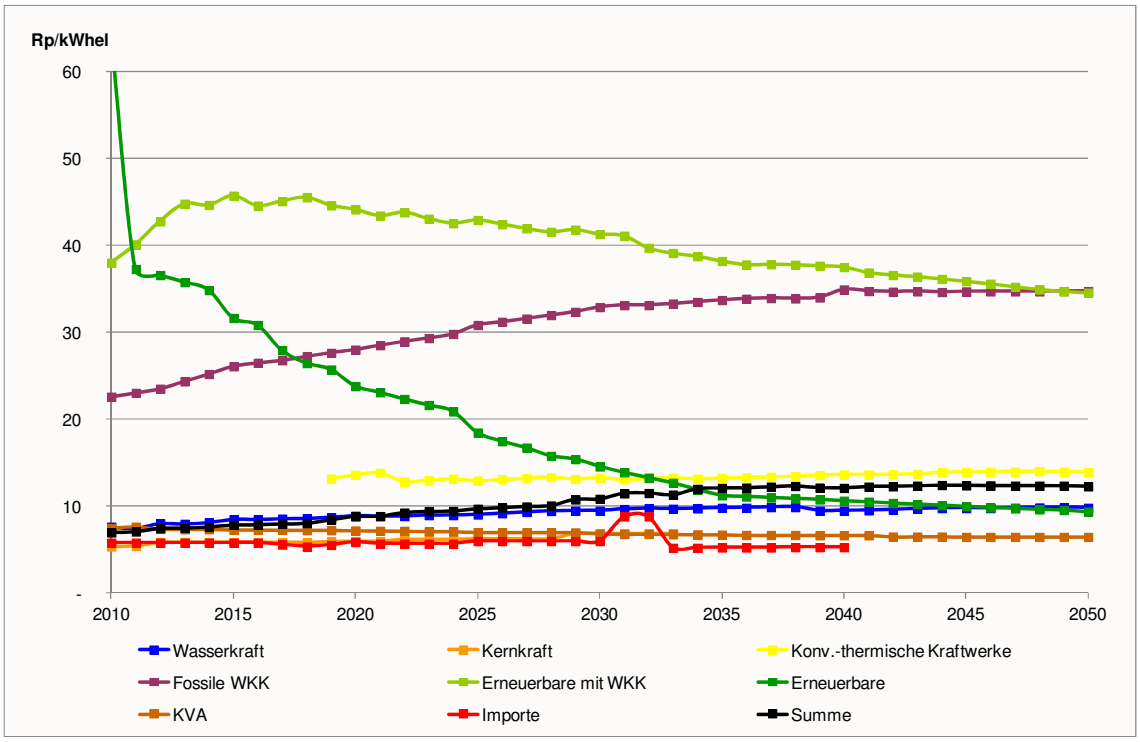
Bei fossilen WKK-Anlagen werden sinkende Investitionskosten durch steigende Gas- und Ölpreise kompensiert, wodurch die Gestehungskosten im Zeitverlauf ansteigen. Gestehungskosten erneuerbarer WKK-Anlagen sind teilweise von Energiepreisen abhängig (z.B. Biomasse-Kraftwerke) und teilweise nicht (z.B. Geothermie-Kraftwerke). Daher sind mittelfristig steigende Gestehungskosten (v.a. durch steigende Holz-Preise)

und langfristig abnehmende Gestehungskosten (v.a. bei hohem Ausbau von Geothermie-Kraftwerken) zu erwarten.

Die Zunahme der Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen hat ihre Ursache im Zubau von Pumpspeicherkraftwerken und der Instandhaltung bestehender Anlagen. Bei Gaskombikraftwerken unterliegen die Gestehungskosten gewissen Schwankungen, weil die Volllaststunden in den verschiedenen Jahren unterschiedlich gross sind (geringe Volllaststunden führen zu höheren Gestehungskosten). Insgesamt ist bis 2050 durch steigende Gaspreise aber ein Anstieg zu verzeichnen.

Die Gestehungskosten des gesamten Kraftwerkparks (inkl. Importe) steigen von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf ca. 12.3 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2050, wobei der wesentliche Anstieg bereits bis 2035 stattfindet.

Figur 7-65: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-77: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.5	9.8
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	13.6	13.3	13.2	13.6	13.9
Fossile WKK	17.1	22.6	28.0	32.9	33.7	34.9	34.7
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	44.1	41.3	38.2	37.5	34.5
Erneuerbare	129.0	64.4	23.8	14.6	11.3	10.6	9.3
KVA	8.7	7.5	7.2	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**8.8**	**10.8**	**12.1**	**12.1**	**12.3**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 197 Mia. CHF (unter Berücksichtigung von Wärmegutschriften). Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 7-78 dargestellt.

Tabelle 7-78: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

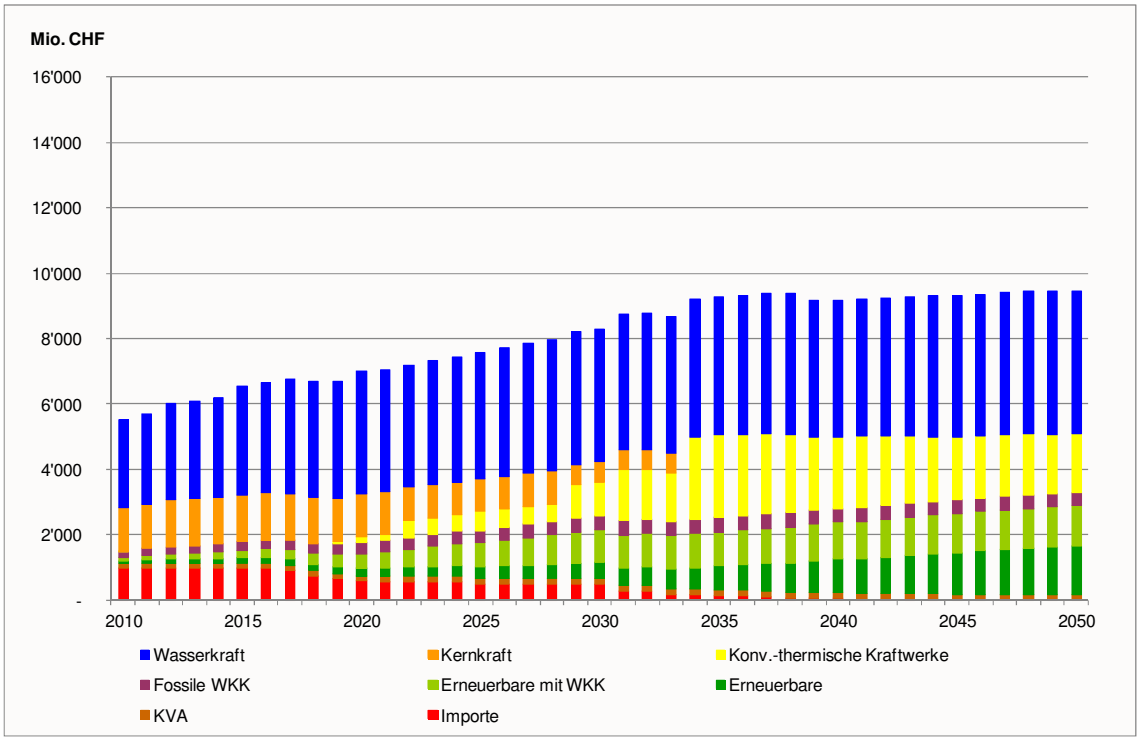
	2010 bis 2050
Wasserkraft	95'606
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	38'656
Fossile WKK	9'066
Erneuerbare mit WKK	9'580
Erneuerbare	6'400
KVA	3'500
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**197'454**
Wärmegutschriften	10'636
Brutto-Gesamtkosten	**208'090**

Quelle: Prognos 2012

7.12.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Figur 7-66 und Tabelle 7-79 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 9‘400 Mio. CHF an. Die Jahreskosten in der Variante C&E liegen vor allem am Ende des Zeitraums bis 2050 geringfügig unter jenen der Variante C (mit geringem Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien), während in den Jahren bis 2035 in der Variante C&E etwas höhere Jahreskosten anfallen. Die ist vor allem auf steigende Gaspreise und gleichzeitig sinkende Investitionskosten für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien zurückzuführen.

Figur 7-66: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-79: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	207	1'038	2'522	2'198	1'786
Fossile WKK	85	167	328	430	435	417	409
Erneuerbare mit WKK	23	89	433	981	1'057	1'133	1'230
Erneuerbare	18	77	242	490	727	1'010	1'483
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'453**	**5'528**	**6'997**	**8'299**	**9'290**	**9'156**	**9'449**
Wärmegutschriften	123	156	403	696	719	727	724
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'400**	**8'995**	**10'009**	**9'883**	**10'174**

Quelle: Prognos 2012

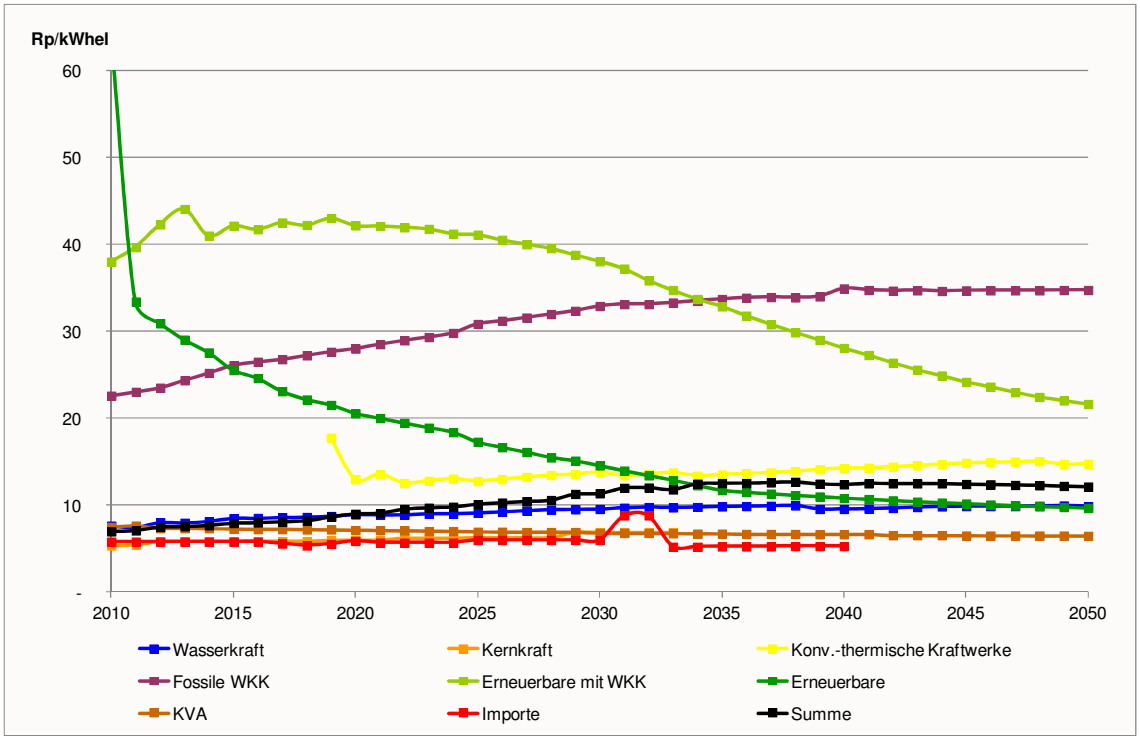
Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 7-67 und Tabelle 7-80 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Durch den schnelleren Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen sinken die Durchschnittskosten der Erneuerbaren (reine Stromerzeugung) schneller als in Variante C.

Der Verlauf der Gestehungskosten bei fossilen WKK-Anlagen ist vergleichbar mit Variante C. Die Gestehungskosten erneuerbarer WKK-Anlagen sinken durch den verstärkten Ausbau von Anlagen mit nicht-brennstoffabhängigen Kostenstrukturen (z.B. Geothermie) schneller als in Variante C. Durch geringere Volllaststunden sind die Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken etwas höher als in Variante C. Im Jahr 2019 weist das zu diesem Zeitpunkt zugebaute Gaskombikraftwerk Gestehungskosten von

fast 20 Rp/kWh auf. Dies ist auf die geringen Volllaststunden des Kraftwerks zurückzuführen. In der Realität würde zu diesem Zeitpunkt vermutlich noch kein Kraftwerk zugebaut werden, sondern versucht werden, zu den Stunden eines Versorgungsengpasses Strom am Grosshandelsmarkt zu beziehen. In der Modellierung ist für die Variante C&E jedoch keine zusätzliche Strombeschaffung (entspricht einem zusätzlichen Stromimport) über den Grosshandelsmarkt möglich.

Insgesamt steigen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf 12.1 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2050. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien erfordert zudem eine Erhöhung der KEV-Umlage auf 1.8 Rp/kWh.

Figur 7-67: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 7-80: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	13.0	13.8	13.5	14.3	14.8
Fossile WKK	17.1	22.6	28.0	32.9	33.7	34.9	34.7
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	20.6	14.5	11.7	10.8	9.6
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**9.0**	**11.3**	**12.5**	**12.4**	**12.1**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 201 Mia. CHF (Tabelle 7-81) dargestellt. Damit sind die Gesamtkosten geringfügig höher als in Variante C.

Tabelle 7-81: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	23'808
Fossile WKK	9'066
Erneuerbare mit WKK	17'992
Erneuerbare	13'279
KVA	4'266
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**201'321**
Wärmegutschriften	13'414
Brutto-Gesamtkosten	**214'735**

Quelle: Prognos 2012

7.13 Zusammenfassende Betrachtung des Elektrizitätsangebotes im Szenario „Weiter wie bisher“

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Tabelle 7-82 zusammengefasst:

Tabelle 7-82: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“

	Einheit	**Variante C**	**Variante C&E**
Stromlücke			
Stromlücke 2035	TWh	35.2	35.2
Stromlücke 2050	TWh	41.8	41.8
Kenngrössen des Zubaus			
Anzahl Gaskombikraftwerke		9 GuD	7 GuD
Erneuerbare, WKK		mässiger EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau
Kosten des Kraftwerkparks			
Netto-Gesamtkosten (diskontiert)	Mio. CHF	197'454	201'321
Gestehungskosten 2035	Rp/kWh_{el}	12.1	12.5
Gestehungskosten 2050	Rp/kWh_{el}	12.3	12.1
(Netto-)CO_2-Emissionen			
CO_2-Emissionen 2035	Mio. t CO_2	8.9	6.6
CO_2-Emissionen 2050	Mio. t CO_2	9.2	4.4
Import-Anteile			
Import-Anteile 2035	%	43.6%	31.9%
Import-Anteile 2050	%	43.1%	22.2%

Quelle: Prognos 2012

8 Szenario „Neue Energiepolitik“

8.1 Das Wichtigste in Kürze

Politischer Rahmen

International abgestimmtes Oberziel von 1 - 1.5 t CO_2 pro Kopf bis 2050.

Nachhaltig erzeugte Biomassen als Energieträger sind eine knappe Ressource.

Es wird davon ausgegangen, dass es international harmonisierte Instrumente und Ziele gibt. Technologieentwicklung wird in globaler Arbeitsteilung durchgeführt.

International verringerte Nachfrage nach fossilen Energieträgern; weltweiter Emissionshandel mit gegenüber WWB erhöhten CO_2-Preisen. Es resultieren höhere Endverbraucherpreise für fossile Energieträger als im Szenario „Weiter wie bisher“.

Keine spezifischen Instrumentenvorgaben (Zielszenario), aber benötigte Rahmenstrategien in wichtigen Punkten:

- Gebäude: Erhöhung der Sanierungsrate auf ca. knapp 2 %, hohe Gebäudestandards.
- Neubauten bis 2020 auf nahe Nullenergiestandard, Sanierungen streben langfristig ebenfalls diesen Standard an.
- Wärmepumpenstrategie, Solarwärme für Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung.
- Elektromobilitätsstrategie.
- Verstärkter Einsatz von Biotreibstoffen (2. oder 3. Generation) im motorisierten Güterverkehr.
- Konsequenter Einsatz von effizienten Querschnittstechnologien im Industrie- und DL-Sektor, allmähliche Einführung neuer Prozesstechnologien und Materialien.
- Keine konventionelle Produktion von Klimakälte.

Nachfrage

Die gesamte Endenergienachfrage sinkt bis 2050 gegenüber 2000 um 42 % ab.
Die Elektrizitätsnachfrage bleibt etwa konstant.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Endenergienachfrage insgesamt, in PJ	777.2	840.8	734.2	603.0	549.0	507.0	450.6
davon Elektrizität	185.1	211.5	210.4	200.6	198.2	196.1	190.9
davon fossile Energieträger	552.6	568.9	417.0	277.0	221.9	180.0	121.8
davon erneuerbare Energieträger	39.5	60.3	106.8	125.4	128.8	131.0	137.9

Energiemix

Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Einsatz für die Elektrizitätsproduktion und den sonstigen Umwandlungssektor) sinkt um 78 %. Der Anteil der Erneuerbaren Energieträger (Brenn- und Treibstoffe) am Endenergieverbrauch (ohne Stromerzeugung) wird um einen Faktor 3.5 erhöht und steigert den Anteil auf knapp 31 %.

Elektrizitätserzeugung

Var. C:	1 GuD-Block ab 2020, bis 2035 6 Gaskombikraftwerke (GuD-Blöcke à 550 MW), autonomer Zubau fossiler WKK.
Var. C&E:	1 GuD-Block ab 2022, bis 2035 4 GuD-Blöcke à 550 MW, ambitionierter EE-Pfad, autonomer Zubau fossiler WKK.
Var. E :	ambitionierter EE-Pfad, autonomer Zubau fossiler WKK, Importe.

CO_2-Emissionen* nach Angebotsvarianten in Mio. t:(*ohne stat. Diff. und sonst. Umwandlung)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Variante C	39.2	40.0	29.2	20.8	20.2	16.5	11.4
Variante C&E	39.2	40.0	29.0	19.9	18.0	14.3	9.0
Variante E	39.2	40.0	29.0	18.9	15.0	12.1	8.2

8.2 Die wichtigsten Kenndaten

Tabelle 8-1: Szenario „Neue Energiepolitik“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung	Mio.	7.2	7.5	7.9	8.2	8.4	8.6	8.8	8.9	9.0	9.0	9.0
BIP real in Preisen von 2010	Mrd. CHF	464.2	495.4	546.6	584.2	617.9	645.6	670.5	700.0	734.4	768.6	800.7
Energiebezugsflächen total	Mio. m^2	623.5	659.2	708.8	753.9	798.5	835.6	863.2	885.7	905.3	922.0	937.5
Wohnflächen (EBF), inkl. ZW + FW	Mio. m^2	416.5	448.1	486.7	523.0	560.5	592.0	614.4	631.4	645.0	655.9	665.8
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm	100.1	106.0	114.2	121.4	126.6	130.5	134.8	137.0	138.3	139.3	140.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm	23.6	26.0	26.9	30.7	34.5	37.0	38.7	39.3	39.2	39.4	39.7
Preise NEP Haushalte (real 2010)												
Heizöl extra leicht	Rp./l	55.4	73.3	85.4	109.5	113.3	121.0	135.8	145.9	152.9	158.1	162.0
Erdgas	Rp./kWh	6.5	7.5	9.1	11.6	12.2	13.1	14.6	15.7	16.5	17.0	17.5
Holz	CHF/Ster	45.4	47.2	52.8	79.2	94.6	109.8	136.1	154.4	167.5	176.8	184.2
Elektrizität	Rp./kWh	23.0	21.8	23.6	25.8	27.1	28.7	30.6	32.1	32.3	33.2	33.6
Fernwärme	CHF/GJ	16.7	19.4	21.6	27.5	28.7	30.5	33.4	35.5	36.8	37.7	38.4
Preise NEP Verkehr (real 2010)												
Benzin 95, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.53	1.60	1.64	1.95	2.00	2.09	2.25	2.36	2.44	2.51	2.57
Benzin 98, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.58	1.64	1.69	1.99	2.05	2.14	2.29	2.40	2.48	2.55	2.61
Diesel, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.57	1.71	1.72	2.09	2.15	2.24	2.40	2.53	2.61	2.68	2.74
Endenergienachfrage nach Sektoren												
Private Haushalte	PJ	239.9	265.9	271.5	250.0	231.8	207.7	183.3	162.5	145.0	132.7	124.1
Dienstleistungen	PJ	137.0	148.7	148.7	141.3	137.0	130.5	124.3	118.8	114.0	110.0	106.6
Industrie	PJ	161.2	169.7	171.1	168.0	158.5	145.9	134.4	124.9	117.5	110.6	104.4
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	239.1	240.7	249.4	232.6	206.9	183.0	161.0	142.8	130.5	122.0	115.5
Summe Endenergienachfrage	**PJ**	**777.2**	**825.0**	**840.8**	**791.9**	**734.2**	**667.1**	**603.0**	**549.0**	**507.0**	**475.4**	**450.6**
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	PJ	14.2	14.6	12.9	12.4	11.5	10.4	9.4	8.6	7.9	7.4	7.0
Summe inkl. stat. Differenz	**PJ**	**791.4**	**839.6**	**853.6**	**804.3**	**745.7**	**677.5**	**612.4**	**557.5**	**514.9**	**482.8**	**457.7**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren												
Private Haushalte	PJ	56.6	63.5	67.0	65.1	63.9	61.9	58.7	55.9	53.3	50.9	48.4
Dienstleistungen	PJ	53.9	60.5	63.8	63.7	63.5	61.7	60.1	58.7	57.6	56.7	56.0
Industrie	PJ	65.1	68.0	69.4	70.8	66.6	61.7	57.2	53.5	50.6	47.9	45.5
Verkehr	PJ	9.5	10.7	11.4	13.4	16.5	19.6	24.6	30.0	34.6	38.1	41.0
Summe Elektrizitätsnachfrage	**PJ**	**185.1**	**202.7**	**211.5**	**212.9**	**210.4**	**204.9**	**200.6**	**198.2**	**196.1**	**193.7**	**190.9**
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	PJ	3.6	3.7	3.6	3.6	3.6	3.5	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3
Summe Elektrizitätsnachfrage	**PJ**	**188.6**	**206.4**	**215.2**	**216.5**	**214.0**	**208.4**	**204.1**	**201.6**	**199.4**	**197.0**	**194.2**
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ	0.02	0.02	0.05	0.11	0.14	0.20	0.23	0.29	0.29	0.32	0.32
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	7.98	7.98	9.20	15.62	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16
nachr.: Landesverbrauch[1)]	PJ	202.1	220.8	229.0	232.5	229.8	223.7	218.8	216.0	213.5	210.7	207.5
Umwandlungssektor												
Fernwärme Input	PJ	7.4	8.7	8.9	10.0	12.0	13.4	13.6	13.1	11.3	9.2	7.8
sonstige	PJ	12.8	16.8	16.3	14.1	11.7	10.1	8.4	7.0	6.0	5.4	4.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	450.8	416.9	460.8	462.2	449.3	404.8	347.2	321.0	311.5	305.3	296.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ	450.8	416.9	460.8	467.5	458.9	420.6	368.8	326.4	328.0	329.9	329.4
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	450.8	416.9	460.8	467.5	458.9	411.8	350.7	273.3	288.2	302.1	314.5
Total Energieverbrauch												
Variante C	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'043.6**	**974.8**	**868.1**	**750.3**	**672.5**	**622.7**	**586.7**	**555.7**
Variante C&E	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'048.9**	**984.4**	**883.9**	**772.0**	**677.9**	**639.2**	**611.3**	**588.9**
Variante E	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'048.9**	**984.4**	**875.1**	**753.9**	**624.8**	**599.5**	**583.5**	**574.0**
davon fossile Energieträger												
Variante C	PJ	572.4	595.6	589.0	521.2	452.2	396.3	344.2	346.4	288.4	246.3	205.6
Variante C&E	PJ	572.4	595.6	589.0	521.2	447.2	385.8	329.0	306.4	247.9	202.0	161.5
Variante E	PJ	572.4	595.6	589.0	521.2	447.2	377.0	310.9	253.3	208.1	174.2	146.6
davon Kernbrennstoffe												
Variante C	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Variante C&E	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Variante E	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0

[1)] Landesverbrauch zzgl. Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-2: Szenario „Neue Energiepolitik“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2045
CO_2-Emissionen Nachfrage[2)]												
Private Haushalte	Mio. t	11.1	12.2	11.6	9.8	8.0	6.1	4.5	3.3	2.4	1.8	1.3
Dienstleistungen	Mio. t	5.2	5.4	4.9	4.4	3.9	3.4	2.9	2.5	2.2	1.9	1.7
Industrie	Mio. t	5.6	5.8	5.5	5.1	4.6	4.0	3.5	3.1	2.7	2.4	2.2
Verkehr	Mio. t	21.6	20.4	21.8	19.3	16.5	14.6	12.7	11.0	9.8	8.9	8.2
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	16.9	17.0	17.5	14.9	11.8	9.7	7.4	5.6	4.3	3.3	2.5
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	Mio. t	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5
Summe CO_2-Emissionen Nachfrage	**Mio. t**	**44.6**	**44.8**	**44.8**	**39.6**	**34.0**	**29.0**	**24.3**	**20.6**	**17.7**	**15.6**	**13.9**
CO_2-Emissionen Umwandlungssektor												
Fernwärme	Mio. t	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2
sonst. Umwandlungssektor inkl. Raff.-EV	Mio. t	1.0	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	0.8	1.6	2.4	5.7	4.9	4.5	3.8
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	1.1	1.6	3.5	2.7	2.0	1.3
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5
Total CO_2-Emissionen ohne Raff.-EV und ohne internat. Flugverkehr gemäss CO_2-Gesetz												
Variante C	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**36.2**	**30.8**	**26.3**	**22.2**	**21.5**	**17.7**	**15.0**	**12.4**
Variante C&E	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**36.2**	**30.5**	**25.7**	**21.4**	**19.3**	**15.5**	**12.5**	**10.0**
Variante E	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**36.2**	**30.5**	**25.2**	**20.4**	**16.4**	**13.3**	**11.0**	**9.2**

[2)] ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
(die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Quelle: Prognos 2012

8.3 Politikvariante

8.3.1 Szenariengrundsätze

Die Szenariengrundsätze sind in Kap. 4.3 im Detail beschrieben.

Das Szenario strebt an, die energiebedingten CO_2-Emissionen pro Kopf bis zum Jahr 2050 auf 1 - 1.5 t zu reduzieren. In der Stromerzeugung werden auch in diesem Szenario die Kernkraftwerke nach 50 Jahren ausser Betrieb genommen und keine neuen Kernkraftwerke gebaut.

Die Umsetzung erfolgt zunächst bei gleichbleibender Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung. Die Weltmarkt-Energiepreise sind allerdings deutlich gegenüber dem Szenario WWB verändert, und es wird davon ausgegangen, dass es einen weltweiten (spürbaren) CO_2-Preis auf fossilen Energieträgern gibt, der sich auch auf die Endverbraucherpreise übersetzt. Insoweit werden internationale Abstimmungen sowohl bezüglich der Technologieentwicklungen (z.B. Elektromobilität, erneuerbare Energien, nachhaltige biogene Treibstoffe der 2. und 3. Generation) als auch bezüglich der Rahmenbedingungen vorausgesetzt, damit unproduktive carbon-leakage-Effekte vermieden werden.

Die Umsetzung im Szenario erfolgt in einem ersten Schritt vor allem durch den Einsatz marktbester Technologien, die ambitioniert weiter entwickelt werden. Es wird von einer ambitionierten Wärmepumpen- und Elektromobilitätsstrategie ausgegangen. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen werden vor allem die bereits bekannten Potenziale der Effizienzsteigerungen von Querschnittstechnologien konsequent umgesetzt. Echte Technologiesprünge, die bereits sichtbar und denkbar sind, werden nicht eingesetzt. Allerdings wird davon ausgegangen, dass moderater Einsatz der neuen Schlüsseltechnologien in Produktionsprozessen sowie beispielsweise bei Kühlungsprozessen und Materialentwicklungen (z.B. Dämmstoffe, reibungsarme Oberflächen, OLED, organische Photovoltaik) gegen Ende des Betrachtungszeitraums eingesetzt

werden können und somit die Ziele leichter erreichbar machen. Es zeigt sich, dass sie nicht unabdingbar notwendig sind.

Im Grundsatz wurde bei der Erstellung der Szenarien nicht ausgeschlossen, dass eine Veränderung der Rahmenbedingungen im Sinne von „Suffizienzeffekten“ (Verzicht auf Mengeneffekte wie Wohnflächenwachstum, Verkehrsdienstleistungen oder Konsumreduktion) notwendig werden könnte. Es zeigte sich aber, dass die Ziele auch ohne solche Rückkopplungen erreicht werden können. Es ist wahrscheinlich, dass dieses Ergebnis eine rationale Zieldiskussion erleichtert.

8.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente

Das Szenario ist ein „Zielszenario“, es verfolgt die Logik: „Was muss technisch umgesetzt werden, damit das Emissionsziel erreicht wird?“

In diesem Szenario wird die Ebene der technische Massnahmen und ihrer Umsetzungsoptionen untersucht. Daraus werden strategische Eckpunkte abgeleitet. Die instrumentelle Umsetzung der strategischen Notwendigkeiten ist nicht Teil der Aufgabe und kann mit Bottom-up-Energiesystemmodellen ohne zusätzliche Kriterien nicht eindeutig geleistet werden.

8.4 Umsetzung in den Sektoren

8.4.1 Sektor Private Haushalte

Strategische Setzungen im Bereich Private Haushalte

Für den Betrachtungszeitraum 2000 bis 2050 wird eine Minderung der CO_2-Emissionen um rund 90 % angestrebt. Um das CO_2-Ziel erreichen zu können ohne die Elektrizitätsnachfrage zu erhöhen, muss die Nachfrage nach Raumwärme stark reduziert werden. Gleichzeitig werden die fossilen Energieträger verstärkt durch alternative Energieträger ersetzt. Kohle verschwindet vollständig, Heizöl weitgehend aus dem System. Erdgas wird bis zu 10 % durch Biogas substituiert. Im Bereich Warmwasser wird der Ausbau der Solarthermie forciert, diese wird zum wichtigsten Energieträger bei der Erzeugung von Warmwasser.

Bei der Ressource Holz ergeben sich mittel- bis längerfristig Nutzungskonflikte. Die Verwendung wird von der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser weg zur Erzeugung von Biotreibstoffen und Strom verlagert. Wir nehmen an, dass Holz ab ca. 2020 zunehmend effizient in Prozessen zur Erzeugung von Biotreibstoffen der zweiten Generation eingesetzt werden kann. Im Bereich Wohnen wird Holz gegen Ende des Betrachtungszeitraums nur noch in Ausnahmefällen oder als Kaminholz eingesetzt.

8.4.1.1 Raumwärme

Grundsätzlich wird im Szenario „Neue Energiepolitik“ eine mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ identische Entwicklung der Wohngebäude und Wohnflächen zu Grunde gelegt. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich bei der Beheizungsstruktur. Die Entwicklung der Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten gemäss dem Szenario „Neue Energiepolitik“ ist in Tabelle 8-3 dargestellt. Ab 2015 werden in Wohnungsneubauten keine Stromdirektheizungen und nur noch in Einzelfällen Heizölheizungen eingebaut. Erdgas verliert an Bedeutung. Im Jahr 2050 werden nur noch rund 12 % der Wohnfläche in neu erstellten Gebäuden mit Gas beheizt (Erdgas und Bio-

gas). Der Einsatz von Holz in Wohnungsneubauten nimmt ebenfalls ab, was unter anderem auf die zunehmende Nutzungskonkurrenz um die Ressource Holz zurückzuführen ist.

Tabelle 8-3: Szenario „Neue Energiepolitik", Private Haushalte Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2000 – 2050, in % der neuen Wohnfläche

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Alle Gebäude mit Wohnungen							
Heizöl	38.5	6.2	2.9	1.3	1.1	1.1	1.1
Gas	32.2	23.2	18.3	14.9	12.7	12.4	12.2
Kohle	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Strom	2.2	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
WP	17.0	54.9	63.4	68.3	70.8	70.7	65.8
Fernwärme	3.0	6.9	9.5	9.9	8.2	4.9	2.9
Holz	6.4	6.3	3.1	0.5	0.6	0.6	0.6
Solar	0.3	0.7	2.6	5.0	6.4	10.1	17.1

Quelle: Prognos 2012

Neben dem Neubau ist die Substitution alter durch neue Heizanlagen im Wohnungsbestand von grosser Bedeutung für die Veränderung der Beheizungsstruktur. Substitutionsgewinner sind die Umgebungswärme, kurz- bis mittelfristig die Fernwärme und längerfristig die Solarthermie, diese meist in Kombination mit einem Langzeitwärmespeicher. Die Verwendung von Fernwärme beginnt ab 2030 zu stagnieren, da ihre Attraktivität aufgrund der kleiner werdenden Nachfrage nach Wärme deutlich abnimmt.

Am Ende des Betrachtungszeitraums sind elektrische Widerstandsheizungen beinahe vollständig verdrängt, ihr Anteil an der Wohnfläche sinkt auf 0.5 % (Tabelle 8-4). Der grösste absolute Rückgang zeigt sich bei der mit Heizöl beheizten Wohnfläche. Im Zeitraum 2010 bis 2050 schrumpft diese Fläche um annähernd 200 Mio. m^2 EBF auf 42 Mio. m^2 EBF (-82 %). Im Gegensatz dazu wird die mit Gas beheizte Wohnfläche bis ins Jahr 2035 noch ausgeweitet und geht anschliessend leicht zurück. Im Jahr 2050 umfasst die mit Gas beheizte Fläche 166 Mio. m^2 EBF (+52 % ggü. 2010). Die holzbeheizte Wohnfläche halbiert sich im Zeitraum 2010 bis 2050 auf eine Fläche von 21 Mio. m^2 EBF.

Der grösste Zuwachs in Bezug auf die versorgte Wohnfläche ergibt sich für die Wärmepumpen. Die mit Wärmepumpen beheizte Wohnfläche vergrössert sich von 44 Mio. m^2 EBF im Jahr 2010 auf 342 Mio. m^2 EBF im Jahr 2050 (+673 %). Ab 2030 werden die Wärmepumpen zum wichtigsten Heizsystem, in 2050 erreichen sie einen Anteil an der Beheizungsstruktur von 51.3 %.

Die mit Solarwärme beheizte Wohnfläche weitet sich um den Faktor 23.5 aus. Mit einer Fläche von knapp 24 Mio. m^2 EBF und einem Anteil von 3.6 % an der Wohnfläche bleibt die Bedeutung zur Bereitstellung von Raumwärme beschränkt. Die mit Fernwärme beheizte Wohnfläche wächst um 48 Mio. m^2 EBF auf 66 Mio. m^2 EBF und erreicht in 2050 einen Anteil von 10 % an der Wohnfläche. Die Zunahme ist unter anderem auf die forcierte Nutzung von Abwärme sowie die Verdichtung der Bausubstanz in den

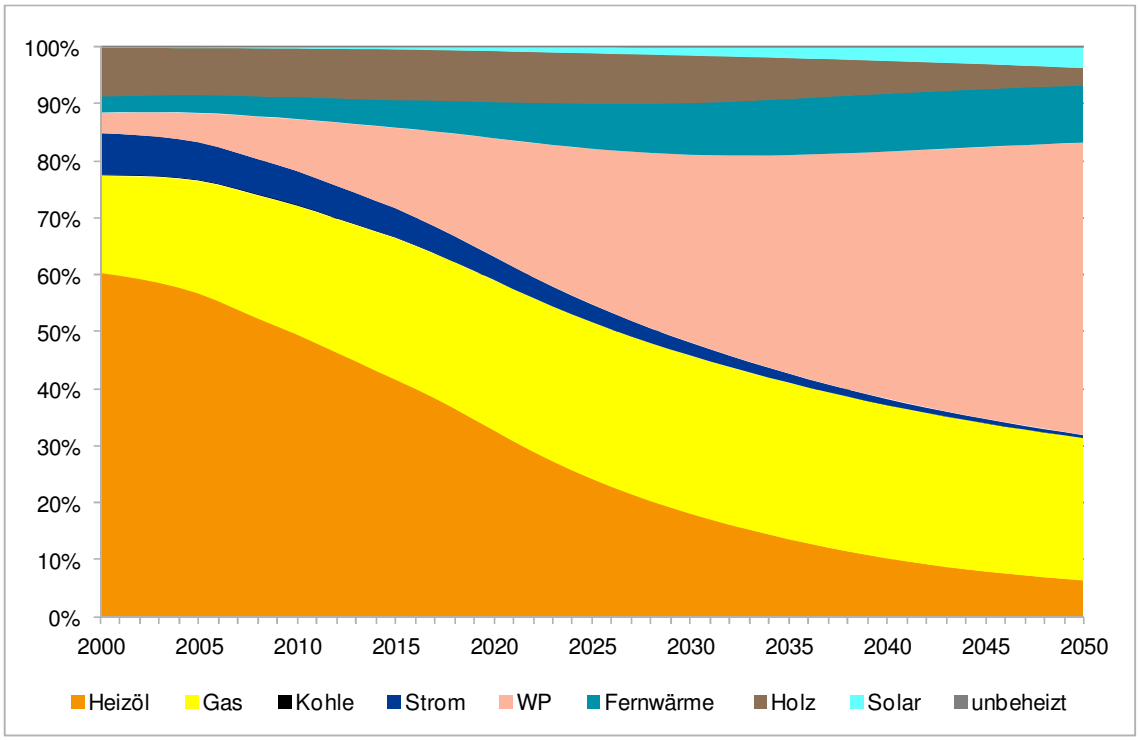
urbanen Räumen zurückzuführen. Dem gegenüber steht der im Zeitverlauf zunehmende Attraktivitätsverlust der Fernwärme aufgrund der kleiner werdenden Wärmenachfrage je Wohnfläche.

Tabelle 8-4: Szenario „Neue Energiepolitik", Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes 2000 – 2050, in Mio. m² EBF und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizöl	251.5	241.3	183.5	111.2	85.9	66.1	42.4
Gas	70.8	109.8	147.9	170.7	173.6	173.5	166.3
Kohle	0.7	0.9	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1
Strom	30.4	28.9	22.9	13.9	9.9	6.9	3.4
WP	14.8	44.2	116.1	202.3	242.1	279.9	341.7
Fernwärme	12.0	18.7	35.4	55.8	62.1	65.4	66.4
Holz	35.3	41.2	49.8	50.9	45.1	37.0	20.7
Solar	0.3	1.0	3.6	8.6	11.6	15.0	23.7
unbeheizt	0.6	0.7	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1
Gesamtwohnfläche	**416.5**	**486.7**	**560.5**	**614.4**	**631.4**	**645.0**	**665.8**
Heizöl	60.4%	49.6%	32.7%	18.1%	13.6%	10.2%	6.4%
Gas	17.0%	22.6%	26.4%	27.8%	27.5%	26.9%	25.0%
Kohle	0.2%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Strom	7.3%	5.9%	4.1%	2.3%	1.6%	1.1%	0.5%
WP	3.6%	9.1%	20.7%	32.9%	38.3%	43.4%	51.3%
Fernwärme	2.9%	3.8%	6.3%	9.1%	9.8%	10.1%	10.0%
Holz	8.5%	8.5%	8.9%	8.3%	7.1%	5.7%	3.1%
Solar	0.1%	0.2%	0.6%	1.4%	1.8%	2.3%	3.6%
unbeheizt	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-1: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen

Bei den Wohnungsneubauten wird im Szenario „Neue Energiepolitik“ gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ von einer schnelleren und stärkeren Absenkung des Wärmeleistungsbedarfs ausgegangen. Bereits ab 2020 wird bei den neugebauten Mehrfamilienhäusern der Passivhausstandard mit einem spezifischen Wärmeleistungsbedarf von 10 Watt/m^2 EBF erreicht, was in etwa einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15 kWh/m^2 entspricht (Tabelle 8-5). Ab 2025 wird dieser Standard auch bei den neugebauten Ein- und Zweifamilienhäusern eingehalten. Danach sinkt der Jahresheizwärmebedarf bei Neubauten weiter in Richtung Null-Energiehaus. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass auch bei einem Null-Energiehaus nicht garantiert werden kann, dass der Raumwärmebedarf im Durchschnitt in allen Witterungssituationen verschwindet. Im Konzept des Nullenergiehauses werden verschiedene Bedarfs- und Erzeugungsoptionen bilanziert. Bei der hier angewendeten bedarfsorientierten Betrachtung muss aus physikalischen Gründen ein Rest an Raumwärmebedarf verbleiben. Im Jahr 2050 wird ein spezifischer Bedarfswert von rund 6 Watt/m^2 EBF bei den Mehrfamilienhäusern und 8 Watt/m^2 EBF bei den Ein- und Zweifamilienhäusern erreicht.

Tabelle 8-5: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe bei Neubauten und Sanierungen; in Watt/m² EBF

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Neubau							
Ein- und Zweifamilienhäuser	57.6	32.3	17.1	8.7	8.5	8.3	8.1
Mehrfamilienhäuser/NWG	40.8	21.1	9.5	6.8	6.6	6.5	6.3
Sanierung							
Ein- und Zweifamilienhäuser	60.3	48.4	27.3	13.0	12.7	12.5	12.1
Mehrfamilienhäuser/NWG	44.5	30.6	15.3	10.2	9.9	9.7	9.4

NWG: Nichtwohngebäude mit Wohnungen *Quelle: Prognos 2012*

Um das vorgegebene CO_2-Emissionsziel, die Reduktion der CO_2-Emissionen um 90 % gegenüber dem Basisjahr 2000 zu erreichen, müssen die Sanierungsrate und die Sanierungseffizienz gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ deutlich erhöht werden. Die mittlere Sanierungsrate wird in der Berechnung beinahe verdoppelt und auf 1.9 % p.a. angehoben (Figur 8-2 und Tabelle 8-6). Im Betrachtungszeitraum wird jedes Gebäude mit Baualter vor 1985 mindestens einmal energetisch saniert, ersetzt (Ersatzneubau) oder abgerissen.

Auch im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird die energetische Qualität der sanierten Gebäude an den Neubaustandard gekoppelt, die Effizienzstandards bei Sanierungen liegen um 50 % über den Standards bei Neubauten. Bis ins Jahr 2050 reduziert sich bei Vollsanierungen bei den Ein- und Zweifamilienhäusern der spezifische Wärmeleistungsbedarf auf 12 Watt/m² EBF und bei den Mehrfamilienhäusern auf ca. 9.5 Watt/m² EBF. Bei den Mehrfamilienhäusern wird ab etwa 2030 der Passivhausstandard erreicht, bei den Ein- und Zweifamilienhäusern bleibt der Bedarf bis ans Ende des Betrachtungszeitraums leicht über dem Passivhausstandard.

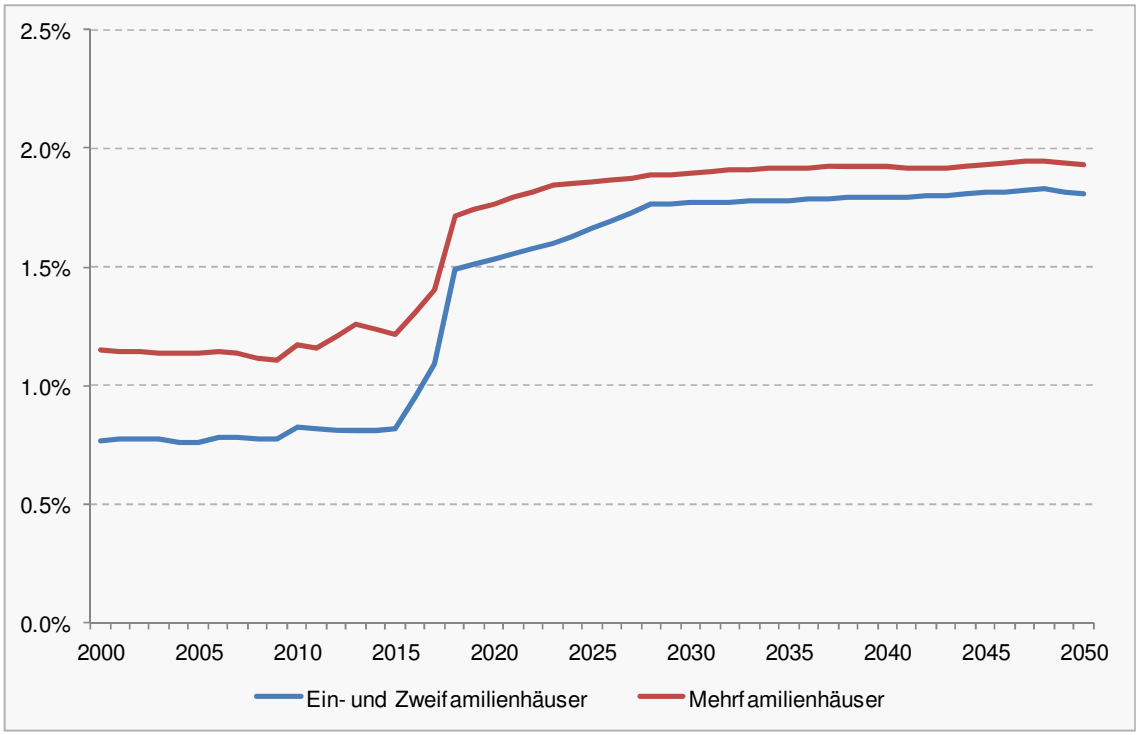
Die gesetzten Effizienzstandards für Sanierungen haben zur Folge, dass die Sanierungseffizienz, hier definiert als die Verbesserung des Heizenergiebedarfs je Sanierungsfall, bei Gebäuden mit Baualter vor 1980 gegen 90 % ansteigt. Dies kann nur erreicht werden, wenn beim Ersatz eines Bauteils stets das energetisch beste Teil eingebaut wird. Damit solche anspruchsvollen Sanierungen flächendeckend umgesetzt werden können, ist es notwendig, dass extrem leistungsfähige (und damit dünne) Dämmstoffe entwickelt werden, die langlebig und einfach in der Handhabung sind, ggf. auch für Innendämmung geeignet, und für komplizierte Architekturen sowie technische Anforderungen Lösungen bieten. Vielversprechende Technologien hierfür sind bereits in der Testphase.

Tabelle 8-6: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit von Gebäudealter und Gebäudetyp, in % p.a.

	2001-2005	2006-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Ein- und Zweifamilienhäuser										
bis 1918	0.9	1.0	1.1	1.8	2.3	2.5	2.4	2.3	2.1	2.1
1919-1945	0.9	1.0	1.1	1.8	2.3	2.5	2.4	2.3	2.1	2.1
1946-1960	1.3	1.4	1.4	2.1	2.3	2.4	2.1	2.0	2.0	2.0
1961-1970	1.1	1.2	1.2	2.0	2.4	2.5	2.5	2.2	2.0	2.0
1971-1980	0.9	0.9	1.0	1.7	2.1	2.4	2.4	2.4	2.2	2.1
1981-1985	0.8	1.1	1.0	1.5	1.8	2.1	2.4	2.6	2.6	2.4
1986-1990	0.2	0.3	0.6	1.2	1.5	1.9	2.2	2.5	2.7	2.6
1991-1995	0.1	0.1	0.3	0.8	1.3	1.7	2.0	2.2	2.6	2.7
1996-2000	0.1	0.1	0.3	0.8	1.3	1.7	2.0	2.2	2.6	2.7
2001-2005	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.3	1.6	1.9	2.2
2006-2010		0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.3	1.6	1.9
2011-2015			0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.3	1.6
2016-2020				0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.3
2021-2025					0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4
2026-2030						0.0	0.0	0.1	0.2	0.3
2031-2035							0.0	0.0	0.1	0.2
2036-2040								0.0	0.0	0.0
2041-2045									0.0	0.0
2046-2050										0.0
Mehrfamilienhäuser										
bis 1918	1.0	1.1	1.4	2.2	2.6	2.6	2.5	2.3	2.2	2.2
1919-1945	1.0	1.1	1.4	2.2	2.6	2.6	2.5	2.3	2.2	2.2
1946-1960	2.2	2.3	2.3	2.6	2.7	2.5	2.3	2.2	2.2	2.1
1961-1970	1.9	1.9	2.1	2.5	2.7	2.7	2.6	2.4	2.2	2.1
1971-1980	1.1	1.2	1.4	2.1	2.5	2.7	2.7	2.6	2.4	2.3
1981-1985	0.9	1.1	1.4	2.1	2.5	2.6	2.7	2.7	2.6	2.6
1986-1990	0.5	0.6	0.8	1.7	2.4	2.7	2.7	2.8	2.6	2.5
1991-1995	0.2	0.2	0.4	1.2	2.1	2.5	2.7	2.8	2.7	2.6
1996-2000	0.1	0.1	0.2	0.6	1.3	2.0	2.4	2.7	2.8	2.8
2001-2005	0.0	0.1	0.2	0.5	0.9	1.5	2.0	2.4	2.8	2.8
2006-2010		0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.5	2.0	2.4	2.8
2011-2015			0.0	0.1	0.2	0.5	0.9	1.5	2.0	2.4
2016-2020				0.0	0.1	0.2	0.5	0.9	1.5	1.9
2021-2025					0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.7
2026-2030						0.0	0.0	0.1	0.3	0.4
2031-2035							0.0	0.0	0.1	0.2
2036-2040								0.0	0.0	0.1
2041-2045									0.0	0.0
2046-2050										0.0

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-2: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp, in % p.a.



Quelle: Prognos 2012

Als Folge der hohen Sanierungseffizienzen und Sanierungsraten, der strengen Anforderungen an die Neubauten sowie dem verstärkten Einsatz mechanischer Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung verringert sich der spezifische Heizwärmebedarf des Wohnungsbestandes im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 um 77.5 % (Tabelle 8-7). Die forcierte Substitution in Richtung Heizanlagen mit hohem Wirkungsgrad (Wärmepumpen, Solaranlagen) hebt den durchschnittlichen Anlagennutzungsgrad auf 98.5 %. Der spezifische Heizenergiebedarf reduziert sich im Betrachtungszeitraum um 81 % auf 21 kWh/m^2 EBF. Die jährliche Erhöhung der Energieproduktivität (Reduktion des spezifischen Heizenergiebedarfs) steigt an von rund 1.7 % im Zeitraum 2000 bis 2010 auf 4.4 % gegen Ende des Betrachtungszeitraums, die durchschnittliche jährliche Effizienzsteigerung beläuft sich auf 4 %.

Wird die in Wärmepumpen genutzte Umweltwärme vernachlässigt, erhöht sich der mittlere Anlagennutzungsgrad auf über 165 % und der entsprechende Heizenergiebedarf verringert sich um 88 % auf knapp 13 kWh/m^2 EBF.

Tabelle 8-7: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Mittlerer spezifischer Heizwärmebedarf, Nutzungsgrad und spezifischer Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes 2000 – 2050

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizwärmebedarf (kWh/m^2 EBF)	105.0	93.8	73.5	50.0	40.6	32.5	21.1
inkl. Umweltwärme							
Nutzungsgrad	79.5%	84.6%	89.5%	93.7%	95.4%	96.8%	98.5%
Heizenergiebedarf (kWh/m^2 EBF)	132.0	110.9	82.1	53.3	42.5	33.6	21.4
exkl. umweltwärme							
Nutzungsgrad	80.8%	88.2%	100.0%	117.4%	128.3%	140.6%	165.2%
Heizenergiebedarf (kWh/m^2 EBF)	129.9	106.4	73.5	42.6	31.6	23.1	12.8

Quelle: Prognos 2012

Aufgrund der stärkeren Reduktion des spezifischen Heizenergiebedarfs verringert sich der Energieverbrauch für Raumwärme im Szenario „Neue Energiepolitik“ deutlich stärker als im Szenario „Weiter wie bisher“. Insgesamt verringert sich im Szenario „Neue Energiepolitik“ der Endenergieverbrauch zur Bereitstellung von Raumwärme zwischen 2010 und 2050 um 74.5 % auf 50.1 PJ (Szenario „Weiter wie bisher“ 105.6 PJ). Bei den in Tabelle 8-8 für die Jahre 2000 bis 2010 ausgewiesenen Heizenergieverbräuchen handelt es sich um effektive IST-Verbrauchswerte, bei denen der Einfluss der jährlichen Witterungsschwankungen berücksichtigt ist. Die Werte ab 2011 basieren auf einer durchschnittlichen Witterung, berücksichtigen aber den Effekt der Klimaerwärmung. Nicht berücksichtigt ist hingegen der Raumwärmeverbrauch in Zweit- und Ferienwohnungen, der dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird.

Im Jahr 2050 ist die Umgebungswärme mit einem Anteil von 39.4 % der wichtigste Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme. Der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt steigt auf knapp 50 %. Der Einsatz fossiler Energieträger geht sehr stark zurück, der Heizölverbrauch nimmt gegenüber 2010 um 97 % ab, der Erdgasverbrauch geht um 73 % zurück. Trotzdem entfallen im Jahr 2050 immer noch 29.2 % des Heizenergieverbrauchs auf diese beiden Energieträger.

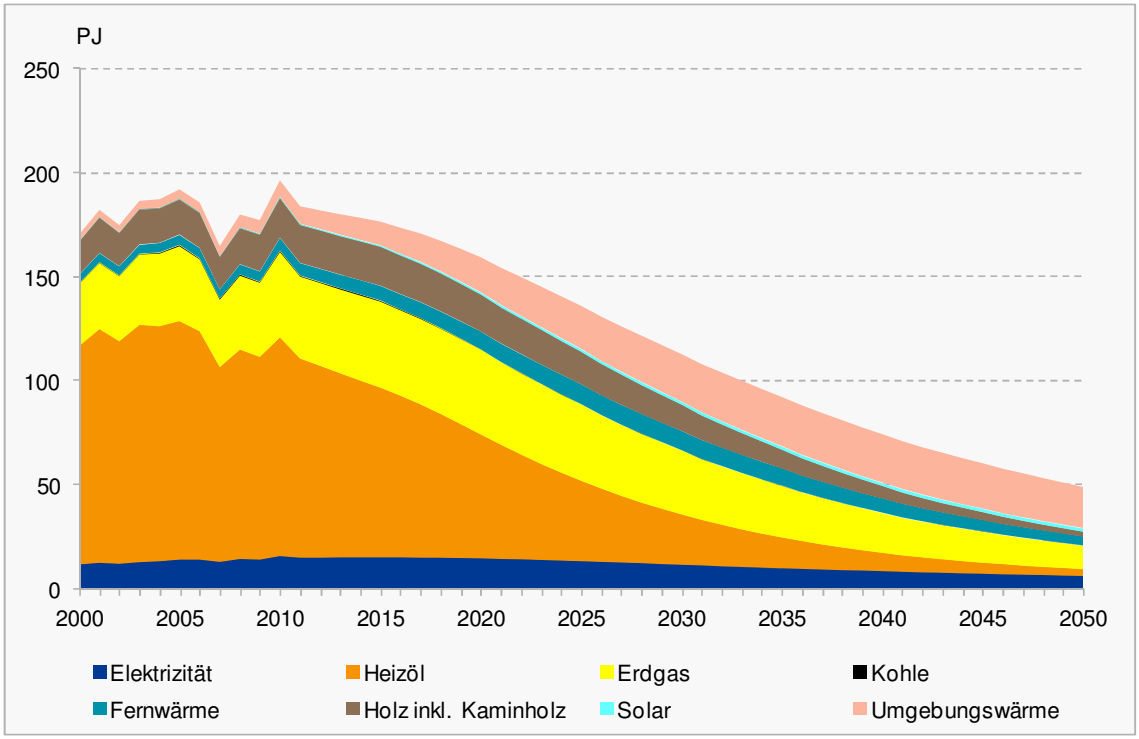
Der Anteil von Strom am Heizenergieverbrauch steigt von 8 % in 2010 auf 12.3 % in 2050. Trotz der Ausweitung der mit Strom beheizten Wohnfläche ist der Stromverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme rückläufig, bis 2050 verringert er sich um knapp 61 % auf 6.2 PJ. Ursache hierfür ist, nebst der Reduktion des Heizwärmebedarfs, der Einsatz von effizienten Wärmepumpen und das Verschwinden der Strom-Widerstandsheizungen. Der Verbrauch der Wärmepumpen steigt bis 2050 auf 4.8 PJ, derjenige der Widerstandsheizungen verringert sich um 99 % auf 0.1 PJ.

Tabelle 8-8: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	11.7	15.7	14.6	11.5	9.9	8.4	6.2
darunter elektrische WP	1.5	3.9	6.8	7.6	7.2	6.5	4.8
Heizöl	105.0	105.1	59.7	24.2	14.9	8.9	3.4
Erdgas	30.2	41.5	40.7	30.8	24.7	19.2	11.2
Kohle	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme	4.0	6.1	8.5	9.3	8.3	6.9	4.3
Holz inkl. Kaminholz	16.0	19.3	18.0	12.8	9.2	6.1	2.5
Solar	0.2	0.4	1.0	1.4	1.5	1.5	1.5
Umgebungswärme	3.1	8.0	16.7	22.8	23.6	23.2	19.7
Biogas	0.0	0.0	0.4	1.3	1.4	1.4	1.2
Endenergienachfrage RW	**170.3**	**196.4**	**159.7**	**114.1**	**93.6**	**75.7**	**50.1**

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-3: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis)



Quelle: Prognos 2012

8.4.1.2 Warmwasser

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird eine mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ identische Entwicklung der warmwasserversorgten Bevölkerung zu Grunde gelegt. Es werden auch keine Unterschiede in Bezug auf den pro Kopf Wasserverbrauch gemacht. Bei den zentralen Warmwassersystemen wird von einem Warmwasserverbrauch pro Kopf und Tag von 45 l bis 50 l, bei einer Temperaturdifferenz von 40°C, und bei den dezentralen Systemen von 35 l bis 45 l ausgegangen. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich bei der Energieträgerstruktur und der Entwicklung der Anlageneffizienz. Die Fortschreibung der Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung beruht im Szenario „Neue Energiepolitik“ auf folgenden Annahmen:

- Die herkömmlichen zentralen Warmwassersysteme auf Basis von Strom, Heizöl, Gas, und Holz und dezentrale Strom, Öl- und Holzanlagen verschwinden fast vollständig aus dem Bestand (Tabelle 8-9). Der Rückgang der Heizölanlagen steht in engem Zusammenhang mit dem Rückgang der Heizölheizungen.

- Solaranlagen werden zum wichtigsten Erzeugungssystem. Der Marktanteil der Solaranlagen steigt von 3 % im Jahr 2010 auf 43 % im Jahr 2050.

- Elektro-Wärmepumpen betriebene Warmwasseranlagen gewinnen ebenfalls hinzu, ihr Anteil steigt im Zeitraum 2010 bis 2050 von 5 % auf 36 %.

Tabelle 8-9: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2000 – 2050, in Tsd. Personen

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strom	2'143	2'204	2'105	1'749	1'453	1'067	90
Heizöl	3'206	2'808	1'906	804	523	328	119
Gas	1'084	1'552	1'942	1'911	1'702	1'466	952
Fernwärme	213	241	426	595	622	619	562
Holz	166	219	227	202	168	126	47
Wärmepumpe	175	411	1'041	1'878	2'244	2'586	3'142
Solar *	41	197	544	1'366	1'869	2'426	3'722
Insgesamt versorgte Personen	7'028	7'632	8'191	8'505	8'581	8'619	8'634

**umgerechnet auf Vollversorgung* *Quelle: Prognos 2012*

Aufgrund der höheren Anteile an solarthermischen Anlagen und an elektrischen Wärmepumpen liegt im Szenario „Neue Energiepolitik“ der Gesamtnutzungsgrad der Warmwasseranlagen im Jahr 2050 mit 95 % höher als im Szenario „Weiter wie bisher“ mit 84 % (Tabelle 8-10). Ohne Berücksichtigung der Umweltwärme ergibt sich im Szenario „Neue Energiepolitik“ ein mittlerer Nutzungsgrad von 126 %.

Der stärkere Anstieg des mittleren Anlagennutzungsgrades führt im Szenario „Neue Energiepolitik“ zu einer grösseren Reduktion des Energieverbrauchs zur Erzeugung von Warmwasser als im Szenario „Weiter wie bisher“. Im Zeitraum 2010 bis 2050 nimmt der Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser um 22 % ab und liegt am Ende des Betrachtungszeitraum bei 24.9 PJ (Tabelle 8-11 und Figur 8-4).

Der Anteil der fossilen Energieträger an der Erzeugung nimmt ab von 61 % in 2010 auf 15 % in 2050, der Anteil von Strom sinkt von 28 % auf 12 %. Demgegenüber steht ein Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien von 8.5 % auf 66 %.

Tabelle 8-10: Szenario „Neue Energiepolitik", Private Haushalte Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2000 – 2050, in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strom	77	78	79	80	80	81	81
Heizöl	59	64	68	71	73	75	77
Gas	64	71	75	78	79	80	81
Fernwärme	74	76	77	77	77	78	78
Holz	42	46	50	55	58	59	63
Wärmepumpe	250	262	286	312	324	334	348
Solar	100	100	100	100	100	100	100
Insgesamt	**65**	**70**	**77**	**84**	**87**	**89**	**95**

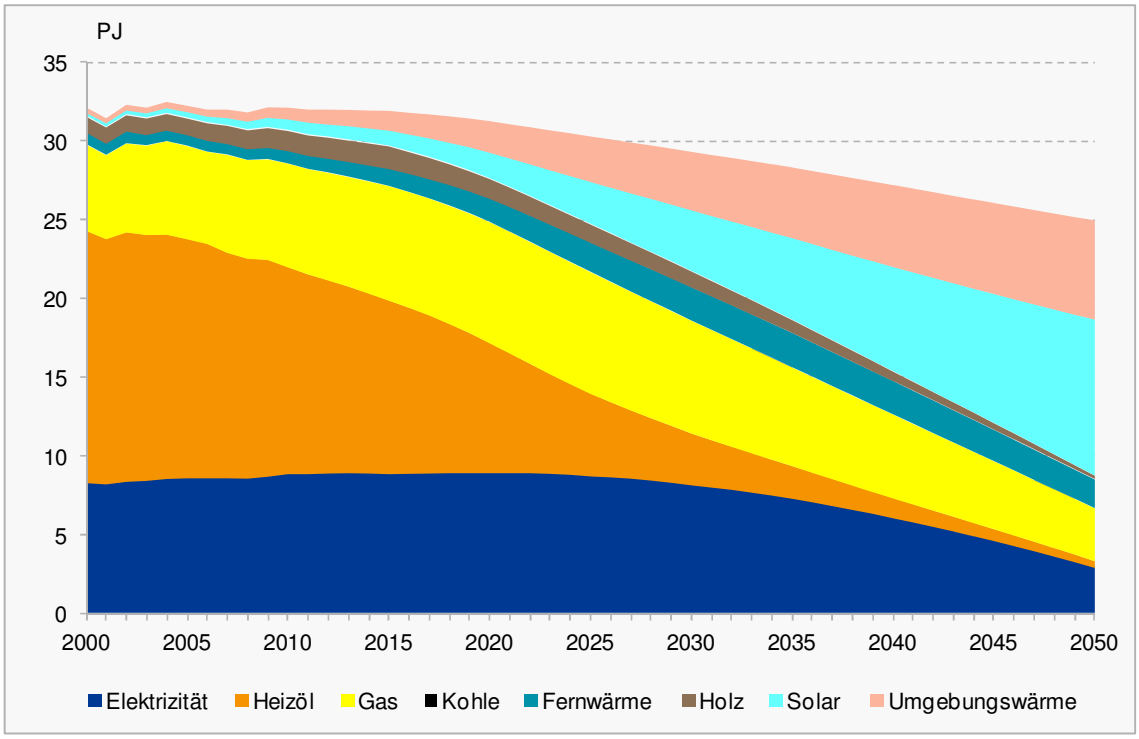
Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-11: Szenario „Neue Energiepolitik" Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	8.3	8.9	8.9	8.1	7.3	6.1	2.9
darunter elektrische WP	0.2	0.5	1.1	1.8	2.0	2.3	2.6
Heizöl	16.0	13.1	8.3	3.3	2.1	1.3	0.4
Gas	5.5	6.6	7.7	7.1	6.3	5.3	3.3
Fernwärme	0.8	0.8	1.5	2.1	2.2	2.1	1.8
Holz	1.0	1.3	1.3	1.0	0.8	0.6	0.2
Solar	0.2	0.7	1.7	3.9	5.2	6.6	9.9
Umgebungswärme	0.3	0.8	2.0	3.7	4.5	5.2	6.3
Endenergienachfrage WW	**32.1**	**32.1**	**31.2**	**29.3**	**28.3**	**27.2**	**24.9**
Anteile in %							
Elektrizität	25.8%	27.6%	28.5%	27.8%	25.7%	22.3%	11.7%
darunter elektrische WP	0.6%	1.5%	3.5%	6.1%	7.2%	8.3%	10.4%
Heizöl	49.8%	40.8%	26.4%	11.2%	7.3%	4.7%	1.8%
Gas	17.0%	20.4%	24.5%	24.4%	22.1%	19.5%	13.4%
Fernwärme	2.5%	2.6%	4.8%	7.2%	7.7%	7.7%	7.2%
Holz	3.2%	4.0%	4.0%	3.5%	2.9%	2.2%	0.8%
Solar	0.7%	2.3%	5.3%	13.2%	18.3%	24.4%	39.8%
Umgebungswärme	1.1%	2.3%	6.4%	12.7%	15.9%	19.2%	25.4%

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-4: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

8.4.1.3 Kochen/Kochherde

Da in Bezug auf die demografische Entwicklung, den Verlauf der Ausstattungsgrade, die Verteilung auf die Kochherdtypen und das Nutzerverhalten von identischen Annahmen ausgegangen wird, unterscheiden sich die beiden Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ im Energieverbrauch für das Kochen nicht wesentlich.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ wird von einer etwas rascheren Abnahme des spezifischen Energieverbrauchs der Kochherde ausgegangen als im Szenario „Weiter wie bisher“. Dies ist insbesondere auf die schnellere Marktdurchdringung mit Induktionsherden zurückzuführen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ erreichen die Induktionsherde im Jahr 2050 einen Anteil von 70 % an den Elektroherden, im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt der Anteil auf 40 %.

Insgesamt liegt der Energieverbrauch für das Kochen mit Kochherden im Jahr 2050 mit 5 PJ um rund 11 % niedriger als im Jahr 2010 (Tabelle 8-12). 96 % des Energieverbrauchs entfallen auf Elektroherde, der Rest zu grossen Teilen auf Gasherde (3.6 %). Die Holzherde haben keine wesentliche Bedeutung.

Tabelle 8-12: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für das Kochen mit Kochherden 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektroherd	4.8	5.1	5.3	5.3	5.3	5.2	4.8
Gasherd	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
Holzherd	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Endenergienachfrage Kochen	**5.7**	**5.6**	**5.7**	**5.7**	**5.6**	**5.4**	**5.0**

Quelle: Prognos 2012

8.4.1.4 Elektrogeräte und Beleuchtung

In Bezug auf die Zahl der Elektrogeräte unterscheiden sich die Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ nicht, es wird von einer identischen Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung und von identischen Ausstattungsgraden ausgegangen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden jedoch die Potenziale zur Steigerung der technischen Energieeffizienz besser ausgenutzt als im Szenario „Weiter wie bisher“, insbesondere in den Bereichen Kühlen und Gefrieren, Waschen sowie Telefonie. Dadurch senken sich die entsprechenden mittleren spezifischen Geräteverbräuche stärker ab (Tabelle 8-13). Bei der Beleuchtung wird von einer schnelleren und umfassenderen Durchdringung mit LED-Lampen und später OLED-Lampen sowie einer höheren Lampeneffizienz (Lichtstrom je Watt) ausgegangen.

Tabelle 8-13: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2000 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Beleuchtung, je m^2 EBF	3.9	3.4	1.5	0.8	0.6	0.5	0.4
Geschirrspüler	305.1	236.9	209.6	187.5	177.4	168.0	150.3
Kühlschrank	290.7	254.0	182.7	140.0	127.8	117.5	100.2
Kühl-Gefrier-Kombi	383.0	322.4	227.9	165.4	148.3	136.3	117.8
Tiefkühltruhe	441.3	379.6	284.6	189.9	161.9	144.1	120.8
Tiefkühlschrank	315.0	291.8	240.1	191.4	173.5	159.5	137.2
Waschmaschine	234.0	210.0	190.0	165.0	155.2	146.1	129.5
Waschtrockner	611.5	556.5	374.2	322.9	305.8	289.2	258.8
Wäschetrockner	353.1	314.2	217.4	149.5	140.2	133.7	120.4
Farb-TV inkl. Settop-Boxen	152.1	169.5	128.4	109.8	99.2	92.0	83.7
Video	55.4	25.5	12.3	10.7	9.8	8.8	6.9
Computer (inkl. Monitore, Drucker)	236.2	77.4	53.8	49.5	47.8	46.2	44.4
Mobil-, Schnurlostelefone	6.1	5.3	6.8	3.6	3.3	2.9	2.3

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt reduziert sich der Stromverbrauch von Elektrogeräten und Beleuchtung innerhalb des Zeitraumes 2010 bis 2050 um 20.5 % und beläuft sich im Jahr 2050 auf 26.2 PJ (Tabelle 8-14). Der grösste Rückgang zeigt sich im Bereich Beleuchtung mit einer Verbrauchsreduktion von 5 PJ (-85 %; Figur 8-5).

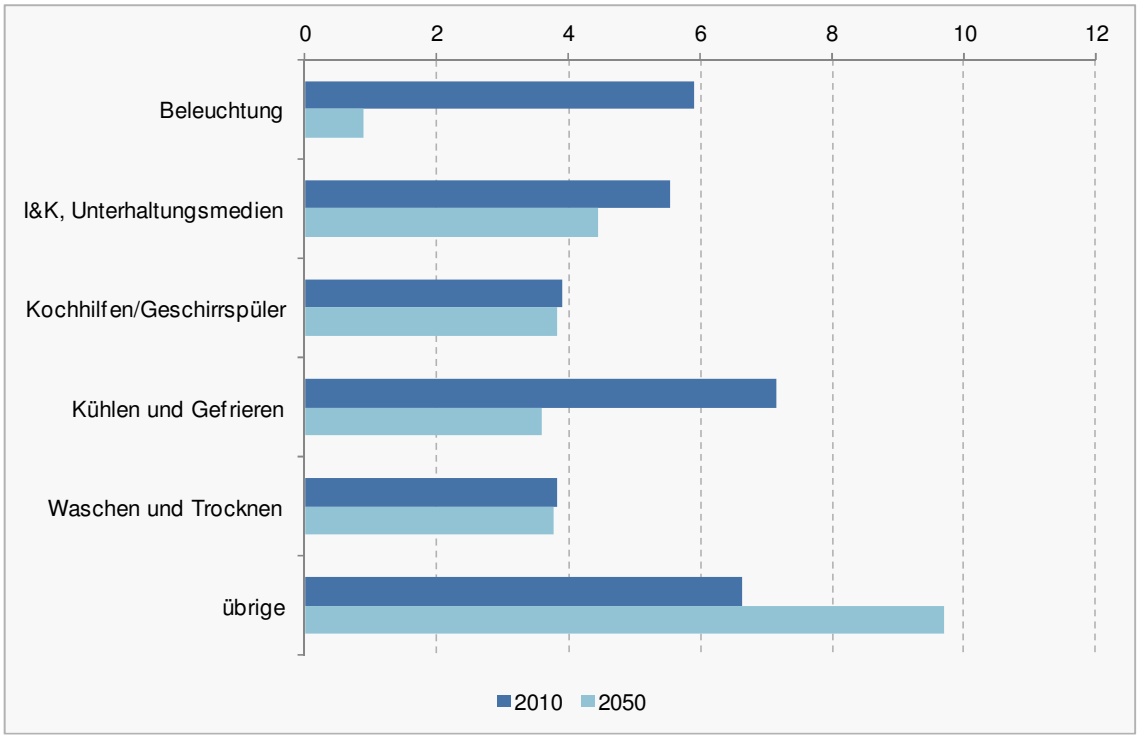
Der Verbrauch für Informations-, Kommunikations- und Unterhaltungsgeräte verringert sich um 1.1 PJ (-20 %), der Verbrauch für Antriebe und Prozesse um 0.65 PJ (-3 %). Dabei entwickeln sich die einzelnen Sub-Gerätekategorien unterschiedlich. Der Verbrauch für Kühlen und Gefrieren reduziert sich um 3,6 PJ (-50 %). Die Verbräuche für die elektrischen Kochhilfen inkl. Geschirrspüler (-0.1 PJ) und Waschen und Trocknen (-0.1 PJ) verbleiben annähernd auf dem Niveau des Jahres 2010. Der Verbrauch der sonstigen Elektrogeräte steigt um 3.1 PJ (+46 %).

Tabelle 8-14: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Beleuchtung	**5.70**	**5.90**	**3.03**	**1.71**	**1.35**	**1.14**	**0.88**
Beleuchtung	5.59	5.78	2.97	1.68	1.33	1.12	0.86
Gemeinschaftsbeleuchtung	0.11	0.12	0.06	0.03	0.03	0.02	0.02
I&K, Unterhaltungsmedien	**5.30**	**5.54**	**5.12**	**4.96**	**4.81**	**4.67**	**4.45**
Farb-TV inkl. Settop-Boxen	2.00	2.57	2.22	2.05	1.89	1.79	1.66
Video	0.50	0.28	0.17	0.17	0.16	0.15	0.13
Radio,Phono	0.94	1.03	1.14	1.18	1.18	1.18	1.16
Computer u.ä.	1.74	1.48	1.33	1.39	1.39	1.39	1.37
Beamer	0.00	0.01	0.00	0.01	0.02	0.02	0.02
Handies, Schnurlostelefone	0.12	0.17	0.26	0.16	0.15	0.14	0.11
Antriebe, Prozesse	**17.25**	**21.55**	**21.85**	**21.43**	**21.36**	**21.24**	**20.89**
davon Kochen/Küche	3.21	3.91	3.96	4.05	4.04	3.98	3.82
Geschirrspüler	1.81	1.84	2.04	2.10	2.07	2.02	1.88
Dunstabzugshaube	0.29	0.33	0.37	0.38	0.39	0.39	0.40
Kaffeemaschine	0.41	0.90	0.58	0.56	0.55	0.54	0.52
Toaster	0.19	0.22	0.24	0.25	0.25	0.25	0.25
Grill+Waffeleisen+Raclette	0.30	0.34	0.38	0.39	0.40	0.40	0.39
Friteuse	0.12	0.15	0.16	0.17	0.17	0.17	0.17
Mikrowelle	0.10	0.14	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22
davon Kühlen und Gefrieren	7.07	7.15	5.95	4.83	4.44	4.14	3.59
Kühlschrank	3.17	3.05	2.37	1.97	1.83	1.72	1.50
Kühl-Gefrier-Kombi	1.15	1.39	1.24	0.95	0.87	0.80	0.70
Tiefkühltruhe	1.64	0.82	0.35	0.17	0.12	0.09	0.06
Tiefkühlschrank	1.15	1.91	1.98	1.75	1.63	1.53	1.33
davon nicht in HH-Statistik enthalten	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
davon Waschen und Trocknen	2.60	3.84	4.02	3.77	3.77	3.79	3.77
Waschmaschine	2.66	2.90	2.90	2.62	2.48	2.34	2.06
Waschtrockner	0.09	0.18	0.22	0.28	0.29	0.30	0.31
Wäschetrockner	2.05	3.10	2.77	2.13	2.07	2.04	1.94
davon nicht in HH-Statistik enthalten	2.21	2.34	1.87	1.27	1.06	0.88	0.54
davon übrige	4.36	6.64	7.92	8.77	9.11	9.33	9.70
Fön	0.27	0.31	0.34	0.36	0.36	0.37	0.37
Bügeleisen	0.22	0.25	0.28	0.29	0.29	0.29	0.29
Staubsauger	0.22	0.25	0.28	0.29	0.29	0.30	0.30
sonstige nicht erfasste Verbräuche	3.65	5.83	7.02	7.83	8.16	8.38	8.75
Elektrogeräte insgesamt	**28.25**	**32.98**	**30.00**	**28.10**	**27.52**	**27.05**	**26.22**

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-5: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung nach Verwendungszwecken in den Jahren 2010 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

8.4.1.5 Klima, Lüftung &Haustechnik

Die Szenarien „Neue Energiepolitik“ und „Weiter wie bisher“ unterscheiden sich nicht in Bezug auf die gekühlte Wohnfläche. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden jedoch zur Erzeugung der Klimakälte vermehrt Wärmepumpen mit Erdsonden oder solarthermische Kühlsysteme eingesetzt. Darüber hinaus werden die technischen Energieeffizienzpotenziale der unterschiedenen Anlagentypen besser ausgenutzt. Dadurch steigt der Stromverbrauch zur Raumklimatisierung weniger stark an als im Szenario „Weiter wie bisher“ (Tabelle 7-19).

Tabelle 8-15: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in Mio. m² EBF

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
klimatisierte Wohnfläche	0.9	6.2	19.0	52.9	84.6	123.0	226.1
davon konventionell	99%	89%	64%	44%	40%	37%	36%
mit Wärmepumpen	1%	11%	32%	42%	40%	39%	33%
solare Kühlung	0%	0%	3%	15%	20%	24%	31%
mech. belüftete Wohnfläche	0.4	14.2	48.7	95.8	119.0	142.4	191.9
beheizte Wohnfläche hilfsenergie-relevant	392.8	464.0	539.6	596.6	615.3	630.6	654.5
davon Mehrfamilienhäuser	223.2	262.0	308.2	343.6	354.6	362.8	374.8

Quelle: Prognos 2012

Die mechanisch belüftete Wohnfläche wird im Szenario „Neue Energiepolitik“ stärker ausgeweitet als im Szenario „Weiter wie bisher“. Dies trägt einerseits, bedingt durch die Wärmerückgewinnung, zu zusätzlicher Reduktion des Heizenergiebedarfs bei und erhöht andererseits den Stromverbrauch im Bereich Belüftung und Haustechnik. Im Jahr 2050 werden in Wohngebäuden 192 Mio. m^2 EBF mechanisch belüftet. Dies sind 32 % der dauernd bewohnten Wohnfläche und 74 % mehr als im Szenario „Weiter wie bisher“.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden die dezentralen Heizöl- und Gasheizanlagen umfassender substituiert als im Szenario „Weiter wie bisher“. Dies führt zu einer leicht abweichenden Entwicklung bei der hilfsenergie-relevanten Wohnfläche. Aufgrund der schnelleren Technologieentwicklung und der konsequenteren Umsetzung verringert sich der Hilfsenergieverbrauch pro Fläche im Szenario „Neue Energiepolitik“ etwas stärker als im Szenario „Weiter wie bisher“. Im Effizienz-Szenario beträgt im Jahr 2050 der durchschnittliche spezifische Hilfsenergieverbrauch 1.5 kWh/m^2 EBF.

Insgesamt erhöht sich im Szenario „Neue Energiepolitik“ der Energieverbrauch für Klima, Lüftung & Haustechnik im Zeitraum 2010 bis 2050 um 12.7 PJ auf 19.9 PJ. Wird der Verbrauch für die gemeinschaftlich genutzte Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern, der dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird, nicht berücksichtigt, ergibt sich eine Zunahme um 13.4 PJ auf 17.8 PJ (Tabelle 8-16).

Der Verbrauchsanstieg ist hauptsächlich auf den Verbrauch der Klimageräte zurückzuführen (+13.2 PJ). Da im Szenario „Neue Energiepolitik“ verstärkt Wärmepumpen und solarthermische Systeme zur Erzeugung der Klimakälte eingesetzt werden, steigt der Einsatz von Strom mit 3.7 PJ weniger stark als im Szenario „Weiter wie bisher“ (+5.1 PJ). Hinzu kommen 9.5 PJ an Solarwärme.

Tabelle 8-16: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Klimageräte	**0.0**	**0.1**	**0.4**	**1.6**	**3.1**	**5.3**	**13.4**
davon Elektrizität	0.0	0.1	0.4	0.9	1.5	2.1	3.9
Solarwärme	0.0	0.0	0.0	0.6	1.6	3.2	9.5
Komfortlüftung	**0.0**	**0.1**	**0.2**	**0.4**	**0.4**	**0.5**	**0.6**
davon Mehrfamilienhäuser	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4
Hilfsenergie	**4.2**	**5.0**	**4.6**	**3.8**	**3.3**	**3.2**	**3.0**
davon Mehrfamilienhäuser	1.8	2.1	1.9	1.6	1.4	1.4	1.3
übrige	**1.7**	**2.0**	**2.6**	**2.9**	**2.9**	**2.9**	**2.9**
davon Hausvernetzung	0.0	0.1	0.7	1.1	1.2	1.2	1.4
Antennenverstärker	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.7
davon in Mehrfamilienhäus	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4
Luftbefeuchter	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Nachfrage insgesamt	**5.9**	**7.2**	**7.7**	**8.6**	**9.7**	**11.9**	**19.9**
Nachfrage insgesamt Haushalte	**3.6**	**4.4**	**5.1**	**6.2**	**7.5**	**9.7**	**17.8**
davon Elektrizität	**3.6**	**4.4**	**5.0**	**5.6**	**5.9**	**6.5**	**8.3**

Quelle: Prognos 2012

Der Stromverbrauch für Komfortlüftungen bleibt trotz der Ausdehnung der mechanisch belüfteten Wohnfläche mit 0.4 PJ in 2050 unbedeutend. Der Verbrauchsanstieg aufgrund der zusätzlich belüfteten Fläche wird weitgehend kompensiert durch Effizienzgewinne bei der Anlagentechnik. Der spezifische Verbrauch liegt in 2050 bei 0,86 kWh/m^2 EBF.

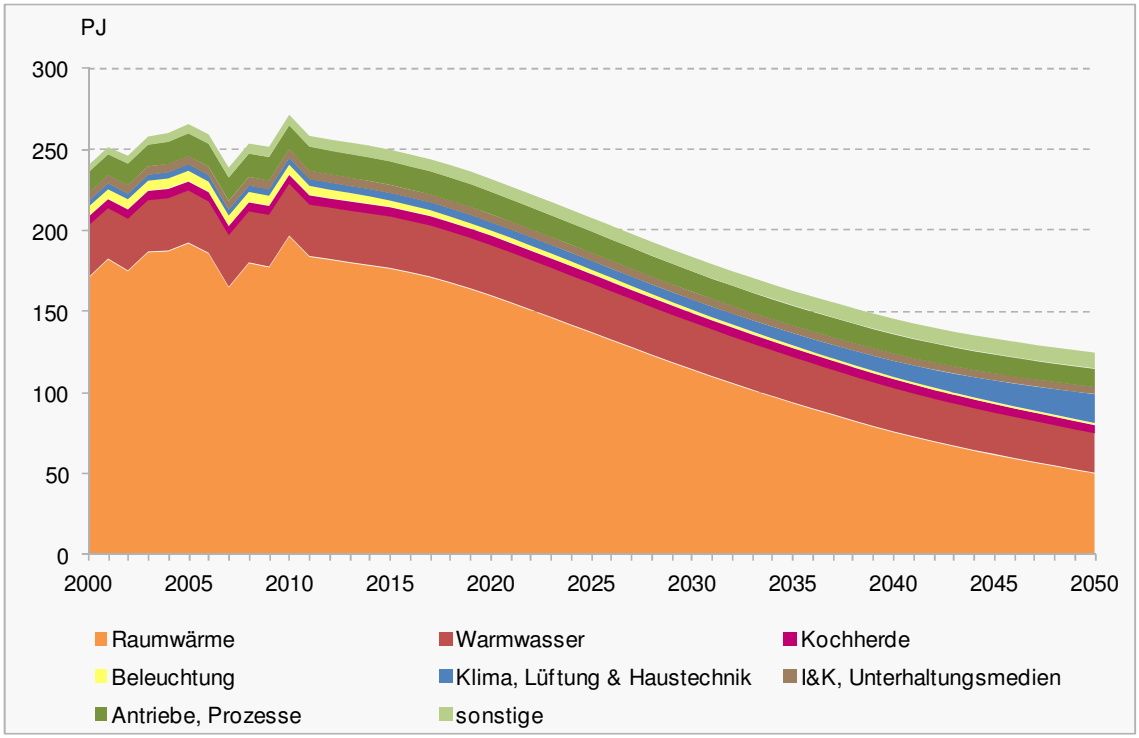
Der Hilfsenergieverbrauch verringert sich im Zeitraum 2010 bis 2050 um 2 PJ („Weiter wie bisher“ -1.7 PJ). Aufgrund der stärkeren Ausschöpfung der technischen Effizienzpotenziale im Szenario „Neue Energiepolitik“ steigt der Stromverbrauch für die übrigen Anwendungen im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik lediglich um 1 PJ, im Szenario „Weiter wie bisher“ beträgt die Zunahme 1.8 PJ.

8.4.1.6 Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ verringert sich der Energieverbrauch der Privaten Haushalte von 271.5 PJ im Jahr 2010 auf 124.1 PJ im Jahr 2050 (-54 %; Figur 8-6). Aufgrund der Unterschiede in Bezug auf die Effizienzentwicklung zeigt sich eine ausgeprägte Verschiebung der Anteile der Verwendungszwecke am Gesamtenergieverbrauch: Mit einem Anteil von 40.4 % im Jahr 2050 verbleibt die Erzeugung von Raumwärme der dominierende Verwendungszweck. Gegenüber dem Jahr 2010 bedeutet dies jedoch einen Rückgang im Anteil um 32 %-Punkte (Tabelle 8-17). Hingegen steigen die Anteile zur Erzeugung von Warmwasser um 8.2 %-Punkte, von Klima, Lüftung & Haustechnik um 12.7 %-Punkte, von Antriebe und Prozesse um 3.5 %-Punkte und der sonstigen Verbräuche um 5.4 %-Punkte. Die Anteile der Kochherde

und von Information, Kommunikation und Unterhaltung verändern sich nicht wesentlich, der Anteil der Beleuchtung geht leicht zurück (-1.5 %-Punkte).

Figur 8-6: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-17: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Raumwärme	170.3	196.4	159.7	114.1	93.6	75.7	50.1
Warmwasser	32.1	32.1	31.2	29.3	28.3	27.2	24.9
Kochherde	5.7	5.6	5.7	5.7	5.6	5.4	5.0
Beleuchtung	5.7	5.9	3.0	1.7	1.4	1.1	0.9
Klima, Lüftung & Haustechnik	3.6	4.4	5.1	6.2	7.5	9.7	17.8
I&K, Unterhaltungsmedien	5.3	5.5	5.1	5.0	4.8	4.7	4.5
Antriebe, Prozesse	12.9	14.9	13.9	12.7	12.3	11.9	11.2
sonstige	4.4	6.6	7.9	8.8	9.1	9.3	9.7
Total Endenergienachfrage	**239.9**	**271.5**	**231.8**	**183.4**	**162.5**	**145.1**	**124.1**
Anteile in %							
Raumwärme	71.0%	72.3%	68.9%	62.2%	57.6%	52.2%	40.4%
Warmwasser	13.4%	11.8%	13.5%	16.0%	17.4%	18.7%	20.1%
Kochen (Kochherde)	2.4%	2.1%	2.5%	3.1%	3.4%	3.7%	4.0%
Beleuchtung	2.4%	2.2%	1.3%	0.9%	0.8%	0.8%	0.7%
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.5%	1.6%	2.2%	3.4%	4.6%	6.7%	14.4%
I&K, Unterhaltungsmedien	2.2%	2.0%	2.2%	2.7%	3.0%	3.2%	3.6%
Antriebe, Prozesse	5.4%	5.5%	6.0%	6.9%	7.5%	8.2%	9.0%
sonstige	1.8%	2.4%	3.4%	4.8%	5.6%	6.4%	7.8%

Quelle: Prognos 2012

Die Verwendung von fossilen Brennstoffen geht im Zeitraum 2010 bis 2050 sehr stark zurück. Der Einsatz von Heizöl verringert sich um 97 %, Kohle wird nicht mehr eingesetzt und verschwindet vollständig aus dem System. Der Erdgasverbrauch geht um 70 % zurück. Damit fällt der Anteil der fossilen Energieträger am Gesamtenergieverbrauch der Privaten Haushalte bis ins Jahr 2050 auf 14.7 % (Tabelle 8-18). Auch die Nutzung von Holz (-87 %), Elektrizität (-28 %) und Fernwärme(-11 %) geht im Zeitraum 2010 bis 2050 deutlich zurück.

Die Bedeutung von Biogas bleibt im Bereich Private Haushalte gering, der Verbrauch steigt im Betrachtungszeitraum auf 1.6 PJ. Der Einsatz von Umweltwärme steigt bis ins Jahr 2040 auf 28.4 PJ an. Als Folge der nachlassenden Nachfrage nach Wärme beginnt ab 2040 auch dieser Energieverbrauch leicht zu sinken. Die Nutzung von Solarwärme steigt in der Periode 2010 bis 2050 um den Faktor 18 auf 20.9 PJ.

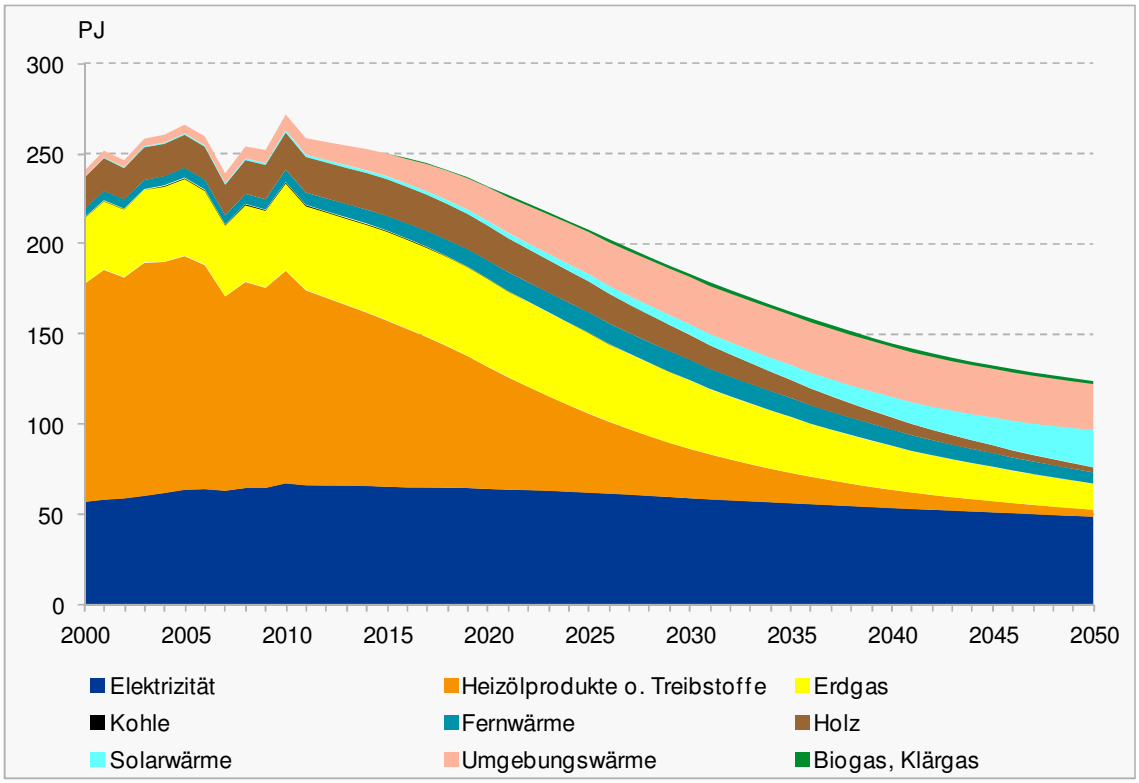
Mit einem Verbrauchsanteil von 39 % im Jahr 2050 wird Strom zum wichtigsten Energieträger. Knapp 17 % des Verbrauchs entfallen auf die Solarwärme und 21 % auf die Umweltwärme. Der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt steigt auf 41.3 % (Szenario „Weiter wie bisher“: 26.5 %).

Tabelle 8-18: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	56.6	67.0	63.9	58.7	55.9	53.3	48.4
Heizöl	121.0	118.2	67.9	27.5	17.0	10.2	3.9
Erdgas	36.3	48.4	48.6	37.9	30.9	24.3	14.4
Kohle	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme	4.8	6.9	10.0	11.4	10.5	9.0	6.1
Holz	17.3	20.7	19.4	13.9	10.1	6.8	2.7
Solarwärme	0.4	1.2	2.7	5.9	8.3	11.4	20.9
Umgebungswärme	3.4	8.7	18.8	26.5	28.1	28.4	26.1
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.5	1.6	1.8	1.8	1.6
Total Endenergienachfrage	**239.9**	**271.5**	**231.8**	**183.3**	**162.5**	**145.0**	**124.1**
Anteile in %							
Elektrizität	23.6%	24.7%	27.5%	32.0%	34.4%	36.7%	39.0%
Heizöl	50.4%	43.5%	29.3%	15.0%	10.4%	7.0%	3.1%
Erdgas	15.1%	17.8%	21.0%	20.7%	19.0%	16.7%	11.6%
Kohle	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Fernwärme	2.0%	2.5%	4.3%	6.2%	6.5%	6.2%	4.9%
Holz	7.2%	7.6%	8.3%	7.6%	6.2%	4.7%	2.2%
Solarwärme	0.2%	0.4%	1.1%	3.2%	5.1%	7.8%	16.9%
Umgebungswärme	1.4%	3.2%	8.1%	14.5%	17.3%	19.6%	21.0%
Biogas, Klärgas	0.0%	0.0%	0.2%	0.9%	1.1%	1.3%	1.3%

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-7: Szenario „Neue Energiepolitik“, Private Haushalte Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

8.4.2 Sektor Dienstleistungen

Bei der Modellierung der Energieverbräuche des Dienstleistungssektors wird die Branche „Landwirtschaft“ einbezogen. Die hier ausgewiesenen Energieverbrauchsdaten sind Modellrohergebnisse, in denen die Landwirtschaft noch enthalten ist. Somit unterscheiden sich diese Daten geringfügig von den in den zusammenfassenden Tabellen und in den Bilanzen ausgewiesenen Daten. Bei letzteren wird konform zu den Bilanzierungskonventionen der Gesamtenergiestatistik die Landwirtschaft mit der statistischen Differenz zusammen gefasst.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ steht die Erreichung gesetzter Energie- und Klimaziele im Vordergrund. An der Entwicklung der branchenspezifischen Leitindikatoren, Vollzeiterwerbstätige und Bruttowertschöpfung, wird auch in diesem Szenario an der vorgegebenen Entwicklung von SECO bzw. Ecoplan festgehalten. Im Folgenden wird das Ergebnis des Szenarios „Neue Energiepolitik“ beschrieben, welches unter der Annahme der Zielerreichung gesetzter Energie- und CO_2-Ziele genügt.

Diese beinhaltet Annahmen über die Einhaltung von Gebäudestandards, wie sie im Haushaltsmodell im selbigen Szenario gemacht werden. Entsprechend werden die gleichen Sanierungsraten und die gleichen Werte für die Sanierungseffizienz angenommen. Es wird eine Wärmepumpen-Strategie verfolgt, die keine Neuinstallationen von Elektrodirektheizungen erfordert. Hinsichtlich der Elektrizitätsnachfrage wird der Einsatz bester Technologien bzw. neuer Schlüsseltechnologien unterstellt, wie sie im Exkurs der Energieperspektiven 2007 [Prognos, 2007a, EPCH - Band 2, Szenario IV] beschrieben werden.

8.4.2.1 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Der Anteil für Raumwärme am Gesamtverbrauch geht von 54 % im Jahr 2010 auf 40 % im Jahr 2050 zurück. Die Anteile der Verwendungszwecke steigen bei Warmwasser um einen %-Punkt, bei Klima, Lüftung & Haustechnik um 6 %-Punkte, bei I&K/Unterhaltungsmedien um 0 %-Punkte, bei Antriebe/Prozesse um 8 %-Punkte und bei Sonstige um 2 %-Punkte. Der Anteil an Beleuchtung nimmt um 3 %-Punkte ab.

Tabelle 8-19 fasst die Entwicklung des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken zusammen.

Bezüglich der relativen Entwicklung der einzelnen Verwendungszwecke zeigt sich folgendes Bild: Der Energiebedarf an Raumwärme sinkt bis 2050 auf 52 % seines Niveaus im Jahr 2010, der Warmwasserbedarf sinkt auf 83 %, Beleuchtung auf 49 % und I&K, Unterhaltungsmedien auf 83 %. Der Energieverbrauch für die restlichen Verwendungszwecke hingegen erhöht sich. Der Energiebedarf für Kühlen/Lüften/Haustechnik wächst um 10 %, für Antriebe/Prozesse um 16 % und für Sonstige um 27 % bis 2050.

Tabelle 8-19: Szenario „Neue Energiepolitik", Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ

PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Verwendungszwecke							
Raumwärme	79.2	82.5	69.4	59.0	54.3	50.0	42.9
Warmwasser	10.6	10.4	10.6	9.7	9.4	9.1	8.6
Beleuchtung	13.8	15.4	12.9	10.8	9.9	9.0	7.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	18.3	18.2	18.2	18.3	18.7
I&K, Unterhaltungsmedien	2.6	4.1	4.1	3.8	3.7	3.6	3.4
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	21.9	21.9	22.2	22.5	23.4
sonstige	2.1	3.0	3.4	3.5	3.6	3.6	3.8
Total Verwendungszwecke	**140.9**	**152.4**	**140.6**	**127.0**	**121.2**	**116.2**	**108.3**

Quelle: Prognos 2012

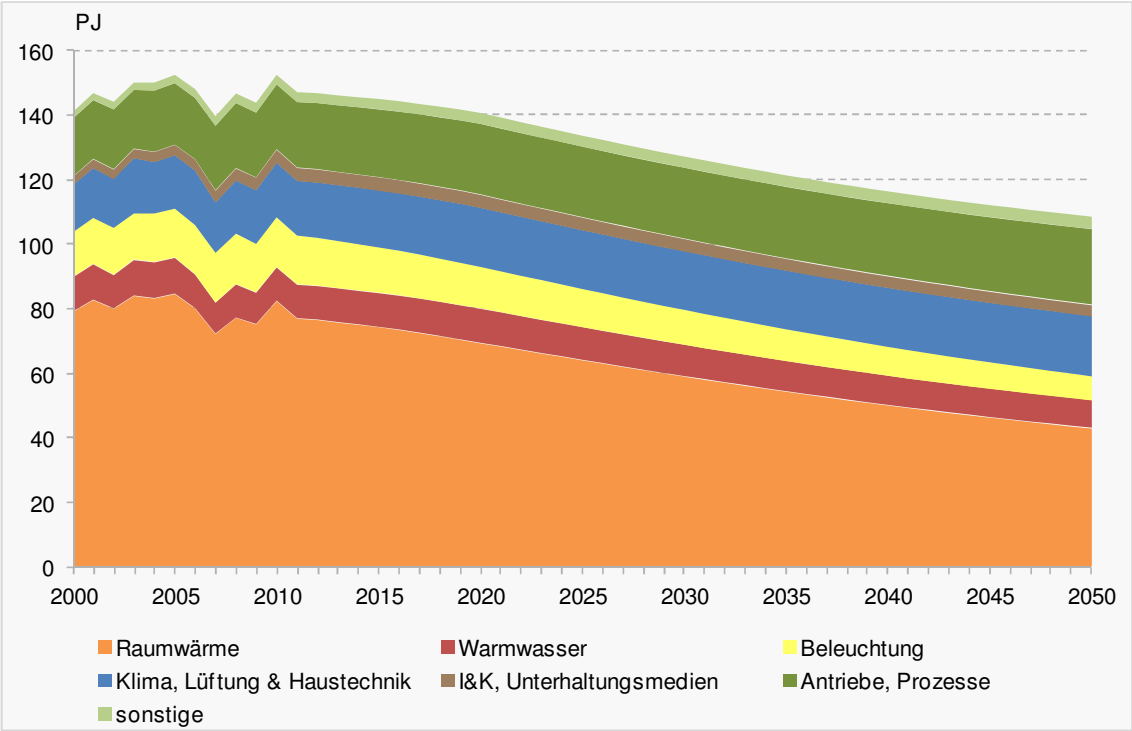
Die Entwicklung der Verbräuche nach Verwendungszwecken bedarf erheblicher Effizienzfortschritte. Die grösste absolute Ersparnis wird in diesem Szenario durch die Reduktion der Raumwärme erzielt, da nicht nur der Energiebedarf an Raumwärme relative zum Jahr 2010 sinkt, sondern auch dessen Anteil am Gesamtenergieverbrauch um 15 %-Punkte fällt.

Wie in den übrigen Szenarien wachsen die Energiebezugsflächen innerhalb des Betrachtungszeitraums um 26 %. Der Zubau neuer Gebäudeflächen erfolgt mit einer sich stetig verbessernden energetischen Qualität, die Sanierungsraten erhöhen sich auf knapp 1.5 % im Durchschnitt. Für die Sanierungseffizienz wird dabei angenommen, dass ein sanierter Altbau im Durchschnitt dieselbe Energieeffizienz erreicht wie ein Neubau zum Sanierungszeitpunkt. Dies ist im Dienstleistungssektor mit einem grossen Anteil an standardisierten Nachkriegsbauten unter der Voraussetzung geeigneter Materialien, wie im Haushaltsmodel für dieses Szenario ausgeführt, erreichbar.

Gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ reduziert sich der Energieverbrauch vor allem bei den Verwendungszwecken Klima, Lüftung & Haustechnik sowie Beleuchtung. Bei letzterem beispielsweise durch den Einsatz von LED bzw. OLED-Leuchten, bei ersterem durch den Einsatz bivalenter Wärmepumpen oder Betonkernlüftungssystemen.

Der Energieverbrauch beim Verwendungszweck Antriebe, Prozesse reduziert sich nur gering, da physische Arbeit geleistet werden muss und dadurch geringere Einsparpotenziale bestehen.

Figur 8-8: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Eine weitere Ausnutzung von Effizienzpotenzialen und Schlüsseltechnologien bewirkt nur bei den Verwendungszwecken Warmwasser, Beleuchtung und I&K, Unterhaltungsmedien, dass sich der Energieverbrauch absolut reduziert. Der zunehmende Ausstattungsgrad wie beim Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik verhindert, dass es zu einer absoluten Einsparung an Energie kommt. Gleiches gilt für den Verwendungszweck Sonstige. Figur 8-8 zeigt den Endenergieverbrauch im Dienstleistungssektor nach Verwendungszwecken.

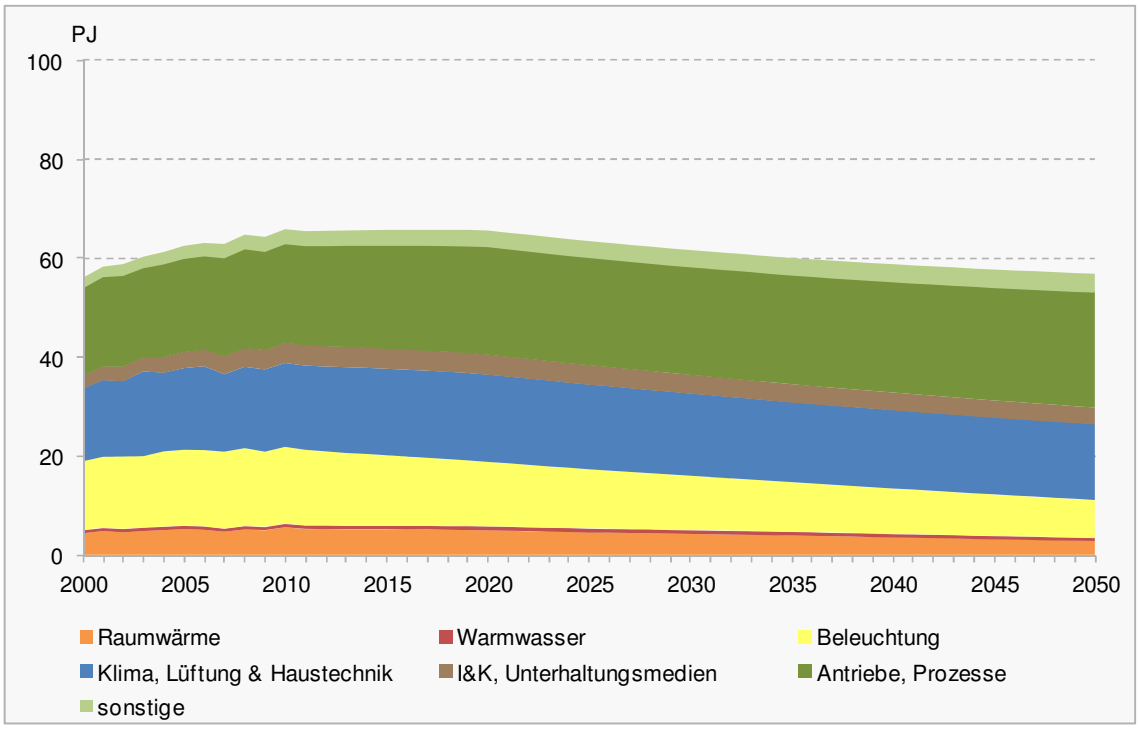
Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 8-20 dargelegt und in Figur 8-9 visualisiert. Über fast alle Verwendungszwecke hinweg zeigt sich eine Reduktion der Elektrizitätsnachfrage, ausser für Antriebe/Prozesse und Sonstige, die sich im Vergleich zu 2010 bis 2050 um 16 % bzw. 27 % erhöhen. Der Stromverbrauch für Raumwärme nimmt um 49 % ab, der für Warmwasser um 9%. Der Stromverbrauch für den Verwendungszweck Beleuchtung verringert sich um 51 %, bei Klima, Lüftung & Haustechnik verringert er sich bis 2050 um 9 %, bei I&K, Unterhaltungsmedien sinkt er um 17 %.

Tabelle 8-20: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ

PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Verwendungszwecke							
Raumwärme	4.5	5.7	5.1	4.4	4.0	3.7	3.0
Warmwasser	0.6	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6
Beleuchtung	13.8	15.4	12.9	10.8	9.9	9.0	7.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	17.6	16.7	16.2	15.9	15.4
I&K, Unterhaltungsmedien	2.6	4.1	4.1	3.8	3.7	3.6	3.4
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	21.9	21.9	22.2	22.5	23.4
sonstige	2.1	3.0	3.4	3.5	3.6	3.6	3.8
Total Verwendungszwecke	**56.2**	**66.0**	**65.7**	**61.8**	**60.2**	**59.0**	**57.0**

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-9: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

In Figur 8-9 wird wiederum deutlich, dass der Verwendungszweck Antriebe/Prozesse nur wenig zur Stromersparnis beiträgt, da die Einsparpotenziale geringer sind. Bei Klima, Lüftung & Haustechnik sind Einsparpotenziale gegeben, die jedoch vom starken Wachstum des Bedarfs an diesem Verwendungszweck überlagert werden.

8.4.2.2 Endenergienachfrage nach Branchen

Der Energieverbrauch für die verschiedenen Verwendungszwecke nimmt in den meisten Fällen ab, daraus ergibt sich auch ein fallender Endenergieverbrauch in den einzelnen Branchen des Dienstleistungssektors. Der Gesamtenergieverbrauch nimmt in diesem Szenario zwischen 2010 und 2050 um 29 %, von 152.4 PJ auf 108.3 PJ, ab. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang des Energieverbrauchs im Dienstleistungssektor von weniger als 1 % (Tabelle 8-21).

Tabelle 8-21: Szenario „Neue Energiepolitik", Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2005 – 2050 nach Branchen, in PJ

PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Branchen							
Landwirtschaft	3.9	3.7	3.5	2.7	2.4	2.1	1.7
Handel	28.0	30.2	28.5	26.8	26.1	25.5	24.7
Kredit/Versicherung	7.1	8.2	7.6	7.1	6.9	6.7	6.3
Übrige Dienstleistungen	40.4	46.4	42.4	38.4	36.7	35.2	32.7
Gesundheit/Soziales	16.3	17.7	17.3	16.9	16.8	16.8	17.2
Erziehung/Unterricht	12.5	13.3	11.9	10.6	10.1	9.6	8.8
Gastgewerbe	18.9	17.4	16.8	14.5	13.5	12.6	11.0
PHH*	13.7	15.6	12.7	10.0	8.7	7.6	5.9
Total Branchen	**140.9**	**152.4**	**140.6**	**127.0**	**121.2**	**116.1**	**108.3**

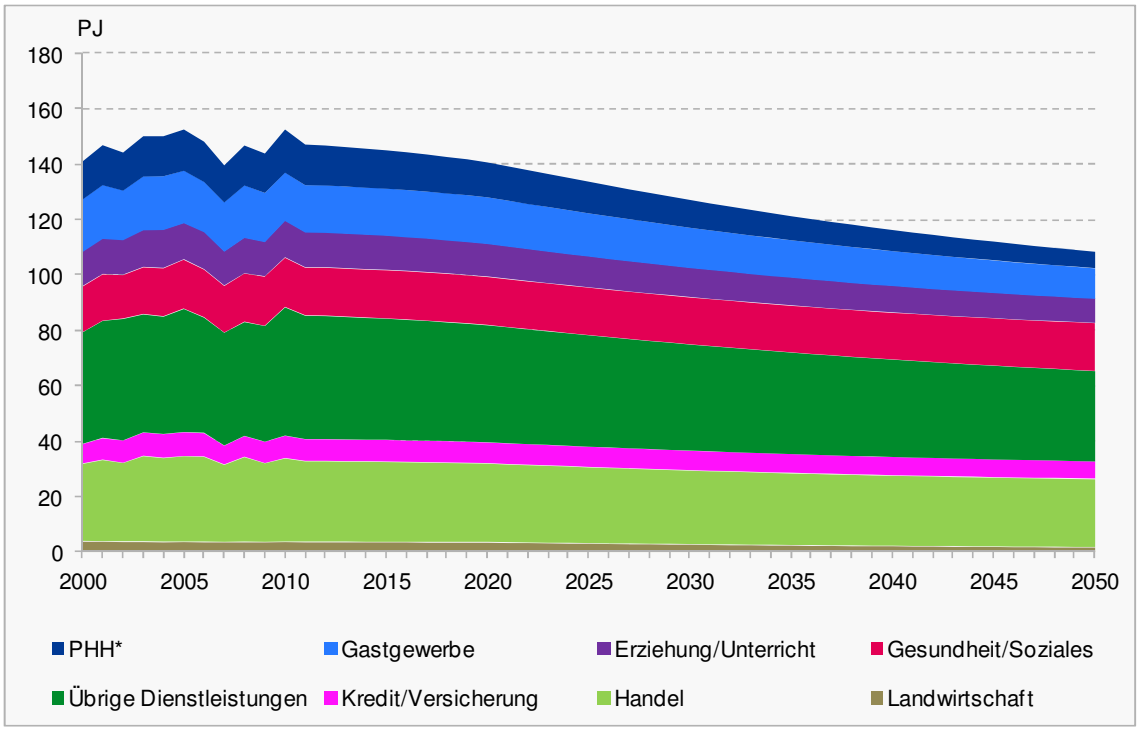
**PHH: Endenergieverbrauch von Ferien-/Zweitwohnungen bzw. Gemeinschaftszählern von Mehrfamilienhäusern, der in der Energiebilanz dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird.* *Quelle: Prognos 2012*

Alle Branchen verzeichnen somit einen Rückgang im Energieverbrauch. Am stärksten nimmt der relative Energieverbrauch bei Ferien-/Zweitwohnungen bzw. bei dem durch Gemeinschaftszähler erfassten Energieverbrauch von Mehrfamilienhäusern ab, der hier explizit ausgewiesen wird. Hier ergibt sich eine Verbrauchsreduktion auf 38 % im Vergleich zum Jahr 2010. Die geringsten absoluten Einsparungen sind in der Branche Gesundheit/Soziales zu finden (Figur 8-10).

Der Energieverbrauch in der Branche Gesundheit/Soziales reduziert sich bis 2050 auf 97 % des Niveaus von 2010 und erzielt gleichzeitig den höchsten Zuwachs an Flächen und an Bruttowertschöpfung. In der Landwirtschaft reduziert sich der Verbrauch auf 45 % des Jahres 2010, bedingt durch den starken Abfall der Bruttowertschöpfung, der Energieersparnis bei den Verwendungszwecken Raumwärme und Antriebe/Prozesse. Im Handel fällt der Energieverbrauch auf 82 % ab, bei Kredit/Versicherung reduziert er sich auf 77 %, bei Erziehung/Unterricht auf 67 %, bei Gastgewerbe auf 63 %. Bei den Übrigen Dienstleistungen sinkt der Verbrauch bis 2050 auf 71 % des Niveaus in 2010.

Der Verwendungszweck Raumwärme trägt bei allen Branchen wesentlich zur Energieersparnis bei, dennoch gibt es Unterschiede im Beitrag der übrigen Verwendungszwecke. Bei Landwirtschaft trägt neben der Raumwärme auch der Rückgang beim Verwendungszweck Antriebe/Prozesse bei, ähnlich verhält es sich in der Branche Gesundheit/Soziales.

Figur 8-10: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ



**PHH: Endenergieverbrauch von Ferien-/Zweitwohnungen bzw. Gemeinschaftszähler von Mehrfamilienhäusern, der in der Energiebilanz dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird. Quelle: Prognos 2012*

Im Handel ist es die Ersparnis bei Beleuchtung, in der Branche Kredit/Versicherung ist es der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik.

8.4.2.3 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Zur Erreichung der Klimaziele reichen Effizienzsteigerungen allein nicht aus. Es müssen weiterhin fossile Energieträger mit erneuerbaren, CO_2-neutralen Energieträgern substituiert werden. Die Anteilswerte der Energieträger verändern sich im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ nur wenig, wie Tabelle 8-22 zeigt. Der Stromanteil weitet sich aus und deckt im Jahr 2050 zu 53 % den Energiebedarf, 10 %-Punkte mehr als in 2010. Heizöl trägt im Jahr 2050 nur noch zu 11 % zur Bedarfsdeckung bei, 2010 waren es noch 32 %. Der Anteil von Erdgas sinkt von 16 % auf 13 %. Solar- und Umgebungswärme werden 2050 zu 7 % bzw. 6 % den Energieverbrauch bestreiten, Biogas einen Anteil von 5 % und Holz 3 %. Der Anteil der Fernwärme bleibt konstant bei 3 %, während Kohle vollständig verschwindet.

Tabelle 8-22: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Energieträgern

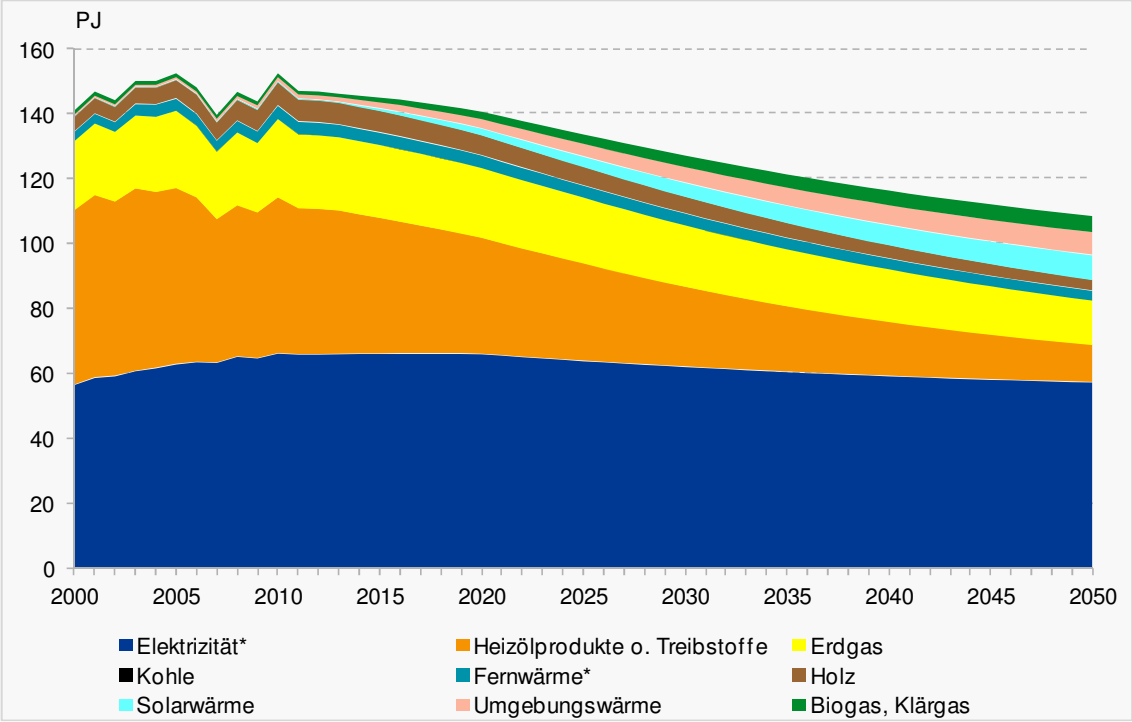
PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Energieträger							
Elektrizität*	56.2	66.0	65.7	61.8	60.2	58.9	57.0
Heizölprodukte o. Treibstoffe	54.1	48.2	36.0	24.7	20.3	16.7	11.5
Erdgas	21.4	24.3	21.7	19.1	17.8	16.4	13.9
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme*	2.8	4.1	3.8	3.6	3.5	3.3	3.0
Holz	4.5	7.1	6.2	5.1	4.5	4.0	3.3
Solarwärme	0.1	0.3	2.1	4.3	5.3	6.2	7.6
Umgebungswärme	0.6	1.3	2.9	4.8	5.5	6.1	6.9
Biogas, Klärgas	1.2	1.2	2.3	3.6	4.1	4.5	5.0
Total Energieträger	**140.9**	**152.4**	**140.6**	**127.0**	**121.2**	**116.2**	**108.3**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch steigt von 6 % auf 21 %, der durch einen stärkeren Einsatz von Wärmepumpen, Wärmetransformatoren, Solarwärme und Biogas begründet wird. Es wird angenommen, dass zusätzlich zu lokalen Biogasnutzungen wie beispielsweise in der Landwirtschaft oder der Gesundheitsbranche dem Erdgas 10 % Biogas beigemischt wird und verstärkt Solarwärme für Warmwasser und Klima, Lüftung & Haustechnik eingesetzt wird.

Figur 8-11 illustriert den Verlauf des Endenergieverbrauchs im Dienstleistungssektor nach Energieträgern.

Figur 8-11: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

8.4.2.4 Entwicklung der spezifischen Energieverbräuche nach Branchen

Branchenspezifische Unterschiede in der Energieverbrauchsstruktur spiegeln sich auch in diesem Szenario in der Entwicklung der spezifischen Verbräuche wider. Die einzelnen Branchen weisen hinsichtlich der jeweils vorherrschenden Verwendungszwecke für Energie erhebliche Unterschiede in den spezifischen Verbräuchen auf (siehe Tabelle 8-23).

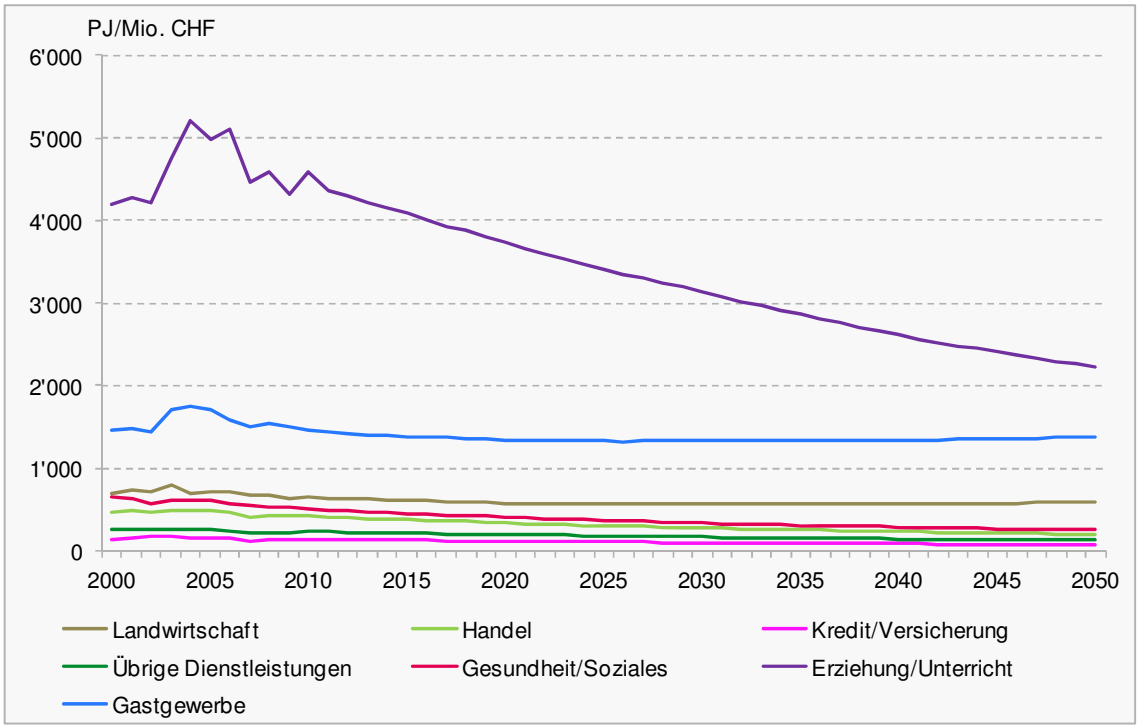
Tabelle 8-23: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung), absolut (in PJ/Mio. CHF) und indexiert (Basis=2010), 2000 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt

PJ/Mio. CHF	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung							
Landwirtschaft	683	656	574	561	565	568	588
Handel	473	431	335	276	252	231	198
Kredit/Versicherung	132	139	117	99	91	83	72
Übrige Dienstleistungen	250	238	194	167	154	143	125
Gesundheit/Soziales	653	516	404	335	309	286	252
Erziehung/Unterricht	4'194	4'592	3'738	3'129	2'864	2'612	2'230
Gastgewerbe	1'451	1'469	1'338	1'326	1'334	1'340	1'377
normalisierter Verbrauch							
Landwirtschaft	104	100	87	85	86	87	90
Handel	110	100	78	64	59	54	46
Kredit/Versicherung	94	100	84	71	65	60	52
Übrige Dienstleistungen	105	100	82	70	65	60	52
Gesundheit/Soziales	127	100	78	65	60	55	49
Erziehung/Unterricht	91	100	81	68	62	57	49
Gastgewerbe	99	100	91	90	91	91	94

Quelle: Prognos 2012

Der spezifische Energieverbrauch pro Schweizer Franken Bruttowertschöpfung bleibt in der Branche Erziehung/Unterricht am höchsten, gefolgt vom Gastgewerbe und der Landwirtschaft. Nichtsdestotrotz sinkt in allen Branchen der spezifische Verbrauch von 2010 bis 2050 (siehe Figur 8-12 bzw. Figur 8-13).

Figur 8-12: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Spezifische Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ/Mio. CHF

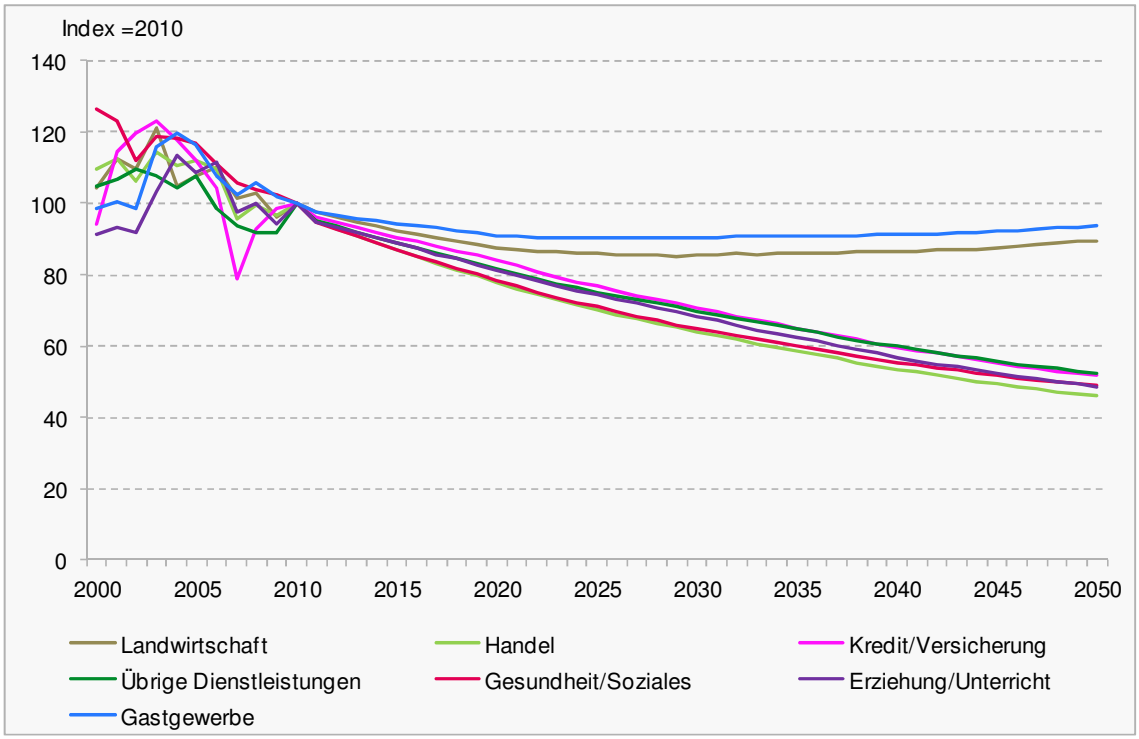


Quelle: Prognos 2012

Im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ reduziert sich in diesem Szenario auch der spezifische Energiebedarf im Gastgewerbe trotz höherer Komfortansprüche. Er sinkt bezogen auf das Jahr 2010 um 6 %. Erzielt wird diese Ersparnis primär durch Effizienzverbesserungen bei den Verwendungszwecken Raumwärme und Klima, Lüftung & Haustechnik. Ebenso verhält es sich bei der Landwirtschaft, deren spezifischer Verbrauch gegenüber dem Jahr 2010 bis 2050 um 10 % fällt.

Im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt der spezifische Verbrauch trotz fallender Bruttowertschöpfung an, da der Raumwärmebedarf durch die existierenden Gebäudeflächen bestimmt wird und sich diese entsprechend ihrer Lebensdauer nicht wesentlich reduzieren. In diesem Szenario hingegen ist die Energieersparnis über alle Verwendungszwecken hinweg so hoch, dass auch der spezifische Energieverbrauch sinkt.

Figur 8-13: Szenario „Neue Energiepolitik“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010



Quelle: Prognos 2012

8.4.3 Sektor Industrie

Für das Szenario „Neue Energiepolitik“ wird bezüglich des Ziels ein ambitionierter, konservativer Ansatz gewählt. Das Energieeinsparpotential wird auf Basis der bereits heute verfügbaren technologischen Möglichkeiten abgeschätzt. Dabei werden Effizienzpfade der Querschnittstechnologien auf den gesamten Anlagenpark angewendet. Die Effizienzpfade sind je nach Anlage bzw. Prozessschritt unterschiedlich. Auf eine einzelne Anlage wirken jedoch nicht alle Querschnittstechnologien, sondern nur die für diesen Prozess relevanten. Jeder Prozess kann demnach sowohl durch Anlagen als auch durch Querschnittstechnologien beschrieben werden.

Bei der Betrachtung der möglichen technologischen Verbesserungen wird der heutige Stand der Technik berücksichtigt und die Verbesserungen werden konsequent angewandt. In einem zweiten Schritt werden Einsparpotentiale von möglicherweise in Zukunft verstärkt zum Einsatz kommenden Querschnittstechnologien abgeschätzt. Beispiele hierfür sind biotechnologische Verfahren. Diese beschleunigen viele chemische Prozesse, die bei hohen Temperaturen und grossem Druck stattfinden. Diese Biokatalyse läuft mit geeigneten Organismen (z. B. Pilzen, Bakterien oder Algen, z. T. gentechnisch verändert) bei energetisch günstigeren Umgebungsbedingungen ab. Bei einigen Prozessen sind Einsparpotenziale von bis zu 95 Prozent möglich. Auch die Nanotechnologie hat Potential, die Eigenschaften vielfältigster Materialien zu optimieren, um beispielsweise Reibungsverluste und Wartungsaufwand zu reduzieren. In einzelnen Anwendungen, wie z. B. Oberflächenbeschichtungen (Lotus-Effekt) und Membrane, ist die Nanotechnologie schon jetzt präsent. Diese Verfahren sind für Nischenanwendungen, wie heute auch schon, sehr wahrscheinlich.

Methodik und Rahmendaten für das Szenario „Neue Energiepolitik“ sind identisch zu denen des Szenarios „Weiter wie bisher“ (vgl. Abschnitte 3.1.3 und 7.4.3.1). Der Unterschied beider Szenarien liegt in der konsequenten Anwendung der effizienteren Querschnittstechnologien auf alle Produktionsprozesse. Weder die Produktionsmengen noch die Energiebezugsflächen variieren. Rückkopplungseffekte sind schwer zu quantifizieren und werden daher nicht berücksichtigt.

Weiterhin wird eine strategische Energieträgersubstitution unterstellt. Der Einsatz von Kohle und Holz reduziert sich zugunsten von Biokohle, derjenige von Flüssiggas und Erdgas zugunsten von Biogas.

In diesem Szenario werden keine neuen Produkte und Produktionsprozesse unterstellt. Ausgangspunkt und einzige Annahme ist, dass sich die Produzenten in jedem Investitionszyklus für die zu diesem Zeitpunkt energiesparendste Technologie (Best Available Technology, BAT) entscheiden.

8.4.3.1 Querschnittstechnologien

Querschnittstechnologien kommen im Allgemeinen nicht nur in ganz spezifischen Produktionsprozessen, sondern branchenübergreifend in ganz unterschiedlichen Zusammenhängen zur Anwendung. Tabelle 8-24 gibt einen Überblick über alle im Modell berücksichtigten Querschnittstechnologien sowie deren unterstellte Auswirkungen auf den Endenergieverbrauch. Die Effizienzgewinne sind multiplikativ. Ausserdem wirken sie nur bei den Prozessschritten, in welche die jeweilige Querschnittstechnologie eingeht. Die in der Tabelle genannten Wertebereiche beziehen sich auf die möglichen Reduktionen der Endenergie in einem Zeitraum von 30 Jahren. Der Wertebereich berücksichtigt die je Prozessschritt unterschiedliche energetische Relevanz und Umsetzbarkeit einer Querschnittstechnologie.

Tabelle 8-24: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Reduktion der Endenergienachfrage je betroffener Anlage durch Querschnittstechnologien, in % je 30 Jahre

Kategorie	Querschnittstechnologie	EEV-Reduktion [%/30a]
Motoren	Dieselmotoren	1 - 9
	Elektromotoren	2 - 20
	Verbrennungsmotoren	1 - 9
Mechanik	Druckluft	3 - 50
	Kompressoren	1 - 15
	Kraftübertragung	1 - 7
	Pumpen	2 - 20
	Rückgewinnung mechanischer Prozessenergie	3 - 50
	Tribologische Maßnahmen	1 - 10
	Ventilatoren	1 - 20
Wärmetechnologien	Brenner	4 - 10
	Brüdenkompression	8 - 40
	Elektrizitätsbasierte Erwärmungstechnologien	5 - 15
	Heißwasserbereitung und Dampferzeugung	0 - 5
	Kälteerzeugung	1 - 5
	Kaskadennutzung und Wärmetauscher	4 - 20
	Kessel	6 - 8
	Öfen	0 - 5
	Trockner	2 - 15
	Wärmedämmung	4 - 15
	Wärmepumpen	0 - 3
Elektrik und Elektronik	Automatisierung und Robotisierung	-10 - 10
	Mikrosystemtechnik	0 - 3
	Rechnergestützte Arbeitsschritte (CAx)	-2 - 15
	Steuerungselektronik	2 - 10
	Stromversorgung	1 - 5
Umweltschutz	Abgas- und Abwasserreinigung	0 - 5
	Filtern	0 - 10
	Waschen	0 - 5
Zukunftstechnologien	Biotechnologie	0 - 95
	Nanotechnologie	0 - 20
Haustechnik	Beleuchtung	5 - 20
	EDV und IT	5 - 10
	Heizung	1 - 5
	Klimatisierung und Lüftung	5 - 20
	Laboreinrichung	1 - 5

Quelle: Prognos 2012

Für die Motorentechnik, insbesondere die der Elektromotoren niedriger Leistung bis 1kW, werden grosse Einsparungen von bis zu 20 % innerhalb von 30 Jahren durch Frequenzumrichter zur Drehzahlregulierung und vor allem durch prozessoptimiertes Verhalten wie der Vermeidung von Teillastzuständen mittels einem Lastmanagement und richtiger Dimensionierung erwartet [ISI, 2010]. Eine stetige Verbesserung des Wirkungsgrades neuer Motoren fliesst durch zyklischen Austausch in den Anlagenpark ohnehin rechtzeitig mit ein, statt verschleppt zu werden.

Mechanische Anwendungen weisen insgesamt ein sehr hohes, relatives Einsparpotential auf. Druckluftanlagen beispielsweise sind durch vorhandene Leckagen stark verlustbehaftet (bis zu 35 % [Basics, 2000]). Werden diese vermieden, eine adäquate Dimensionierung und Verrohrungsgeometrie gewählt sowie Teilnetze bei Nichtgebrauch

abgestellt, lassen sich bis zu 50 % innerhalb von 30 Jahren einsparen. In gleichem Masse lässt sich der Endenergieverbrauch durch Rückgewinnung mechanischer Prozessenergie (ergo kinetischer Energie) drosseln – mittels Schwungrad oder der elektrischen Nutzung von Bremsenergie bei jeder Art bewegter Masse (Zentrifugen, Aufzüge, Transportfahrzeuge).

Unter den Wärmetechnologien können bei Trocknungsprozessen mittels Brüdenkompression 40 % innerhalb von 30 Jahren erreicht werden [Basics, 2000]. Hierbei wird aus mit Wasserdampf gesättigter Luft (dem Brüden), die beim Trocknen von Feststoffen entsteht, durch Kompression Verdunstungswärme nutzbar gemacht. Für viele thermische Prozesse bietet sich zudem an, die Wärmeverbraucher soweit wie möglich entlang ihres relativen Temperaturgefälles auszurichten. Eine derartige Kaskadennutzung spart bis zu 20 % innerhalb von 30 Jahren an Endenergie ein. Nicht zuletzt können auch elektrizitätsbasierte Erwärmungstechnologien wie Infrarot-Trocknung und Mikrowellen-Heizung konventionelle Wärmetechnologien ersetzen.

Die Automatisierung und Robotisierung von Produktionsprozessen findet seit jeher statt, kann aber, beschleunigt umgesetzt, zu Energieeinsparungen von 10% innerhalb von 30 Jahren führen. Die Robotisierung bringt energetische Vorteile aufgrund ihrer Geschwindigkeit, Präzision und Belastungsfähigkeit. Zudem muss eine „menschenleere“ Fabrik nicht geheizt und (fast) nicht beleuchtet werden. Rechnergestützte (Computer-Aided, CA) Arbeitsschritte und elektronische Steuer-, Mess- und Regelalgorithmen reduzieren den Energieeinsatz um je 15 % bzw. 10 % innerhalb von 30 Jahren [Prognos, 2006]. Der generell erhöhte Informatik-Einsatz in der Produktion bringt allerdings einen steigenden Strombedarf mit sich. Dieser ist in den obigen Zahlen berücksichtigt.

Für die Haustechnik werden auf die Industrie angepasste Vorgaben aus Abschnitt 8.4.1 verwendet.

8.4.3.2 Endenergienachfrage

Die resultierende Endenergienachfrage der Industrie sinkt zwischen 2010 und 2050 stetig um insgesamt 39 % (-66.8 PJ). Die Wirkung der Szenariovorgaben beginnen erst 2015, weshalb der Rückgang auch erst dann einsetzt. Die Elektrizitätsnachfrage sinkt im gleichen Zeitraum um 34 % (-23.9 PJ). Strom ist ein Substitutionsgewinner, deshalb ist sein Verbrauchsrückgang unterdurchschnittlich zu dem der anderen Energieträger. Trotz steigender Produktionsmengen im Industriesektor (+23 %) sinkt die Endenergienachfrage deutlich. Dies folgt einerseits wie in Szenario „Weiter wie bisher“ aus der Vorgabe der Branchenstrukturentwicklung, andererseits aus dem verbesserten Technologieeinsatz.

8.4.3.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Tabelle 8-25 und Figur 8-14 zeigen die Entwicklung der Endenergie- sowie der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken. Beide Strukturen ändern sich im Zeitablauf nur moderat. Die in Szenario „Weiter wie bisher“ auftretende Verschiebung zwischen Antrieben und Prozesswärme findet nicht mehr statt. Der Grund hierfür ist, dass die meisten Querschnittstechnologien bei elektrischen Anwendungen eingesetzt werden. Die Verbräuche von Antrieben sind zwischen 2010 und 2050 um 37 % (-14.9 PJ) rückläufig. Diejenigen der Prozesswärme gehen um -45 % (-42.2 PJ) zurück. Hingegen steigt der Stromanteil dieser beiden Verwendungszwecke um 4 % bzw. 5 % an, so

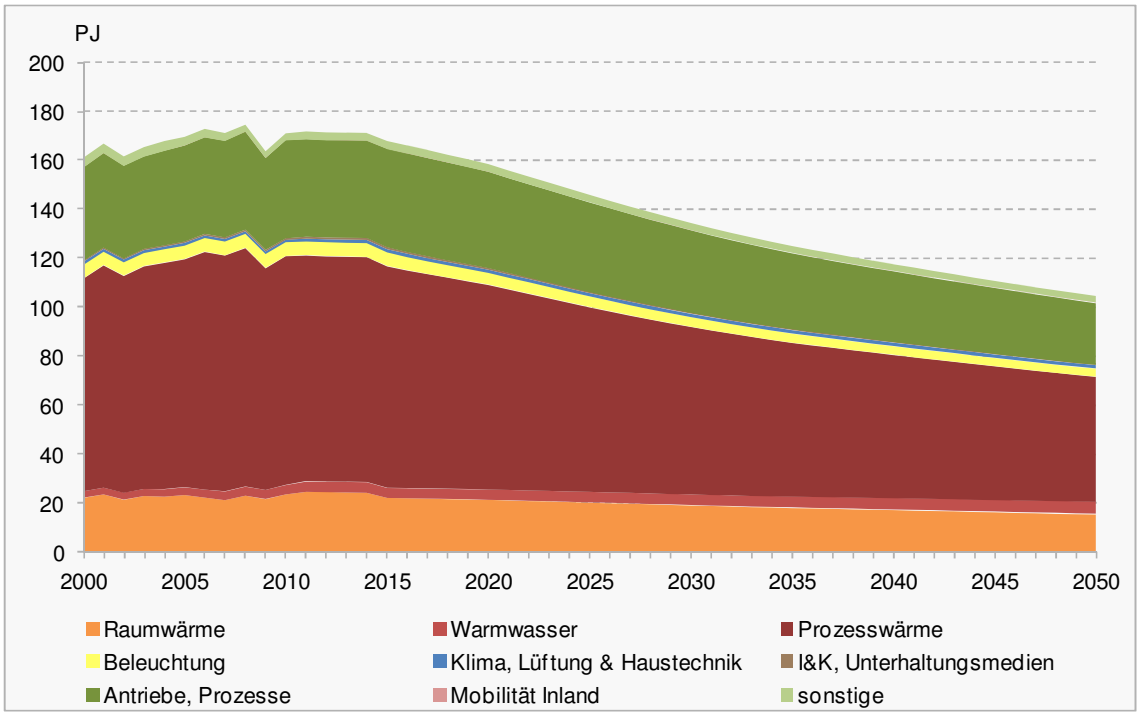
dass Antriebe bereits 2020 ausschliesslich durch Strom bereitgestellt werden. Bei allen anderen Verwendungszwecken ändert sich der Stromanteil nicht.

Tabelle 8-25: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Raumwärme	22.16	23.58	21.31	19.06	18.04	17.16	15.34
Warmwasser	2.80	3.98	4.33	4.52	4.65	4.85	5.26
Prozesswärme	86.57	93.10	83.37	68.24	62.68	58.43	50.91
Beleuchtung	5.67	5.82	4.89	3.93	3.61	3.44	3.22
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.24	1.03	1.32	1.35	1.39	1.36	1.34
I&K, Unterhaltungsmedien	0.57	0.71	0.80	0.75	0.76	0.77	0.63
Antriebe, Prozesse	38.01	39.94	39.21	33.52	30.89	28.67	25.08
Mobilität Inland	0.08	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.05
sonstige	4.05	2.87	3.19	2.94	2.81	2.71	2.53
Total	**161.15**	**171.11**	**158.49**	**134.38**	**124.91**	**117.46**	**104.35**
in %							
Raumwärme	14%	14%	13%	14%	14%	15%	15%
Warmwasser	2%	2%	3%	3%	4%	4%	5%
Prozesswärme	54%	54%	53%	51%	50%	50%	49%
Beleuchtung	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Klima, Lüftung & Haustechnik	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
I&K, Unterhaltungsmedien	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Antriebe, Prozesse	24%	23%	25%	25%	25%	24%	24%
Mobilität Inland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
sonstige	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-14: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



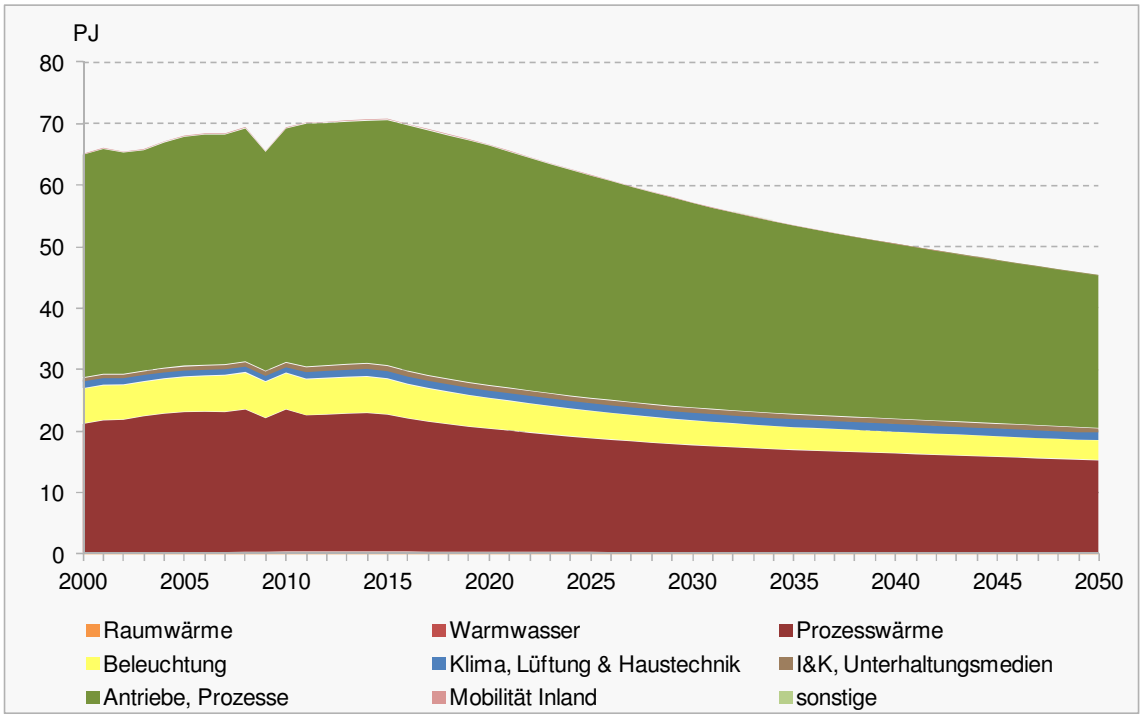
Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-26: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % je Verwendungszweck (nicht anteilig am Gesamtverbrauch)

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Raumwärme	0.12	0.29	0.25	0.22	0.21	0.20	0.19
Warmwasser	0.02	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
Prozesswärme	21.09	23.29	20.15	17.49	16.71	16.15	15.04
Beleuchtung	5.67	5.82	4.89	3.93	3.61	3.44	3.22
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.24	1.03	1.32	1.35	1.39	1.36	1.34
I&K, Unterhaltungsmedien	0.57	0.71	0.80	0.75	0.76	0.77	0.63
Antriebe, Prozesse	36.30	38.11	39.08	33.40	30.78	28.57	24.99
Mobilität Inland	0.08	0.08	0.08	0.07	0.06	0.06	0.05
sonstige	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**65.08**	**69.37**	**66.60**	**57.24**	**53.55**	**50.58**	**45.47**
in % je Verwendungszweck							
Raumwärme	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Warmwasser	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%
Prozesswärme	24%	25%	24%	26%	27%	28%	30%
Beleuchtung	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Klima, Lüftung & Haustechnik	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
I&K, Unterhaltungsmedien	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Antriebe, Prozesse	95%	95%	100%	100%	100%	100%	100%
Mobilität Inland	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
sonstige	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total	**40%**	**41%**	**42%**	**43%**	**43%**	**43%**	**44%**

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-15: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Der Raumwärmebedarf sinkt um 35 % (-8.2 PJ) bis 2050, ebenso sinken der Energiebedarf für Beleuchtung (-45 % bzw. -2.6 PJ) und für I&K (-11 % bzw. -0.1 PJ). Verglichen mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ ist die Änderung bei der Raumwärme nur geringfügig. Der Grund: Im Industriesektor überwiegen die Energiebezugsflächen der Produktionshallen gegenüber den Büroflächen. Einsparungen des Raumwärmebedarfs bei Produktionshallen im Vergleich zu denen anderer Verwendungszwecke sind gering, denn sie werden selten in die Betrachtung der Gesamtenergiebilanz eines Produktionsablaufs einbezogen.

Die beiden Haustechnikanwendungen Warmwasser und Klimatisierung werden als einzige stärker nachgefragt, um 32 % (+1.3 PJ) und 30 % (+0.3 PJ) respektive. Zwar sind die Zunahmen geringer als im Szenario „Weiter wie bisher“, dennoch greifen auch hier der Anstieg der Kühlgradtage im Jahr sowie die anhaltende Technisierung der Büroinfrastruktur sowie der erhöhte Komfort der Büroarbeitsplätze (Stichwort: Duschen am Arbeitsplatz).

8.4.3.4 Endenergienachfrage nach Branchen

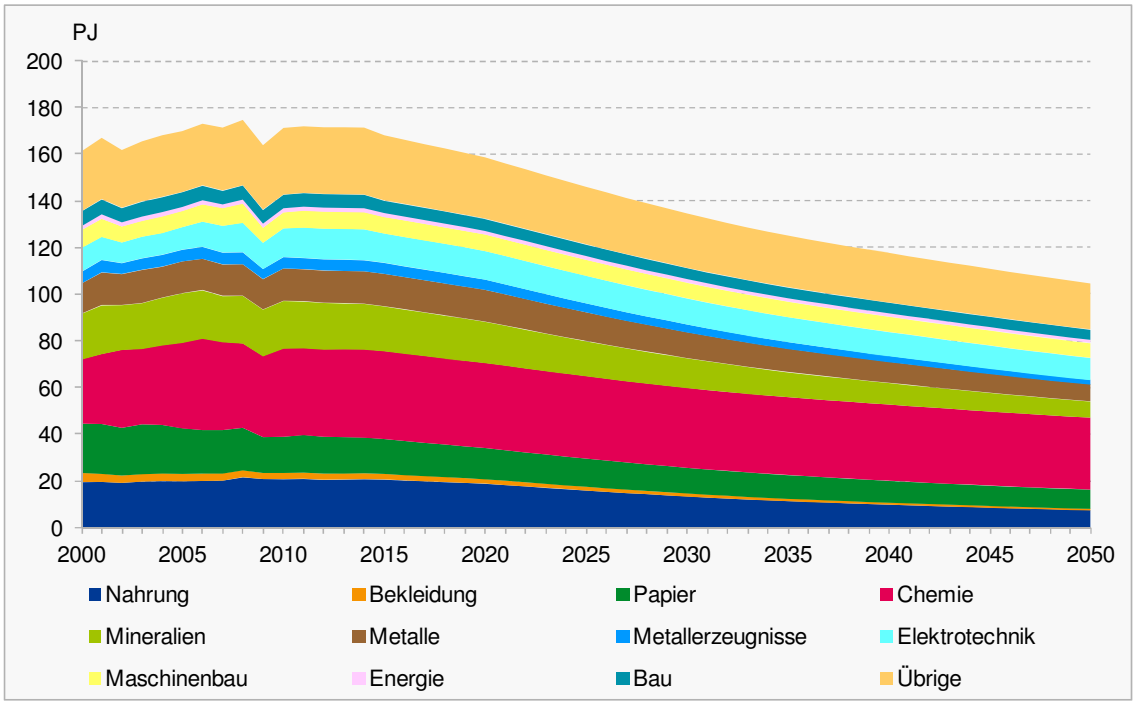
Die Branchenstruktur der Energienachfrage wandelt sich innerhalb der nächsten 40 Jahre systematisch: Der Anteil stark energieintensiver Branchen sinkt um 7 %, während die mässig und gering energieintensiven Branchen zu je etwa 3.5 % anwachsen. Die Endenergienachfragen aller drei Branchengruppen reduzieren sich zwischen 2010 und 2050 absolut um -27.2 PJ (-55 %), -31.3 PJ (-35 %) und -8.2 PJ (-26 %) respektive (vgl. Tabelle 8-27 und Figur 8-16 sowie Figur 8-17). Ausnahmslos jede Einzelbranche weist einen Rückgang des Endenergieverbrauchs auf.

Tabelle 8-27: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Branchen	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Nahrung	19.44	20.71	18.73	13.23	11.22	9.70	7.27
Bekleidung	3.90	2.69	1.98	1.39	1.18	1.02	0.78
Papier	21.02	15.35	13.30	10.95	10.07	9.30	8.20
Chemie	27.64	37.90	36.37	34.12	33.27	32.56	30.68
Mineralien	19.64	20.53	17.84	12.83	10.74	9.25	6.95
Metalle	13.01	13.88	13.58	11.14	10.06	9.11	7.37
Metallerzeugnisse	4.86	4.69	4.34	3.42	3.03	2.70	2.14
Elektrotechnik	10.12	12.15	12.15	11.07	10.62	10.25	9.39
Maschinenbau	7.63	6.93	7.02	6.62	6.48	6.38	6.15
Energie	1.94	2.00	1.82	1.64	1.57	1.50	1.39
Bau	6.23	5.81	5.11	4.69	4.55	4.46	4.27
Übrige	25.72	28.49	26.26	23.29	22.13	21.23	19.75
Gering energieintensive Branchen	30.78	31.57	30.43	27.45	26.24	25.30	23.35
Mässig energieintensive Branchen	76.70	89.78	83.34	72.02	67.80	64.50	58.48
Stark energieintensive Branchen	53.67	49.75	44.73	34.92	30.87	27.66	22.53
Total	**161.15**	**171.11**	**158.50**	**134.38**	**124.91**	**117.46**	**104.35**
in %							
Nahrung	12%	12%	12%	10%	9%	8%	7%
Bekleidung	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%
Papier	13%	9%	8%	8%	8%	8%	8%
Chemie	17%	22%	23%	25%	27%	28%	29%
Mineralien	12%	12%	11%	10%	9%	8%	7%
Metalle	8%	8%	9%	8%	8%	8%	7%
Metallerzeugnisse	3%	3%	3%	3%	2%	2%	2%
Elektrotechnik	6%	7%	8%	8%	9%	9%	9%
Maschinenbau	5%	4%	4%	5%	5%	5%	6%
Energie	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Bau	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%
Übrige	16%	17%	17%	17%	18%	18%	19%
Gering energieintensive Branchen	19%	18%	19%	20%	21%	22%	22%
Mässig energieintensive Branchen	48%	52%	53%	54%	54%	55%	56%
Stark energieintensive Branchen	33%	29%	28%	26%	25%	24%	22%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

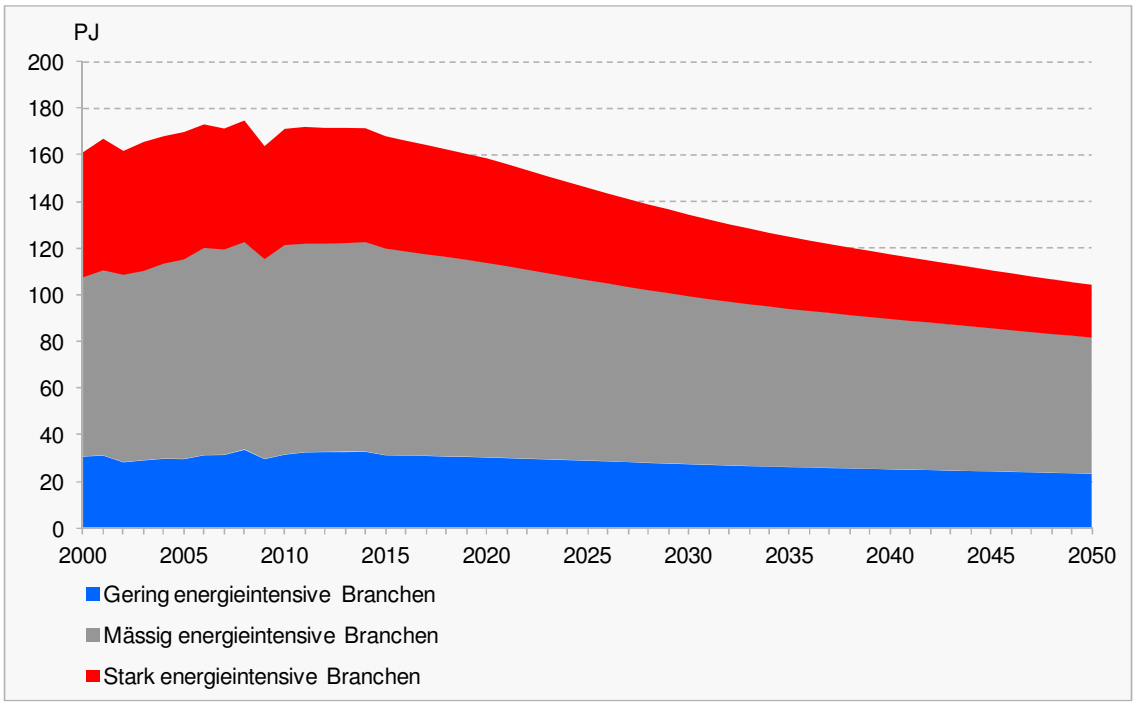
Quelle: Prognos 2012

Figur 8-16: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Figur 8-17: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieintensität der Branchen 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

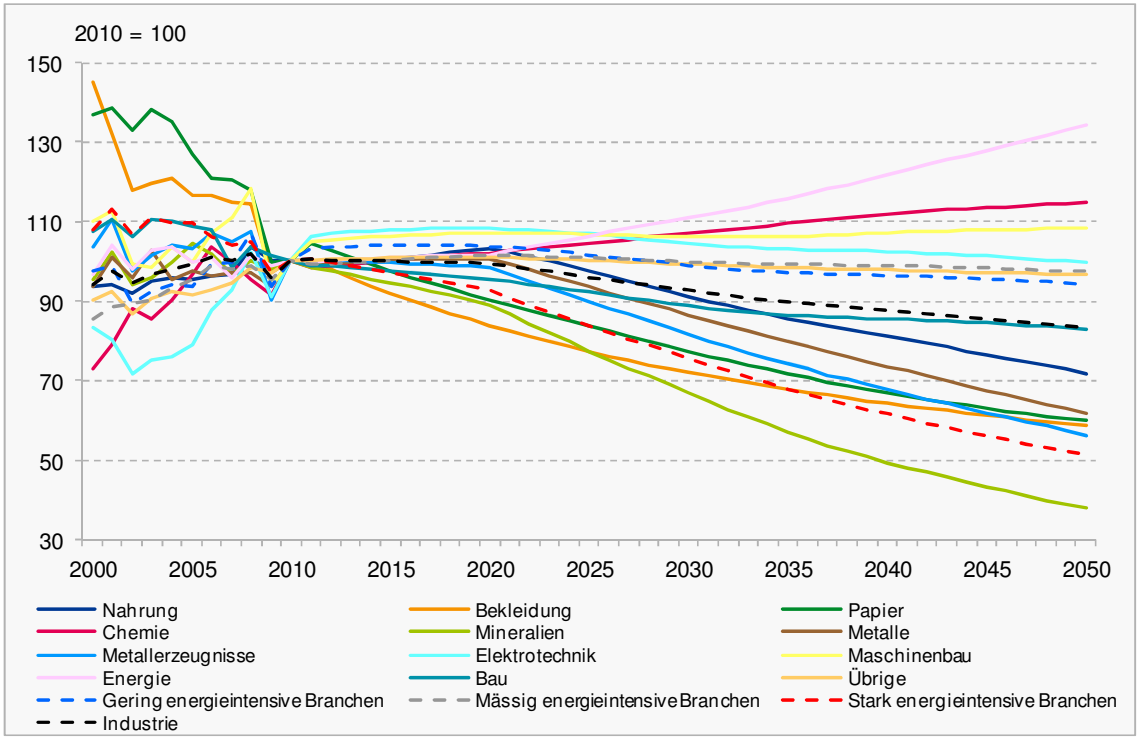
Absolut ist der Rückgang bei den mässig energieintensiven Branchen am grössten, denn die hierzu zählenden Branchen, nämlich die Bekleidungsherstellung, die Chemie, die Nahrungsmittelproduktion und die Übrigen Branchen, tragen während des betrach-

teten Zeitraums stets mehr als die Hälfte des gesamten Energieverbrauchs bei. Entsprechend umfangreich wirken die Verbesserungen auf der Ebene der Querschnittstechnologien. Zudem weisen die meisten dieser Branchen sehr vielfältige Produktionsprozesse auf, insbesondere die Chemie. Aufgrund dessen kommen die Querschnittstechnologien in ihrer vollen Breite zur Geltung.

Im Einzelnen ist die chemische Industrie die verbrauchsstärkste; sie weist durchgängig den grössten Einzelverbrauch auf. Von 2010 bis 2050 steigt ihr Anteil am gesamten Endenergieverbrauch von 22 % (37.9 PJ) auf 29 % (30.7 PJ) an, infolge ihrer hohen Produktionsmengen und ihres hohen Branchengewichts.

Den grössten Rückgang der Endenergienachfrage weisen die Bekleidungsherstellung (-71 %, -1,9 PJ) und die Mineralienverarbeitung (-70 %, -14.4 PJ) auf (vgl. Figur 8-18). Für letztere liegt dies hauptsächlich an der Halbierung der Produktionsmenge, vor allem der Zementproduktion. Der Endenergieverbrauch der Bekleidungsbranche ist besonders sensitiv auf eine technologische Verbesserung der Querschnittstechnologien. Somit kann dessen relativ starker Rückgang, der schon im Szenario „Weiter wie bisher“ zu beobachten war, weiter verstärkt werden.

Figur 8-18: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010)



Quelle: Prognos 2012

8.4.3.5 Energieintensität

Die Energieintensität des Industriesektors reduziert sich von 2010 bis 2050 um 58 % (-0.7 PJ/Mrd. CHF). Dies ist auf den Rückgang der stark energieintensiven Branchen und den forcierten Neubau von Anlagen neuester Technologie in diesem Szenario zurückzuführen.

Als einzige Branche weist die Papierherstellung eine steigende Energieintensität von +22 % (+2.8 PJ/ Mrd. CHF) auf (vgl. Tabelle 8-28). Das Portfolio dieser Branche wandelt sich hin zu (energieintensiverem) Spezialpapier, wobei einfacher herzustellende Papiersorten (holzhaltiges Papier, Karton, Wellpappe) rückläufig sind. Zudem sind die Produktionsprozesse in der Papierherstellung aufgrund der hohen Energieintensität energetisch bereits hoch optimiert und können nur mit viel Aufwand weiter optimiert werden. Ein weiter Grund für die steigende Energieintensität sind Kapazitätseffekte, die aus einer Unterauslastung bestehender Anlagen aufgrund von Produktionsrückgang entstehen. Insgesamt nimmt die Energieintensität der stark energieintensiven Branchen um 9 % (-1.1 PJ/Mrd. CHF) ab.

Die mässig energieintensiven Branchen weisen absolut den gleichen Rückgang von -1.1 PJ/Mrd. CHF auf. Der relative Rückgang beträgt jedoch 62 % von 2010 bis 2050. Damit weisen die mässig energieintensiven Branchen die grösste Abnahme der Energieintensität auf. Hier wirkt sich die konsequente Umsetzung energieeffizienter Querschnittstechnologien stark aus und überkompensiert das Mengenwachstum. Insbesondere der deutliche Effizienzfortschritt der Chemie bzw. innerhalb der Chemiebranche der Pharmazie ist hierbei der Haupttreiber. Die Energieintensität der gering energieintensiven Branchen reduziert sich ebenfalls deutlich um 45 % (-0.2 PJ/Mrd. CHF).

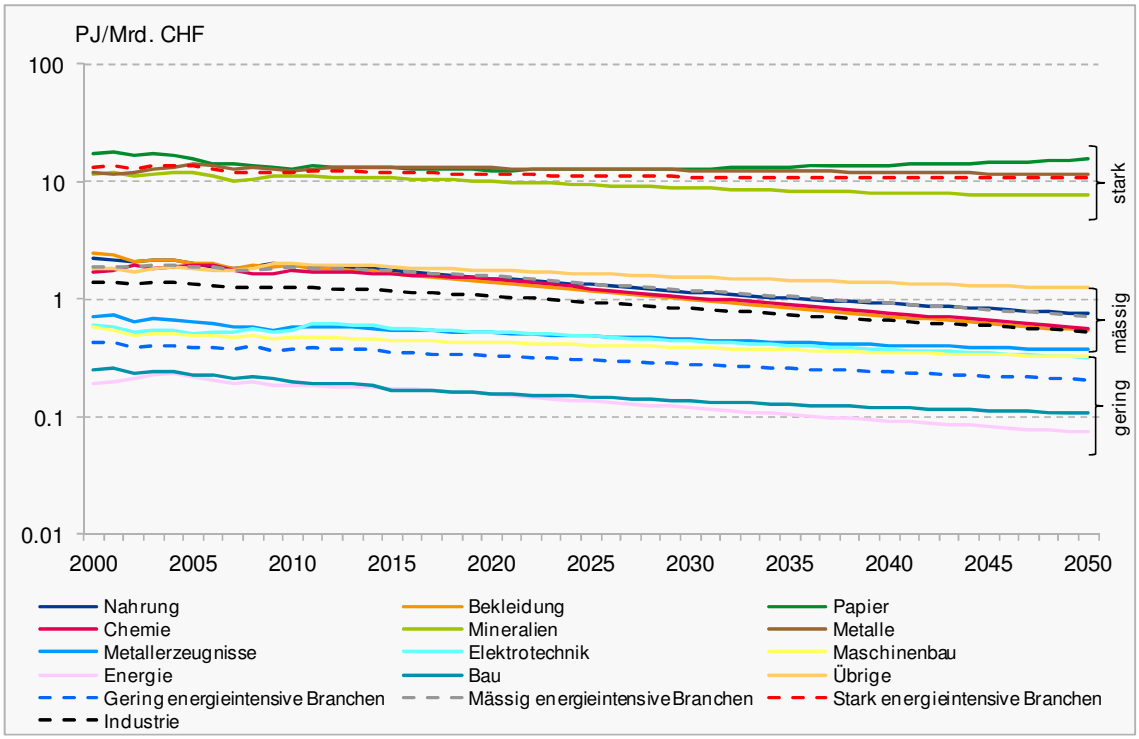
In Figur 8-19 sind die Verläufe der einzelnen Energieintensitäten logarithmisch dargestellt. Es sind die drei sich ausbildenden Bänder aus stark, mässig und gering energieintensiven Branchen zu identifizieren. Die Industrie bleibt demnach insgesamt mässig energieintensiv (1.2 PJ/Mrd. CHF 2010 bis 0.5 PJ/Mrd. CHF 2050). Verglichen mit den Energieintensitäten des Szenarios „Weiter wie bisher“ haben sich die Energieintensitäten nur weniger Branchen verschoben; die grundlegende Struktur aus drei Bändern sowie die Zugehörigkeit der Branchen zu gering, mässig oder stark energieintensiven Branchen bleibt im Szenario „Neue Energiepolitik“ unverändert.

Tabelle 8-28: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung

Branchen	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Nahrung	2.24	1.90	1.50	1.14	1.01	0.91	0.74
Bekleidung	2.43	1.95	1.38	0.98	0.83	0.71	0.54
Papier	16.99	12.57	12.46	12.79	13.24	13.71	15.39
Chemie	1.68	1.73	1.47	1.03	0.88	0.76	0.56
Mineralien	11.42	11.06	9.96	8.78	8.26	7.96	7.60
Metalle	11.66	12.19	12.90	12.42	12.18	11.91	11.36
Metallerzeugnisse	0.71	0.58	0.51	0.45	0.43	0.40	0.37
Elektrotechnik	0.60	0.54	0.52	0.44	0.40	0.37	0.32
Maschinenbau	0.57	0.48	0.42	0.38	0.37	0.35	0.32
Energie	0.19	0.18	0.15	0.12	0.10	0.09	0.07
Bau	0.25	0.20	0.16	0.13	0.13	0.12	0.11
Übrige	1.83	2.01	1.75	1.53	1.44	1.36	1.23
Gering energieintensive Branchen	0.43	0.37	0.33	0.28	0.26	0.24	0.20
Mässig energieintensive Branchen	1.88	1.85	1.55	1.18	1.04	0.91	0.71
Stark energieintensive Branchen	13.18	11.80	11.43	10.87	10.69	10.62	10.75
Industrie	**1.38**	**1.24**	**1.05**	**0.82**	**0.73**	**0.65**	**0.53**

Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

Figur 8-19: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung, logarithmische Skalierung



Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

8.4.3.6 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Der Endenergieverbrauch folgt der generellen Tendenz weg von Brennstoffen und hin zu Strom. Der Stromanteil am Endenergieverbrauch steigt von 41 % im Jahr 2010 auf 44 % im Jahr 2050.

Der Verbrauch der meisten Energieträger ist rückläufig. Nur der Verbrauch an Erneuerbaren legt um 30 % (+4.7 PJ) zu. Dass diese so deutlich ansteigen, liegt an einer unterstellten stärkeren Substitution von fossilen Brennstoffen hin zu Erneuerbare Energien. Hierbei werden Kohle und Petrolkoks durch Biokohle ersetzt. Gasbefeuerten Prozesswärme-Anwendungen wird zunehmend Biogas beigemischt.

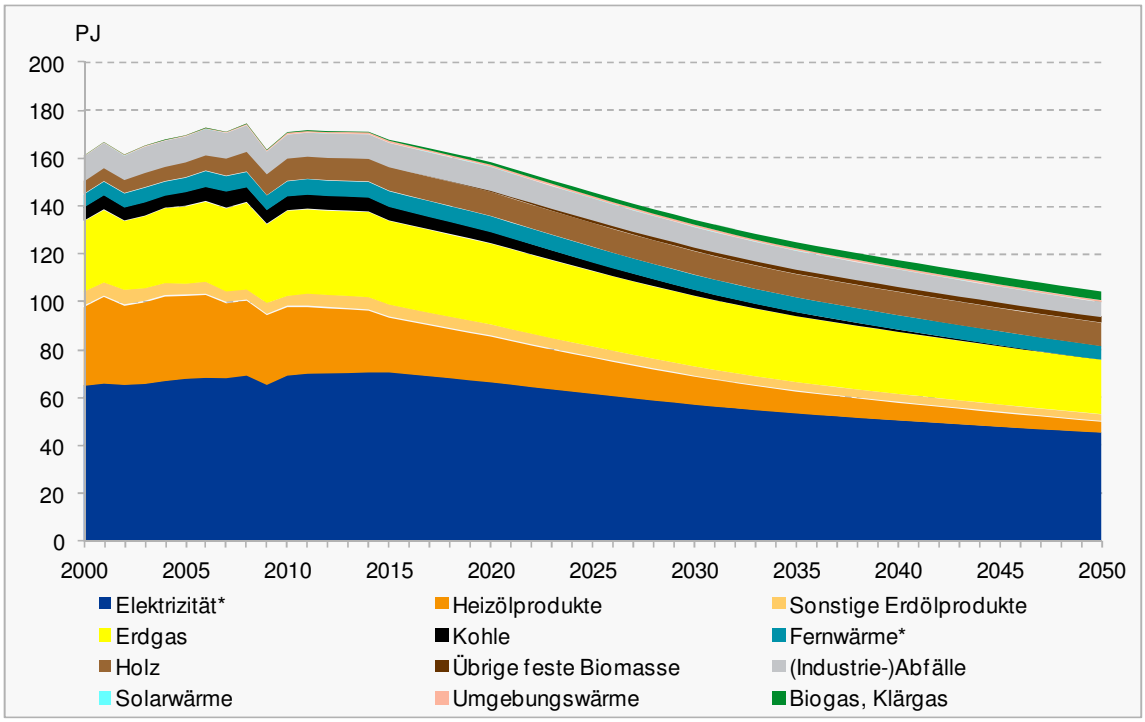
Absolut reduzieren sich die Verbräuche an Elektrizität, Sonstige Erdölprodukte, Erdgas und Industrieabfälle zwischen 2010 und 2050 um etwa ein Drittel. Elektrizität und Erdgas sind und bleiben aber mit über 60 % (2010 61 %, 2050 65 %) am Energieträgermix die wichtigsten Energieträger der Industrie (vgl. Tabelle 8-29 und Figur 8-20).

Tabelle 8-29: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern von 2000 - 2050, in PJ und anteilig in %

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Elektrizität*	65.08	69.37	66.60	57.24	53.55	50.58	45.47
Heizölprodukte	33.03	28.72	19.09	11.74	9.17	7.49	4.58
Sonstige Erdölprodukte	5.93	4.19	4.64	3.82	3.50	3.22	2.72
Erdgas	29.52	35.66	33.85	29.44	27.57	25.93	22.78
Kohle	5.63	6.02	4.81	2.52	1.66	0.98	0.01
Fernwärme*	5.56	6.30	6.63	6.40	6.25	6.08	5.80
Holz	5.49	9.67	9.95	9.74	9.67	9.66	9.68
Übrige feste Biomasse	0.00	0.00	0.89	1.91	2.23	2.45	2.67
(Industrie-)Abfälle	10.44	10.03	9.95	8.54	7.89	7.28	6.16
Solarwärme	0.01	0.04	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07
Umgebungswärme	0.31	0.79	0.93	0.86	0.82	0.77	0.68
Biogas, Klärgas	0.15	0.32	1.09	2.09	2.54	2.96	3.72
Total	**161.15**	**171.11**	**158.50**	**134.38**	**124.91**	**117.46**	**104.35**
in %							
Elektrizität*	40%	41%	42%	43%	43%	43%	44%
Heizölprodukte	20%	17%	12%	9%	7%	6%	4%
Sonstige Erdölprodukte	4%	2%	3%	3%	3%	3%	3%
Erdgas	18%	21%	21%	22%	22%	22%	22%
Kohle	3%	4%	3%	2%	1%	1%	0%
Fernwärme*	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%
Holz	3%	6%	6%	7%	8%	8%	9%
Übrige feste Biomasse	0%	0%	1%	1%	2%	2%	3%
(Industrie-)Abfälle	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Solarwärme	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Umgebungswärme	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Biogas, Klärgas	0%	0%	1%	2%	2%	3%	4%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 8-20: Szenario „Neue Energiepolitik“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Massive Rückgänge sind bei den Heizölen (-84 %, -24.1 PJ) und bei Kohle (-100 %, -6.0 PJ) festzustellen. Die Kohle, wie auch mittelschweres und schweres Heizöl und Petrolkoks, verschwinden 2050 nahezu gänzlich aus der Energiebilanz. Dies ist eine direkte Konsequenz aus dem Zubau ausschliesslich hocheffizienter Anlagen. Die Wirkungsgrade sind bei gasbetriebener Verbrennung stets höher als die der ölbetriebenen Verbrennung und auch höher als die der Multibrennstoff-Anlagen wegen des höheren Brennwerts von Gas gegenüber dem Brennwert anderer fossiler Energieträger. Die Brennstoffrückgänge sind wie beim Szenario „Weiter wie bisher“ auch dem Struktureffekt geschuldet, da die Prozesswärme vor allem in den rückläufigen Branchen hoher Energieintensität benötigt wird.

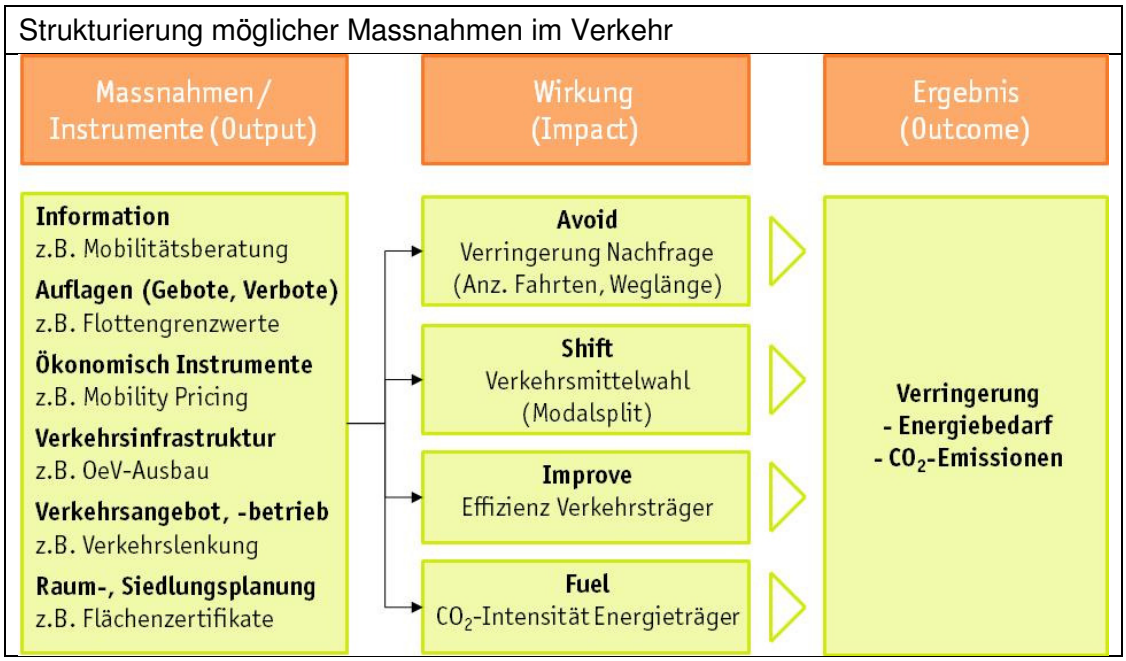
Das Szenario „Neue Energiepolitik“ zeigt, dass durch konsequenten Einsatz energieeffizienter Querschnittstechnologien im Zeitablauf über den Struktureffekt hinaus die Wertschöpfung der Industrie mit weitaus geringerem Endenergieverbrauch bewerkstelligt werden kann.

8.4.4 Sektor Verkehr

8.4.4.1 Strategische Ansatzpunkte im Verkehr

Dem NEP-Szenario liegen ambitionierte Zielsetzungen zugrunde, sowohl bezüglich Energieeinsatzes als auch bezüglich der CO_2-Emissionen. Die nachstehende Figur illustriert den „ASIF“-Ansatz, der (Avoid, Shift, Improve, Fuel), mit dem eine Verringerung des Energiebedarfs und/oder der CO_2-Emissionen bewirkt werden kann.

Figur 8-21: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor
Ansätze zur Reduktion von Energienachfrage und CO_2-Emissionen



Quelle: Infras 2012

Für die Umsetzung werden in erster Linie alle technischen Potenziale genutzt und erst in zweiter Linie auf ergänzende und komplementäre Ansätze zurückgegriffen. Konkret umfasst dieses Szenario drei Pfeiler:

- Effizienzstrategie: Primär gilt die Nutzung aller technischen Optionen zur Effizienzsteigerung, breitbandig und in allen Segmenten. Mengen- aber auch potenzialmässig steht der motorisierte Individualverkehr im Fokus. Hier ist mit der Elektromobilität eine Schlüsseltechnologie vorhanden, die – komplementär zu Effizienzgewinnen bei den konventionellen Antrieben – dazu beitragen kann, ambitionierte Ziele zu erreichen.

- Reduktion der CO_2-Intensität von Treibstoffen: Elektromobilität ist wenig eignet für einzelne Segmente, namentlich den (langläufigen) Strassengüterverkehr und den Flugverkehr (auch wenn dieser hier nicht zur Bearbeitung steht). Biogene Treibstoffe sind eine Möglichkeit, die CO_2-Emissionen gleichwohl zu reduzieren.

- Schliesslich kommen komplementär dazu „konventionelle“ Strategien der Verkehrsorganisation zum Zug. Durch Ausrichtung der Siedlungsstrukturen, aber auch der Verkehrsangebote sollen einerseits weitere Modal Split-Verschiebungen hin zu den energieeffizienteren aber auch leistungsfähigen Formen der Mobilität gefunden werden (ÖV, Langsamverkehr). Andererseits soll die Transportintensität reduziert werden, indem die Distanzen reduziert werden („Städte der kurzen Wege“).

Alle diese Elemente sind bereits im Szenario „Weiter wie bisher“ angelegt, werden hier aber deutlich extensiver interpretiert.

8.4.4.2 Effizienzstrategie im Strassenverkehr

Die Effizienzstrategie folgt der Logik der bisher bekannten Flottengrenzwerte, welche erwirken sollen, dass die bestehenden technischen Potenziale auch umgesetzt werden. Konkret werden dem NEP-Szenario folgende Eckwerte zugrundegelegt:

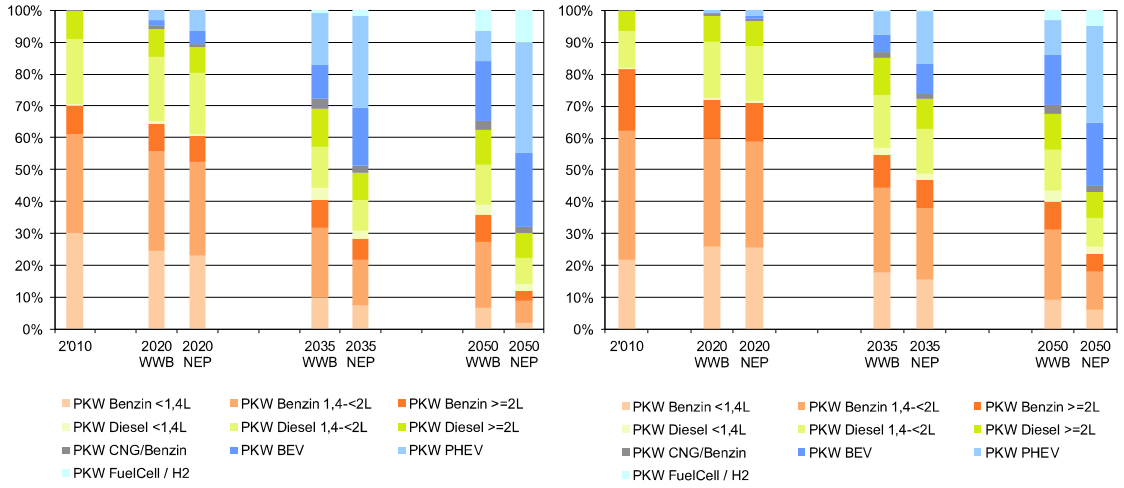
Entwicklung bei den Personenwagen (PW)

Kernannahmen:

- 130 Gramm CO_2 pro Kilometer für die Neuwagenflotte im Jahr 2015 (gemäss teilrevidierten CO_2-Gesetz)
- 95 Gramm CO_2 pro Kilometer bios 2020 (analog EU-Zielsetzung)
- anschliessend kontinuierliche Absenkung bis auf 35 g CO_2/km im Jahr 2050

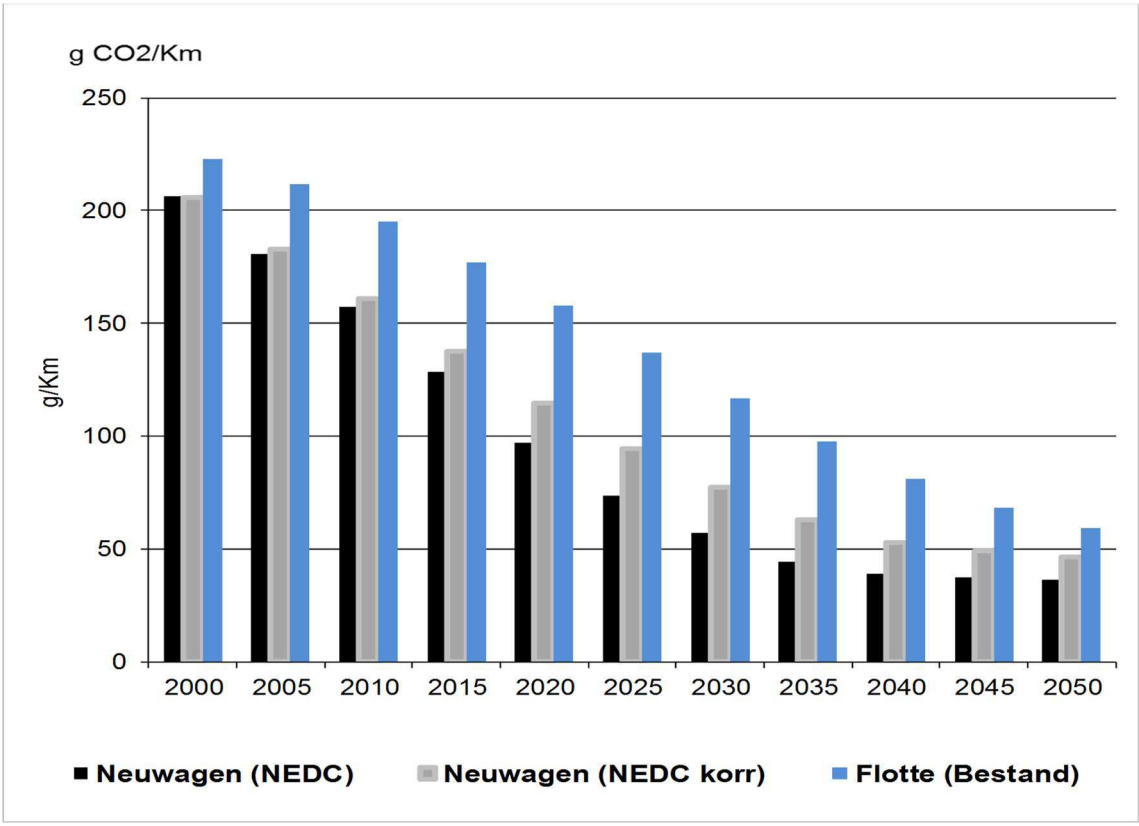
Elektromobilität (rechnerisch mit 0 g CO_2/km berücksichtigt) ist Teil dieser Strategie. Die nachfolgende Figur zeigt die Annahmen zu den PW-Neuwagen (links) sowie der PW-Flotte (rechts) im Vergleich zwischen NEP- und WWB-Szenario. Daraus geht hervor, dass die Elektromobilität im NEP-Szenario eine deutlich prominentere Rolle spielen wird. Allerdings auch hier wird unterstellt, dass diese Technologie erst mittelfristig zum Einsatz kommen wird. So werden im Jahr 2020 erst etwa 10 % Neuwagen E-Fahrzeuge sein, und der Bestand in der Flotte ist noch kaum spürbar. Das wird erst langfristig signifikant der Fall sein (Annahme 70 % der Neuwagen im Jahr 2050 sind E-Fahrzeuge). Die Effekte für die spezifische CO_2-Emission der PW sind in Figur 8-23 - analog zur Darstellung im WWB-Szenario (vgl. Kap. 7.4.4.4) - dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die konventionellen PW (mit Verbrennungsmotor) ein Niveau von unter 60g CO_2/km erreichen werden (Annahme 58g CO_2/km). Ein markanter Shift in die Elektromobilität ist also unabdingbar für die Zielerreichung von 35g CO_2/km, was als durchaus ambitioniert einzustufen ist. Ein noch geringerer Zielwert von z.B. 20g CO_2/km würde einen noch tieferen Wert für die konventionellen PW erfordern und/oder einen noch höheren Anteil an E-Fahrzeugen. Die Elektromobilität hat über den rein energetischen Nutzen hinaus das zusätzliche Potenzial der „Zero-CO_2-Emission“ (sofern die Stromproduktion entsprechend angelegt ist). Die namhafte Diffusion der Elektromobilität im Sinne eines veritablen technologischen Shifts ist aber nicht in einem schweizerischen Alleingang möglich, sondern nur realistisch, wenn dieser Pfad international erfolgt. Nationale Massnahmen können allenfalls die Diffusion etwas beschleunigen, aber nicht den technologischen Shift „bewirken“. Die (neuen) international abgestimmten Flottengrenzwerte sind ein taugliches Instrument für die Unterstützung dafür. Damit wird die Elektromobilität indirekt unterstützt, indem Elektrofahrzeuge mit Null-CO_2-Emission in die Anrechnung eingehen; Elektrofahrzeuge per se werden nicht reguliert, weder bezüglich Effizienz noch bezüglich deren faktischer CO_2-Emission (denn je nach Art des allenfalls zusätzlich zu erzeugenden Stroms ist die Annahme der „Null-CO_2-Emission“ nicht haltbar). Nimmt der Elektrofahrzeug-Anteil massiv zu, so müsste deshalb das Instrument des Flottengrenzwerts weiterentwickelt werden indem Effizienz und Primärenergie bzw. -emission mitberücksichtigt werden.

Figur 8-22: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Zusammensetzung der PW-Neuwagen (links) sowie der PW-Flotte (rechts) im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“*



Quelle: Infras 2012

Figur 8-23: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-PW bzw. der PW-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km)



Quelle: Infras 2012

* Bestandesanteile Elektro-PW: korrigierte Version November 2018

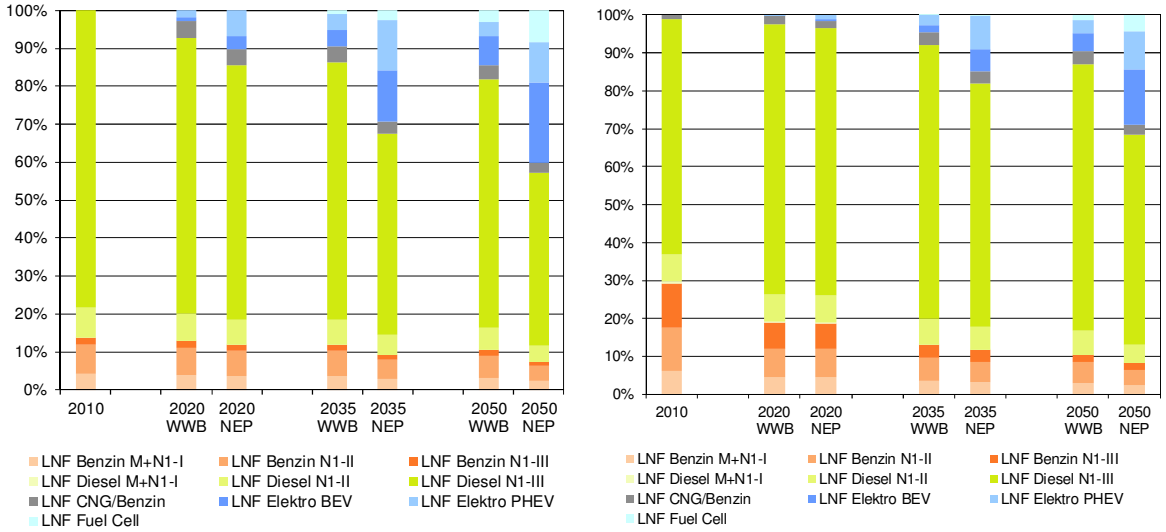
Die Entwicklung bei den leichten Nutzfahrzeugen

Kernannahmen:

- 175 Gramm CO_2 pro Kilometer für die Neuwagenflotte im Jahr 2015,
- 145 Gramm CO_2 pro Kilometer für die Neuwagenflotte im Jahr 2020,
- 110 Gramm CO_2 pro Kilometer für die Neuwagenflotte im Jahr 2030, dann kontinuierlich absenkend auf 85 Gramm CO_2 pro Kilometer im 2050.

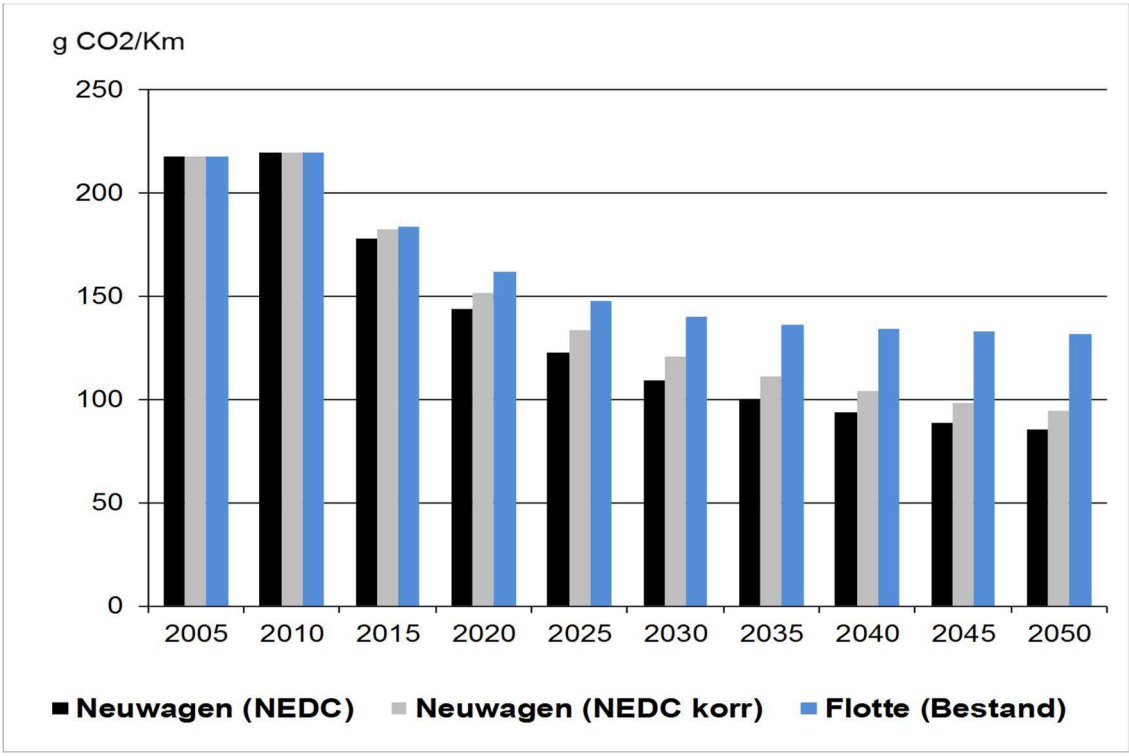
Auch bei den LNF spielt Elektromobilität eine wichtige Rolle, wie aus der nachstehend Grafik zum Flottenmix hervorgeht – Mix der Neuwagen (links) sowie Flottenmix (rechts) im Vergleich zwischen NEP- und WWB-Szenario. Diese sind notwendig, um die entsprechenden Zielwerte zu erreichen.

Figur 8-24: Szenario „Neue Energiepolitik", Verkehrssektor Zusammensetzung der LNF-Neuwagen (links) sowie der LNF-Flotte (rechts) im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher"



Quelle: Infras 2012

Figur 8-25: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Entwicklung der mittleren CO_2-Emission der Neu-LNF bzw. der LNF-Flotte 2000 - 2050 (in g CO_2/km)



Quelle: Infras 2012

Die Entwicklung bei den übrigen Fahrzeugkategorien

Bei den schweren Nutzfahrzeugen (SNF) werden – in der Erwartung von explizit formulierten Zielwerten – ambitioniertere Absenkungen von 1%/a für den ganzen Zeitraum unterstellt. Analoges gilt auch für Motorräder. Auch bei Lastwagen (für Verteilerfunktionen im städtischen Raum und im Kurzstreckenverkehr) und namentlich bei Motorrädern (MR) wird auch ein höherer Anteil an Elektromobilität unterstellt, wie die nachstehende Tabelle zeigt.

Tabelle 8-30: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Anteile von Elektrofahrzeugen (Bestand, Fzkm)*

Anteil E-Fahrzeuge	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
% PW Elektro	0%	0%	3%	16%	26%	37%	55%
% LNF Elektro	0%	0%	2%	10%	15%	20%	29%
% SNF Elektro	0%	0%	1%	7%	12%	17%	26%
% MR Elektro	0%	0%	15%	38%	50%	62%	80%

Anteil Fzkm der E-Fahrzeuge	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
% PW Elektro	0%	0%	2%	13%	21%	30%	46%
% LNF Elektro	0%	0%	1%	7%	11%	15%	22%
% SNF Elektro	0%	0%	4%	12%	16%	20%	28%
% MR Elektro	0%	0%	10%	28%	37%	50%	70%

Abkürzungen: PW: Personenwagen, LFN / SNF: Leichte/schwere Nutzfahrzeuge, MR: Motorräd *Quelle: Infras 2012*

* Bestandesanteile Elektro-PW: korrigierte Version November 2018

Spezifische Verbräuche

Die nachstehende Tabelle zeigt die resultierenden spezifischen Verbräuche je Fahrzeugkategorie (unter Einschluss der E-Fahrzeuge). Mitberücksichtigt sind auch Einflüsse wie Klimaanlagen, Kaltstarts etc.

Tabelle 8-31: Szenario „Neue Energiepolitik", Verkehrssektor Spezifische Verbräuche (in MJ/km) der verschiedenen Strassenfahrzeugkategorien

Fahrzeugkategorien	Einheit	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Personenwagen	MJ/Fzkm	3.1	2.7	2.0	1.5	1.3	1.2	1.0
Leichte Nutzfzg.	MJ/Fzkm	3.5	3.3	2.7	2.1	1.9	1.7	1.5
Schwere Nutzfzg.	MJ/Fzkm	10.3	10.5	9.4	7.2	6.4	5.7	4.7
Reisebusse	MJ/Fzkm	11.3	11.2	10.5	9.5	9.0	8.4	7.5
Linienbusse	MJ/Fzkm	15.8	15.0	14.0	12.6	11.8	11.0	9.5
Motorräder	MJ/Fzkm	1.2	1.3	1.2	1.0	0.9	0.8	0.7

Quelle: Infras 2012

8.4.4.3 Effizienzstrategie im Schienenverkehr

Im Schienenverkehr wurden bereits im Szenario „Weiter wie bisher" weitere Effizienzgewinne unterstellt, die über den Status quo hinausgehen. So betrachtet, ist das Szenario „Weiter wie bisher" bereits eine „Weiterentwicklung" des bisherigen Zustands, da die Nutzung von Effizienzpotenzialen im ÖV Teil heutiger Bestrebungen sind. Die Energiesparstrategie der SBB beispielsweise basiert auf vier Pfeilern: Betriebsführung und flüssiger Verkehr, Fahrweise der Lokführer, Rollmaterialoptimierung sowie Gebäude und Anlagen (wobei letzteres strenggenommen nicht in den hier behandelten Sektor Verkehr gehört). Absolut betrachtet weisen die Massnahmen unter Betriebsführung und flüssiger Verkehr das grösste Potenzial auf. So lassen sich etwa durch eine aktive und flüssigere Lenkung des Bahnverkehrs („adaptive Lenkung") Sparpotenziale von 5 % realisieren [Meyer et.al., 2009], welche aber bereits im WWB-Szenario unterstellt sind. Gleichwohl werden insbesondere längerfristig noch weitere Absenkpotentiale in Rechnung gestellt, auch wenn sich diese umfangmässig in Grenzen halten, da die Effizienz bereits vergleichsweise hoch ist. Die nachstehende Tabelle illustriert die unterstellten Annahmen von weiteren knapp 10 %.

Tabelle 8-32: Szenario „Neue Energiepolitik", Verkehrssektor Spezifische Verbräuche (in MJ/Zugskm) im Schienenverkehr im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher"

Verkehrssegment	Einheit	2010	2020 WWB	2020 NEP	2035 WWB	2035 NEP	2050 WWB	2050 NEP
Schiene Personenverkehr	MJZugskm	41	39	38	36	34	34	32
Schiene Güterverkehr	MJZugskm	89	84	83	78	74	74	68

Quelle: Infras 2012

8.4.4.4 Reduktion der CO_2-Intensität von Treibstoffen (Biotreibstoffe)

Biotreibstoffe spielen heute in der Schweiz eine vernachlässigbar kleine Rolle. Das WWB-Szenario schreibt diese Position im Grundsatz fort und unterstellt einen maximalen Anteil von Biotreibstoffen von 2 %. Im NEP-Szenario hingegen werden – da für einzelne Segmente wie den Güterverkehr oder den Flugverkehr derzeit noch keine angemessenen alternativen Antriebstechnologien zur Verfügung stehen – Biotreibstoffe (zweiter Generation) als möglicher Ausweg in Betracht gezogen, um die CO_2-Ziele

zu erreichen. Diese Anteile werden bis 2020 auf den Anteil von 20 % gesteigert (im Einklang mit EU-Richtlinien). Anschliessend wird der Anteil kontinuierlich bis auf 65 % gesteigert.

Die nachstehende Tabelle zeigt die entsprechenden Anteile von biogenen Treibstoffen, welche den beiden Szenarien NEP und WWB unterlegt sind.

Tabelle 8-33: Szenario „Neue Energiepolitik", Verkehrssektor Anteile von biogenen Treibstoffen im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher"

Szenario	Einheit	2010	2020	2030	2035	2040	2050
WWB	%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
NEB	%	0%	20%	33%	41%	49%	65%

Quelle: Infras 2012

8.4.4.5 Nachfrageanpassungen

Der dritte Pfeiler des Szenarios NEP sieht über die primär technischen Potenzialausschöpfungen hinaus auch Anpassungen an den Nachfragemustern. Die wichtigsten Elemente davon – Modal Split-Veränderungen wie auch leicht geringeres Verkehrswachstum – wurden bereits in Kapitel 3.3 aufgezeigt. Diese gehen einher mit höheren Treibstoffpreisen, welche diesem Szenario unterlegt sind (vgl. Kapitel 3.4).

Im Verkehrsbereich besteht ein enger Link zwischen Treibstoffpreisen bzw. der darin sich manifestierenden Mineralölsteuer und Verkehrsfinanzierung. Es ist absehbar, dass für die Verkehrsnetze Strasse und Schiene in Zukunft hohe Kosten anfallen, sowohl für den Betrieb und Unterhalt als auch für die Sicherung einer ausreichenden Kapazität. Gleichzeitig zeichnet sich ab, dass vorab im Strassenverkehr die heutigen Finanzierungsquellen längerfristig an ihre Grenzen stossen: Das Aufkommen der Mineralölsteuer wird wegen sinkendem spezifischem Treibstoffverbrauch namentlich infolge laufender Effizienzsteigerung und mittelfristig wegen höheren E-Mobil-Anteilen nicht mehr in der Lage sein, die Finanzierungslücke zu decken. Die heutigen Mineralölsteuererträge liegen bei rund 5.2 Mrd. CHF. Im Szenario „Weiter wie bisher" sinkt dieser Betrag bereits im Jahr 2020 auf rund 4.7 Mrd. CHF und auf 4.0 Mrd. CHF im Jahr 2030. Im Szenario NEP sinken diese Beträge noch drastischer – u.a. auch je nach Umgang mit den Biotreibstoffen. Die Verkehrsfinanzierung wird also früher oder später angepasst werden müssen.

„Mobility Pricing" wird z.B. im Bericht des Bundesrates vom 17. September 2010 zur Zukunft der nationalen Infrastrukturnetze in der Schweiz als zukunftstauglicher Ansatz genannt mit Lösungsbeiträgen zu drei grossen Herausforderungen: 1. nachhaltige Finanzierung der Verkehrsinfrastruktur, 2. als Basis für die Steuerung knapper Kapazitäten (Verkehrsmanagement, Staus), 3. Beitrag zur Lösung wachsender räumlicher Probleme (Zersiedelung).

Ein Systemwechsel (Ersatz der Mineralölsteuer mit dem Treibstoffverbrauch als Erhebungsbasis durch eine fahrleistungsabhängige Abgabe auch für PW und Lieferwagen, so wie sie beispielsweise mit der LSVA bei den Lastwagen bereits besteht) dürfte sich mittelfristig vor allem bei signifikanter Verbreitung von Elektrofahrzeugen aufdrängen. Gleichzeitig sollte der heutige Anreiz für treibstoffsparendes Verhalten nicht aufs Spiel gesetzt werden, was mit einer entsprechenden Differenzierung nach Fahrzeugtypen zumindest teilweise möglich wäre. Darüber hinaus wäre auch eine weitergehende Dif-

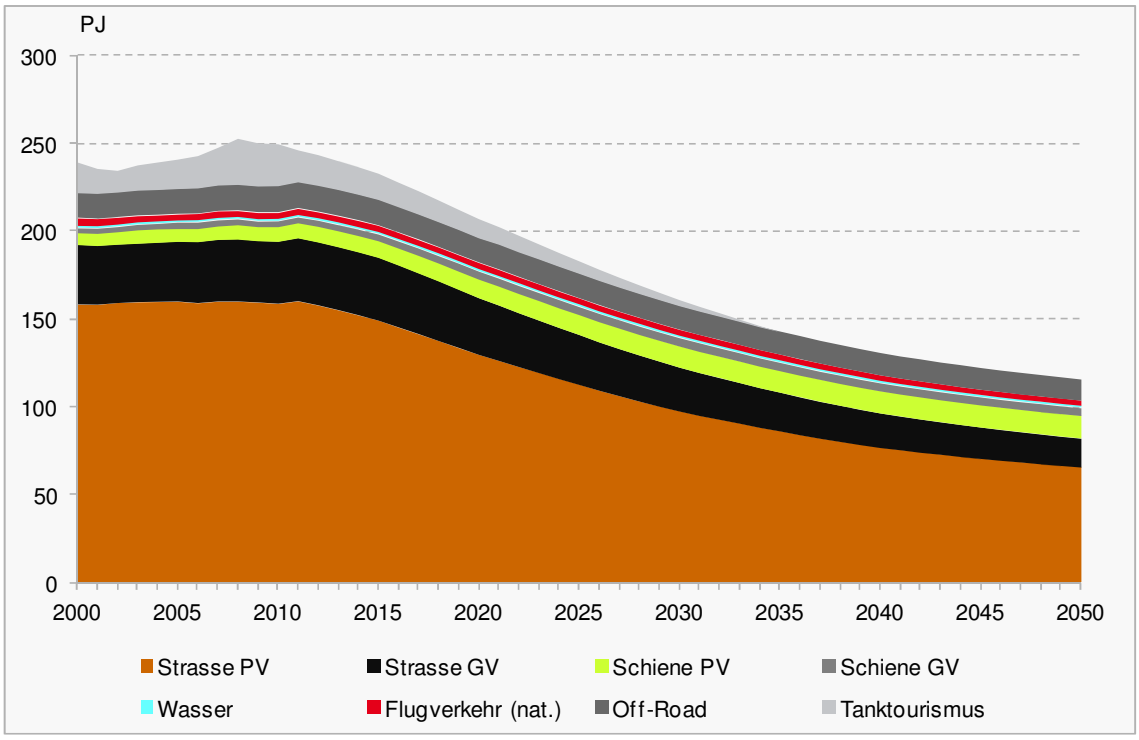
ferenzierung nach Zeit (Peak load pricing -> Optimierung der Kapazitätsnutzung) und/oder Raum (z.B. höhere Belastung in urbanen Gebieten) möglich, was das heutige System nicht erlaubt. Mobility pricing würde auch eine bessere Abstimmung der Kosten zwischen MIV und ÖV ermöglichen, d.h. eine konsequentere Umsetzung des Verursacherprinzips im Sinne des „pay as you use“.

Die Diskussion um eine Neukonzipierung des Finanzierungssystems für den Verkehr sprengt klar die hier verfolgte Aufgabenstellung. Jedenfalls wäre ein künftiges Mobility pricing mit einem „Paradigmawechsel“, wie er mit dem NEP-Szenario angedacht ist, kompatibel. Eine Lenkungsabgabe als energiepolitische Massnahme wäre darin eine mögliche Facette.

8.4.4.6 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Das NEP-Szenario rechnet trotz Verkehrswachstum mit einer Reduktion des Energieverbrauchs um längerfristig rund 40 % gegenüber 2010. Dazu liefert der Strassenverkehr mit einer über 50%igen Reduktion den Hauptanteil. Der Energieverbrauch des Schienenverkehrs seinerseits wächst um knapp 50 %, er übernimmt allerdings auch den grössten Teil des Verkehrswachstums. Anteilsmässig nimmt sein Anteil von 6 % in 2010 auf 15 % in 2050 zu - bei einem absolut betrachtet allerdings deutlich tieferen Niveau. Auch der Offroad-Sektor nimmt leicht ab (von 14 auf 12 PJ), allerdings unterproportional im Vergleich zu den andern Sektoren.

Figur 8-26: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 8-34: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strasse PV	158.0	158.5	129.4	97.3	86.0	76.7	65.6
Strasse GV	33.7	35.2	32.2	24.9	21.9	19.5	16.3
Schiene PV	7.1	8.7	11.0	12.3	12.5	12.8	13.0
Schiene GV	2.8	3.2	4.5	4.8	4.8	4.6	4.4
Wasser	1.4	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2	1.1
Flugverkehr (nat.)	4.3	3.4	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0
Off-Road	14.2	15.1	14.1	13.7	13.2	12.7	12.1
Tanktourismus	17.4	23.8	10.8	3.5	0.0	0.0	0.0
Total	**239.1**	**249.4**	**206.9**	**161.0**	**142.8**	**130.5**	**115.5**
Strasse PV	66.1%	63.6%	62.5%	60.4%	60.2%	58.8%	56.8%
Strasse GV	14.1%	14.1%	15.6%	15.4%	15.4%	14.9%	14.1%
Schiene PV	3.0%	3.5%	5.3%	7.6%	8.7%	9.8%	11.2%
Schiene GV	1.2%	1.3%	2.2%	3.0%	3.3%	3.5%	3.8%
Wasser	0.6%	0.6%	0.7%	0.8%	0.9%	0.9%	1.0%
Flugverkehr (nat.)	1.8%	1.4%	1.6%	2.0%	2.2%	2.4%	2.6%
Off-Road	5.9%	6.0%	6.8%	8.5%	9.2%	9.7%	10.4%
Tanktourismus	7.3%	9.5%	5.2%	2.2%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

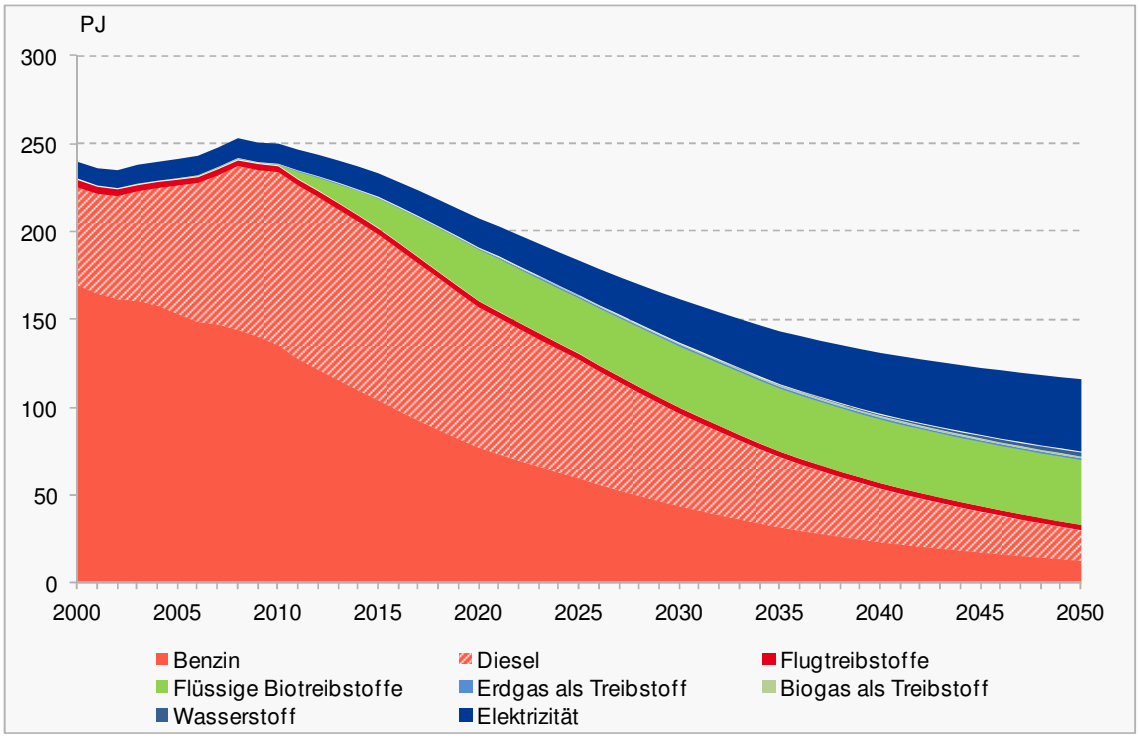
Quelle: Infras 2012

8.4.4.7 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Auffallend am NEP-Szenario ist – neben der markanten Absenkung – die Verschiebung zwischen den Energieträgern: Die Dominanz der fossilen Energieträger Benzin und Diesel wird abgelöst durch einen Mix von drei „Pfeilern“ mit je ähnlich grossen Anteilen: fossile Energieträger, Strom und Biotreibstoffe. Der Strombedarf im Verkehr wächst damit ungefähr um einen Faktor 4.

Dieses Szenario hat gewisse spekulative Element, denn es ist selbstredend abhängig davon, ob sich diese heute erst in Ansätzen abzeichnenden technologischen Optionen (Elektromobilität, Biotreibstoffe) auch tatsächlich behaupten bzw. die Rahmenbedingungen so gesetzt sind, dass sie sich im Markt letztlich durchsetzen können.

Figur 8-27: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 8-35: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Benzin	169.3	135.2	77.0	43.8	31.7	23.4	12.8
Diesel	55.9	98.8	79.9	52.7	39.9	30.4	17.3
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	29.3	35.0	36.0	36.4	37.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.5	1.0	1.1	1.1	1.0
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.3	0.7	0.8	0.9	0.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	2.3
Elektrizität	9.5	11.4	16.5	24.6	30.0	34.6	41.0
Total	**239.1**	**249.4**	**206.9**	**161.0**	**142.8**	**130.5**	**115.5**
Benzin	70.8%	54.2%	37.2%	27.2%	22.2%	18.0%	11.1%
Diesel	23.4%	39.6%	38.6%	32.7%	27.9%	23.3%	15.0%
Flugtreibstoffe	1.8%	1.4%	1.6%	2.0%	2.2%	2.4%	2.6%
Flüssige Biotreibstoffe	0.0%	0.1%	14.2%	21.8%	25.2%	27.9%	32.2%
Erdgas als Treibstoff	0.0%	0.1%	0.2%	0.6%	0.7%	0.8%	0.9%
Biogas als Treibstoff	0.0%	0.0%	0.2%	0.4%	0.6%	0.7%	0.7%
Wasserstoff	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.5%	2.0%
Elektrizität	4.0%	4.6%	8.0%	15.3%	21.0%	26.5%	35.5%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Quelle: Infras 2012

Tabelle 8-36: Szenario „Neue Energiepolitik“, Verkehrssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck 2000 – 2050, in PJ

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
PV Schiene	7.1	8.7	11.0	12.3	12.5	12.8	13.0
PV Strasse	0.0	0.0	1.2	7.1	12.2	16.5	22.7
GV Schiene	2.4	2.7	4.0	4.3	4.3	4.1	4.0
GV Strasse	0.0	0.0	0.3	0.9	1.1	1.2	1.4
PV Strasse (H2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.9
GV Strasse (H2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4
Total Strom- und H2-Nachfrage	**9.5**	**11.4**	**16.5**	**24.6**	**30.2**	**35.3**	**43.3**

Quelle: Infras 2012

8.5 Endenergienachfrage gesamt

8.5.1 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Die gesamte Endenergienachfrage nach Energieträgern im Szenario „Neue Energiepolitik“ entwickelt sich gem. Tabelle 8-37 und Figur 8-28.

Die Endenergienachfrage im Jahr 2010 betrug 840.8 PJ. Bis zum Jahr 2050 sinkt sie auf 450.6 PJ ab. Insgesamt ist dies gegenüber dem Jahr 2010 eine Reduktion um 46 %.

Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nimmt um 79 %, die Nachfrage nach Elektrizität nimmt um 10% ab.

Der Mix der nachgefragten Energieträger verändert sich stetig. Hierbei sind die Richtungen der Veränderungen wenig Schwankungen unterworfen. Der langjährige Trend der Substitution bei fossilen Energieträgern setzt sich fort: Gas gewinnt auf Kosten von Heizöl, was vor allem bei Raumwärme und Prozesswärme sichtbar wird. Überlagert wird dieser Substitutionseffekt durch die stetige Verringerung der Raumwärme und der Prozesswärme. Durch die gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ verstärkten Massnahmen im Gebäudeprogramm und der strengeren Effizienzstandards fällt der Raumwärmebedarf stark. Der Bedarf an Prozesswärme reduziert sich hingegen durch den Struktureffekt in der Industrie, der Branchen mit hohem Prozesswärmebedarf schrumpfen lässt, sowie Querschnittsmassnahmen im Bereich der Abwärmenutzung und Kaskadierung.

Gewinner der fallenden Nachfrage nach Heizöl und Gas ist die Elektrizität, deren Anteil von 25 % im Jahr 2010 auf 42 % im Jahr 2050 wächst.

Tabelle 8-37: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

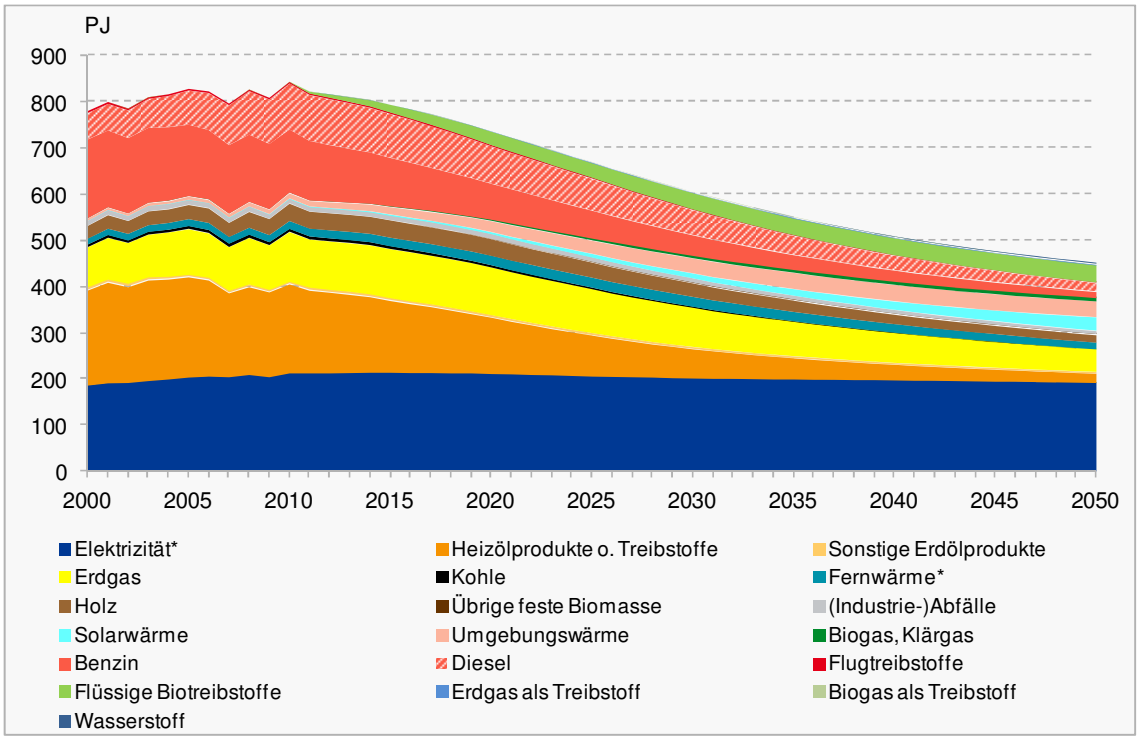
Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität*	185.1	211.5	210.4	200.6	198.2	196.1	190.9
Heizölprodukte	206.8	194.0	122.1	63.4	46.0	34.0	19.8
Sonstige Erdölprodunkte	5.9	4.2	4.6	3.8	3.5	3.2	2.7
Erdgas	87.0	108.2	104.0	86.3	76.0	66.5	50.9
Kohle	5.8	6.4	4.9	2.5	1.7	1.0	0.0
Fernwärme*	13.2	17.3	20.5	21.4	20.2	18.4	14.9
Holz	27.1	37.4	35.3	28.6	24.2	20.4	15.6
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.9	1.9	2.2	2.5	2.7
(Industrie-)Abfälle	10.4	10.0	10.0	8.5	7.9	7.3	6.2
Solarwärme	0.6	1.4	4.7	10.2	13.5	17.5	28.5
Umgebungswärme	4.3	10.8	22.5	32.1	34.4	35.2	33.5
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	3.8	7.2	8.4	9.2	10.3
Benzin	169.3	135.2	77.0	43.8	31.7	23.4	12.8
Diesel	55.9	98.8	79.9	52.7	39.9	30.4	17.3
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	29.3	35.0	36.0	36.4	37.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.5	1.0	1.1	1.1	1.0
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.3	0.7	0.8	0.9	0.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	2.3
Insgesamt	**777.2**	**840.8**	**734.2**	**603.0**	**549.0**	**507.0**	**450.6**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Der Gasanteil von 13 % im Jahr 2010 auf 11 % im Jahr 2050.

Die Nachfrage nach Heizöl und Heizölprodukten geht sowohl absolut als auch relativ (in Anteilen am Mix, von 23 % auf 4 %) zurück. Innerhalb der Treibstoffe zeigt sich bei Benzin und Diesel ein Rückgang der Nachfrage zwischen 2010 und 2050. Die Dieselnachfrage reduziert sich um 83 %, die Benzinnachfrage um 91 %. Der Anteil von Diesel am Gesamtmix reduziert sich von 12 % auf 4 %, der der Benzinnachfrage von 16 % auf 3 %). Die Energienachfrage nach erneuerbaren Energien wächst im Vergleich zum Ausgangswert in 2010 stark an. Die Nachfrage nach Umgebungswärme verdreifacht sich, die nach Solarwärme verzwanzigfacht sich. Innerhalb des Gesamtmixes steigt der Anteil an erneuerbaren Energien von 7 % auf 31 %.

Figur 8-28: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Prognos 2012

8.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

Die Gesamtenergienachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 8-38 sowie in Figur 8-29 in Jahresschritten abgebildet.

Tabelle 8-38: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

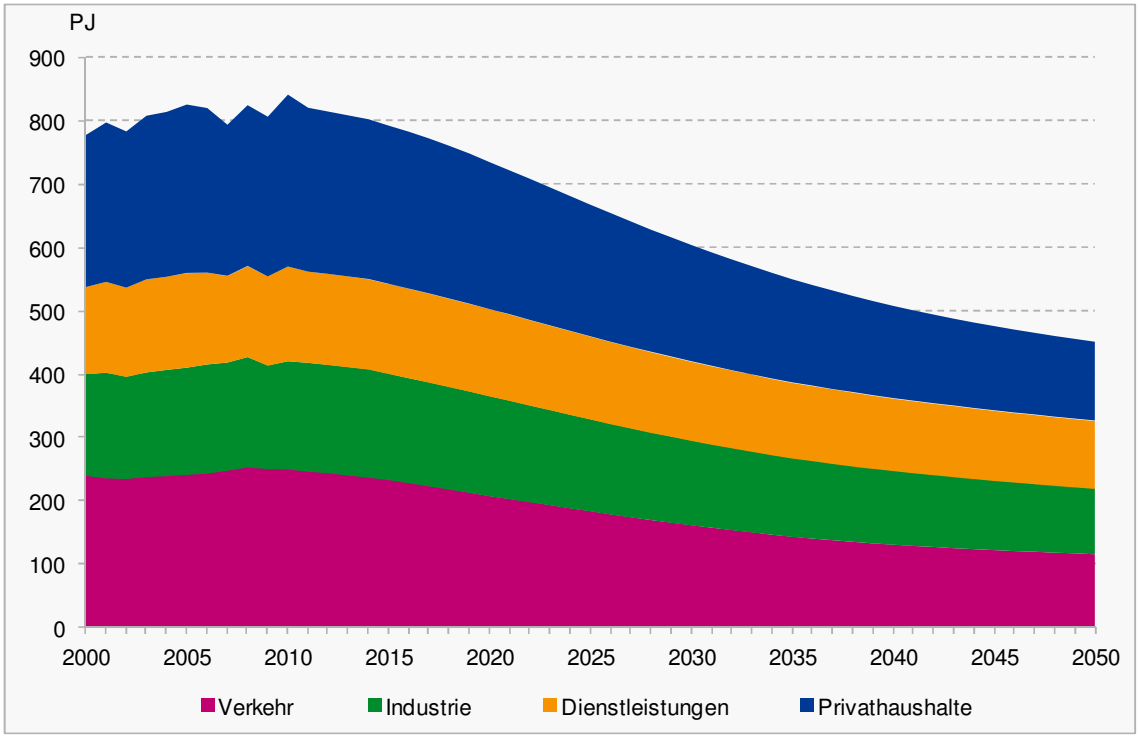
Endenergienachfrage nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	239.9	271.5	231.8	183.3	162.5	145.0	124.1
Dienstleistungen	137.0	148.7	137.0	124.3	118.8	114.0	106.6
Industrie	161.2	171.1	158.5	134.4	124.9	117.5	104.4
Verkehr	239.1	249.4	206.9	161.0	142.8	130.5	115.5
Summe	**777.2**	**840.8**	**734.2**	**603.0**	**549.0**	**507.0**	**450.6**

Quelle: Prognos 2012

Die Nachfrage entwickelt sich innerhalb der Sektoren unterschiedlich: Im Dienstleistungssektor (ohne Landwirtschaft) sinkt die Nachfrage gegenüber 2010 bis 2050 um 28 %. Im Industriesektor reduziert sich die Nachfrage um 39 %, im Verkehrssektor sowie bei den Privathaushalten um 54 %, so dass in 2050 die Nachfrage um 46 % unter dem Wert von 2010 liegt. Im Verkehrssektor greifen trotz steigender Fahrleistungen die Effizienzverbesserungen der Fahrzeuge sowie eine höhere E-Motorisierung im Vergleich zum WWB-Szenario. Gleichfalls ist ein grosser Anteil auch dem genannten „Die-

seltrend“ zuzuschreiben, da Dieselfahrzeuge der gleichen Leistungsklasse geringere spezifische Verbräuche aufweisen als Fahrzeuge mit Ottomotoren.

Figur 8-29: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Im Sektor Private Haushalte stieg die Gesamtenergienachfrage bis zum Jahr 2010 noch geringfügig an, danach fällt sie stetig. Gegenläufig zu ständig steigenden Wohnflächen reduziert sich die Energienachfrage von 2010 auf 2050 um 54 %. Der Grund hierfür liegt in den weit höheren Gebäudestandards sowohl bei Neubauten als auch bei der Sanierung des Bestands. Dies schliesst auch höhere Sanierungsraten mit ein. Dieser Trend bei den Gebäuden findet auch im Dienstleistungssektor statt, wird jedoch dort von einer überproportionalen Elektrizitätsnachfrage durch vermehrte Kühlung und produktionsbedingte Antriebe überlagert, so dass in der Summe in diesem Sektor die Reduktion der Gesamtenergienachfrage mit 28 % am geringsten ist. Im Industriesektor zeigt die Energienachfrage ebenfalls einen rückläufigen Trend, so dass die Abnahme der Gesamtenergienachfrage zwischen den Jahren 2010 und 2050 39 % beträgt. Diese Entwicklung ist primär dem Struktureffekt geschuldet und in zweiter Linie der konsequenten Umsetzung von Querschnittsmassnahmen zur Effizienzsteigerung sowie der moderaten Einführung innovativer Prozesstechnologien (siehe Industrieteil, Abschnitt 8.4.3)

Tabelle 8-39: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage

	Nachfrage			Veränderung 2050/2000		Veränderung 2050/2010		Anteil an der Gesamtnachfrage		
Sektor	2000	2010	2050	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2010	2050
Privathaushalte	239.9	271.5	124.1	-115.8	-48.3%	-147.4	-54.3%	30.9%	32.3%	27.5%
Dienstleistungen	137.0	148.7	106.6	-30.4	-22.2%	-42.1	-28.3%	17.6%	17.7%	23.7%
Industrie	161.2	171.1	104.4	-56.8	-35.2%	-66.8	-39.0%	20.7%	20.4%	23.2%
Verkehr	239.1	249.4	115.5	-123.6	-51.7%	-133.9	-53.7%	30.8%	29.7%	25.6%
Total	**777.2**	**840.8**	**450.6**	**-326.6**	**-42.0%**	**-390.2**	**-46.4%**			

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt ist zu erkennen, dass sich der Energieverbrauch ab 2010 in allen Sektoren bis zum Ende des Betrachtungszeitraums zurückgeht. Das Nachfrageverhältnis zwischen den Sektoren verändert sich bis 2050 nur wenig. (vgl. Tabelle 8-39). Der Dienstleistungssektor gewinnt 6 %-Punkte, während die Privathaushalte 3 %-Punkte und der Verkehrssektor 5 %-Punkte verliert. Der Anteil des Industriesektors wächst um lediglich 2 %-Punkte.

8.5.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Die Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 8-40 dargestellt.

Tabelle 8-40: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ

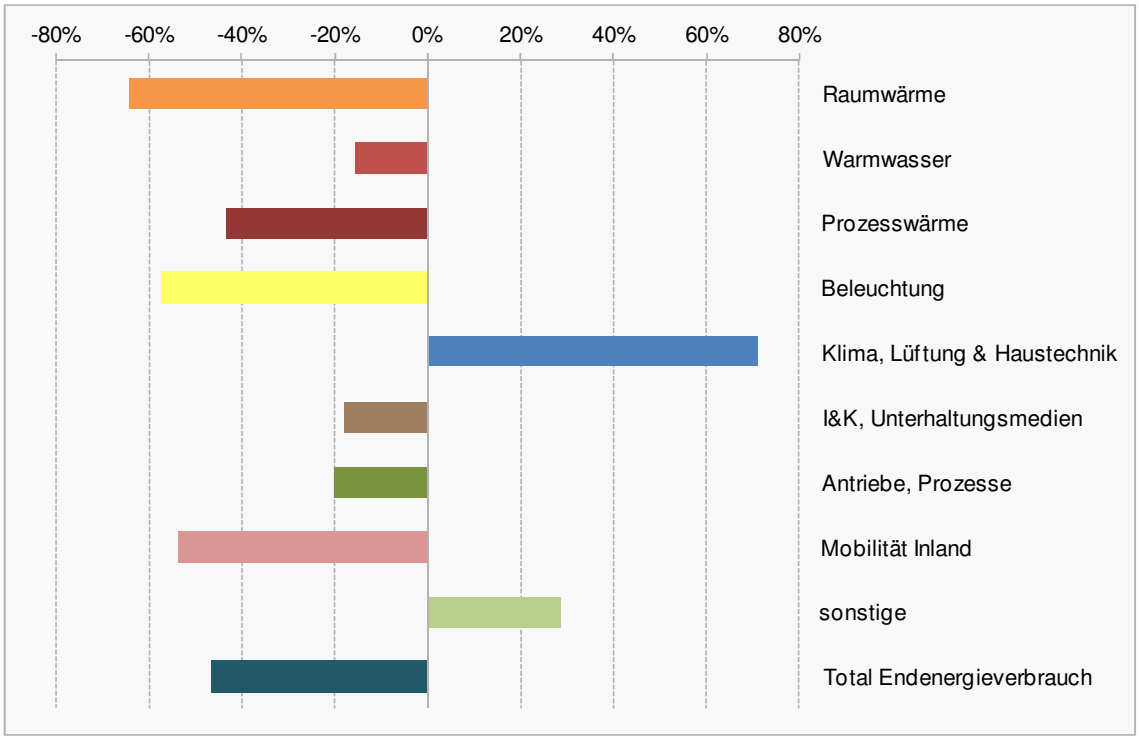
Verwendungszweck	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Raumwärme	270.8	301.5	249.7	191.5	165.4	142.3	107.9
Warmwasser	44.7	45.7	45.5	43.1	41.9	40.7	38.6
Prozesswärme	92.3	98.7	89.1	73.9	68.2	63.9	55.9
Beleuchtung	24.9	26.8	20.6	16.3	14.7	13.5	11.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	24.4	25.6	26.9	29.3	37.8
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	9.9	9.5	9.2	9.0	8.4
Antriebe, Prozesse	67.3	73.6	73.6	66.9	64.3	62.1	58.9
Mobilität Inland	239.2	249.5	206.9	161.1	142.8	130.5	115.6
sonstige	10.5	12.5	14.5	15.2	15.5	15.7	16.1
Total Endenergieverbrauch	**777.2**	**840.8**	**734.2**	**603.0**	**549.0**	**507.0**	**450.6**

Quelle: Prognos 2012

Der stärkste Rückgang der Endenergienachfrage ist beim Verwendungszweck Raumwärme zu finden. Von 2010 bis 2050 fällt die Energienachfrage für Raumwärme von 301.5 PJ auf 107.9 PJ. Das entspricht einem Rückgang um etwa 64 %. Das stärkste Wachstum in der Energienachfrage weist der Verwendungszweck Klima, Lüftung & Haustechnik mit einer Zunahme von 71 % auf, von 22.1 PJ im Jahr 2010 auf 37.8 PJ

im Jahr 2050. Dieser starke Anstieg begründet sich dadurch, dass bei Neubauten Klimatisierung zum Standard wird, ein grosser Nachholbedarf bei Altbauten besteht, mehr Kühlgradtage zu erwarten sind und im Vergleich zum WWB-Szenario höhere Effizienzgewinne unterstellt werden. Der Anstieg ist somit vor allem den beiden erstgenannten Effekten zuzuordnen. Die Klimakälte selbst wird bis 2050 praktisch nicht mehr mit konventionellen Prozessen produziert. Bei den restlichen Verwendungszwecken, bis auf den Verwendungszweck Sonstige, fällt die Endenergienachfrage zwischen 2010 und 2050: Die Nachfrage nach Energie für den Verwendungszweck Prozesswärme sinkt um 43 %, für Warmwasser um 16 %, für den Verwendungszweck Mobilität Inland um 54 %, für Beleuchtung um 57 %, für Antriebe/Prozesse um 20 % und für den Verwendungszweck I&K/Unterhaltungsmedien 18 %. Beim Verwendungszweck Sonstige steigt die Energienachfrage um 28 %.

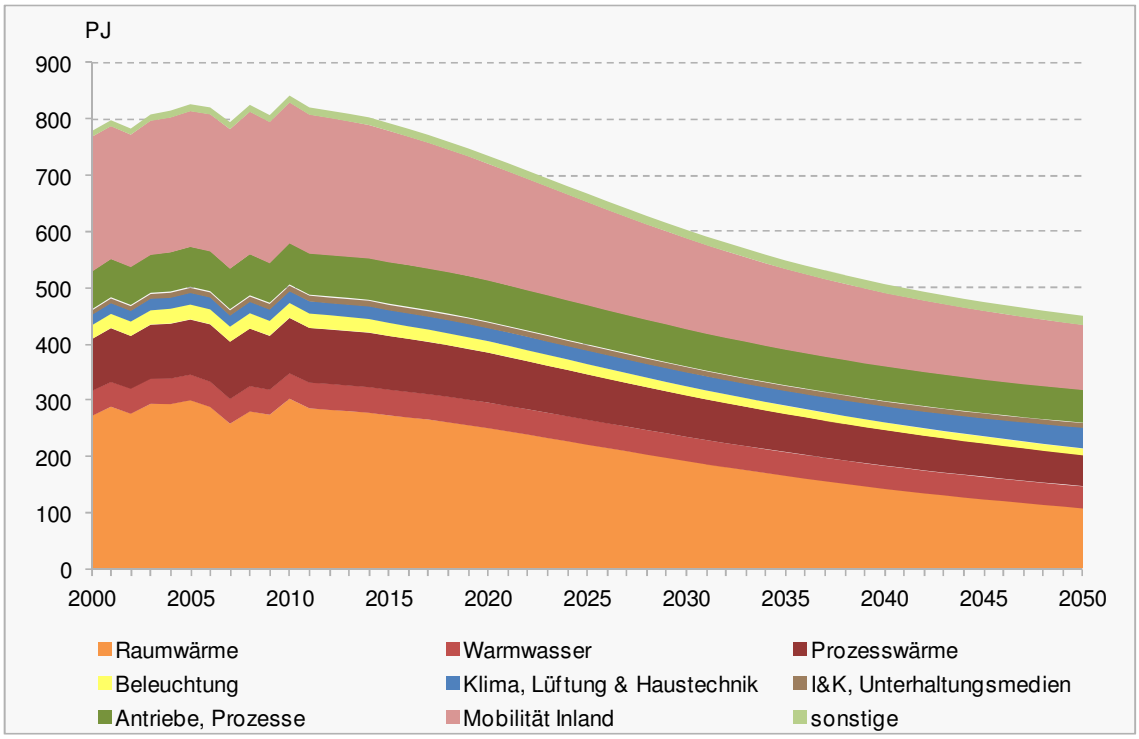
Figur 8-30: Szenario „Neue Energiepolitik“ Veränderung der Endenergienachfrage 2050 gegenüber 2010 nach-Verwendungszwecken, in %



Quelle: Prognos 2012

Der Verlauf der Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2050 wird in Figur 8-30 illustriert. Durch den unterschiedlichen Verlauf der Endenergienachfrage in den einzelnen Verwendungszwecken ändern

Figur 8-31: Szenario „Neue Energiepolitik“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ



Quelle: Prognos 2012

sich auch die Anteile der Endenergienachfrage der Verwendungszwecke am Gesamtenergieverbrauch. Raumwärme verliert knapp 12 %-Punkte an Anteil, Klima, Lüftung & Haustechnik hingegen gewinnt 6 %-Punkte. Der Anteil an Prozesswärme (0.7%) und Beleuchtung (+0.6%) verändert sich nur gering. Der Anteil für Warmwasser steigt um 3 %-Punkte, der für I&K, Unterhaltungsmedien um knapp einen %-Punkt. Antriebe/Prozesse legt 4 %-Punkte an Anteil zu, Mobilität Inland verliert 4 %-Punkte und der Anteil von Sonstige nimmt um 2 %-Punkte zu.

8.5.4 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 8-41 sowie in Figur 8-32 in Jahresschritten abgebildet.

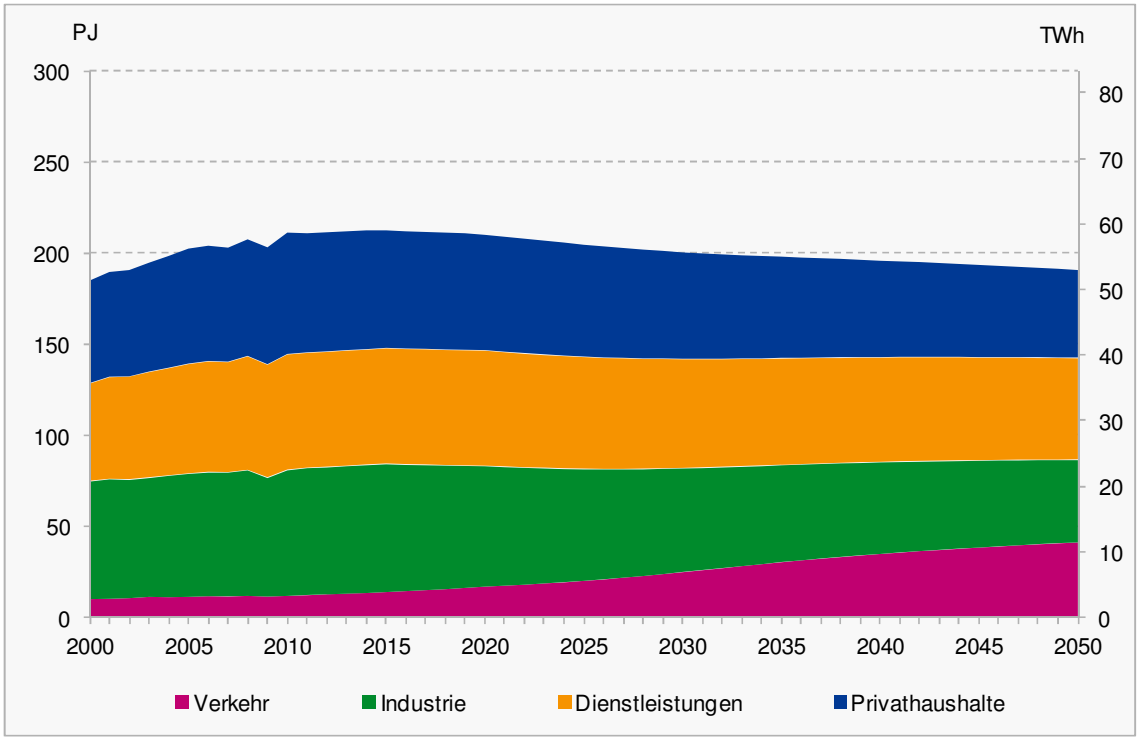
Tabelle 8-41: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	56.6	67.0	63.9	58.7	55.9	53.3	48.4
Dienstleistungen	53.9	63.8	63.5	60.1	58.7	57.6	56.0
Industrie	65.1	69.4	66.6	57.2	53.5	50.6	45.5
Verkehr	9.5	11.4	16.5	24.6	30.0	34.6	41.0
Summe (in PJ)	**185.1**	**211.5**	**210.4**	**200.6**	**198.2**	**196.1**	**190.9**
Summe (in TWh)	**51.4**	**58.8**	**58.5**	**55.7**	**55.1**	**54.5**	**53.0**

Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklungen der Nachfrage entwickeln sich innerhalb der Sektoren unterschiedlich: Im Verkehrssektor erfolgt zwischen 2010 und 2050 ein Rückgang der Nachfrage nach Treibstoffen; mit zunehmender Elektromobilität wächst im Gegenzug die Elektrizitätsnachfrage bis 2050, so dass 2050 die Nachfrage 3.6-mal so hoch sein wird wie im Jahr 2010.

Figur 8-32: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh



Quelle: Prognos 2012

Im Sektor Private Haushalte fällt die Elektrizitätsnachfrage um 28 %. Im Vergleich zur starken Reduktion der Raumwärme von insgesamt 64 % ist dieser Rückgang relativ gering. Das liegt u. a. am zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen, welcher durch die stetig steigende Gebäudeeffizienz möglich wird. Im Gegenzug dazu steigt jedoch der Stromverbrauch, der für den Betrieb von Wärmepumpen nötig ist. Der Umfang an Stromdirektheizungen nimmt dagegen ab. Dieser Trend findet auch im Dienstleistungssektor statt. Trotz erhöhtem Einsatz von Wärmepumpen und einem starken Wirtschaftswachstum reduziert sich die Elektrizitätsnachfrage um 12 % in diesem Sektor. Im Industriesektor überkompensiert der Struktureffekt die gegenläufige Wirkung des Wirtschaftswachstums, so dass bis 2050 die Elektrizitätsnachfrage um 34 % sinkt. Im Verkehrssektor beträgt die Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2050 knapp das Dreifache der Nachfrage im Jahr 2010.

Tabelle 8-42: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtelektrizitätsnachfrage

	Nachfrage			Veränderung 2050/2000		Veränderung 2050/2010		Anteil an der Gesamtnachfrage		
Sektor	2000	2010	2050	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2010	2050
Privathaushalte	56.6	67.0	48.4	-8.2	-14.5%	-18.6	-27.7%	30.6%	31.7%	25.4%
Dienstleistungen	53.9	63.8	56.0	2.1	4.0%	-7.7	-12.1%	29.1%	30.1%	29.3%
Industrie	65.1	69.4	45.5	-19.6	-30.1%	-23.9	-34.4%	35.2%	32.8%	23.8%
Verkehr	9.5	11.4	41.0	31.5	331.2%	29.6	259.6%	5.1%	5.4%	21.5%
Total	**185.1**	**211.5**	**190.9**	**5.8**	**3.1%**	**-20.6**	**-9.8%**			

Quelle: Prognos 2012

Damit verringert sich die Elektrizitätsnachfrage gesamt um 10 % gegenüber dem Jahr 2010. Der Anteil des Dienstleistungssektors bleibt im Jahr 2050 auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2010, nämlich auf 29 %. Der Anteil des Verkehrssektors nimmt um das Dreifache zu. Der Industriesektor, bis 2010 mit der grössten Elektrizitätsnachfrage, wird bis 2050 vom Dienstleistungssektor abgelöst; 2050 beläuft sich der Anteil des Industriesektors an der Elektrizitätsnachfrage nur noch 24 %. Die Privathaushalte verlieren 5 %-Punkte am Anteil.

8.5.5 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken

Die Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 8-43 dargestellt.

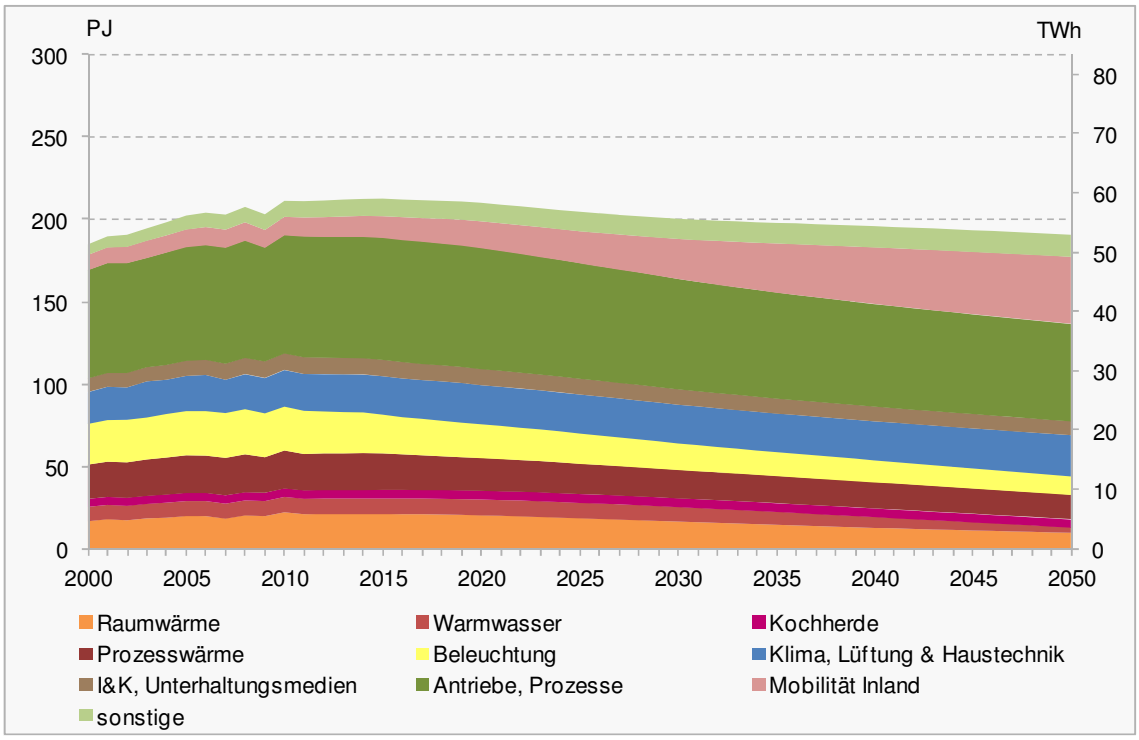
Tabelle 8-43: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh

Verwendungszweck	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Raumwärme	16.3	21.6	19.9	16.1	14.1	12.3	9.3
Warmwasser	8.8	9.5	9.6	8.9	8.0	6.7	3.5
Kochherde	4.8	5.1	5.3	5.3	5.3	5.2	4.8
Prozesswärme	21.1	23.3	20.2	17.5	16.7	16.2	15.0
Beleuchtung	24.9	26.8	20.6	16.3	14.7	13.5	11.5
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	23.7	23.4	23.3	23.6	25.0
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	9.9	9.5	9.2	9.0	8.4
Antriebe, Prozesse	65.6	71.7	73.4	66.8	64.2	62.0	58.8
Mobilität Inland	9.6	11.5	16.5	24.6	30.1	34.7	41.0
sonstige	6.5	9.7	11.3	12.3	12.7	13.0	13.5
Total Elektrizitätsnachfrage in PJ	**185.1**	**211.5**	**210.4**	**200.6**	**198.2**	**196.1**	**190.9**
Total Elektrizitätsnachfrage in TWh	**51.4**	**58.8**	**58.5**	**55.7**	**55.1**	**54.5**	**53.0**

Quelle: Prognos 2012

Der stärkste Rückgang der Elektrizitätsnachfrage bei den Verwendungszwecken Warmwasser, Beleuchtung und Raumwärme zu finden. Von 2010 bis 2050 fällt die Elektrizitätsnachfrage für Warmwasser von 9.5 PJ auf 3.5 PJ, für Beleuchtung von 26.8 PJ auf 11.5 PJ und bei Raumwärme von 21.6 PJ auf 9.3 PJ. Das entspricht einem Rückgang um 63 %, 57 % bzw. 57 %. Das stärkste Wachstum in der Elektrizitätsnachfrage weist der Verwendungszweck Mobilität Inland mit 258 % auf, bei dem hauptsächlich eine stärkere Verlagerung des Verkehrs auf den Schienenverkehr und eine zunehmende Elektromobilität zu Buche schlägt, gefolgt von Sonstige mit 40 % und Klima, Lüftung & Haustechnik mit einer Zunahme von 13 %. Die Nachfrage nach Elektrizität zur Betreibung von Kochherden schrumpft um 6 %. Für die Verwendungszwecke I&K, Unterhaltungsmedien und Antriebe/Prozesse werden im Jahr 2050 jeweils 18 % mehr Elektrizität benötigt. Die Veränderungen der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken gegenüber 2010 werden im Figur 8-34 dargestellt.

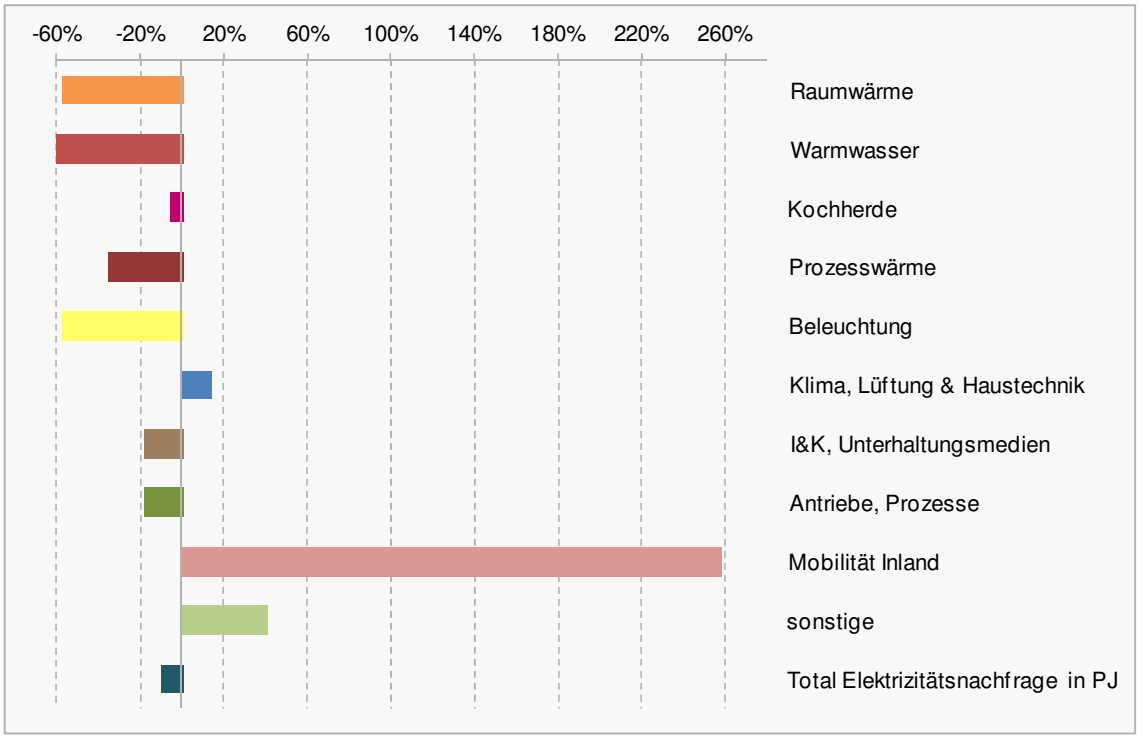
Figur 8-33: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh



Quelle: Prognos 2012

Der Verlauf der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2050 wird in Figur 8-33 abgebildet. Durch den unterschiedlichen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Verwendungszwecken ändern sich auch die Anteile der Elektrizitätsnachfrage der Verwendungszwecke an der Gesamtelektrizitätsnachfrage. Raumwärme verliert 5 %-Punkte an Anteil, Klima, Lüftung & Haustechnik hingegen gewinnt 3 %-Punkte an Anteil. Prozesswärme und Beleuchtung verlieren 4 bzw. 7 %-Punkte ihrer Anteile. Der Anteil für Warmwasser fällt um 2 %-Punkte, der für I&K/Unterhaltungsmedien um einen %-Punkt. Der Anteil von Antriebe/Prozesse reduziert sich um 3 %-Punkte, der von Mobilität Inland gewinnt 16 %-Punkte.

Figur 8-34: Szenario „Neue Energiepolitik“ Veränderung der Elektrizitätsnachfrage 2050 gegenüber 2010 nach-Verwendungszwecken, in %



Quelle: Prognos 2012

8.5.6 Erneuerbare Energien in der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe)

Die erneuerbaren Energien erfahren in Summe von 2010 bis 2050 ein hohes Nachfragewachstum. Bei einzelnen Energieträgern ist dies differenziert zu sehen. Die Energienachfrage nach (Industrie-)Abfälle, soweit es den erneuerbaren Anteil der Abfälle anbelangt, und die Nachfrage nach Holz reduzieren sich im Vergleich zu 2010 bis 2050 auf 61 % bzw. auf 42 %. Die Reduktion der Holznachfrage ist strategisch induziert, um die knappen Biomasseressourcen in den effizienteren Verwendungszwecken Stromerzeugung und Güterverkehr einzusetzen. Der erneuerbare Anteil der Energienachfrage bei Fernwärme reduziert sich im selben Zeitraum um 14 %. Die Energienachfrage nach Biogas/Klärgas wächst um das Sechsfache, die nach Umgebungswärme um das Doppelte, flüssige Biotreibstoffe (die als nachhaltig in der 2. oder 3. Technologiegeneration produziert unterstellt werden) wachsen auf das 105-fache an. Die Nachfrage nach Solarwärme nimmt fast um das 19-fache zu.

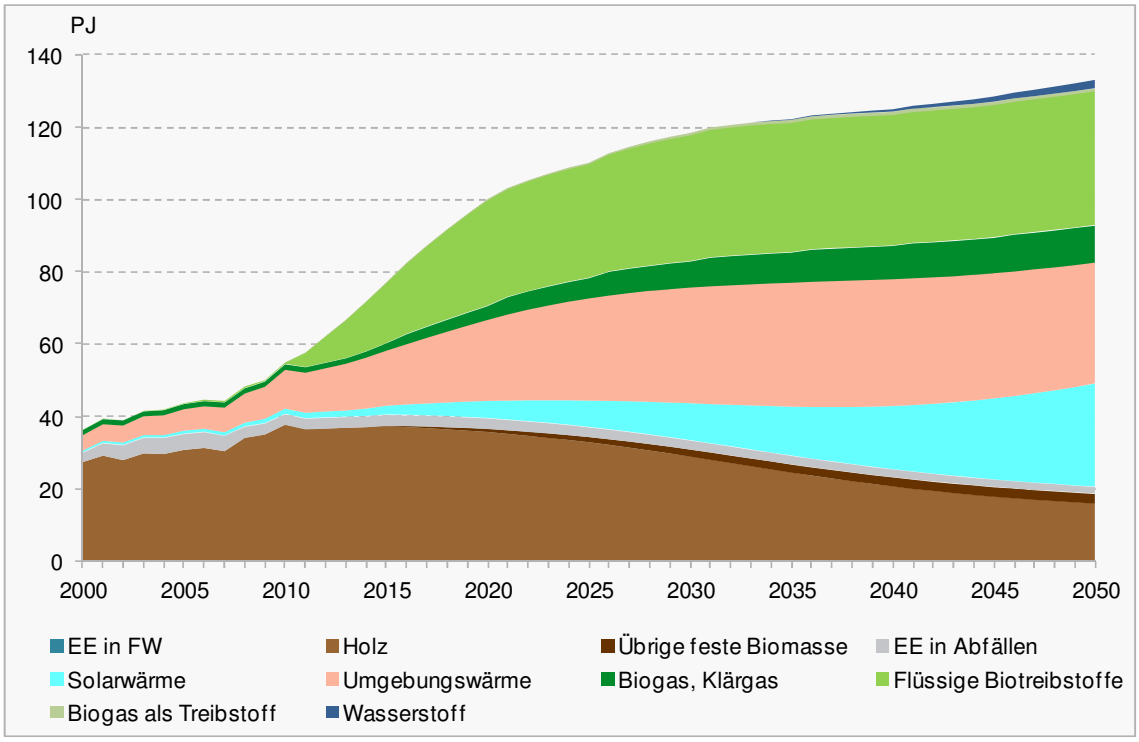
Tabelle 8-44: Szenario „Neue Energiepolitik“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fernwärme*	3.5	5.8	6.9	7.2	6.8	6.2	5.0
Holz	27.1	37.4	35.3	28.6	24.2	20.4	15.6
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.9	1.9	2.2	2.5	2.7
(Industrie-)Abfälle*	2.6	3.0	2.9	2.5	2.3	2.1	1.8
Solarwärme	0.6	1.4	4.7	10.2	13.5	17.5	28.5
Umgebungswärme	4.3	10.8	22.5	32.1	34.4	35.2	33.5
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	3.8	7.2	8.4	9.2	10.3
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	29.3	35.0	36.0	36.4	37.2
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.3	0.7	0.8	0.9	0.9
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	2.3
Insgesamt (in PJ)	**39.5**	**60.3**	**106.8**	**125.4**	**128.8**	**131.0**	**137.9**
Insgesamt (in TWh)	**11.0**	**16.8**	**29.7**	**34.8**	**35.8**	**36.4**	**38.3**

*Anteil erneuerbarer Energieträger in der Fernwärme und in den Abfällen

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-35: Szenario „Neue Energiepolitik“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Biogas als Treibstoff nimmt im Vergleich zum Jahr 2010 um das 16-fache zu. Das hohe Wachstum der Nachfrage bei den einzelnen Energieträgern ist vor dem Hintergrund der niedrigen Grundwerte im Jahr 2010 zu sehen. Auch im Jahr 2050 verbleibt die Nachfrage bei diesen erneuerbaren Energien immer noch auf geringem Niveau.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Brennstoffnachfrage nimmt kontinuierlich zu. Im Jahr 2010 betrug er 15 %, bis 2050 steigt er auf 53 % an. Biotreibstoffe bestreiten im Jahr 2050 54 % der Treibstoffnachfrage. Der Anteil der Erneuerbaren an der Endenergienachfrage beläuft sich in 2050 auf knapp 31 %. Tabelle 8-45 liefert hierzu eine Übersicht.

Tabelle 8-45: Szenario „Neue Energiepolitik“
Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage sowie an der Gesamtnachfrage, in %

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Anteil erneuerbarer Energien an der Brennstoffnachfrage	10.9%	15.3%	23.1%	33.7%	38.6%	43.3%	52.7%
Anteil Biotreibstoffe (+H2) an der Treibstoffnachfrage	0.0%	0.2%	15.6%	26.2%	32.8%	39.6%	54.2%
Anteil erneuerbarer Energien an der Nachfrage	5.1%	7.2%	14.5%	20.8%	23.5%	25.8%	30.6%

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-36 stellt den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage graphisch dar.

Figur 8-36: Szenario „Neue Energiepolitik“
Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage, in %

Quelle: Prognos 2012

Der Einsatz erneuerbarer Energieträger macht auf Sektorebene bei den Privathaushalten den grössten Anteil aus. Wie Tabelle 8-46 zeigt, bleiben die Privathaushalte auch im Jahr 2050 mit einem 39 %-Anteil die grösste Nachfragergruppe der erneuerbaren Energieträger, insbesondere was Wärmepumpen, Holz und Solarenergie anbelangt. Der Anteil im Dienstleistungssektor verringert sich von 2010 bis 2050 um einen %-Punkt auf 17 %, der des Industriesektors fällt um 11 %-Punkte auf 15 % ab, der Anteil des Verkehrs wächst um knapp 29 %-Punkte und beläuft sich im Jahre 2050 auf 29 %.

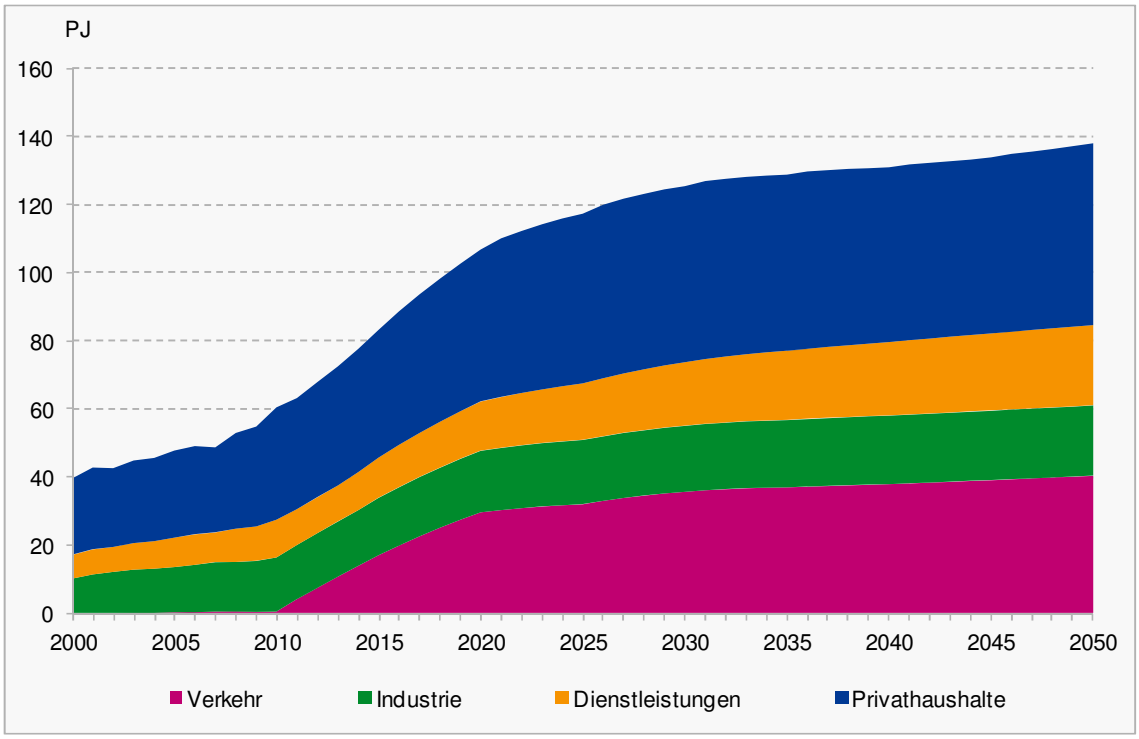
Tabelle 8-46: Szenario „Neue Energiepolitik“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ

EE nach Sektoren, ohne Stromanteil	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	22.4	33.0	44.6	51.7	51.8	51.4	53.4
Dienstleistungen	7.0	11.1	14.4	18.6	20.3	21.5	23.5
Industrie	10.0	15.9	18.1	19.4	19.8	20.1	20.6
Verkehr	0.1	0.4	29.6	35.7	37.0	37.9	40.4
Summe	**39.5**	**60.3**	**106.8**	**125.4**	**128.8**	**131.0**	**137.9**

Quelle: Prognos 2012

Figur 8-37 bildet die Entwicklung des Einsatzes an erneuerbaren Energien in den einzelnen Sektoren ab.

Figur 8-37: Szenario „Neue Energiepolitik“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

8.5.7 Fossile Energieträger in der Nachfrage

Die Analyse des direkten Einsatzes der fossilen Brenn- und Treibstoffe an der Nachfrage ergibt folgendes Bild:

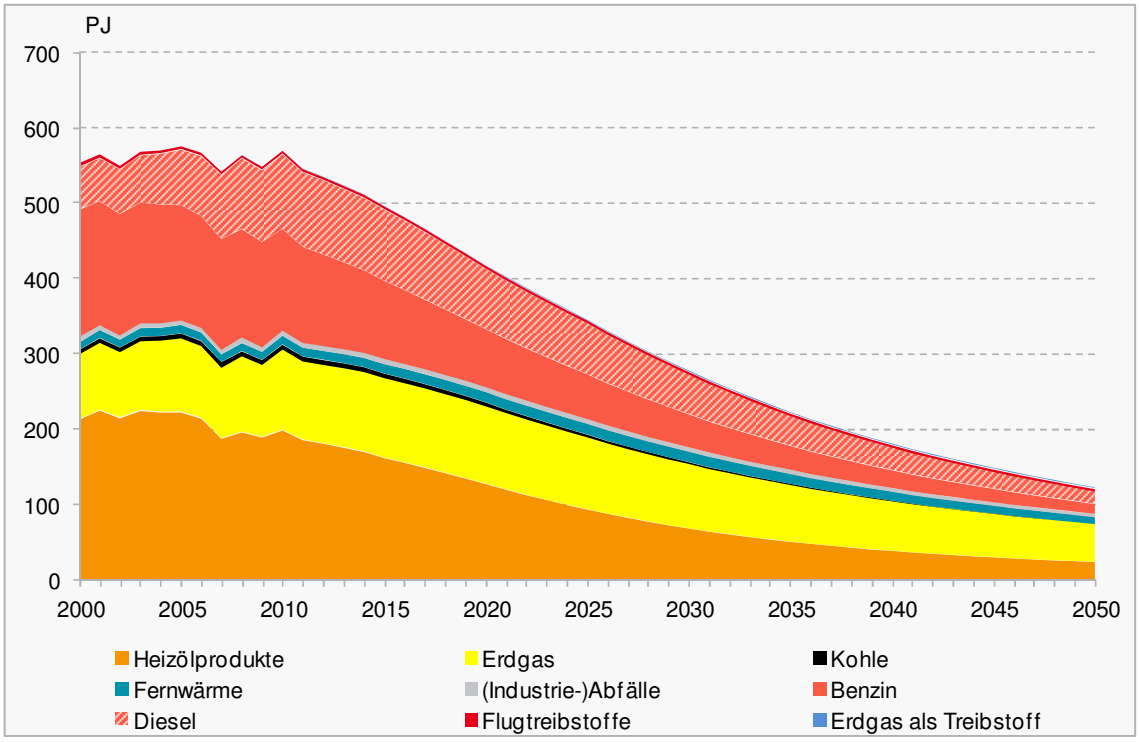
Tabelle 8-47: Szenario „Neue Energiepolitik“
Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizölprodukte	212.8	198.2	126.8	67.2	49.5	37.3	22.5
Erdgas	87.0	108.2	104.0	86.3	76.0	66.5	50.9
Kohle	5.8	6.4	4.9	2.5	1.7	1.0	0.0
Fernwärme	9.7	11.4	13.5	14.2	13.4	12.2	9.9
(Industrie-)Abfälle	7.8	7.1	7.0	6.0	5.6	5.1	4.3
Benzin	169.3	135.2	77.0	43.8	31.7	23.4	12.8
Diesel	55.9	98.8	79.9	52.7	39.9	30.4	17.3
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.5	1.0	1.1	1.1	1.0
Summe Fossile	**552.6**	**568.9**	**417.0**	**277.0**	**221.9**	**180.0**	**121.8**

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt erfolgt eine Reduktion der fossilen Energieträger (Brenn- und Treibstoffe, ohne Umwandlungssektor) um 79 % bis 2050. Der Verbrauch von Heizölprodukten wird dabei am stärksten reduziert. Im Vergleich zu 2010 werden nur noch 11 % davon im Jahr 2050 eingesetzt. Die Nachfrage nach Benzin und Diesel reduziert sich um 91% bzw. 83 %. Der Einsatz von Dieselmotoren dominiert weiterhin im Güterverkehr, Benzinmotoren verlieren im Personenverkehr sowohl an Diesel- als auch an Elektromotoren, was mit erheblichen Effizienzeffekten verbunden ist. Erdgas sinkt um 53 %, Kohle verschwindet gänzlich. Der fossile Teil der (Industrie-)Abfälle fällt um 39 %, Flugtreibstoffe um 11 %. und Fernwärme, soweit es deren fossilen Anteil betrifft, um 14 %. Der Verbrauch an Erdgas als Treibstoff verfünffacht sich bis 2050.

Figur 8-38: Szenario „Neue Energiepolitik“
Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Figur 8-38 zeigt den Verlauf der Nachfrage nach fossilen Energieträgern. Heizölprodukte verlieren mehr und mehr an Gewicht. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil dieser Produkte an der Nachfrage nur noch 18 %. Benzin verliert 13 %-Punkte, Diesel 3 %-Punkte. Am Ende des Betrachtungszeitraums bestreitet Erdgas mit 42 % den Hauptanteil der Nachfrage nach fossilen Energieträgern.

8.5.8 CO_2-Emissionen in der Nachfrage

Die Veränderung der Nachfragestruktur nach Energieträgern wirkt sich auf die CO_2-Emissionen aus. Mit der Abnahme des Verbrauchs an Heizölprodukten verringern sich zwischen 2010 und 2050 die Emissionen an CO_2 auf ein Fünftel. Der fossile Anteil der Fernwärmebereitstellung reduziert sich auf 86 % des Niveaus im Jahr 2010. Die Verwendung von Erdgas als Treibstoff erhöht diese Emissionen auf absolut 0.1 PJ. Die CO_2-Emissionen durch Flugtreibstoffe reduzieren sich auf 89 % ihres Werts im Jahr 2010. Das CO_2 verursacht durch Sonstige Erdölprodukte fällt um 35 %. Erdgas mit 53 % und der fossile Anteil an (Industrie-)Abfälle mit 39 % tragen ebenfalls zur Reduktion bei. Die Emission von CO_2 durch Kohle reduziert sich auf Null bis 2050. Benzin

und Diesel verringern ihren Ausstoss um 91 % bzw. 83 %. Ende des Betrachtungszeitraums gehören Erdgas, Heizölprodukte Benzin und Diesel zu den Hauptverursachern des CO_2-Ausstosses: (in gleicher Reihenfolge) mit 37 %, 19 %, 12 % und 17 % (siehe Tabelle 8-48).

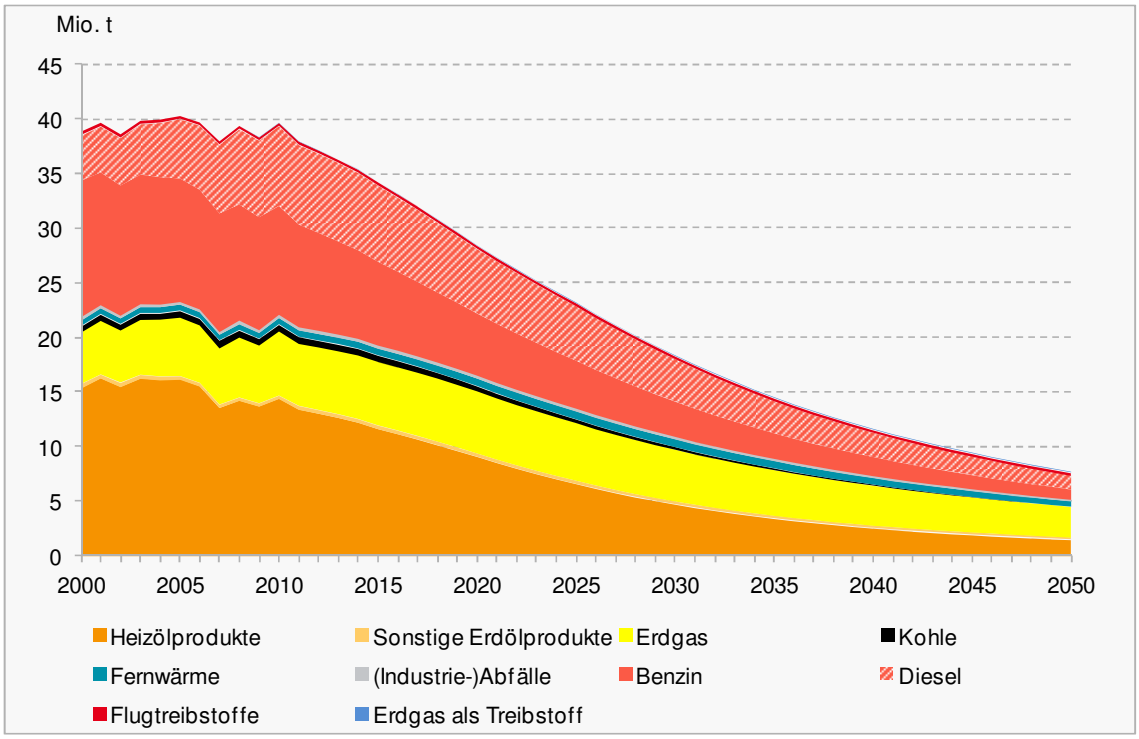
Tabelle 8-48: Szenario „Neue Energiepolitik“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Energieträger, in Mio. t*

CO_2-Emissionen nach Energietr	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Heizölprodukte	15.3	14.3	9.0	4.7	3.4	2.5	1.5
Sonstige Erdölprodukte	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
Erdgas	4.8	5.9	5.7	4.7	4.2	3.7	2.8
Kohle	0.5	0.6	0.5	0.2	0.2	0.1	0.0
Fernwärme	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5
(Industrie-)Abfälle	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2
Benzin	12.5	10.0	5.7	3.2	2.3	1.7	0.9
Diesel	4.1	7.3	5.9	3.9	2.9	2.2	1.3
Flugtreibstoffe	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
Summe	**38.8**	**39.6**	**28.4**	**18.3**	**14.5**	**11.6**	**7.6**

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Das beschriebene Bild der CO_2-Emissionen spiegelt sich in Figur 8-39 wider.

Figur 8-39: Szenario „Neue Energiepolitik“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Energieträgern, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Eine Betrachtung der CO_2-Emissionen auf Sektorebene liefert Tabelle 8-49. Auch im Jahr 2050 wird der Verkehrssektor mit einem Anteil von 33 % noch immer der grösste Emittent von CO_2 sein, gefolgt von der Industrie mit 29 %, dem Dienstleistungssektor mit 22 % und den Privathaushalten mit 17 %. Insgesamt reduzieren sich die CO_2-Emissionen um 81 %. Den stärksten Rückgang schaffen die privaten Haushalte mit 89 % CO_2-Reduktion. Dieser Erfolg ergibt sich vor allem aus den Effizienzgewinnen bei der Raumwärme. Im Dienstleistungssektor wird eine CO_2-Verringerung um 66 % erzielt. Industrie und Verkehr tragen mit einer Reduktion ihrer Emissionen von 60 % bzw. 86 % bei.

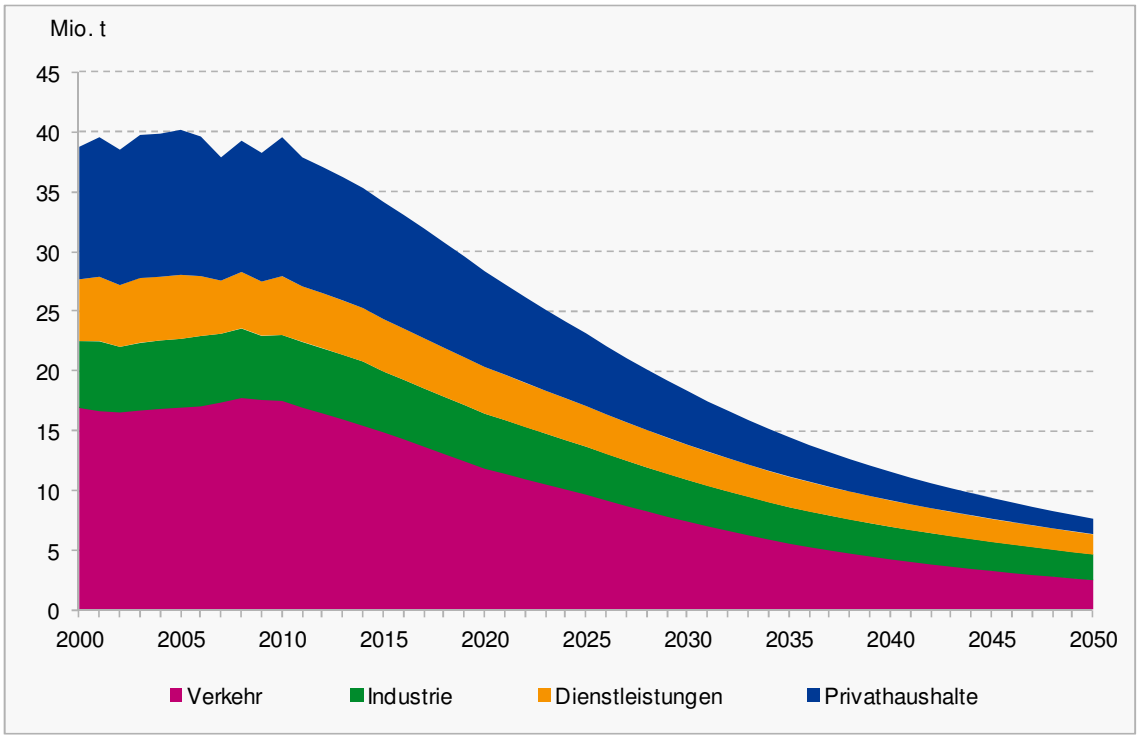
Tabelle 8-49: Szenario „Neue Energiepolitik“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t*

CO_2-Emissionen nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	11.1	11.6	8.0	4.5	3.3	2.4	1.3
Dienstleistungen	5.2	4.9	3.9	2.9	2.5	2.2	1.7
Industrie	5.6	5.5	4.6	3.5	3.1	2.7	2.2
Verkehr	16.9	17.5	11.8	7.4	5.6	4.3	2.5
Summe	**38.8**	**39.6**	**28.4**	**18.3**	**14.5**	**11.6**	**7.6**

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 8-40 illustriert den zeitlichen Verlauf der CO_2-Emissionen auf Sektorebene. Die unmittelbar brenn- und treibstoffbedingten CO_2-Emissionen sinken deutlich gegenüber dem Jahr 2010. Der Verkehrssektor bleibt Hauptemittent von CO_2.

Figur 8-40: Szenario „Neue Energiepolitik“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

8.6 Elektrizitätsangebot

8.6.1 Elektrische Verluste

Die Verluste verstehen sich vom Kraftwerk bis zum Abnehmer, bzw. bei der Bahn bis zum Fahrdraht [BFE, 2011c]. Im Kalenderjahr 2010 betrugen die Verluste 4’493 GWh_{el}, im hydrologischen Jahr 4’438 GWh_{el}, das entsprach 7.5 % des Endverbrauchs. Es wird unterstellt, dass sich die Verluste durch technischen Fortschritt bis 2050 auf weniger als 7 % des Endverbrauchs verringern werden.

8.6.2 Landesverbrauch

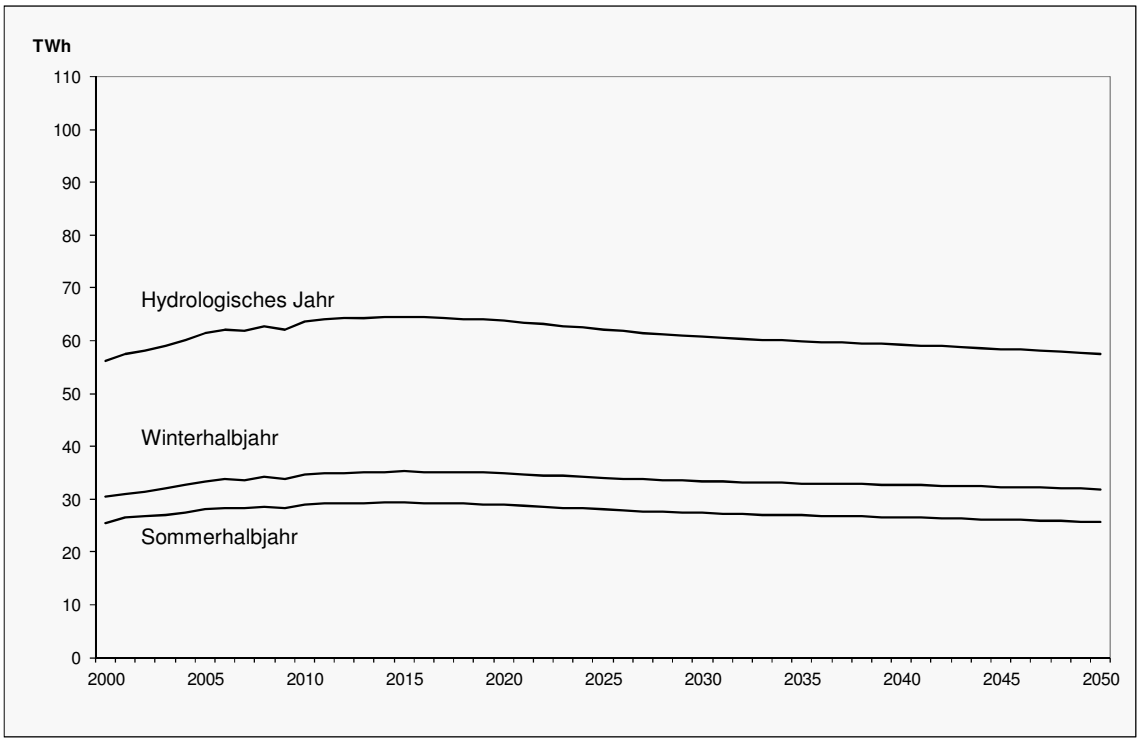
Aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schweizerische Elektrizitätsversorgung ist eine jahreszeitliche Differenzierung der Kalenderjahre in Sommer- und Winterhalbjahr angezeigt.

Die Elektrizitätsnachfrage im Winter (1. Oktober bis 31. März) war bisher stets höher als im Sommer (1. April bis zum 30. September). In den letzten 20 Jahren betrug der Winteranteil am Endverbrauch ca. 54 bis 55 Prozent, was auch für die Zukunft unterstellt wird.

Wegen der höheren Nachfrage und dem geringeren Angebot der Wasserkraft werden alle Berechnungen zur Deckung der Nachfrage auf die jeweiligen Winterhalbjahre ausgerichtet. Deshalb werden die Modellergebnisse der Nachfrage (Kalenderjahr) auf das hydrologische Jahr sowie das Winter- und Sommerhalbjahr umgerechnet.

In der Figur 8-41 ist der Landesverbrauch sowohl im hydrologischen Jahr als auch im Winter- und Sommerhalbjahr abgebildet. Der Landesverbrauch entspricht dem Endverbrauch zuzüglich der Verluste. Im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ sinkt der Landesverbrauch (exkl. Speicherpumpen), nach einem kurzfristigen Anstieg, bis 2050 auf 57.6 TWh (2010: 63.6 TWh).

Figur 8-41: Szenario „Neue Energiepolitik“ Landesverbrauch 2000 bis 2050, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

8.6.3 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

In der Elektrizitätsstatistik wird der Verbrauch der Speicherpumpen von der Landeserzeugung abgezogen. Hierdurch ergibt sich die Nettoerzeugung. In der Modellierung wird der entsprechende Verbrauch hingegen als zusätzliche Nachfrage betrachtet. Für die Abschätzung der Erwartungswerte des mittleren Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen werden Daten aus der Statistik der Wasserkraftanlagen [BFE, 2011f] verwendet. Tabelle 8-50 zeigt die unterstellte Entwicklung des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Tabelle 8-50: Szenario „Neue Energiepolitik“ Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh_{el}

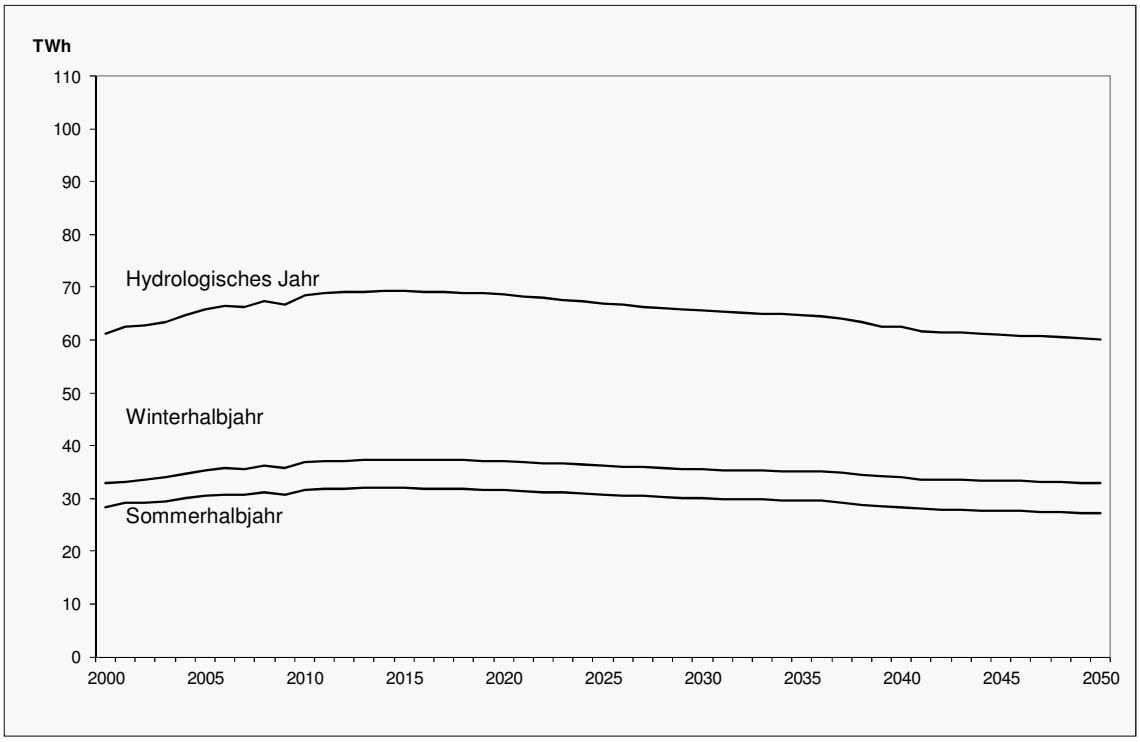
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr	1'770	2'540	2‘548	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557	2’557
Winterhalbjahr	356	809	946	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023	1’023
Sommerhalbjahr	1'414	1'731	1'602	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534	1’534

Quelle: Prognos 2012

8.6.4 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die (für das Elektrizitätsmodell relevante) Nachfrage ist der Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Figur 8-42: Szenario „Neue Energiepolitik“ Gesamte Elektrizitätsnachfrage 2000 bis 2050, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

8.6.5 Leistungsnachfrage

Neben der zukünftigen Arbeitsnachfrage ist die damit zusammenhängende Leistungsnachfrage von Bedeutung. Es wird davon ausgegangen, dass die Leistungsnachfrage bei steigender Stromnachfrage (Arbeit) proportional zunimmt. Für das Basisjahr 2010 wurden die maximale Leistungsnachfrage und die Grundlastnachfrage über eine Analyse des Lastprofils der letzten 10 Jahre geschätzt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8-51 dargestellt.

Tabelle 8-51: Szenario „Neue Energiepolitik“ Elektrische Leistungsnachfrage, Winterhalbjahr, in GW_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nachfrage max. Last	8.91	9.75	10.17	10.26	10.14	9.87	9.67	9.55	9.45	9.33	9.20
Nachfrage Grundlast	5.25	5.75	5.99	6.05	5.97	5.82	5.70	5.63	5.57	5.50	5.42

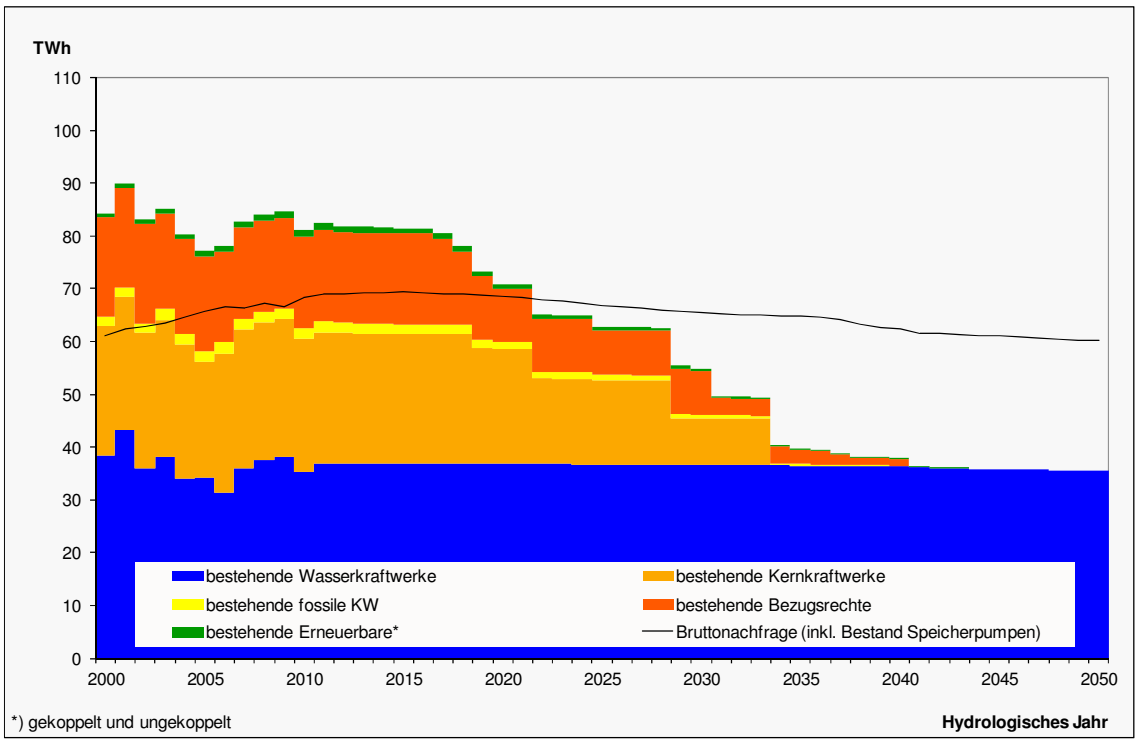
Quelle: Prognos 2012

8.7 Lücken in Szenario „Neue Energiepolitik“

8.7.1 Stromlücke

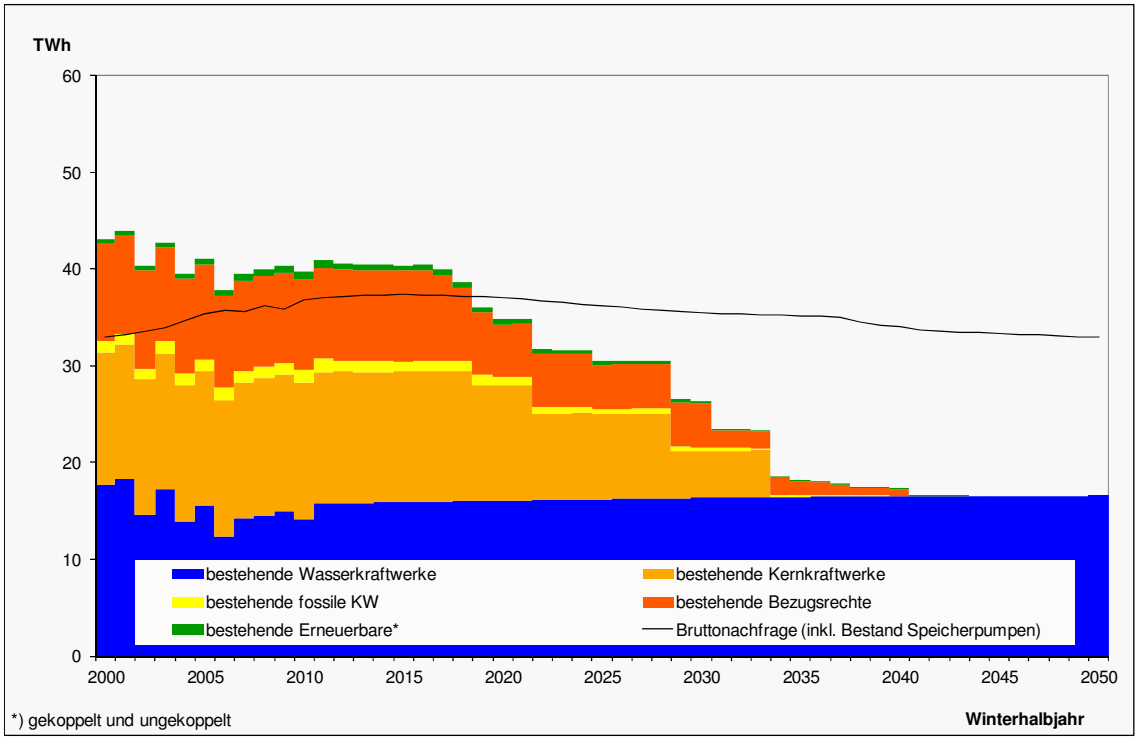
Eine Gegenüberstellung der Stromnachfrage bis 2050 und der zukünftigen Stromerzeugung des bestehenden Kraftwerkparks unter Berücksichtigung der Kapazitätsabgänge durch die Ausserbetriebnahme nach Erreichen Lebensdauer der Kraftwerksanlagen sowie das Auslaufen der Bezugsrechte gemäss den Annahmen in Kapitel 3 zeigt, dass im Winterhalbjahr 2019 die Stromnachfrage das Stromangebot überschreitet, es entsteht eine hypothetische Stromlücke. Wesentliche Ursache hierfür ist das Auslaufen eines Teiles der Bezugsrechte und die Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau I. Nach 2019 wird die hypothetische Stromlücke vor allem durch das Auslaufen der restlichen Bezugsrechte und die Stilllegung der Kernkraftwerke grösser. Zudem entstehen ab 2022 Lücken im hydrologischen Jahr und ab 2029 im Sommerhalbjahr. In Figur 8-43, Figur 8-44 und Figur 8-45 sind die Stromlücken für das Szenario „Neue Energiepolitik“ im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Aus diesen Figuren sind die entsprechenden zusätzlich erforderlichen Stromangebote zur Deckung des Strombedarfs und zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung abzulesen.

Figur 8-43: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

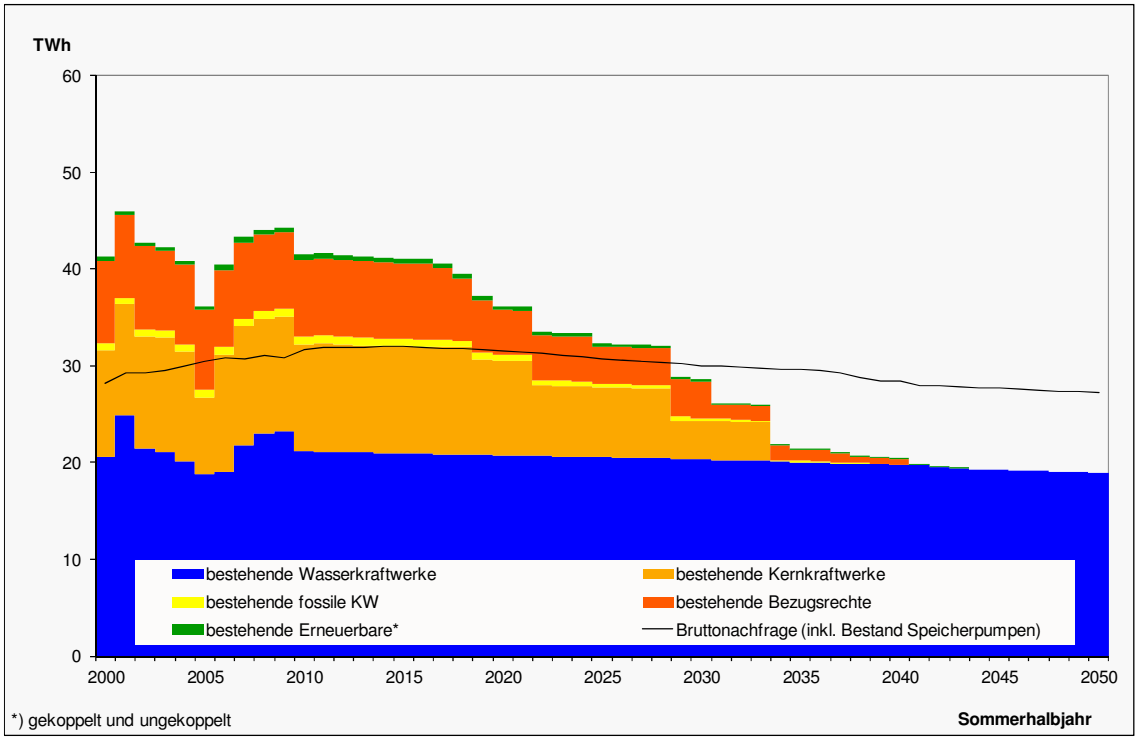
Figur 8-44: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ steigt die Stromlücke bis zum Jahr 2035 auf 25.2 TWh an, ab 2035 sinkt die Stromlücke allerdings durch den sinkenden Landesverbrauch und das konstante Angebot an Wasserkraftwerken und beträgt im hydrologischen Jahr 2050 (vgl. Figur 8-43) schliesslich 24.5 TWh_{el}. Im Winterhalbjahr (vgl. Figur 7-51) beträgt die Lücke im Jahr 2050 auf 16.3 TWh_{el}.

Figur 8-45: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Sommerhalbjahr fallen die Lücken durch das höhere Angebot der Wasserkraft und die niedrigere Nachfrage kleiner aus als im Winterhalbjahr. Die Auslegung des Kraftwerkparks zur Deckung der Lücke erfolgt deshalb im Strommodell nach dem Kriterium der Deckung der Stromnachfrage im Winterhalbjahr.

Tabelle 8-52: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr											
Nachfrage	61.18	65.81	68.41	69.36	68.62	66.91	65.54	64.72	62.43	60.99	60.12
Gesamtangebot	84.42	77.30	81.34	81.56	71.02	62.85	54.96	39.57	37.72	35.85	35.57
Stromlücke	-23.24	-11.49	-12.93	-12.19	-2.40	4.06	10.58	25.15	24.71	25.14	24.54
Winterhalbjahr											
Nachfrage	32.95	35.33	36.77	37.37	37.04	36.18	35.51	35.13	34.06	33.34	32.92
Gesamtangebot	43.15	41.06	39.75	40.42	34.82	30.51	26.35	18.12	17.30	16.53	16.63
Stromlücke	-10.20	-5.72	-2.97	-3.05	2.22	5.67	9.16	17.01	16.75	16.81	16.30
Sommerhalbjahr											
Nachfrage	28.23	30.48	31.64	31.99	31.58	30.73	30.03	29.59	28.37	27.65	27.19
Gesamtangebot	41.27	36.24	41.59	41.14	36.20	32.34	28.61	21.45	20.42	19.32	18.95
Stromlücke	-13.04	-5.76	-9.96	-9.15	-4.62	-1.62	1.42	8.14	7.96	8.34	8.25

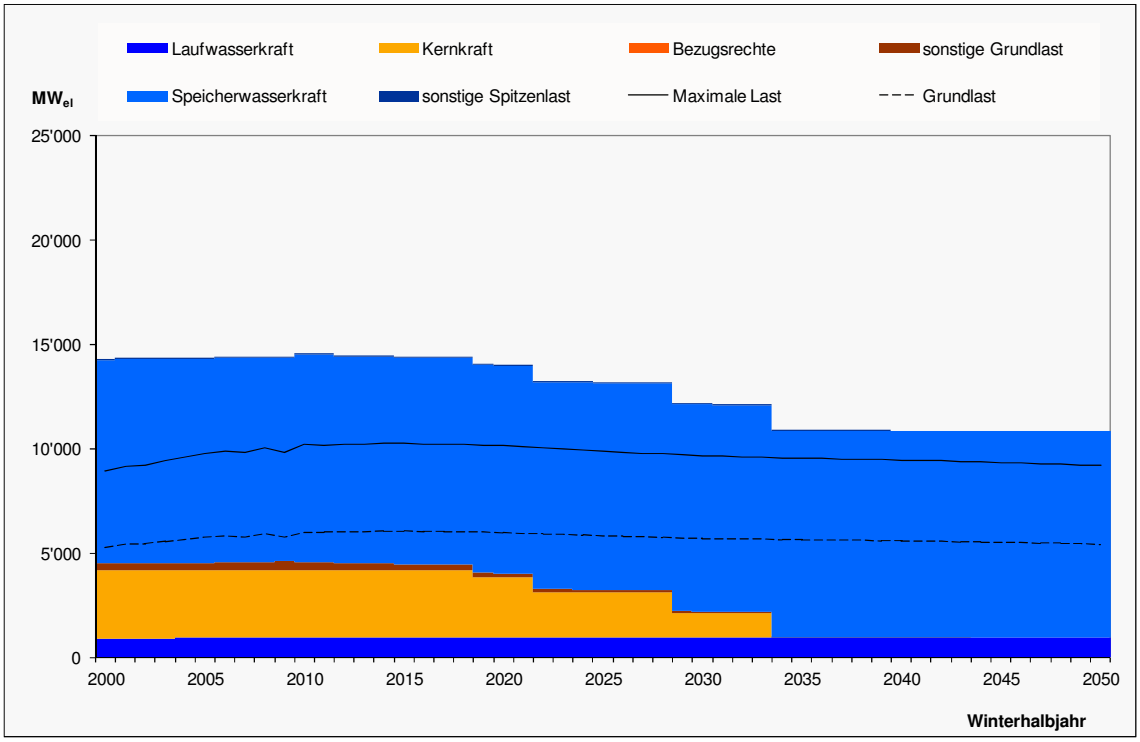
Quelle: Prognos 2012

8.7.2 Leistungsdefizit

Wird leistungsseitig das bestehende Angebot (theoretisch verfügbare Leistung zum Zeitpunkt der Spitzenlast) der maximalen Last gegenübergestellt, tritt auch ohne Zubau neuer Kraftwerke kein Versorgungsdefizit auf. Diese Aussage gilt für das hydrologische Jahr, das Winterhalbjahr und das Sommerhalbjahr. Im Winterhalbjahr ist die Situation am kritischsten, durch die sinkende Nachfrage entstehen aber auch hier keine Leistungslücken (siehe Figur 8-46).

Die Grundlast-Nachfrage der Schweiz liegt im gesamten Betrachtungszeitraum 2000 bis 2010 über den installierten Grundlast-Kapazitäten. Das bedeutet, dass ein Teil der Grundlast aus den Speicherkraftwerken bedient werden muss.

Figur 8-46: Szenario „Neue Energiepolitik“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, Winterhalbjahr, in MW_{el}



Quelle: Prognos 2012

Die Deckung der Stromnachfrage erfolgt gemäss den in Kapitel 6.7 beschriebenen erwarteten Potenzialen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass je nach Angebotsvariante unterschiedliche erwartete Potenziale angenommen werden. In Variante C wird ein niedriger Potenzialpfad für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und fossile WKK-Anlagen unterstellt, wenn notwendig wird die mögliche restlichen Lücke durch den Bau von Gaskombikraftwerken gedeckt. In Variante C&E werden ein hoher Potenzialpfad für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und ein niedriger Pfad für fossile WKK-Anlagen unterstellt. Die verbleibende Lücke wird wiederum durch Gaskombikraftwerke gedeckt. In der Variante E werden schliesslich dieselben Potenzialpfade für erneuerbare Stromerzeugung und WKK-Anlagen wie in Variante C&E berücksichtigt, wodurch eine mögliche verbleibende Lücke durch neue Stromimporte gedeckt wird.

8.8 Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“: Arbeit

Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgerichtet. Der Zubau erfolgt bis 2050, dem Ende des Zeithorizonts der Modellierung.

8.8.1 Variante C: Fossil-zentral

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).

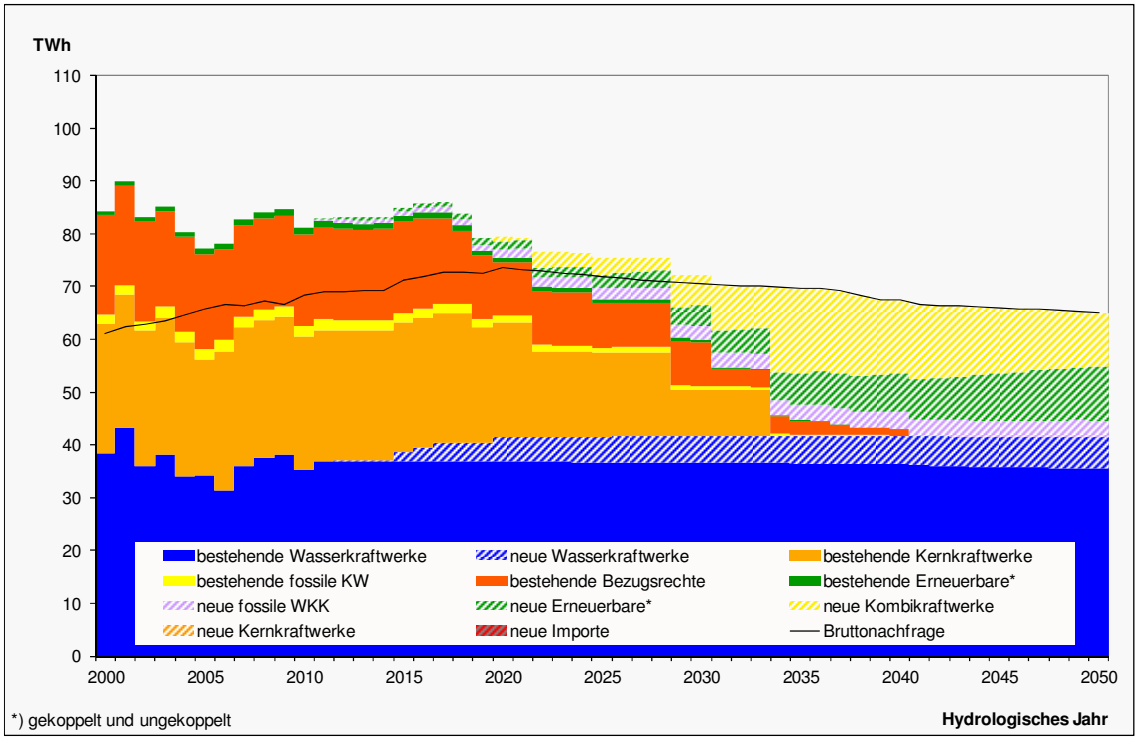
- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.

- Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung (inkl. Wasserkraft) unter Berücksichtigung einer KEV-Umlage von maximal 0.9 Rp/kWh gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

- Niedriger (autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

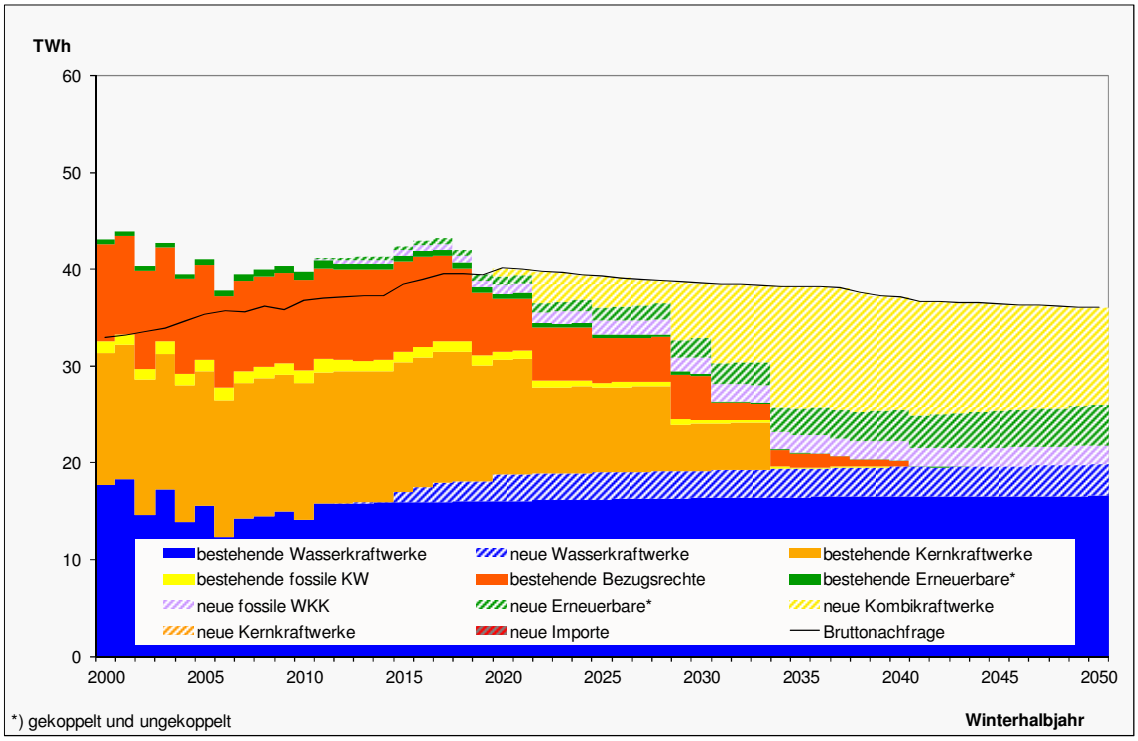
In Figur 8-47, Figur 8-48 und Figur 8-49 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt sechs Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2020 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 werden drei Gaskombikraftwerke benötigt. Besonders in den Jahren der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Leibstadt (2034) und Gösgen (2029) ist ein hoher Zubaubedarf von Gaskombikraftwerken zu erkennen.

Figur 8-47: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



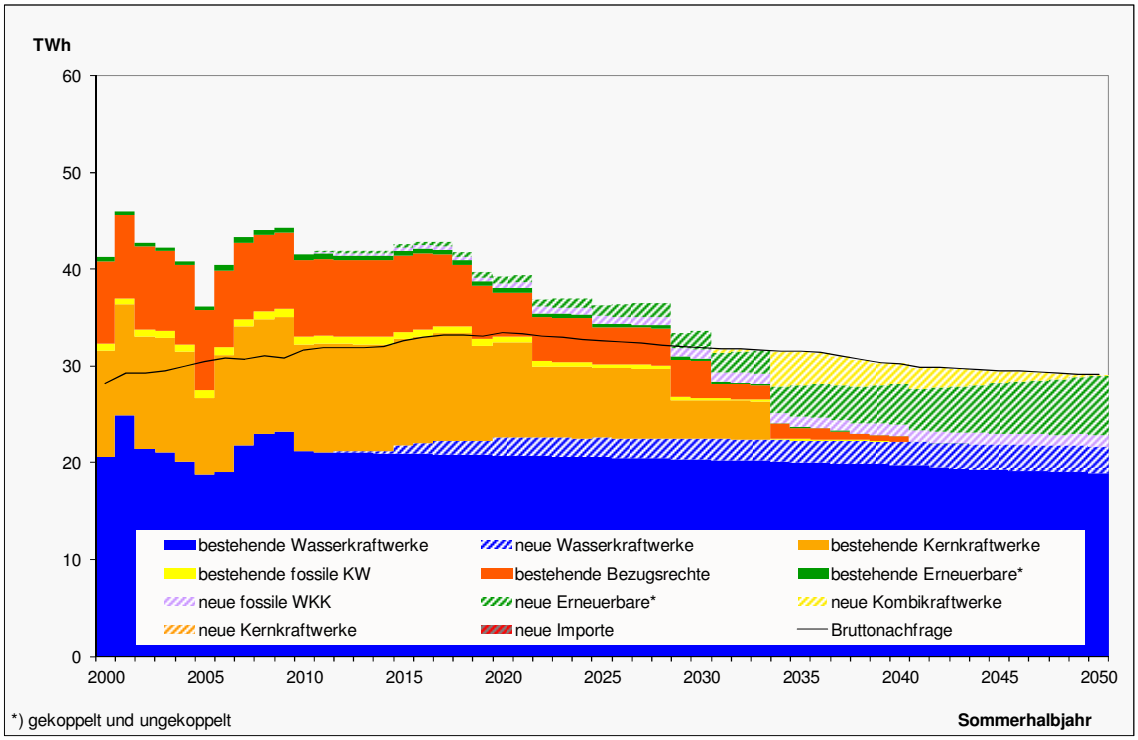
Quelle: Prognos 2012

Figur 8-48: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 8-49: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 8-53, Tabelle 8-54 und Tabelle 8-55 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, sowie das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Es wird unterschieden zwischen dem bestehenden Angebot und dem Zubau, ausser beim Verbrauch der Speicherpumpen. Die Wasserkraft versteht sich inklusive Wasserkraft unter 10 MW_{el} und ist deshalb nicht bei den neuen erneuerbaren Energien untergebracht. Die Kehrichtverbrennungsanlagen sind zu 50 Prozent bei den fossilen WKK und zu 50 Prozent bei den erneuerbaren Energien bilanziert.

Tabelle 8-53: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.48**	**41.77**	**41.75**	**41.86**	**41.58**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	4.61	5.01	5.21	5.45	6.01
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**3.83**	**8.94**	**19.22**	**16.89**	**13.27**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0.86	5.66	15.98	13.79	10.16
neue fossile WKK	-	-	1.49	2.70	2.92	3.10	3.11
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**2.37**	**4.28**	**6.13**	**7.37**	**10.25**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	1.45	3.88	6.03	7.36	10.25
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**69.36**	**63.80**	**67.10**	**66.12**	**65.10**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**61.82**	**56.25**	**59.56**	**58.57**	**57.56**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**8.08**	**3.96**	**2.26**	**0.66**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	5.82	1.70	0.00	-	0.00
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**1.98**	**4.47**	**0.35**	**0.64**	**- 0.00**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.61**	**70.52**	**69.71**	**67.42**	**65.10**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 8-54: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.80**	**19.25**	**19.41**	**19.62**	**19.87**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.72	2.86	2.94	3.02	3.24
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**2.67**	**7.71**	**14.59**	**13.59**	**11.99**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0.86	5.66	12.58	11.65	10.04
neue fossile WKK	-	-	0.95	1.71	1.84	1.95	1.95
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**1.29**	**2.23**	**2.81**	**3.24**	**4.16**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	0.79	2.02	2.75	3.24	4.16
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**34.68**	**34.03**	**36.81**	**36.45**	**36.02**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**30.56**	**29.91**	**32.69**	**32.33**	**31.90**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.13**	**1.12**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.00	- 0.00	-	-	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.34**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**- 0.00**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.14**	**38.60**	**38.23**	**37.16**	**36.02**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 8-55: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.68**	**22.52**	**22.34**	**22.24**	**21.71**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	1.89	2.15	2.27	2.42	2.77
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.16**	**1.23**	**4.63**	**3.30**	**1.28**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	3.41	2.14	0.12
neue fossile WKK	-	-	0.54	0.99	1.08	1.16	1.16
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.08**	**2.05**	**3.32**	**4.13**	**6.09**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	0.66	1.86	3.27	4.12	6.09
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**34.69**	**29.77**	**30.29**	**29.67**	**29.08**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**31.26**	**26.34**	**26.87**	**26.24**	**25.66**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**6.96**	**2.83**	**1.14**	**0.30**	**- 0.00**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	5.82	1.70	0.00	-	- 0.00
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 2.36**	**1.02**	**0.06**	**0.30**	**0.00**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.47**	**31.92**	**31.48**	**30.26**	**29.08**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 8-56, Tabelle 8-57 und Tabelle 8-58 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante C für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 10.3 TWh.

Tabelle 8-56: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**2.37**	**4.28**	**6.13**	**7.37**	**10.25**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**0.58**	**1.86**	**3.69**	**4.89**	**7.75**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.34	0.96	2.52	3.48	5.92
Windenergie	0.00	0.04	0.14	0.57	0.77	1.02	1.41
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.33	0.39	0.39	0.42
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**1.79**	**2.42**	**2.44**	**2.48**	**2.50**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.42	0.69	0.65	0.67	0.68
Biogas	0.01	0.08	0.26	0.48	0.51	0.52	0.53
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	0.94	0.98	0.98	0.99	0.99
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-57: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**1.29**	**2.23**	**2.81**	**3.24**	**4.16**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.23**	**0.76**	**1.34**	**1.75**	**2.66**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.09	0.26	0.68	0.94	1.60
Windenergie	0.00	0.02	0.09	0.34	0.46	0.61	0.85
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.05	0.16	0.20	0.20	0.21
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.07**	**1.47**	**1.47**	**1.49**	**1.51**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.29	0.47	0.44	0.45	0.45
Biogas	0.01	0.05	0.16	0.30	0.32	0.33	0.33
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.52	0.54	0.54	0.54	0.54
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-58: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.08**	**2.05**	**3.32**	**4.13**	**6.09**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.35**	**1.09**	**2.35**	**3.14**	**5.10**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.25	0.70	1.84	2.54	4.32
Windenergie	0.00	0.01	0.06	0.23	0.31	0.41	0.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.05	0.16	0.20	0.20	0.21
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.72**	**0.96**	**0.97**	**0.99**	**0.99**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.13	0.23	0.22	0.23	0.23
Biogas	0.00	0.03	0.10	0.18	0.19	0.19	0.20
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.42	0.44	0.44	0.44	0.44
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

8.8.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).

- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.

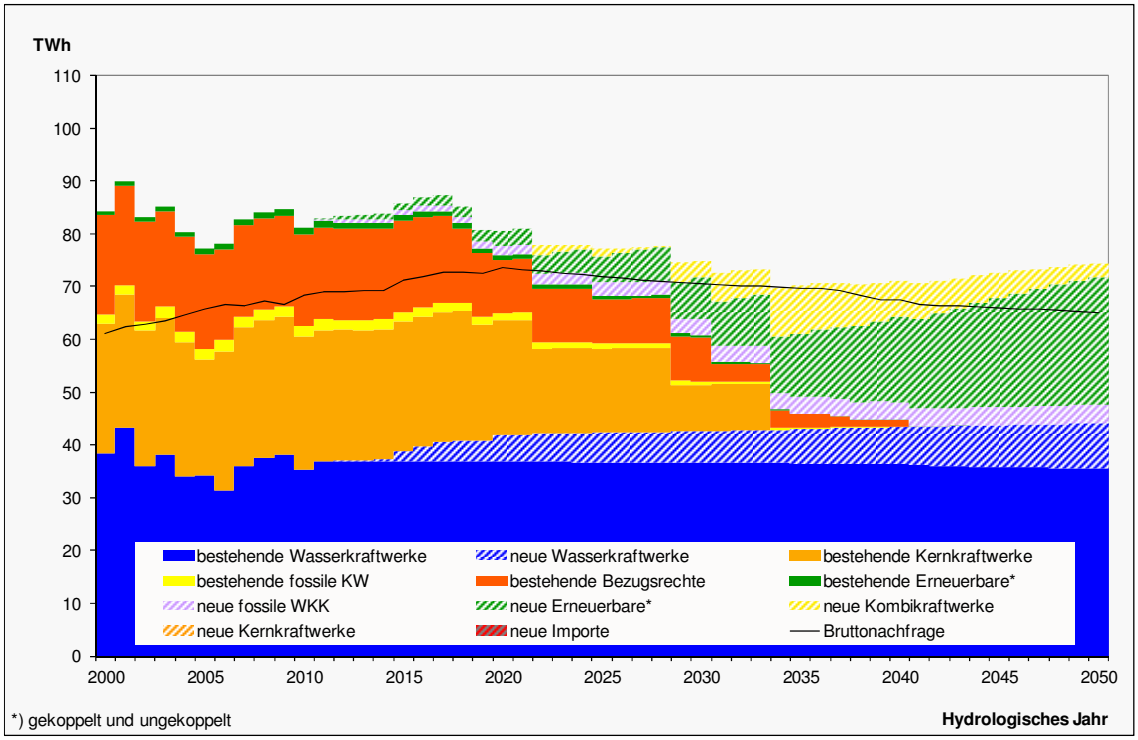
- Hoher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (gekoppelt und ungekoppelt) und Wasserkraftwerken gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

- Niedriger (autonomer) Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, gemäss Kapitel 6.7.

In Figur 8-50, Figur 8-51 und Figur 8-52 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C&E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt vier Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2022 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 müssen zwei Gaskombikraftwerke installiert werden.

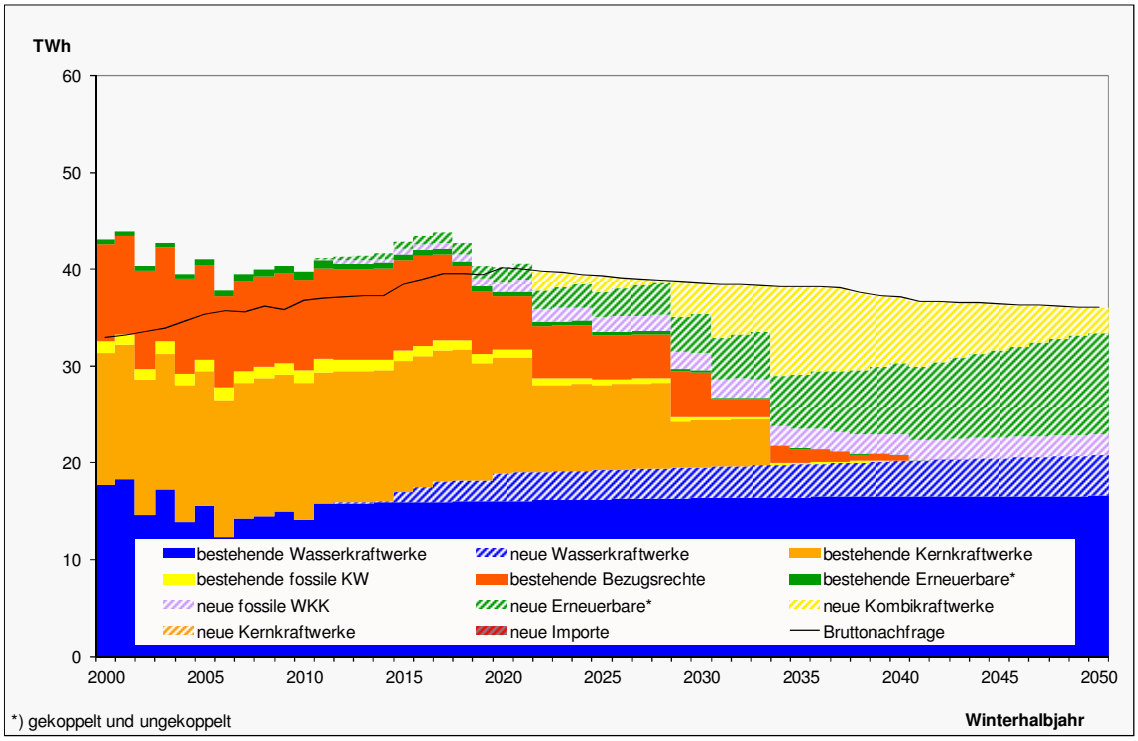
Für die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wird ein Einspeisevorrang unterstellt, d.h. die erneuerbare Stromerzeugung wird zu jeder Periode zur Gänze eingespeist. Damit kommt es im Sommerhalbjahr ab 2035 zu deutlichen Erzeugungsüberschüssen, die bis zum Jahr 2050 auf ca. 9 TWh ansteigen. Wenn diese Überschüsse nicht abgeregelt werden sollen, muss die zusätzliche Erzeugung entweder gespeichert und zu Zeitpunkten mit Erzeugungsdefiziten zur Verfügung gestellt werden, oder es muss ein Export der Überschusserzeugung möglich sein.

Figur 8-50: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



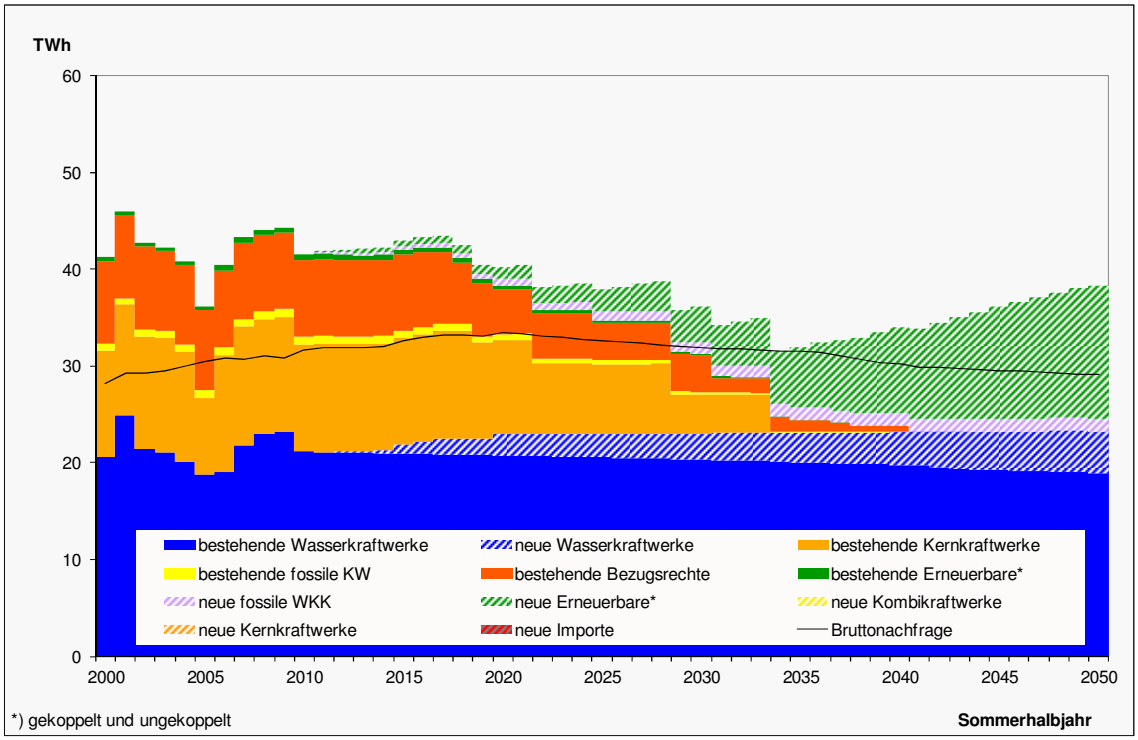
Quelle: Prognos 2012

Figur 8-51: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 8-52: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 8-59, Tabelle 8-60 und Tabelle 8-61 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 8-59: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**3.13**	**6.71**	**12.70**	**10.27**	**6.00**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3.09	9.13	6.83	2.55
neue fossile WKK	-	-	1.65	3.04	3.26	3.44	3.45
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.77	7.84	11.84	16.14	24.22
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**70.46**	**66.42**	**67.66**	**69.86**	**74.37**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**62.91**	**58.88**	**60.12**	**62.31**	**66.83**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**9.17**	**6.58**	**2.82**	**4.40**	**9.27**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	6.91	4.32	0.56	3.74	9.27
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**0.89**	**1.84**	**- 0.21**	**- 3.10**	**- 9.27**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.61**	**70.52**	**69.71**	**67.42**	**65.10**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 8-60: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**1.90**	**5.33**	**11.33**	**8.97**	**4.69**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3.09	9.13	6.83	2.55
neue fossile WKK	-	-	1.04	1.90	2.03	2.13	2.14
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.52	4.07	5.54	7.26	10.47
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**34.81**	**34.03**	**36.81**	**36.45**	**36.02**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**30.69**	**29.91**	**32.69**	**32.33**	**31.90**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.26**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.13	-	-	-	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.21**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**- 0.00**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.14**	**38.60**	**38.23**	**37.16**	**36.02**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 8-61: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.23**	**1.38**	**1.37**	**1.31**	**1.31**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.61	1.15	1.23	1.31	1.31
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.25	3.77	6.30	8.88	13.75
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.65**	**32.39**	**30.85**	**33.41**	**38.35**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.22**	**28.97**	**27.43**	**29.99**	**34.93**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**7.91**	**5.46**	**1.69**	**4.04**	**9.27**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	6.78	4.32	0.56	3.74	9.27
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 3.31**	**- 1.61**	**- 0.50**	**- 3.45**	**- 9.27**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.47**	**31.92**	**31.48**	**30.26**	**29.08**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 8-62, Tabelle 8-63 und Tabelle 8-64 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante C&E für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 24.2 TWh.

Tabelle 8-62: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**1.37**	**4.15**	**7.63**	**11.74**	**19.77**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.52	1.91	4.44	6.74	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**2.31**	**4.09**	**4.31**	**4.41**	**4.46**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-63: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.63**	**1.78**	**2.97**	**4.58**	**7.75**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.14	0.52	1.20	1.82	3.00
Windenergie	0.00	0.02	0.40	0.88	1.06	1.56	2.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.39**	**2.50**	**2.63**	**2.69**	**2.72**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.41	0.82	0.82	0.83	0.84
Biogas	0.01	0.05	0.28	0.79	0.91	0.95	0.97
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.60	0.73	0.73	0.73	0.73
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-64: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.74**	**2.37**	**4.66**	**7.16**	**12.01**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.38	1.39	3.24	4.92	8.12
Windenergie	0.00	0.01	0.26	0.58	0.70	1.04	1.70
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.92**	**1.59**	**1.68**	**1.72**	**1.74**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.19	0.39	0.40	0.40	0.41
Biogas	0.00	0.03	0.18	0.50	0.57	0.60	0.61
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.49	0.59	0.60	0.60	0.60
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

8.8.3 Variante E: Erneuerbar und Importe

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls möglich, durch neue erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

- Ein Zubau von Kernkraftwerken oder Gaskombikraftwerken kommt für die Schweiz zu keinem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums in Frage. Falls der Zubau erneuerbarer Stromerzeugung nicht ausreicht, um die Stromnachfrage in der Schweiz zu decken, werden neue Stromimporte aus den europäischen Nachbarländern eingeführt.

- Hoher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (gekoppelt und ungekoppelt) und Wasserkraftwerken gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

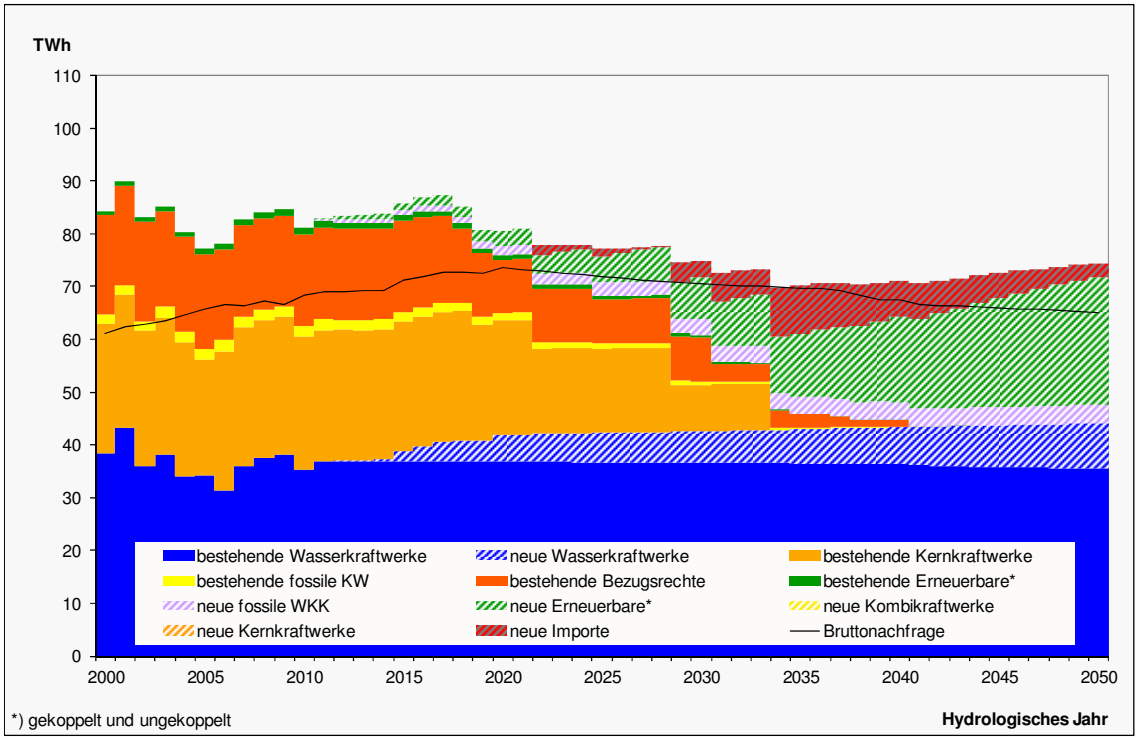
- Niedriger (autonomer) Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, gemäss Kapitel 6.7.

- Stromimporte für die Schweiz sind Importe aus einem durchschnittlichen europäischen Kraftwerksmix, der durch den Zubau erneuerbarer Kraftwerke, aber auch durch das Vorhandensein konventioneller Kraftwerkstechnologien (v.a. Gaskombikraftwerke, Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke und Wasserkraft) gekennzeichnet ist.

In Figur 8-53, Figur 8-54 und Figur 8-55 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Zur Deckung des Bruttostromverbrauchs werden maximal 12.5 TWh an Stromimporten pro Jahr benötigt. Im Jahr 2035 beträgt der Netto-Stromimport 11.7 TWh, im Jahr 2050 2.6 TWh.

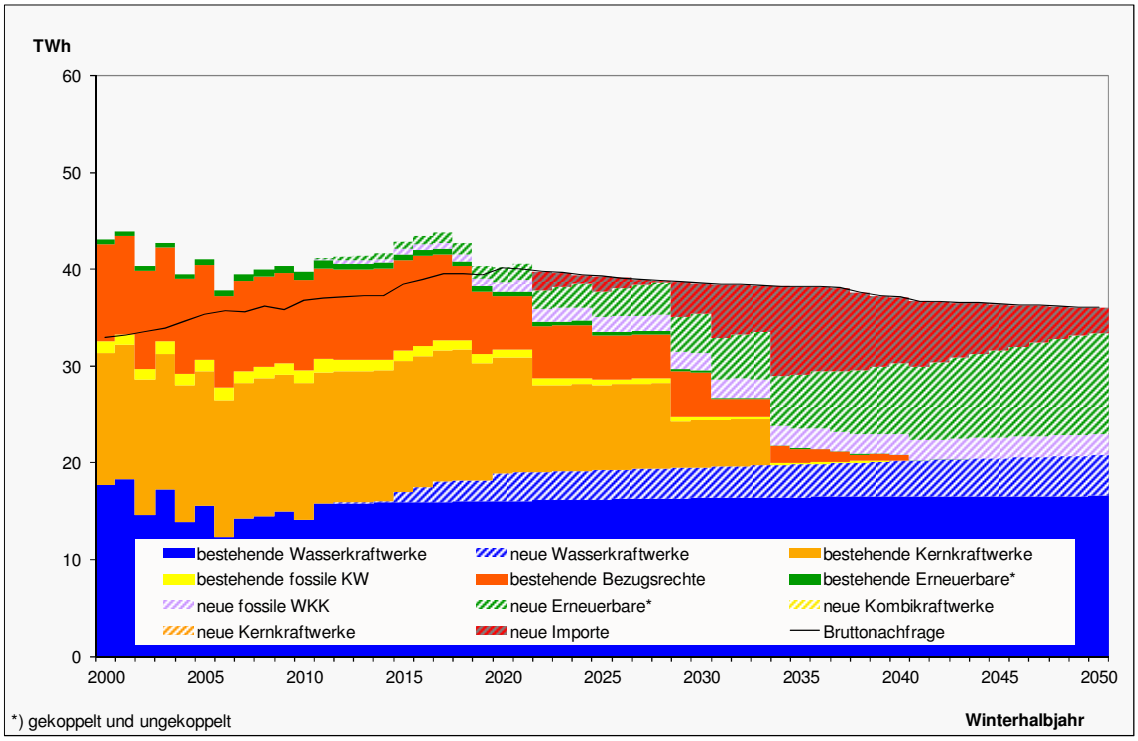
Für die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wird ein Einspeisevorrang unterstellt, d.h. die erneuerbare Stromerzeugung wird zu jeder Periode zur Gänze eingespeist. Damit kommt es im Sommerhalbjahr ab 2035 zu deutlichen Erzeugungsüberschüssen, die bis zum Jahr 2050 auf ca. 9 TWh ansteigen. Wenn diese Überschüsse nicht abgeregelt werden sollen, muss die zusätzliche Erzeugung entweder gespeichert und zu Zeitpunkten mit Erzeugungsdefiziten zur Verfügung gestellt werden, oder es muss ein Export der Überschusserzeugung möglich sein.

Figur 8-53: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



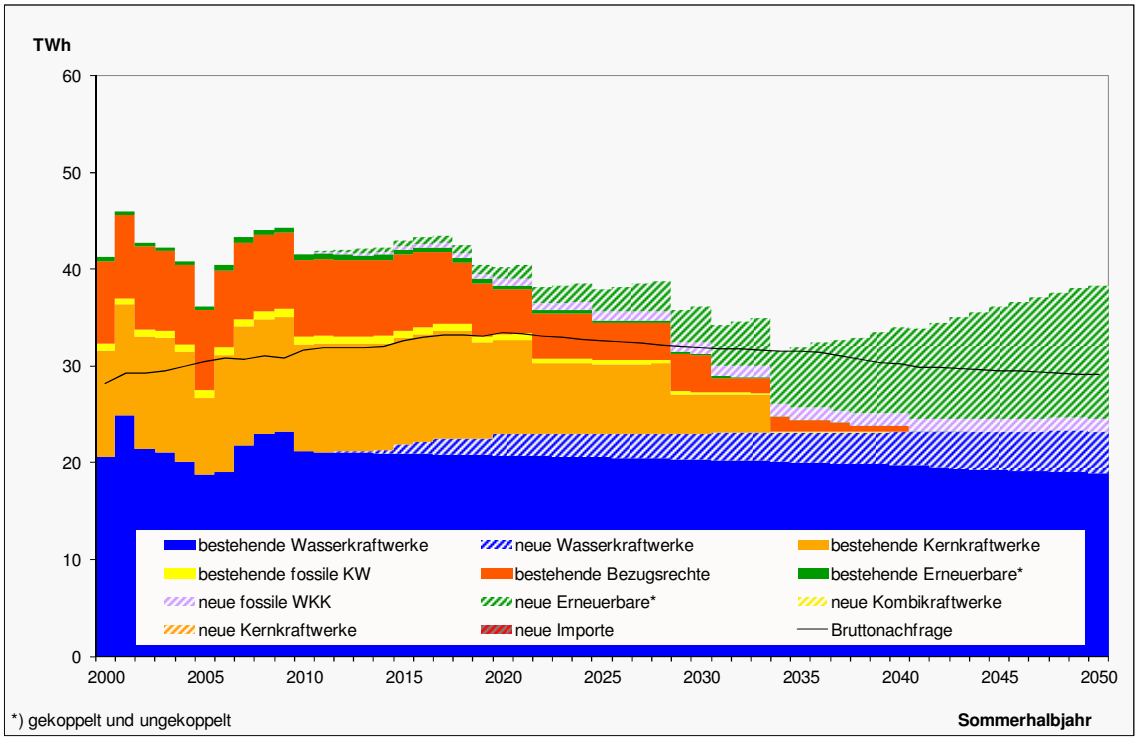
Quelle: Prognos 2012

Figur 8-54: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 8-55: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 8-65, Tabelle 8-66 und Tabelle 8-67 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 8-65: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**3.13**	**3.62**	**3.58**	**3.44**	**3.45**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	1.65	3.04	3.26	3.44	3.45
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.77	7.84	11.84	16.14	24.22
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**70.46**	**63.33**	**58.54**	**63.02**	**71.82**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**62.91**	**55.79**	**50.99**	**55.48**	**64.28**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**11.52**	**11.74**	**8.14**	**2.56**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	3.09	9.13	6.84	2.56
Exporte	**26.07**	**15.19**	**9.17**	**6.58**	**2.82**	**4.40**	**9.27**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	6.91	4.32	0.56	3.74	9.27
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**0.89**	**4.93**	**8.91**	**3.74**	**- 6.71**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.61**	**70.52**	**69.71**	**67.42**	**65.10**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 8-66: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**1.90**	**2.24**	**2.20**	**2.13**	**2.14**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	1.04	1.90	2.03	2.13	2.14
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.52	4.07	5.54	7.26	10.47
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**34.81**	**30.94**	**27.69**	**29.61**	**33.47**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**30.69**	**26.82**	**23.57**	**25.49**	**29.35**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**7.67**	**10.54**	**7.54**	**2.56**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	3.09	9.13	6.84	2.56
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.26**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.21**	**6.54**	**9.42**	**7.18**	**2.55**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.14**	**38.60**	**38.23**	**37.16**	**36.02**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 8-67: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.23**	**1.38**	**1.37**	**1.31**	**1.31**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.61	1.15	1.23	1.31	1.31
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.25	3.77	6.30	8.88	13.75
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.65**	**32.39**	**30.85**	**33.41**	**38.35**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.22**	**28.97**	**27.43**	**29.99**	**34.93**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**7.91**	**5.46**	**1.69**	**4.04**	**9.27**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	6.78	4.32	0.56	3.74	9.27
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 3.31**	**- 1.61**	**- 0.50**	**- 3.45**	**- 9.27**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.47**	**31.92**	**31.48**	**30.26**	**29.08**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 8-68, Tabelle 8-69 und Tabelle 8-70 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante E für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 24.2 TWh.

Tabelle 8-68: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**1.37**	**4.15**	**7.63**	**11.74**	**19.77**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.52	1.91	4.44	6.74	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**2.31**	**4.09**	**4.31**	**4.41**	**4.46**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-69: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.63**	**1.78**	**2.97**	**4.58**	**7.75**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.14	0.52	1.20	1.82	3.00
Windenergie	0.00	0.02	0.40	0.88	1.06	1.56	2.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.39**	**2.50**	**2.63**	**2.69**	**2.72**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.41	0.82	0.82	0.83	0.84
Biogas	0.01	0.05	0.28	0.79	0.91	0.95	0.97
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.60	0.73	0.73	0.73	0.73
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-70: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

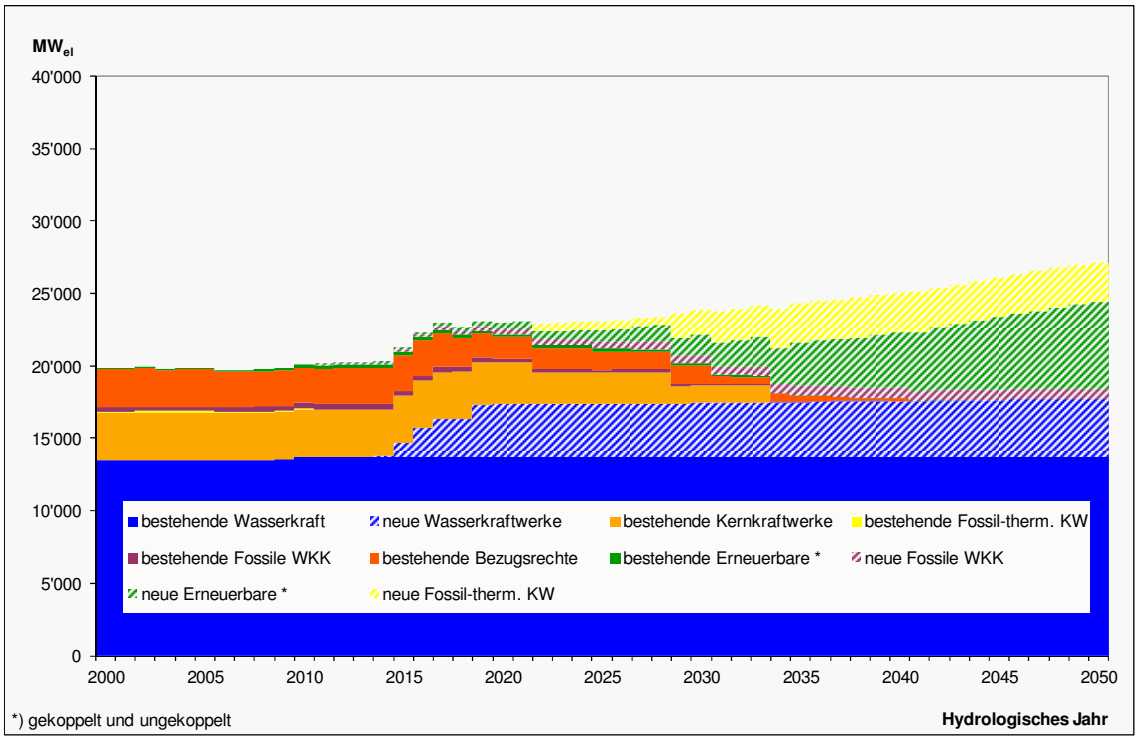
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.74**	**2.37**	**4.66**	**7.16**	**12.01**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.38	1.39	3.24	4.92	8.12
Windenergie	0.00	0.01	0.26	0.58	0.70	1.04	1.70
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.92**	**1.59**	**1.68**	**1.72**	**1.74**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.19	0.39	0.40	0.40	0.41
Biogas	0.00	0.03	0.18	0.50	0.57	0.60	0.61
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.49	0.59	0.60	0.60	0.60
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

8.9 Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“: Leistung

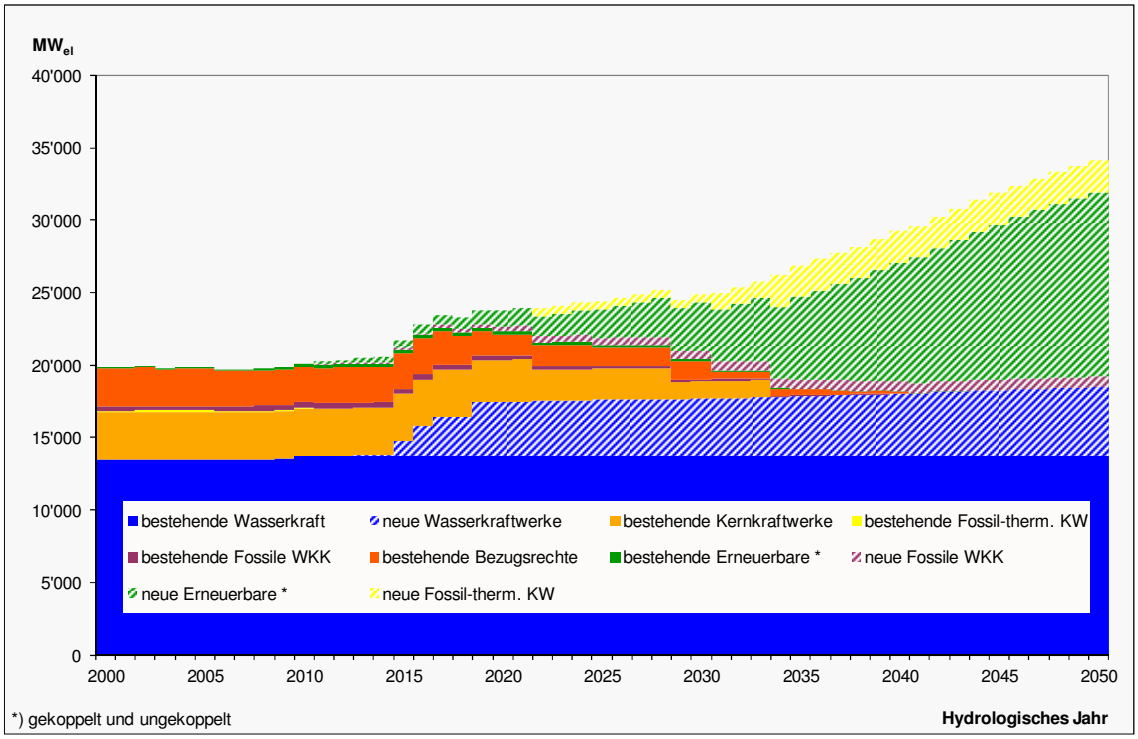
In Figur 8-56, Figur 8-57 und Figur 8-58 ist die installierte Leistung des Kraftwerkparks in den Varianten C, C&E und E dargestellt. Durch den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung (mit teilweise niedrigen Volllaststunden) ist die installierte Leistung in den Varianten C&E und E deutlich höher als in der Variante C. In den Varianten C&E und E sind im Jahr 2050 13.7 GW an erneuerbarer Stromerzeugungskapazität installiert.

Figur 8-56: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW



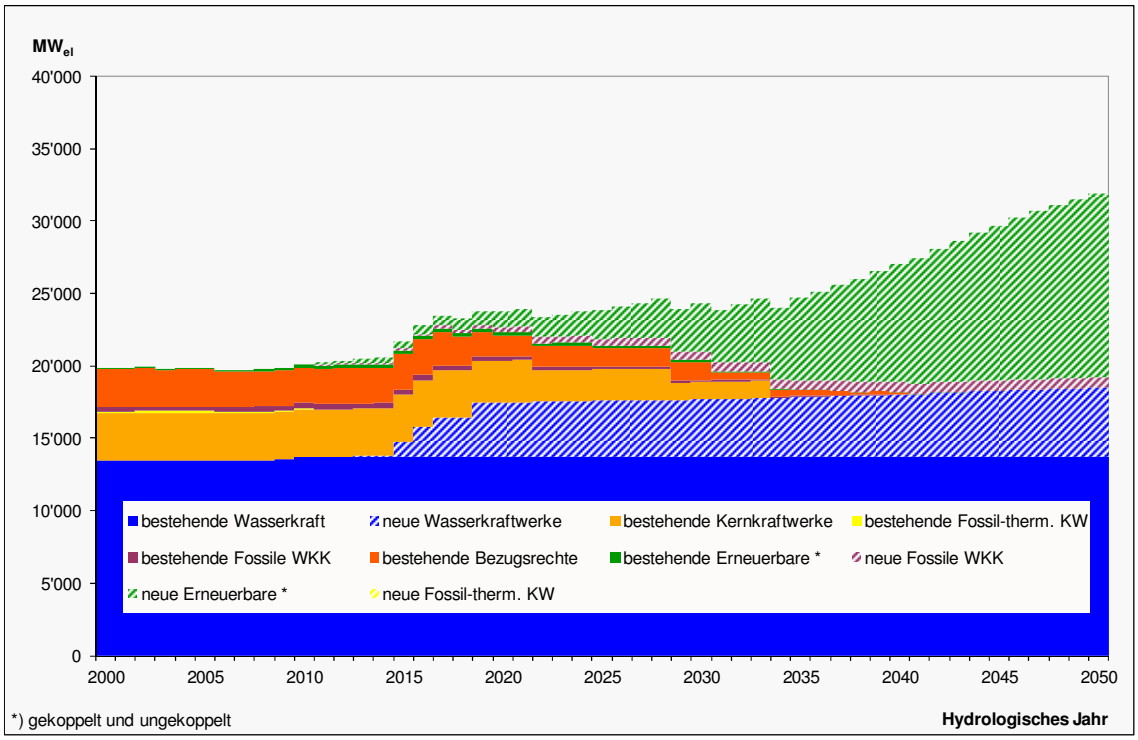
Quelle: Prognos 2012

Figur 8-57: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW



Quelle: Prognos 2012

Figur 8-58: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in MW



Quelle:Prognos 2012

Nicht die gesamte installierte Leistung ist auch zum Zeitpunkt der Spitzenlast verfügbar. Für die installierte Leistung an Windkraft und Photovoltaik kann aufgrund der Dar-

gebotsabhängigkeit zum Zeitpunkt der Spitzenlast (im Winterhalbjahr) nicht von einer gesicherten Leistung ausgegangen werden. Trotzdem reichen die zukünftig installierten Kapazitäten prinzipiell aus, um die auftretende Spitzenlast zu decken. Die Spitzenlast im Jahr 2050 beträgt ca. 9.2 GW, die verfügbaren installierten Kapazitäten (exkl. PV-, Winderzeugung und sonstige dargebotsabhängige Erzeugung) belaufen sich im selben Jahr auf ca. 18 GW in der Variante C, 19 GW in der Variante C&E sowie 17 GW in der Variante E. Im Sommerhalbjahr ist vor allem in den Varianten C&E und E in einzelnen Stunden mit Leistungsüberschüssen zu rechnen.

Eine ausschliessliche Betrachtung der zum Zeitpunkt der Spitzenlast verfügbaren Leistung reicht allerdings nicht aus, um leistungsbezogene Fragen für das schweizerische Stromsystem abschliessend zu beurteilen. Aufgrund der Beschränkung durch die Speicherkapazität der Wasserkraftwerke, des schwankenden Wasserdargebots und möglicher Leistungsüberschüsse durch die hohe Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen im Sommerhalbjahr ergeben sich für das schweizerische Stromsystem neue Herausforderungen. Dies gilt insbesondere für die Stromangebotsvarianten mit einem hohen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung. Diese Themen werden in einem Exkurs in einer stundengenauen Simulation der Stromangebotsvarianten im Detail analysiert.

8.10 Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“: Energieträger

Die Berechnung des Primärenergieeinsatzes zur Stromerzeugung ergibt sich unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung. Bei den Energieträgern Wasser, Wind, Sonne sowie dem Im- und Export wird gemäss der üblichen Bilanzierungskonventionen ein Wirkungsgrad von 100 Prozent unterstellt, wobei in einer rein physikalischen Betrachtung abweichende Wirkungsgrade zu berücksichtigen sind. Der Wirkungsgrad von Kernenergie liegt bei ca. 35 Prozent, der von Erdgas-Kombikraftwerken bei ca. 60 Prozent. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade der meisten Technologien steigen im Zeitverlauf leicht an.

Bei den WKK-Anlagen wird der Energieträgereinsatz zunächst vollständig der Elektrizitätserzeugung zugerechnet. Der Energieeinsatz, welcher nötig wäre, um ungekoppelt die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme bereitzustellen, wird davon abgezogen (Wärmegutschrift).

8.10.1 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C nimmt der Erdgaseinsatz zwischen 2010 und 2050 mehrheitlich durch den Bau neuer Gaskombikraftwerke zu. Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280.0 PJ in 2010 (60 %) auf 115.9 PJ in 2035 (33.9 %) und anschliessend bis 2050 auf 80.2 PJ (25.4 %). Für die Berechnung der Import-Anteile wird jeweils der Energieverbrauch des Inlands (exkl. Wärmegutschriften und Import-Export-Saldo) herangezogen.

Tabelle 8-71: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	23.8	54.3	113.5	99.4	77.9
Biomasse	2.2	5.9	14.0	21.9	20.8	20.5	19.0
Abfall	42.3	56.6	45.9	42.7	42.0	41.6	39.5
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	149.3	150.4	150.3	150.7	149.7
Windkraft	0.0	0.1	0.5	2.0	2.8	3.7	5.1
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.2	3.5	9.1	12.5	21.3
Geothermie	0.0	0.0	0.4	1.2	1.4	1.4	1.5
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**466.5**	**369.6**	**342.3**	**332.2**	**316.4**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	7.1	16.1	1.3	2.3	0.0
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-17.2	-22.4	-21.3	-20.7	-20.2
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**456.4**	**363.2**	**322.2**	**313.8**	**296.2**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	54.7%	40.0%	33.9%	30.6%	25.4%

Quelle: Prognos 2012

8.10.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Variante C&E ist durch einen hohen Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien charakterisiert. Bei der Interpretation der Energiebilanz ist der unterstellte Wirkungsgrad zu berücksichtigen. So wird zum Beispiel bei Wind- und Sonnenenergie ein Wirkungsgrad von 100 % unterstellt (Input gleich Output, während bei der Stromerzeugung durch Biomasse ein für die Technologie typischer Wirkungsgrad angenommen wird. Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280 PJ in 2010 (60 %) auf 75.9 PJ in 2035 (21.3 %) und bis 2050 auf 36.1 PJ (10.1 %).

Tabelle 8-72: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	18.7	39.1	73.5	58.8	33.7
Biomasse	2.2	5.9	19.6	40.4	41.5	41.3	38.4
Abfall	42.3	56.6	52.7	57.1	56.4	56.0	53.1
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	151.1	153.6	154.9	156.4	158.9
Windkraft	0.0	0.1	2.4	5.3	6.3	9.3	15.3
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.9	6.9	16.0	24.3	40.0
Geothermie	0.0	0.0	0.7	2.8	5.1	8.7	15.8
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**478.3**	**398.7**	**356.2**	**357.2**	**357.7**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	3.2	6.6	-0.8	-11.2	-33.4
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-19.4	-29.9	-29.8	-29.2	-28.3
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**462.1**	**375.4**	**325.6**	**316.8**	**296.0**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	52.3%	33.3%	21.3%	17.1%	10.1%

Quelle: Prognos 2012

8.10.3 Variante E: Erneuerbar und Importe

Variante E ist neben dem hohen Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien durch die verstärkte Einführung von Stromimporten charakterisiert. Diese werden

nicht in die verschiedenen Energieträger aufgeteilt, da die Systemgrenze für die spezifische Betrachtung von Energieträgern und CO_2-Emissionen die Schweiz darstellt. Allerdings kommt es zu einem Anstieg des Importsaldos an Elektrizität durch den verstärkten Stromimport.

Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280 PJ in 2010 auf 22.8 PJ in 2035 (7.5 %) und anschliessend auf 21.2 PJ in 2050 (6.2 %). Demgegenüber steigt der Stromimportsaldo bis 2035 auf 32.1 PJ und sinkt anschliessend bis 2050, vor allem bedingt durch den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung, auf - 24.2 PJ. Das bedeutet, dass die Schweiz im Jahr 2050 über das gesamte hydrologische Jahr gesehen Netto-Exporteur ist, was vor allem auf die hohe erneuerbare Stromerzeugung im Sommerhalbjahr zurückzuführen ist.

Tabelle 8-73: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	18.7	21.1	20.4	19.1	18.9
Biomasse	2.2	5.9	19.6	40.4	41.5	41.3	38.4
Abfall	42.3	56.6	52.7	57.1	56.4	56.0	53.1
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	151.1	153.6	154.9	156.4	158.9
Windkraft	0.0	0.1	2.4	5.3	6.3	9.3	15.3
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.9	6.9	16.0	24.3	40.0
Geothermie	0.0	0.0	0.7	2.8	5.1	8.7	15.8
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**478.3**	**380.6**	**303.1**	**317.5**	**342.8**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	3.2	17.8	32.1	13.4	-24.2
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-19.4	-29.9	-29.8	-29.2	-28.3
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**462.1**	**368.5**	**305.4**	**301.7**	**290.3**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	52.3%	30.1%	7.5%	6.8%	6.2%

Quelle: Prognos 2012

8.11 CO_2-Emissionen

Bei der Ermittlung der CO_2-Emissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – als auch die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet.

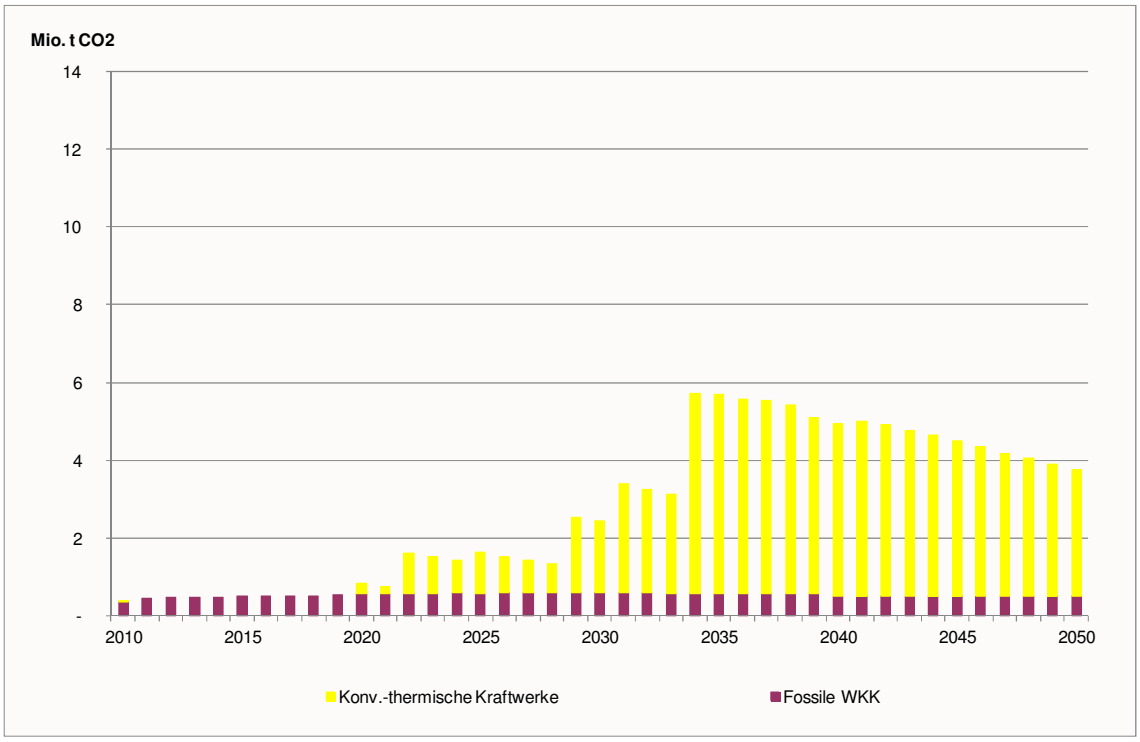
- Brutto-Emissionen: Die fossilen Energieverbräuche werden nach Energieträgern differenziert bestimmt und mit Hilfe der energieträgerspezifischen CO_2-Faktoren in CO_2-Emissionen umgerechnet.

- Netto-Emissionen, mit Wärmegutschriften: Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme wird Wärme, die ansonsten getrennt in konventionellen hausinternen Anlagen erzeugt werden müsste, ersetzt. Die Emissionen, die durch den Brennstoffverbrauch bei getrennter Wärmeerzeugung entstehen würden, können somit vermieden und den Emissionen der WKK-Anlagen gutgeschrieben werden. Unter Berücksichtigung der Gutschriften ergeben sich die inländischen Netto-Emissionen.

8.11.1 Variante C: Fossil-zentral

Die CO_2-Emissionen nehmen in der Variante C vor allem durch den Zubau von Gaskombikraftwerke zu. In der Variante C werden sechs Gaskombikraftwerke zugebaut. Zusätzlich wird, in geringerem Ausmass, CO_2 durch fossile Wärme-Kraft-Kopplung ausgestossen.

Figur 8-59: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-74: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

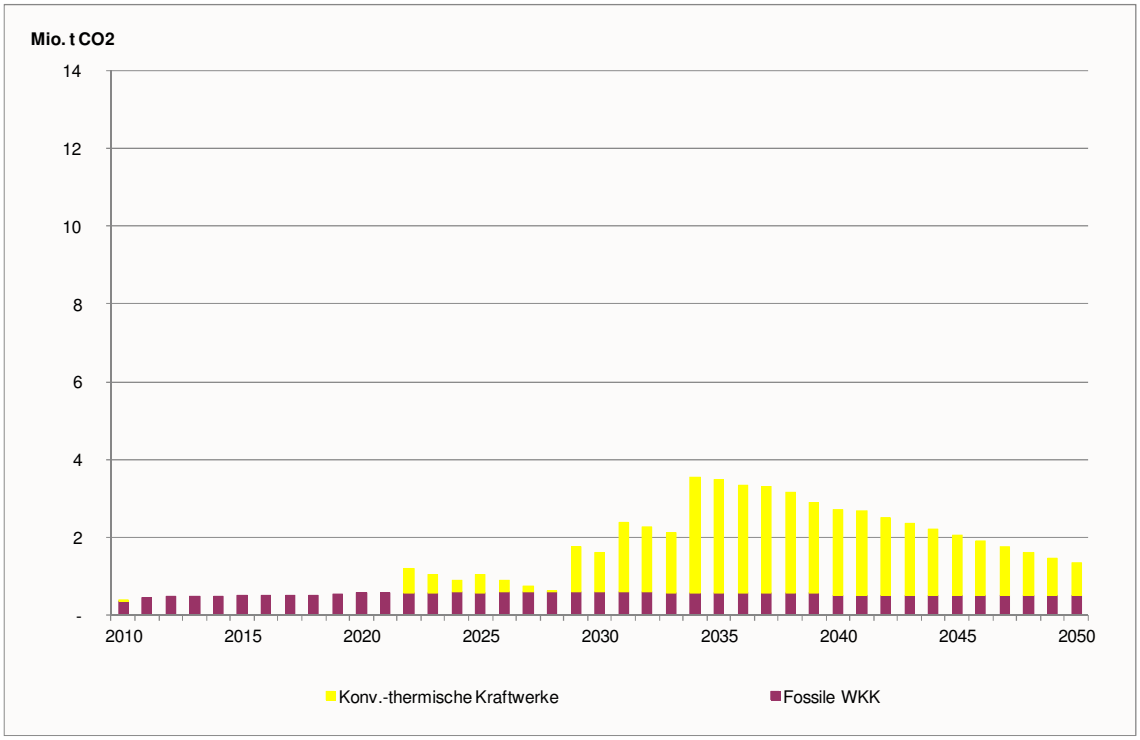
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.3	1.8	5.1	4.4	3.2
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.8**	**2.4**	**5.7**	**4.9**	**3.8**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.5**	**3.2**	**6.4**	**5.6**	**4.5**

Quelle: Prognos 2012

8.11.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

In der Variante C&E werden vier Blöcke Gaskombikraftwerke zugebaut. Dementsprechend sind die CO_2-Emissionen geringer als in Variante C. Zusätzlich wird, in geringerem Ausmass, CO_2 durch fossile Wärme-Kraft-Kopplung ausgestossen.

Figur 8-60: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-75: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

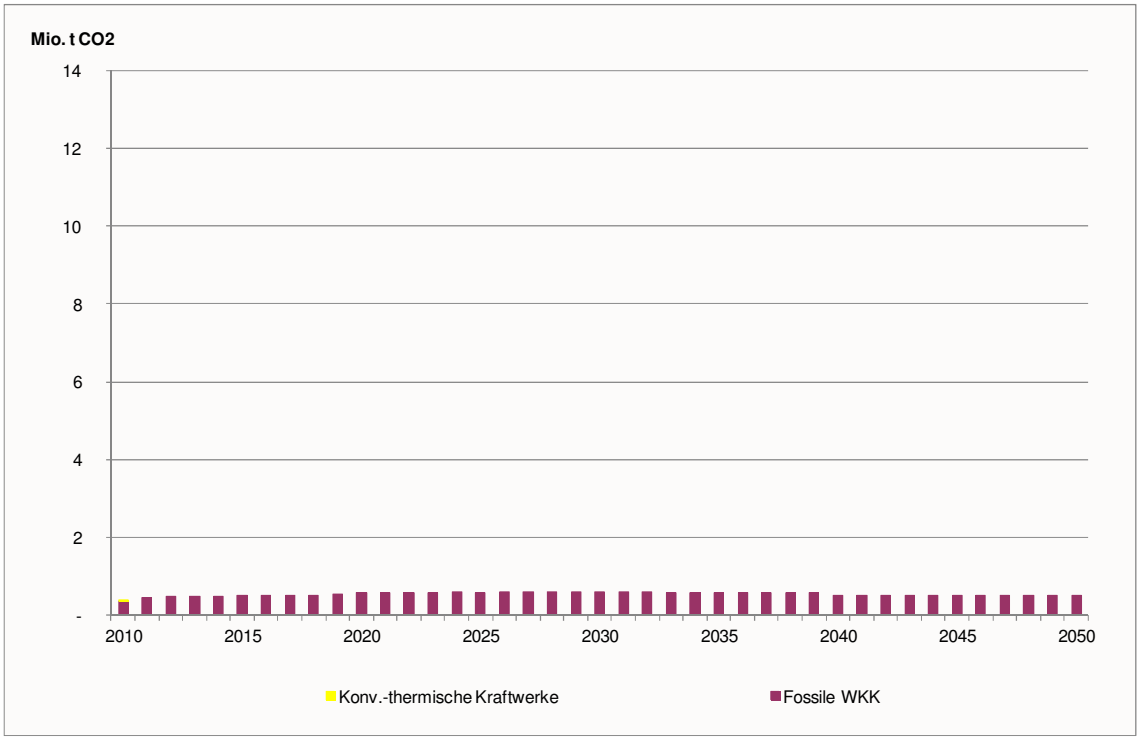
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.0	1.0	2.9	2.2	0.8
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.6**	**1.6**	**3.5**	**2.7**	**1.3**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.2**	**2.4**	**4.2**	**3.4**	**2.0**

Quelle: Prognos 2012

8.11.3 Variante E: Fossil-dezentral und zentral und erneuerbar

In der Variante E liegen die CO_2-Emissionen deutlich unter den Emissionen der Varianten C und C&E. Durch den Verzicht auf einen Zubau von Gaskombikraftwerken und den mässigen Zubau von WKK-Anlagen bleiben die Netto-Emissionen bis 2050 annähernd konstant. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die CO_2-Intensität der Stromimporte, welche einen europäischen Kraftwerksmix darstellen, für die Betrachtung der CO_2-Emissionen in der Schweiz nicht berücksichtigt wird.

Figur 8-61: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-76: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E
CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.6**	**0.6**	**0.6**	**0.5**	**0.5**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.2**	**1.4**	**1.3**	**1.2**	**1.2**

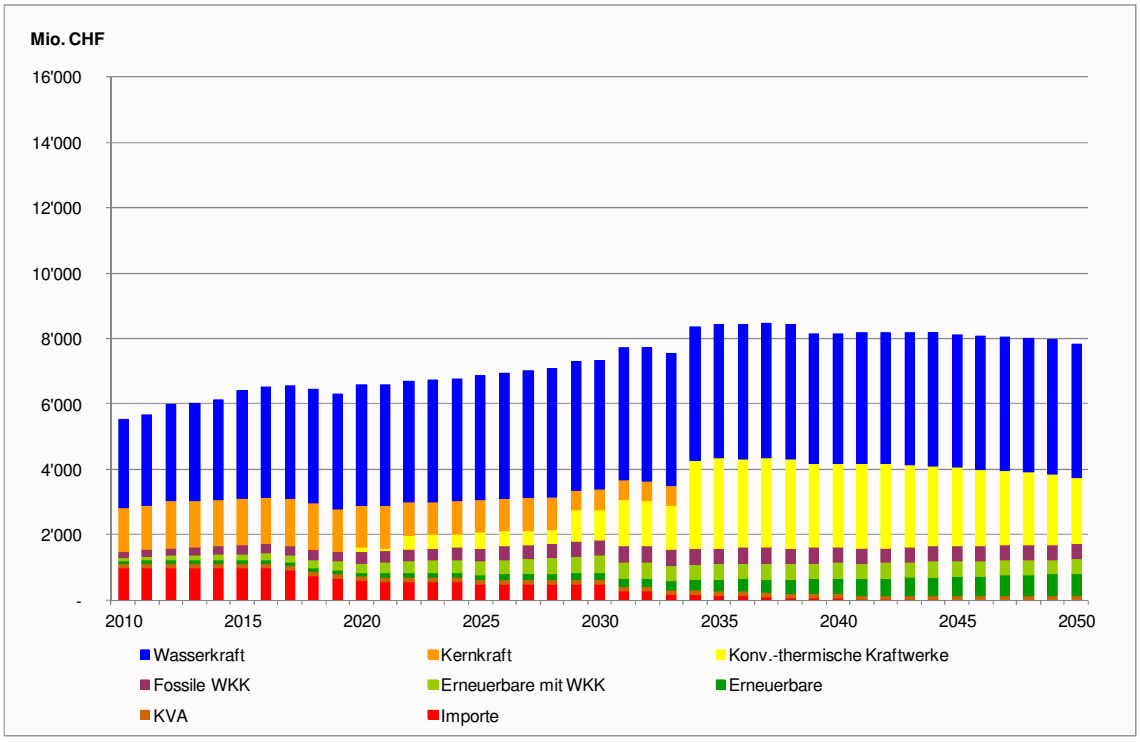
Quelle: Prognos 2012

8.12 Kosten des Zubaus

8.12.1 Variante C: Fossil-zentral

Figur 8-62 und Tabelle 8-77 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Netzkosten werden nicht ausgewiesen, CO_2-Kosten sind in den jährlichen Kosten von Gaskombikraftwerken enthalten. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 7‘800 Mio. CHF an. Die dargestellten Kosten berücksichtigen Wärmegutschriften, d.h. Kosten für Wärmeerzeugungsanlagen, die durch den Ausbau der WKK eingespart werden, werden in den jeweiligen Technologiegruppen abgezogen.

Figur 8-62: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-77: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerksparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'685	3'965	4'089	3'971	4'072
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	133	937	2'736	2'547	2'040
Fossile WKK	87	168	335	457	472	458	458
Erneuerbare mit WKK	26	94	304	517	487	479	443
Erneuerbare	18	77	115	223	371	478	685
KVA	110	138	135	134	132	131	128
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'457**	**5'534**	**6'595**	**7'344**	**8'424**	**8'133**	**7'827**
Wärmegutschriften	119	149	360	569	581	592	607
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**6'955**	**7'913**	**9'005**	**8'726**	**8'433**

Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerksparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 8-63 und Tabelle 8-78 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten von neuen Erneuerbaren sind zu Beginn hoch, was vor allem auf die hohen Investitionskosten von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zurückzuführen ist. Bis 2030 sind bei diesen Technologiegruppen Kostensenkungen zu erwarten, wodurch auch die Gestehungskosten abnehmen.

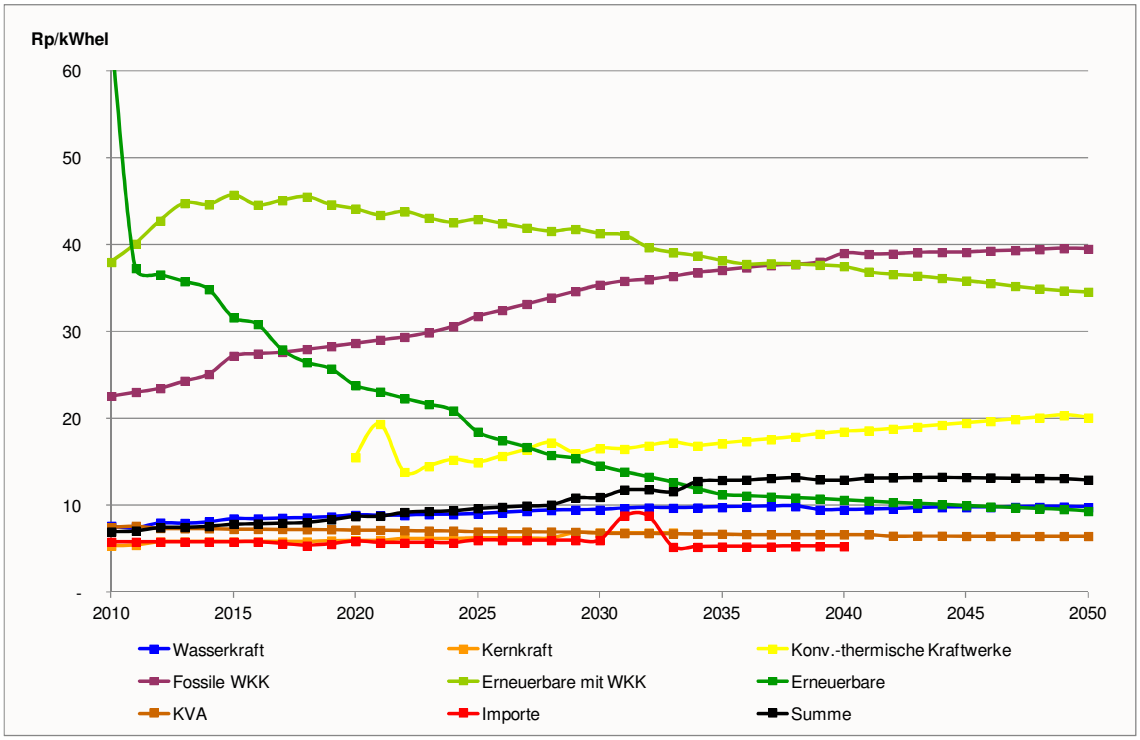
Bei fossilen WKK-Anlagen werden sinkende Investitionskosten durch, im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, stärker steigende Gas- und Ölpreise und höhere Preise für CO_2-Emissionszertifikate kompensiert, wodurch die Gestehungskosten im Zeitverlauf stärker ansteigen als im Szenario „Weiter wie bisher“. Gestehungskosten erneuerbarer WKK-Anlagen sind teilweise von Energiepreisen abhängig (z.B. Biomas-

se-Kraftwerke) und teilweise nicht (z.B. Geothermiekraftwerke). Daher sind mittelfristig steigende Gestehungskosten (v.a. durch steigende Holz-Preise) und langfristig abnehmende Gestehungskosten (v.a. bei hohem Ausbau von Geothermiekraftwerken) zu erwarten.

Die Zunahme der Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen hat ihre Ursache im Zubau von Pumpspeicherkraftwerken und der Instandsetzung bestehender Anlagen. Bei Gaskombikraftwerken unterliegen die Gestehungskosten deutlichen Schwankungen, weil die Volllaststunden in den verschiedenen Jahren unterschiedlich gross sind (geringe Volllaststunden führen zu höheren Gestehungskosten). Insgesamt ist bis 2050 durch steigende Gaspreise aber ein Anstieg zu verzeichnen.

Die Gestehungskosten des gesamten Kraftwerkparks (inkl. Importe) steigen von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf ca. 13.0 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2050, wobei ab 2035 kein wesentlicher Anstieg der Gestehungskosten zu verzeichnen ist.

Figur 8-63: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-78: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.5	9.8
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.1	15.5	16.6	17.1	18.5	20.1
Fossile WKK	17.1	22.6	28.6	35.4	37.1	39.0	39.5
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	44.1	41.3	38.2	37.5	34.5
Erneuerbare	129.0	64.4	23.8	14.6	11.3	10.6	9.3
KVA	8.7	7.5	7.2	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**8.8**	**11.0**	**12.9**	**12.9**	**13.0**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 185 Mia. CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 8-79 dargestellt.

Tabelle 8-79: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

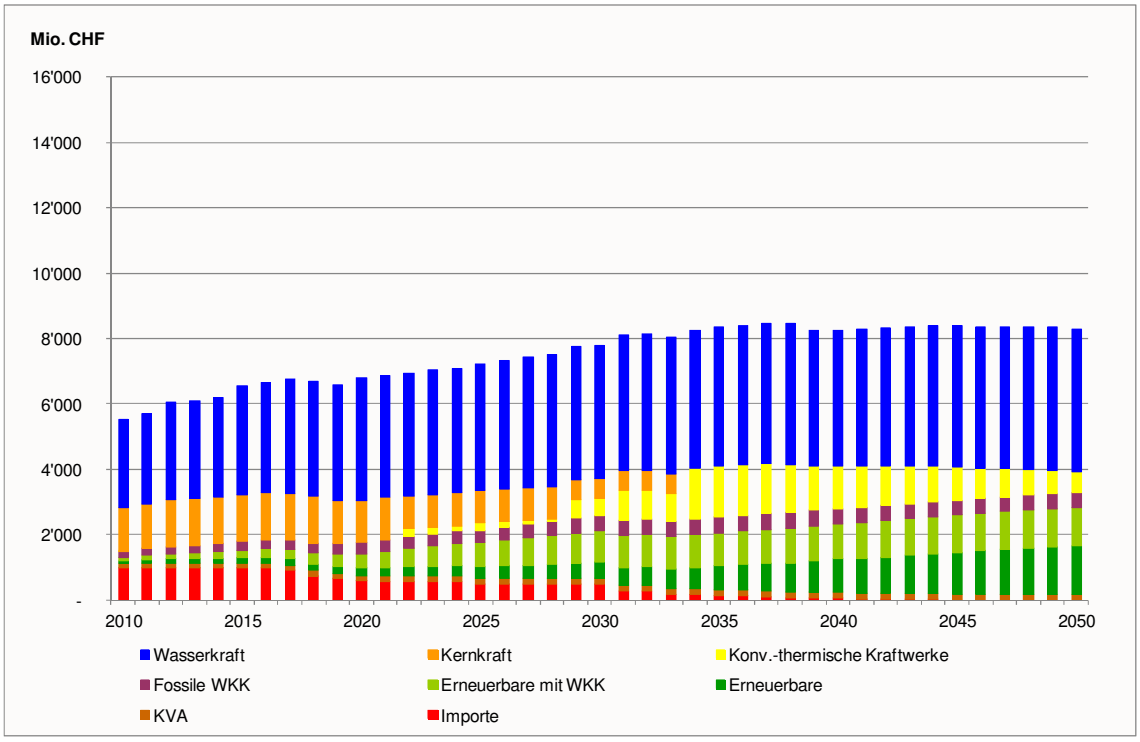
	2010 bis 2050
Wasserkraft	95'606
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	25'425
Fossile WKK	9'604
Erneuerbare mit WKK	9'389
Erneuerbare	6'400
KVA	3'500
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**184'569**
Wärmegutschriften	11'364
Brutto-Gesamtkosten	**195'933**

Quelle: Prognos 2012

8.12.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Figur 8-64 und Tabelle 8-80 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 8'300 Mio. CHF an. Die Jahreskosten in der Variante C&E liegen vor allem am Ende des Zeitraums bis 2050 deutlich über jenen der Variante C (mit geringem Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien). Dies ist vor allem auf den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien zurückzuführen, der im Gegensatz zum Zubau an Gaskombikraftwerken unabhängig von der Stromnachfrage erfolgt.

Figur 8-64: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-80: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		526	1'586	1'306	634
Fossile WKK	87	168	335	457	472	458	458
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1'020	1'086	1'175
Erneuerbare	18	77	242	490	727	1'010	1'483
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'457**	**5'534**	**6'800**	**7'793**	**8'354**	**8'260**	**8'291**
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'206**	**8'540**	**9'149**	**9'078**	**9'123**

Quelle: Prognos 2012

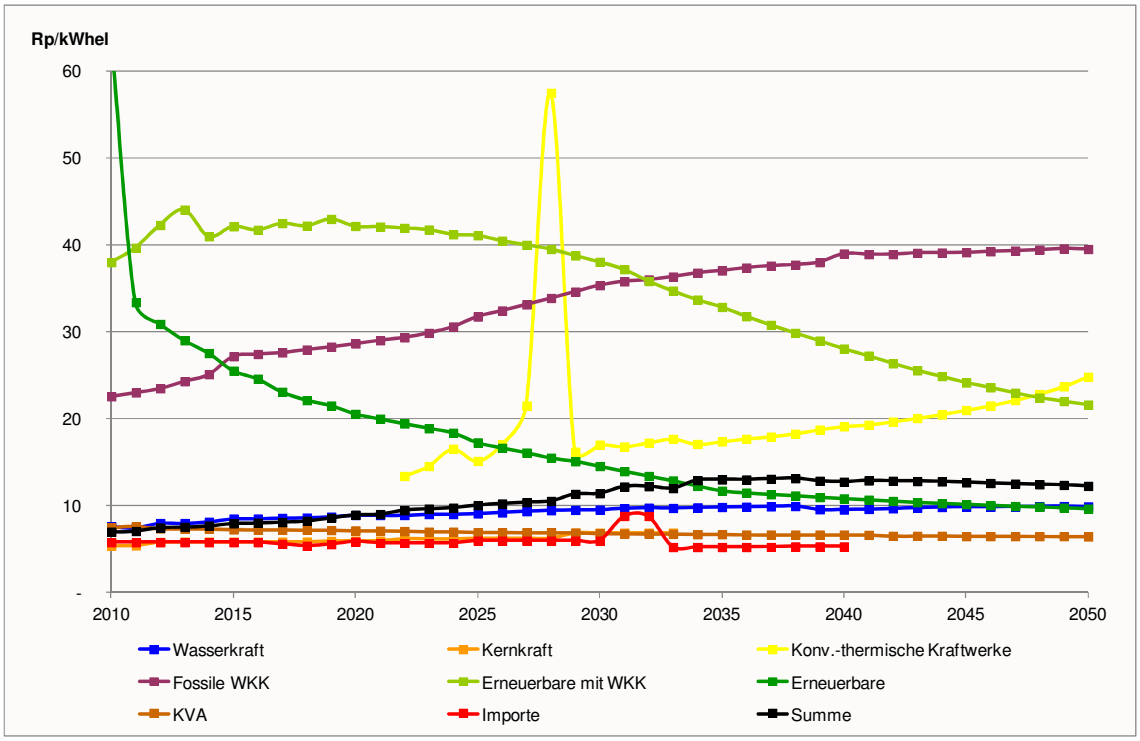
Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 8-65 und Tabelle 8-81 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Durch den schnelleren Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen sinken die Durchschnittskosten der Erneuerbaren (reine Stromerzeugung) schneller als in Variante C.

Der Verlauf der Gestehungskosten bei fossilen WKK-Anlagen ist vergleichbar mit Variante C. Die Gestehungskosten erneuerbarer WKK-Anlagen sinken durch den verstärkten Ausbau von Anlagen mit nicht-brennstoffabhängigen Kostenstrukturen (z.B. Geothermie) schneller als in Variante C. Durch geringere Volllaststunden sind die Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken vor allem gegen Ende des Betrachtungszeitraums höher als in Variante C. Das erste Gaskombikraftwerk wird bereits 2022 zuge-

baut und weist Gestehungskosten von ca. 15 bis 60 Rp/kWh auf. Dies ist auf die geringen Volllaststunden dieses Kraftwerks zurückzuführen. In der Realität würde zu diesem Zeitpunkt vermutlich noch kein Kraftwerk zugebaut werden, sondern, wenn möglich, zu den Stunden eines Versorgungsengpasses Strom am Grosshandelsmarkt bezogen werden. In der Modellierung ist für die Variante C&E jedoch keine zusätzliche Strombeschaffung (entspricht einem zusätzlichen Stromimport) über den Grosshandelsmarkt möglich.

Insgesamt steigen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf 13.0 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2035 und sinken anschliessend, vor allem durch den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien und den sinkenden Investitionskosten dieser Anlagen, bis 2050 auf 12.3 Rp/kWh$_{el}$. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien erfordert zudem eine Erhöhung der KEV-Umlage auf bis zu 2.0 Rp/kWh.

Figur 8-65: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-81: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.1	0.0	17.0	17.4	19.1	24.8
Fossile WKK	17.1	22.6	28.6	35.4	37.1	39.0	39.5
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	20.6	14.5	11.7	10.8	9.6
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**8.9**	**11.4**	**13.0**	**12.8**	**12.3**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 190 Mia. CHF (Tabelle 8-82). Damit sind die Gesamtkosten höher als in Variante C.

Tabelle 8-82: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&E Gesamtkosten des Kraftwerksparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

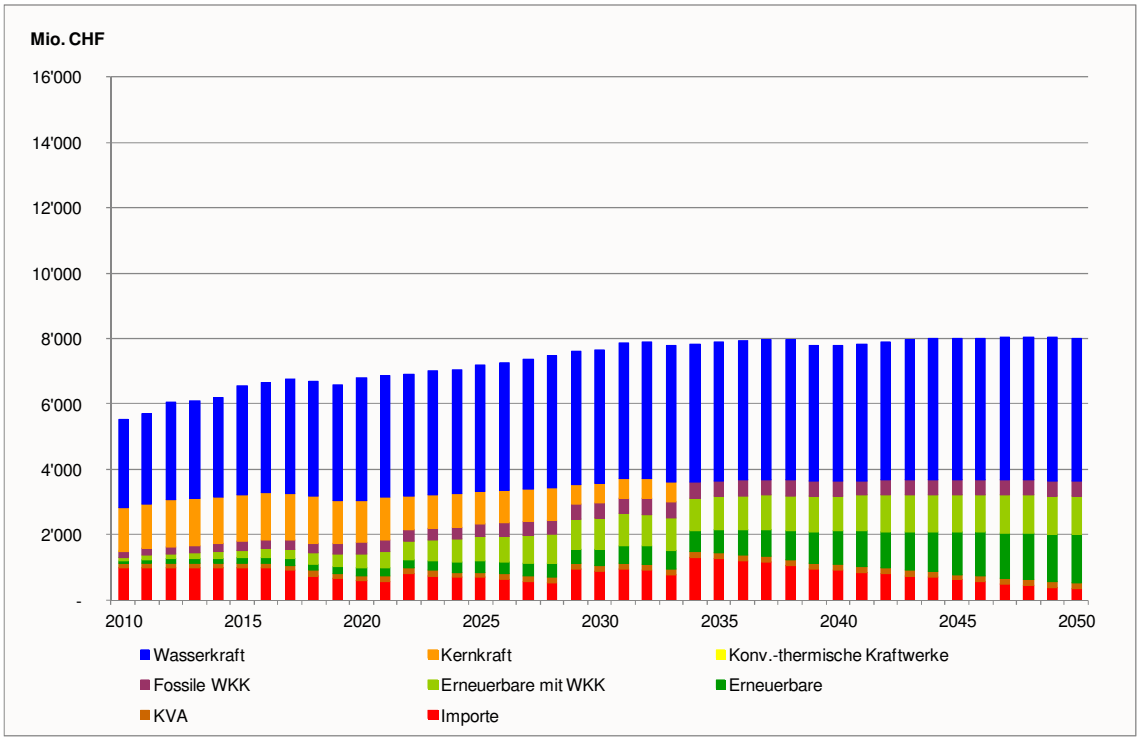
	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	12'509
Fossile WKK	9'604
Erneuerbare mit WKK	17'579
Erneuerbare	13'279
KVA	4'266
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**190'146**
Wärmegutschriften	14'364
Brutto-Gesamtkosten	**204'511**

Quelle: Prognos 2012

8.12.3 Variante E: Erneuerbar und Importe

Figur 8-66 und Tabelle 8-83 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2035 bis auf ca. 7'900 Mio. CHF an und bleiben anschliessend bis 2050 annähernd konstant (2050: ca. 8'000 Mio. CHF). In der Periode 2010 bis 2050 liegen die Jahreskosten der Variante E unter jenen der Variante C&E.

Figur 8-66: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Jahreskosten des Kraftwerksparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-83: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Jahreskosten des Kraftwerksparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9					
Fossile WKK	87	168	335	457	472	458	458
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1'020	1'086	1'175
Erneuerbare	18	77	242	490	727	1'010	1'483
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	879	1'257	918	343
Netto-Gesamtkosten	**5'457**	**5'534**	**6'800**	**7'642**	**7'889**	**7'802**	**8'000**
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'206**	**8'389**	**8'684**	**8'620**	**8'832**

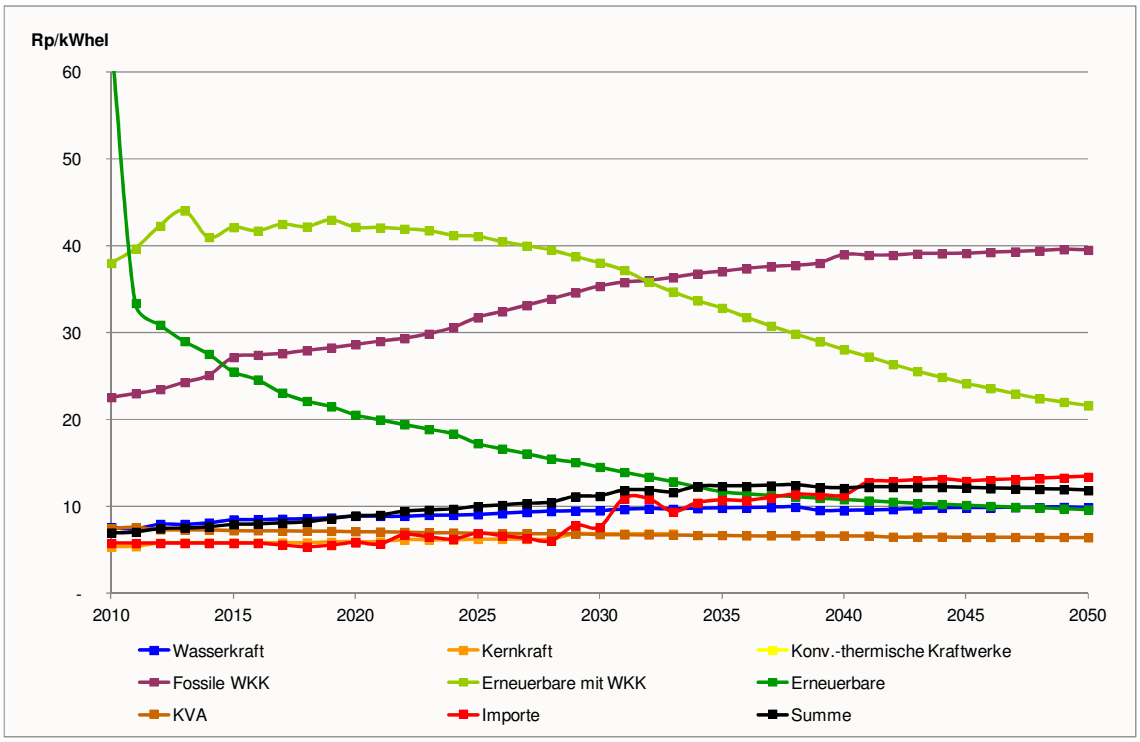
Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 8-67 und Tabelle 8-84 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten der Erneuerbaren (reine Stromerzeugung und gekoppelte Stromerzeugung) und der fossilen WKK-Anlagen sind vergleichbar mit der Variante C&E.

Insgesamt liegen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks geringfügig unter den Gestehungskosten der Varianten C und C&E und steigen von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf 12.4 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2035. Bis 2050 sinken die allgemeinen Gestehungskosten dann auf 11.9 Rp/kWh$_{el}$. Der Rückgang der Gestehungskosten ist vor allem auf sinkende Investitionskosten der erneuerbaren Stromerzeugung zurückzuführen. Der Ausbau der

erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien erfordert zudem eine Erhöhung der KEV-Umlage auf bis zu 2.1 Rp/kWh.

Figur 8-67: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerksparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 8-84: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile WKK	17.1	22.6	28.6	35.4	37.1	39.0	39.5
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	20.6	14.5	11.7	10.8	9.6
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	7.6	10.7	11.3	13.4
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**8.9**	**11.2**	**12.4**	**12.1**	**11.9**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 186 Mia. CHF (Tabelle 8-85). Damit sind die Gesamtkosten tiefer als in der Variante C&E, liegen aber über den Gesamtkosten der Variante C.

Tabelle 8-85: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	9
Fossile WKK	9'604
Erneuerbare mit WKK	17'579
Erneuerbare	13'279
KVA	4'266
Import	21'806
Netto-Gesamtkosten	**186'072**
Wärmegutschriften	14'364
Brutto-Gesamtkosten	**200'436**

Quelle: Prognos 2012

8.13 Zusammenfassende Betrachtung des Elektrizitätsangebotes im Szenario „Neue Energiepolitik“

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen für das Szenario „Neue Energiepolitik“ sind in Tabelle 8-86 zusammengefasst:

Tabelle 8-86: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“

	Einheit	Variante C	Variante C&E	Variante E
Stromlücke				
Stromlücke 2035	TWh	25.2	25.2	25.2
Stromlücke 2050	TWh	24.5	24.5	24.5
Kenngrössen des Zubaus				
Anzahl Gaskombikraftwerke		6 GuD	4 GuD	
Erneuerbare, WKK		mässiger EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau
Kosten des Kraftwerkparks				
Netto-Gesamtkosten (diskontiert)	Mio. CHF	184'569	190'146	186'072
Gestehungskosten 2035	Rp/kWh$_{el}$	12.9	13.0	12.4
Gestehungskosten 2050	Rp/kWh$_{el}$	13.0	12.3	11.9
(Netto-)CO_2-Emissionen				
CO_2-Emissionen 2035	Mio. t CO_2	5.7	3.5	0.6
CO_2-Emissionen 2050	Mio. t CO_2	3.8	1.3	0.5
Import-Anteile				
Import-Anteile 2035	%	33.9%	21.3%	7.5%
Import-Anteile 2050	%	25.4%	10.1%	6.2%

Quelle: Prognos 2012

9 Szenario „Politische Massnahmen“

9.1 Das Wichtigste in Kürze

Politischer Rahmen

Die bisherige schweizerische Energiepolitik wird verstärkt und ergänzt.

Keine völlig neuen Instrumentenklassen.

Hauptinstrumente:

- Ausstattung Gebäudeprogramm 300 Mio. CHF in 2014, 600 Mio. CHF p.a. ab 2015.
- CO_2-Abgabe steigt bis auf 76 CHF/t in 2016, 96 CHF/t in 2018.
- Vorschriften und Standards im Baurecht werden ambitioniert weiterentwickelt und dem technischen Fortschritt nachgeführt. Nahezu Nullenergiehausstandard ab 2020 für Neubauten wird angestrebt.
- Wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz in der Wirtschaft mit wachsendem Budget bis auf 100 Mio. CHF p.a. ab 2015.
- Kostenorientierte Einspeisevergütung für erneuerbare Stromerzeugung ist eingeführt, Vergütungssätze werden in regelmässigen Abständen überprüft und an die Kostenentwicklung angepasst, Umlage wird auf maximal 0.9 Rp/kWh erhöht. Bei den E-Varianten der Stromerzeugung werden die EE mit einer Umlage von bis zu ca. 2.0 Rp/kWh gefördert.
- Flottengrenzwerte PW: 130 g CO_2/km bis 2015, 95 g CO_2/km bis 2020, anschliessend Absenkung auf 35 g/km.
- EnergieSchweiz wird mit leichter Erhöhung weitergeführt.

Ein ambitioniertes FuE-Programm für die Entwicklung angepasster Technologien wird vorausgesetzt.

Nachfrage

Die gesamte Endenergienachfrage sinkt bis 2050 gegenüber 2000 um 27.3 % ab.
Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 18.4 % an.

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Endenergienachfrage insgesamt, in PJ	777.2	840.8	766.7	677.1	639.2	610.0	565.3
davon Elektrizität	185.1	211.5	211.1	207.2	208.5	211.9	219.1
davon fossile Energieträger	552.6	568.9	463.7	361.8	319.5	284.8	233.2
davon erneuerbare Energieträger	39.5	60.3	91.9	108.1	111.3	113.2	113.0

Energiemix

Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Einsatz für die Elektrizitätsproduktion und den sonstigen Umwandlungssektor) sinkt um 57.8 %. Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe wachsen auf 286 % und haben in 2050 einen Anteil von 20 % am Endenergiemix.

Elektrizitätserzeugung

Var. C:	Erster GuD-Block 2019, bis 2035 6 Gaskombikraftwerke (GuD-Blöcke à 550 MW), bis 2050 7 GuD-Blöcke, autonomer Zubau fossiler WKK.
Var. C&E:	Erster GuD-Block 2022, bis 2035 5 GuD-Blöcke à 550 MW plus ambitionierter EE-Pfad, autonomer Zubau fossiler WKK.
Var. E :	Ambitionierter EE-Pfad, autonomer Zubau fossiler WKK, Importe.

CO_2-Emissionen* nach Angebotsvarianten in Mio. t:(*ohne stat. Diff. und sonst. Umwandlung)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Variante C	39.2	40.0	32.6	27.2	28.1	25.4	21.8
Variante C&E	39.2	40.0	32.3	26.3	25.7	22.5	18.2
Variante E	39.2	40.0	32.3	25.0	22.0	19.5	15.9

9.2 Die wichtigsten Kenndaten

Tabelle 9-1: Szenario „Politische Massnahmen“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Bevölkerung	Mio.	7.2	7.5	7.9	8.2	8.4	8.6	8.8	8.9	9.0	9.0	9.0
BIP real in Preisen von 2010	Mrd. CHF	464.2	495.4	546.6	584.2	617.9	645.6	670.5	700.0	734.4	768.6	800.7
Energiebezugsflächen total	Mio. m^2	623.5	659.2	708.8	753.9	798.5	835.6	863.2	885.7	905.3	922.0	937.5
Wohnflächen (EBF), inkl. ZW + FW	Mio. m^2	416.5	448.1	486.7	523.0	560.5	592.0	614.4	631.4	645.0	655.9	665.8
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm	100.1	106.0	114.2	122.9	131.1	137.3	141.1	146.0	148.8	150.2	151.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm	23.6	26.0	26.9	30.4	34.2	37.0	39.1	40.3	40.9	41.6	42.3
Preise POM Haushalte (real 2010)												
Heizöl extra leicht	Rp./l	55.4	73.3	85.4	102.3	110.0	116.8	122.6	126.9	129.5	132.5	134.4
Erdgas	Rp./kWh	6.5	7.5	9.1	11.0	11.8	12.6	13.3	13.9	14.3	14.7	14.9
Holz	CHF/Ster	45.4	47.2	52.8	79.1	91.3	102.5	112.5	119.6	124.4	128.0	130.0
Elektrizität	Rp./kWh	23.0	21.8	23.6	25.2	25.7	26.5	27.8	29.3	28.7	28.9	28.8
Fernwärme	CHF/GJ	16.7	19.4	21.6	26.1	28.1	30.1	31.9	33.1	34.0	34.8	35.3
Preise POM Verkehr (real 2010)												
Benzin 95, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.53	1.60	1.64	1.77	1.84	1.89	1.94	1.98	2.00	2.02	2.04
Benzin 98, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.58	1.64	1.69	1.81	1.88	1.94	1.98	2.02	2.04	2.07	2.09
Diesel, nicht-gew. Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.57	1.71	1.72	1.90	1.97	2.04	2.09	2.13	2.15	2.18	2.19
Endenergienachfrage nach Sektoren												
Private Haushalte	PJ	239.9	265.9	271.5	249.9	236.5	221.0	204.0	188.0	174.4	162.0	152.1
Dienstleistungen	PJ	137.0	148.7	148.7	145.0	143.0	140.2	137.6	136.0	135.2	135.2	136.2
Industrie	PJ	161.2	169.7	171.1	170.6	163.5	155.0	147.2	141.0	136.1	131.5	127.0
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	239.1	240.7	249.4	238.5	223.6	206.2	188.2	174.2	164.3	156.3	149.9
Summe Endenergienachfrage	**PJ**	**777.2**	**825.0**	**840.8**	**804.0**	**766.7**	**722.5**	**677.1**	**639.2**	**610.0**	**585.1**	**565.3**
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	PJ	14.2	14.6	12.9	12.6	12.0	11.3	10.6	10.0	9.5	9.2	8.8
Summe inkl. stat. Differenz	**PJ**	**791.4**	**839.6**	**853.6**	**816.6**	**778.7**	**733.8**	**687.7**	**649.2**	**619.5**	**594.2**	**574.2**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren												
Private Haushalte	PJ	56.6	63.5	67.0	65.1	63.7	61.5	58.8	56.7	55.6	54.9	54.4
Dienstleistungen	PJ	53.9	60.5	63.8	66.6	67.3	67.7	68.8	70.6	73.0	75.9	79.4
Industrie	PJ	65.1	68.0	69.4	70.2	65.6	62.1	59.3	57.3	56.0	54.9	53.7
Verkehr	PJ	9.5	10.7	11.4	12.5	14.4	16.7	20.2	23.8	27.2	29.8	31.5
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	**185.1**	**202.7**	**211.5**	**214.4**	**211.1**	**208.1**	**207.2**	**208.5**	**211.9**	**215.4**	**219.1**
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	PJ	3.6	3.7	3.6	3.7	3.6	3.5	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7
Summe Elektrizitätsnachfrage	**PJ**	**188.6**	**206.4**	**215.2**	**218.1**	**214.7**	**211.7**	**210.8**	**212.0**	**215.5**	**219.1**	**222.8**
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ	0.02	0.02	0.05	0.08	0.11	0.17	0.17	0.20	0.20	0.20	0.20
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	7.98	7.98	9.20	15.62	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16	27.16
nachr.: Landesverbrauch[1)]	PJ	202.1	220.8	229.0	234.4	230.5	227.1	225.8	226.9	230.3	233.9	237.6
Umwandlungssektor												
Fernwärme Input	PJ	7.4	8.7	8.9	10.6	13.8	17.0	18.1	17.7	16.5	15.4	14.2
sonstige	PJ	12.8	16.8	16.3	15.0	13.7	12.4	11.1	10.1	9.4	8.8	8.3
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	450.8	416.9	460.8	462.2	450.0	407.9	353.5	338.9	338.8	343.0	344.3
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ	450.8	416.9	460.8	467.5	458.9	423.6	375.1	340.8	343.0	350.7	356.3
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	450.8	416.9	460.8	467.5	458.9	411.8	350.7	273.3	288.2	302.1	314.5
Total Energieverbrauch												
Variante C	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'054.4**	**1'008.0**	**924.4**	**825.3**	**771.1**	**737.9**	**713.8**	**691.5**
Variante C&E	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'059.7**	**1'017.0**	**940.2**	**846.8**	**773.1**	**742.2**	**721.5**	**703.5**
Variante E	**PJ**	**1'050.0**	**1'045.7**	**1'093.0**	**1'059.7**	**1'017.0**	**928.4**	**822.5**	**705.5**	**687.4**	**672.9**	**661.7**
davon fossile Energieträger												
Variante C	PJ	572.4	595.6	589.0	541.0	510.9	485.2	470.6	507.7	470.6	445.8	421.2
Variante C&E	PJ	572.4	595.6	589.0	541.0	505.0	474.7	444.0	464.2	408.0	363.4	333.9
Variante E	PJ	572.4	595.6	589.0	541.0	495.5	447.3	399.8	355.4	318.1	288.1	263.5
davon Kernbrennstoffe												
Variante C	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Variante C&E	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Variante E	PJ	261.9	233.0	266.1	260.1	228.6	166.6	90.6	0.0	0.0	0.0	0.0

[1)] Landesverbrauch zzgl. Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-2: Szenario „Politische Massnahmen“ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2045
CO_2-Emissionen Nachfrage[2)]												
Private Haushalte	Mio. t	11.1	12.2	11.6	9.8	8.4	6.9	5.6	4.6	3.7	3.1	2.6
Dienstleistungen	Mio. t	5.2	5.4	4.9	4.4	4.0	3.7	3.3	3.0	2.7	2.4	2.2
Industrie	Mio. t	5.6	5.8	5.5	5.3	5.1	4.7	4.4	4.0	3.8	3.6	3.3
Verkehr	Mio. t	21.6	20.4	21.8	20.5	19.0	17.7	16.4	15.2	14.3	13.6	13.0
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	16.9	17.0	17.5	16.0	14.2	12.7	11.1	9.8	8.8	7.9	7.3
statistische Differenz inkl. Landwirtschaft	Mio. t	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7
Summe CO_2-Emissionen Nachfrage	**Mio. t**	**44.6**	**44.8**	**44.8**	**41.0**	**37.4**	**33.9**	**30.5**	**27.6**	**25.3**	**23.4**	**21.9**
CO_2-Emissionen Umwandlungssektor												
Fernwärme	Mio. t	0.3	0.4	0.4	0.4	0.6	0.7	0.8	0.7	0.6	0.6	0.5
sonst. Umwandlungssektor inkl. Raff.-EV	Mio. t	1.0	1.3	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	0.9	1.8	2.8	6.7	6.4	6.6	6.4
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	1.2	1.9	4.3	3.5	3.2	2.8
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5
Total CO_2-Emissionen ohne Raff.-EV und ohne internat. Flugverkehr gemäss CO_2-Gesetz												
Variante C	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**37.6**	**34.3**	**31.5**	**28.9**	**29.7**	**27.0**	**25.0**	**23.2**
Variante C&E	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**37.6**	**34.0**	**30.9**	**28.1**	**27.3**	**24.1**	**21.7**	**19.6**
Variante E	**Mio. t**	**40.8**	**42.3**	**41.5**	**37.6**	**34.0**	**30.3**	**26.7**	**23.6**	**21.1**	**19.0**	**17.3**

[2)] ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Quelle: Prognos 2012

9.3 Politikvariante

9.3.1 Szenariengrundsätze

Mit dem Szenario „Politisches Massnahmenpaket“ wird untersucht, wie viel Energieeinsparungen und Emissionsreduktionen durch eine Erweiterung und Verstärkung des bereits eingeführten Instrumentenkatalogs zusätzlich realisiert werden können. Dabei wird abgeprüft, wieviel von der Differenz zwischen dem Szenario „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ im Sinne eines Zielerreichungsgrades abgedeckt werden kann.

Als Instrumentarium wurde im November 2011 ein erstes Paket von 50 Instrumenten vom BFE für die Modellrechnungen vorgegeben, das im Laufe eines iterativen Prozesses mehrfach angepasst wurde und auch im Juni 2012 noch nicht seine endgültige Form hat.

Die einzelnen Instrumente sind im Anhang I mit Nummer und Titel aufgeführt. Da sie sich noch im Zustand der Vorbereitung für den politischen Prozess befinden, können sie vorgabegemäss noch nicht veröffentlicht werden. Die in den sog. Massnahmenblättern dargestellte beabsichtigte Wirkungsweise der Instrumente ist im Kap. 9.3.2 zusammen gefasst aufgeführt. Anmerkung zur Nomenklatur: Die Instrumente werden im Paket (sprachlich leicht verwirrend) als „Massnahmen“ bezeichnet und mit M xyz mit einem Zahlencode numeriert. Falls im Folgenden entsprechende Bezeichnungen auftauchen, beziehen sie sich auf die entsprechenden „Massnahmenblätter“. In diesem Bericht wird durchgängig gemäss eingeführter Fachsprache von (politischen) Instrumenten gesprochen. Massnahmen im eigentlichen Sinne sind rein technische Umsetzungen, wie z.B. Gebäudedämmungen oder der Einsatz energieeffizienter Pumpen. In diesem Sinne wird das Wort „Massnahmen“ hier verwendet.

Die jeweilige Umsetzung in den Modellrechnungen wird in den Sektorkapiteln kurz beschrieben.

Der Instrumentenkatalog ist ein Mix aus ordnungsrechtlichen Instrumenten wie Standards, Festlegung von Verbrauchsgrenzen oder technischen Richtlinien, Empfehlungen wie MuKEn, Förderinstrumenten und Transaktionsinstrumenten. Hauptsächlich geht es darum, bereits eingeführte Instrumente zu verstärken; dies gilt insbesondere für die Förderinstrumente „Gebäudeprogramm“ und „wettbewerbliche Ausschreibungen für Energieeffizienz“. Hier werden die eingesetzten Mittel gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ massiv aufgestockt, beim Gebäudeprogramm bis auf 600 Mio. CHF pro Jahr und bei den wettbewerblichen Ausschreibungen bis auf 100 Mio. CHF pro Jahr.

Für die Option, die Stromerzeugung über die Variante C&E mit einem ambitionierten Ausbaupfad für erneuerbare Energien durchzuführen, würde eine Förderung der erneuerbaren Energien über eine theoretische Erhöhung der KEV-Umlage auf bis zu 2.0 Rp/kWh benötigt, falls dieses Instrument weiter verfolgt würde.

Die Rahmendaten für die Preise der fossilen Energieträger sowie die Wirtschaftsdaten bleiben gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ unverändert.

9.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente

9.3.2.1 Gebäude

Anpassung und Verschärfung der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEn)

- Verschärfung der Vorschriften für Neubauten und Umbauten:
  Neue Gebäude sollen ab 2020 den Anforderungen von Nahezu-Nullenergiehäusern entsprechen. Im Konzept des Nullenergiehauses werden verschiedene Bedarfs- und Erzeugungsoptionen bilanziert, welche in der Summe Null ergeben sollen. Bei der bedarfsorientierten Betrachtung muss aus physikalischen Gründen ein Rest an Raumwärmebedarf verbleiben.
  Bei der Umsetzung des Instruments in den Modellrechnungen wird davon ausgegangen, dass ab 2025 in allen Kantonen bei allen fertiggestellten Gebäuden der Passivhausstandard eingehalten werden muss. D.h. der Heizwärmebedarf, welcher die energetische Qualität der Gebäudehülle umschreibt, darf maximal 15 kWh/m^2 Wohnfläche betragen. Bis ins Jahr 2050 erfolgen periodisch weitere leichte Verschärfungen. Die Energieeffizienz-Standards bei Sanierungen werden ebenfalls periodisch angehoben, bis 2050 soll der Verbrauch auf rund 30 kWh/m^2 EBF gesenkt werden.

- Verstärkte Durchsetzung SIA Standard 380/4 (Elektrizität im Hochbau):
  Die SIA-Norm 380/4 macht Vorgaben für den Stromverbrauch von Haustechnikanlagen, darunter Pumpen, Lüftung, Klimatisierung und Beleuchtung. Bei Neubauten, Umnutzungen, Umbauten oder wesentlichen Erneuerungen der Anlagen müssen die Grenzwerte verpflichtend eingehalten werden. Die Grenzwerte werden im Rahmen der MuKEn für alle Gebäude verbindlich festgeschrieben und periodisch verschärft.

- Einführung Energieinspektion:
  Ein Energieexperte überprüft periodisch alle Gebäudetechnikanlagen und erarbeitet Optimierungsmassnahmen. Gewisse Massnahmen müssen verpflichtend innerhalb einer befristeten Zeit umgesetzt werden. Durch die Optimierung der Haustechnikanlagen werden beispielsweise die Verteilverluste in den Bereichen Raumwärme und Warmwasser reduziert und der Gesamtnutzungsgrad erhöht. Eine Optimierung der Wärmeverteilung und

Bedarfssteuerung senkt den Hilfsenergieverbrauch. Die Energieinspektion wird als Vorschrift in die MuKEn aufgenommen.

- Pflicht Betriebsoptimierung Gebäude:
  Eine Vorschrift zur Betriebsoptimierung in bestehenden Gebäuden soll sicherstellen, dass alle Gebäudetechnikanlagen auf dem aktuellsten Stand der Energieeffizienz betrieben werden. Die Vorschrift betrifft alle Gebäudetypen gemäss SIA, ausser die Ein- und Mehrfamilienhäuser. Die Pflicht zur Betriebsoptimierung wird ebenfalls im Rahmen der MuKEn vorgeschrieben.

- Anreize für den Ersatz fossiler Feuerungen:
  Bei bestehenden Gebäuden mit einer ungenügenden Gebäudehülle werden gesetzliche Vorgaben für den Ersatz fossiler Feuerungen durch erneuerbare Energien geschaffen. Im Rahmen der Revision der MuKEn soll der Höchstanteil an nicht erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser beim Ersatz einer fossilen Feuerung auf maximal 80 % des zulässigen Bedarfs beschränkt werden. Der Bauherrschaft wird bei der Lösung eine Wahl zwischen verschiedenen Standardlösungen belassen.
  Bei der Modellierung des Szenarios „Politische Massnahmen“ wird davon ausgegangen, dass rund die Hälfte der Bauherren aufgrund der Auflage die Feuerung nicht mehr durch eine fossile Anlage, sondern durch eine Anlage auf Basis von erneuerbaren Energien ersetzt (Wärmepumpe, Holz, Solar, inkl. Fernwärme). Rund ein Viertel wird weiterhin eine fossile Heizung betreiben, das Warmwasser jedoch weitgehend mit einer solarthermischen Anlage oder einer Wärmepumpe erzeugen. Die übrigen Bauherren betreiben zukünftig eine WKK- oder Photovoltaik-Anlage oder reduzieren den Heizwärmebedarf durch eine Sanierung der Gebäudehülle. Ein Teil der Bauherren muss keine Massnahme treffen, da ihr Gebäude bereits energetisch saniert ist (respektive keine „ungenügende Gebäudehülle“ aufweist). Des weiteren wird bei der Modellierung davon ausgegangen, dass beim zweiten Ersatzzyklus, wenn beispielsweise im Jahr 2045 die fossile Feuerung erneut ausgetauscht wird, der Bauherr keine weitere Massnahmen ergreifen muss.

- Ausnutzungsziffer-Bonus beim Erreichen von energetischen Standards:
  Bei bestehenden Gebäuden und bei Ersatzneubauten wird bei der Erreichung eines hohen energetischen Standards ein Bonus auf die Ausnützungsziffer gewährt. Das Instrument soll umfassende energetische Sanierungen und Ersatzneubauten begünstigen, da durch die höhere Ausnützungsziffer grössere, oder zumindest gleichbleibende Renditen erzielt werden können. Falls die Möglichkeit zur Erhöhung der Ausnutzungsziffer nicht gegeben ist, können hohe energetische Anforderungen nämlich zu einer Reduktion der Nutzfläche und dadurch zu geringeren Renditen führen.
  In mehreren Kantonen werden bereits in den aktuellen Bauvorschriften Anreize zur Förderung der Energieeffizienz gesetzt. Beispielsweise werden die Nutzungsziffern gemäss Modul 8 der MuKEn berechnet. Dass heisst, wenn die Konstruktionsstärke von Aussenwand oder Dach aufgrund der Wärmedämmung 35 cm übersteigt, so wird für die Berechnung der Ausnützungsziffer (oder anderer Nutzungsziffern) nur 35 cm angerechnet, oder es wird im Umfang der Überschreitung ein Bonus gewährt.
  Aufgrund der zum Zeitpunkt der Durchführung der Szenarienberechnungen noch bestehenden Unsicherheiten bezüglich der detaillierten Ausgestaltung des Instruments und der Unsicherheit in Bezug auf die Additionalität (Umfangs des zusätzlichen Effekts gegenüber dem Status Quo) wird das Instrument bei der Modellierung des Szenarios nicht explizit berücksichtigt.

Verstärkung des Gebäudeprogramms

Die Mittel für das Gebäudeprogramm werden erhöht, im Jahr 2014 auf 300 Mio. CHF und ab 2015 auf 450 Mio. CHF/Jahr. Von den 450 Mio. CHF/Jahr fliessen 2/3 an das nationale Gebäudeprogramm (Programmvereinbarung Bund EnDK), das restliche Drittel fliesst in Form von Globalbeiträgen an die Kantone. Die Kantone sind angehalten eigene Beiträge in gleichem Umfang zur Verfügung zu stellen. Dadurch ergeben sich insgesamt jährlich Fördermittel in der Höhe von bis zu 600 Mio. CHF. Die Erhöhung der Globalbeiträge geht einher mit einer Ausweitung der Zweckbestimmung der Fördermittel. Die Beschränkung zur Verwendung auf CO_2-relevante Massnahmen wird aufgehoben. Mit den Beiträgen können alle direkten und indirekten Massnahmen zur Förderung der Energieeffizienz sowie der vermehrten Nutzung erneuerbaren Energien und Abwärme gemäss Artikel 13 und 14a des Energiegesetzes unterstützt werden (darunter auch Gebäudehüllenmassnahmen und Strom aus Erneuerbaren ausserhalb der KEV).

- Gebäudesanierung:
  Für die Förderung der energetischen Gebäudesanierung stehen ab 2015 jährlich 300 Mio. CHF zur Verfügung (Teil nationales Gebäudeprogramm). Hinzu kommen jährlich bis zu 200 Mio. CHF. Die Gesamt-Fördermittel für die Sanierung der Gebäudehülle belaufen sich im Durchschnitt der Jahre 2015 bis 2050 auf rund 450 Mio. CHF/Jahr. Davon werden rund 5 % für den Vollzugsaufwand und die Kommunikation aufgewendet.
  Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird davon ausgegangen, dass es sich bei den ausgewiesenen Fördermitteln um inflationsbereinigte (reale) Geldmengen handelt. Rund 80 % der ausbezahlten Fördermittel fliessen an die Privaten Haushalte, 16 % in den Dienstleistungssektor (inkl. Landwirtschaft) und 4 % in den Industriesektor. Es wird geschätzt, dass je ausbezahlter Fördermillion rund 15 Tsd. m^2 EBF energetisch saniert werden. Aufgrund der im Zeitverlauf ansteigenden Effizienzanforderungen reduziert sich die sanierte Fläche bis 2050 auf rund 13 Tsd. m^2 EBF je ausbezahlter Fördermillion. Der Mitnahmeeffekt wird mit 40 % angenommen.

- Beiträge aus dem Gebäudeprogramm auch für energieeffiziente Ersatzbauten statt ausschliesslich Sanierung:
  Bauherren, die ihr altes Gebäude abreissen erhalten eine Abrissprämie, sofern der Neubau einem besonders effizienten Energiestandard entspricht. Die Förderung ist befristet bis Ende 2019.
  Für die Förderung sind jährlich 5 Mio. CHF vorgesehen. Bei einem Fördersatz von 100 CHF je m^2 EBF ergeben sich jährlich 50‘000 m^2 EBF an geförderter Fläche in Ersatzneubauten. Der Mitnahmeeffekt wird auf 50 % geschätzt. Er ist höher als bei energetischen Gebäudesanierungen, da der Förderbeitrag in den meisten Fällen nicht den Ausschlag für den Ersatzneubau gibt.
  Das Instrument bewirkt im Szenario „Politische Massnahme“ in den Jahren 2015 bis 2019 eine gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ leicht höhere Neubaumenge, bei entsprechend erhöhten Wohnungsabgängen.

- GEAK-Plus Pflicht (Gebäudeenergieausweis der Kantone):
  Für den Zeitraum 2015 bis 2020 ist eine finanzielle Förderung für die Durchführung eines GEAK Plus im Umfang von 5 Mio. CHF/Jahr vorgesehen. Die Förderung wird anschliessend durch eine Verpflichtung ersetzt: Für den Erhalt von Förderbeiträgen aus dem Gebäudeprogramm sowie bei Handänderungen von Gebäuden ist zwingend ein GEAK Plus (d.h. mit Beratungsbericht) zu erstellen. Damit verfügen die Hauseigentümer oder Kaufinteressenten über Grundlagen für eine umfassende energetische Betrachtung des Gebäudezustands und für die Realisierung einer zukünftigen energetischen Sanierung.

Bei den Modellrechnungen führt die GEAK-Pflicht einerseits zu einem Anstieg der Sanierungseffizienz, andererseits stehen, aufgrund des zunehmenden Verwaltungsaufwands zur Überprüfung der Ausweise, etwas weniger Fördergelder für andere Massnahmen zur Verfügung.

- Förderung der Umstellung auf erneuerbare Energien:
  Im Rahmen der Mittelaufstockung der kantonalen Förderprogramme wird kurz- bis mittelfristig die Umstellung auf erneuerbare Energien bei Neubauten und in Bestandsgebäuden verstärkt gefördert (Holz, Solarthermie, Wärmepumpen). Anfänglich sind dazu jährliche Fördermittel im Umfang von bis zu 70 Mio. CHF vorgesehen. Im Zeitraum 2020 bis 2030 beginnen die Bedeutung und die Höhe der Fördergelder abzunehmen. Die Förderung wird durch Vorschriften abgelöst (Ersatzpflicht von Elektroheizungen, Auflagen beim Ersatz fossiler Anlagen). Ab 2035 wird die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien im Gebäudebereich eingestellt. Die Mitnahmeeffekte werden je nach Technologie auf 30 % bis 50 % geschätzt.

- Förderung von Nah- und Fernwärme:
  Mit dem Ausbau der Globalbeiträge an die kantonalen Förderprogramme werden die Mittel zum Ausbau der Nah- und Fernwärme erhöht. Gefördert wird die Umrüstung bestehender ölbasierter Nahwärmesysteme sowie die Errichtung neuer Systeme mit erneuerbaren Energien. Nebst der direkten finanziellen Förderung ist auch ein Ausbau des Informations- und Bildungsangebots sowie des Technologietransfers vorgesehen. Die jährlichen Förderbeiträge belaufen sich zu Beginn auf 20 Mio. CHF bis 30 Mio. CHF. Ab 2025 wird die Förderung zurückgefahren, ab 2035 werden keine Fördergelder mehr zur Verfügung gestellt.

- Förderprogramm zum Ersatz von Elektroheizungen und Elektroboilern / Ersatzpflicht:
  Der Ersatz von ortsfesten elektrischen Widerstandsheizungen und Elektroboilern durch erneuerbare Energien soll bis 2025 finanziell gefördert werden. Ab 2025 ist die Einführung einer Ersatzpflicht vorgesehen.
  Der Ersatz einer Widerstandsheizung soll im Mittel mit 7‘500 CHF, der Ersatz eines Elektroboilers mit 1‘000 CHF subventioniert werden. Anfänglich sind dazu jährliche Fördermittel im Umfang von 35 Mio. CHF vorgesehen. Die Umsetzung erfolgt über die Kantone im Rahmen ihrer bereits bestehenden Programme.
  Bei der Modellierung wird davon ausgegangen, dass der Ersatz der Elektroboiler bereits ab 2020 nicht mehr gefördert werden muss. Der Ersatz der Elektroheizungen wird hingegen bis zur Einführung der Ersatzpflicht im Jahr 2025 gefördert, jedoch ab 2020 in einem reduzierten Umfang von 20 Mio. CHF/Jahr. Die Mitnahmeeffekte werden auf 50 % geschätzt. Dadurch können gegenüber der aktuellen Situation pro Jahr rund 1‘300 Heizungen und 4‘750 Elektroboiler zusätzlich ausgetauscht werden.

Anpassung Steuerrecht

Steuerabzüge für energetische Massnahmen bei Gebäuden sollen dann gewährt werden, wenn bestimmte Kriterien erfüllt werden, die mittels bestehenden Labels und Instrumenten (z.B. Minergie, GEAK) nachzuweisen sind. Zudem sollen bei Gesamtsanierungen die Gesamtkosten über mehrere Jahre von den Steuern abgezogen werden können.

Es wird bei der Modellierung des Szenarios „Politische Massnahmen“ davon ausgegangen, dass unter dem aktuellen Steuerregime rund 15 % der Bauherren energetisch sanieren, ohne einen Steuerabzug geltend zu machen, 85 % machen einen Abzug

geltend. Weiter wird geschätzt, dass von diesen 85 % rund 80 % auch im bisherigen Ausmass energetisch sanieren würden, wenn sie dafür keine Steuerabzüge einfordern könnten (Mitnahmeeffekt von 80 %; (gemäss ESTV 70 % - 80 %). Die übrigen 20 % hätten ohne den Anreiz durch die Steuerabzüge keine energetische Sanierung durchgeführt.

Die Verknüpfung des Anrechts auf Steuerabzüge an die Erfüllung eines vorgegebenen energetischen Standards führt zu einer Anhebung der Sanierungseffizienz. Die Qualität und der Umfang der energetischen Sanierungen werden höher. Andererseits geht die Sanierungshäufigkeit leicht zurück. Ein Teil der Gebäudebesitzer, die unter dem bisherigen Regime aufgrund der Steuerabzüge eine einfache energetische Sanierung durchgeführt haben, werden dies nicht mehr tun. Unter der Annahme, dass von den 20 %, die aufgrund der Steuerabzüge eine einfache energetische Sanierung durchgeführt hätten, 40 % keine energetische Sanierung mehr durchführen, reduziert sich die Sanierungsrate um rund 0.7 %-Punkte.

9.3.2.2 Elektrogeräte

Effizienzvorschriften

Effizienzvorschriften im Bereich Elektrogeräte werden bereits heute angewendet, beispielsweise bei Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen oder Tumblern. Um die Energieeffizienz der abgesetzten Elektrogeräte kontinuierlich zu verbessern, werden die Effizienzanforderungen einerseits auf weitere Gerätegruppen ausgeweitet und andererseits periodisch den technischen Möglichkeiten angepasst. Die Mindestanforderungen werden dann verschärft, wenn die weitere Differenzierung aufgrund der technologischen Entwicklung sinnvoll erscheint.

Im Szenario „Politische Massnahmen“ werden Effizienzvorschriften für Kühl- und Gefriergeräte, Geschirrspüler, Waschmaschinen, Wäschetrockner (Tumbler), Waschtrockner, Backöfen, Settop-Boxen, Fernsehgeräte, Computer, Monitore, Netzgeräte, Telefone, Elektromotoren und Umwälzpumpen berücksichtigt. Dabei werden die energetischen Anforderungen an die neu zugelassenen Geräte alle fünf bis zehn Jahre verschärft. Dadurch wird das im Szenario „Neue Energiepolitik“ beschriebene technische Potenzial zu grossen Teilen ausgeschöpft.

Berücksichtigt werden auch Vorschriften für Lampen. Im Szenario „Politische Massnahmen“ sind ab dem Zeitraum 2020/2025 nur noch Lampen der Effizienzklasse A (oder besser) für den Verkauf zugelassen. Aufgrund der periodischen Verschärfungen fallen mittelfristig die Halogen-Hochvolt-Lampen und später auch die Halogen-Niedervolt-Lampen weitgehend aus dem System.[7]

Effizienzvorschriften für Belüftungs- und Klimatisierungsanlagen werden im Rahmen der SIA 380/4 festgeschrieben und ebenfalls periodisch verschärft.

Gebrauchsvorschriften

Durch Gebrauchsvorschriften soll die Anwendung gewisser Elektrogeräte reguliert, beziehungsweise eingeschränkt werden. In Ergänzung zu den Effizienzanforderungen an Geräte soll damit ein Teil des Sparpotenzials ausgeschöpft werden, das sich auf die

[7] Andernfalls müssten bei diesen Lampentypen deutliche Effizienzfortschritte erziel werden, wovon im Szenario „Politische Massnahmen“ nicht ausgegangen wird.

Anwendung der Geräte bezieht (Nutzungskomponente). Im Vordergrund steht die Regulierung der Beleuchtung (z.B. von Schaufenstern, Fassaden, Strassen) und der Beheizung von Aussenräumen.

9.3.2.3 Querschnittstechnologien im Industrie- und Dienstleistungssektor

Zur Förderung in erster Linie von Querschnittstechnologien werden mehrere Zuschussprogramme aufgelegt, welche sich im Einzelnen auf die Abwärmenutzung, die Prozessoptimierung und die Einführung von Energiemanagement-Systemen (M23.1) fokussieren. Abgesehen von der Abwärmenutzung, welche gezielt auf eine bestimmte Querschnittstechnologie zielt, führen die anderen beiden zu einer Optimierung der Produktionsabläufe in der Breite. Hierbei werden hauptsächlich Querschnittstechnologien mit hohem Effizienzpotenzial adressiert.

Die wirkungsvollste der in diesem Szenario berücksichtigten Massnahmen ist die der wettbewerblichen Ausschreibungen (M5.1), welche sich ausschliesslich auf die Förderung von Stromanwendungen in Höhe von 100 Mio. CHF p.a. (gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzlich 73 Mio. CHF) von 2015 bis 2050 konzentrieren.

9.3.2.4 Verkehr, Fahrzeuge

Das grösste Potenzial liegt aus heutiger Sicht in der verbesserten Energieeffizienz der Fahrzeuge. Andere Massnahmen, wie etwa die bessere Vernetzung der Verkehrsträger, wirken vor allem unterstützend. Die Energieeffizienz der Transportmittel soll durch konkrete Massnahmen in der Kompetenz des Bundes erreicht werden, namentlich durch:

- verschärfte Vorschriften (Verschärfung der bestehenden CO_2-Zielwerte für Personenwagen, Einführung von CO_2-Zielwerten für leichte Nutzfahrzeuge),
- ökonomische Förderinstrumente (Bonus für energieeffiziente und emissionsarme Personenwagen),
- indirekt wirkende Massnahmen (Energieetikette für weitere Fahrzeugkategorien, Schulung der Lokführer bzgl. Fahrweise, Eco-Drive, Förderung von „sicheren, leisen und effizienten Reifen“, Fahrzeugflotte Bund optimieren).

9.3.2.5 Verstärkung und Ausbau EnergieSchweiz und Bildungsinitiative

Durch eine Ausweitung der indirekten Massnahmen soll ein verstärkter Beitrag zum Abbau der bestehenden Informationsdefizite der Anwender geleistet werden. Kommunikations- und Beratungsaktivitäten werden intensiviert und die Verbreitung neuer Technologien unterstützt. Die Umsetzung erfolgt im Rahmen der Aktivitäten von EnergieSchweiz. Diese indirekten Massnahmen können bei der Modellierung des Szenarios „Politische Massnahmen“ nicht explizit abgebildet werden.

9.4 Umsetzung in den Sektoren

9.4.1 Sektor Private Haushalte

9.4.1.1 Raumwärme

Grundsätzlich wird im Szenario „Politische Massnahmen“ eine mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ identische Entwicklung der Wohngebäude und Wohnflächen zu Grunde gelegt. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich bei der Beheizungsstruktur.

Die Entwicklung der Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten gemäss dem Szenario „Politische Massnahmen“ ist in Tabelle 9-3 dargestellt. In Wohnungsneubauten werden keine Stromdirektheizungen mehr eingebaut. Der Anteil der Heizölheizungen geht weiter zurück und fällt unter 3 %. Der Anteil von Erdgas ist ebenfalls leicht rückläufig. Im Jahr 2050 werden noch rund 18 % der Wohnfläche in neu erstellten Gebäuden mit Gas beheizt (2010: 23 %). Die Wärmepumpen bleiben das dominierende Heizsystem. Der Anteil der Wärmepumpen steigt von 55 % in 2010 auf rund 63 % in 2050.

Tabelle 9-3: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Beheizungsstruktur der Wohnungsneubauten 2000 – 2050, in % der neuen Wohnfläche

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Alle Gebäude mit Wohnungen							
Heizöl	38.5	6.2	3.5	2.9	2.7	2.7	2.7
Gas	32.2	23.2	20.4	19.2	18.3	17.5	17.8
Kohle	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Strom	2.2	1.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
WP	17.0	54.9	58.7	62.1	63.2	63.3	63.2
Fernwärme	3.0	6.9	9.4	9.5	9.2	8.9	9.0
Holz	6.4	6.3	6.0	4.4	4.6	4.8	3.9
Solar	0.3	0.7	1.7	1.7	1.8	2.5	3.2

Quelle: Prognos 2012

Der grösste Substitutionsgewinner im Gebäudebestand ist die Wärmepumpe. Rund 45 % der Substitutionsgewinne im Zeitraum 2010 bis 2050 fallen auf die Wärmepumpen. Grössere Substitutionsgewinne zeigen sich auch bei Fernwärme, Gas und Holz. Beim Gas sind ab 2020 die Anteile an den Substitutionsgewinnen stark rückläufig. Dies ist unter anderem auf die verschärften Anforderungen an fossile Feuerungen zurückzuführen. Die Anteile der Fernwärme nehmen im Zeitverlauf ebenfalls ab, da ihre Attraktivität aufgrund der kleiner werdenden Nachfrage nach Wärme abnimmt.

Bedingt durch die hohen Anteile an der Beheizungsstruktur beim Neubau und die Substitutionsgewinne im Wohngebäudebestand weitet sich die mit Wärmepumpen beheizte Wohnfläche von 44 Mio. m^2 EBF im Jahr 2010 auf 272 Mio. m^2 EBF im Jahr 2050 (+516 %). Der Anteil an der Wohnfläche steigt von 9.1 % in 2010 auf 40.8 % in 2050 (Tabelle 9-4).

Die mit Fernwärme beheizte Wohnfläche wächst um knapp 61 Mio. m^2 EBF auf 79.6 Mio. m^2 EBF und erreicht in 2050 einen Anteil von 12 % an der Wohnfläche. Der Grossteil des Zuwachses entfällt auf die Zeitperiode bis 2035. Der mit Holz beheizte Anteil der Wohnfläche nimmt nur leicht zu, von 8.5 % in 2010 auf 11.7 % in 2050. Die mit Solarwärme beheizte Wohnfläche weitet sich um den Faktor 8 aus. Mit einer Fläche von 8.5 Mio. m^2 EBF und einem Anteil von 1.3 % an der Wohnfläche bleibt die Solarthermie für die Bereitstellung von Raumwärme unbedeutend.

Die verschärften Anforderungen an den Ersatz fossiler Anlagen beschleunigen den Rückgang der mit Heizöl beheizten Wohnfläche. Im Zeitraum 2010 bis 2050 verringert sich die mit Heizöl beheizte Wohnfläche um 156 Mio. m^2 EBF auf 85.5 Mio. m^2 EBF (-65 %). Die mit Gas beheizte Wohnfläche wächst bis ins Jahr 2030 noch an und ist anschliessend rückläufig. Im Jahr 2050 umfasst die mit Gas beizte Fläche 138 Mio. m^2 EBF (Szenario „Weiter wie bisher: 178 Mio. m^2 EBF). Der Anteil der fossilen Energieträger an der Beheizungsstruktur fällt im Zeitraum 2010 bis 2050 von 72.3 % auf 33.6 %.

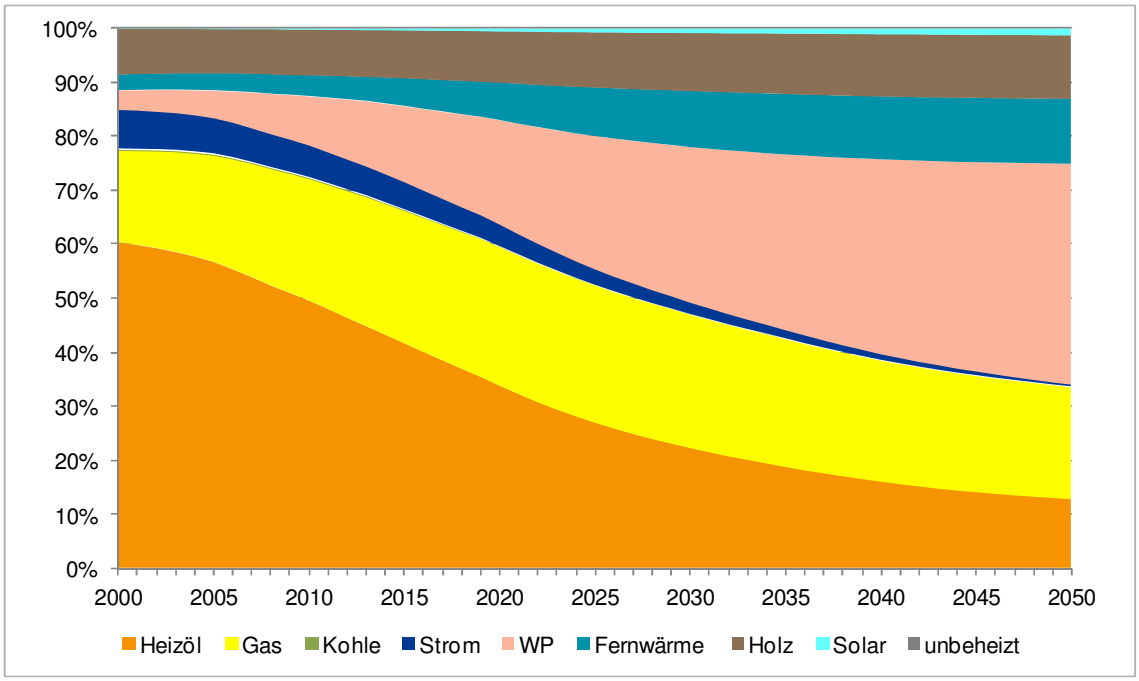
Die Ersatzpflicht von elektrischen Widerstandsheizungen führt zu einem nahezu vollständigen Verschwinden der elektrischen Widerstandsheizungen aus den dauernd bewohnten Wohnungen. Im Jahr 2050 beträgt ihr Anteil an der Wohnfläche noch 0.5 %.

Tabelle 9-4: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizöl	251.5	241.3	189.6	137.0	118.7	103.7	85.5
Gas	70.8	109.8	143.7	151.4	149.2	144.4	137.8
Kohle	0.7	0.9	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1
Strom	30.4	28.9	23.1	13.9	10.6	7.8	3.3
WP	14.8	44.2	108.1	176.6	205.1	232.4	272.0
Fernwärme	12.0	18.7	38.5	63.2	70.2	74.4	79.6
Holz	35.3	41.2	53.4	66.1	70.6	74.2	78.0
Solar	0.3	1.0	3.0	5.1	6.0	6.9	8.5
unbeheizt	0.6	0.7	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1
Gesamtwohnfläche	**416.5**	**486.7**	**560.5**	**614.4**	**631.4**	**645.0**	**665.8**
Heizöl	60.4%	49.6%	33.8%	22.3%	18.8%	16.1%	12.8%
Gas	17.0%	22.6%	25.6%	24.6%	23.6%	22.4%	20.7%
Kohle	0.2%	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Strom	7.3%	5.9%	4.1%	2.3%	1.7%	1.2%	0.5%
WP	3.6%	9.1%	19.3%	28.7%	32.5%	36.0%	40.8%
Fernwärme	2.9%	3.8%	6.9%	10.3%	11.1%	11.5%	12.0%
Holz	8.5%	8.5%	9.5%	10.8%	11.2%	11.5%	11.7%
Solar	0.1%	0.2%	0.5%	0.8%	1.0%	1.1%	1.3%
unbeheizt	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-1: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Beheizungsstruktur des Wohnflächenbestandes 2000 – 2050, in %



Quelle: Prognos 2012

Die energetische Qualität von Wohnflächen und Heizanlagen

Die Verschärfung der energetischen Anforderungen bei Neubauten führt im Szenario „Politische Massnahmen“ zu einer schnelleren und stärkeren Absenkung des Wärmeleistungsbedarfs als im Szenario „Weiter wie bisher“. Neu gebaute Gebäude sollen ab 2020 den Anforderungen von Nahezu-Nullenergiehäusern entsprechen. Im Konzept des Nullenergiehauses werden verschiedene Bedarfs- und Erzeugungsoptionen bilanziert, welche in der Summe Null ergeben sollen. Ein Rest an Raumwärmebedarf bleibt in der Regel bestehen. Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird flächendeckend ab 2025 bei allen Gebäudetypen der Passivhausstandard erreicht (Tabelle 9-5). Das heisst, der spezifische Heizwärmebedarf beträgt maximal 15 kWh/m^2 Wohnfläche, was in etwa einem Wärmeleistungsbedarf von 10 Watt/m^2 entspricht. Bis ins Jahr 2050 erfolgen periodisch weitere leichte Verschärfungen. Am Ende des Betrachtungszeitraums wird bei den Ein- und Zweifamilienhäusern ein spezifischer Bedarfswert von 8.3 Watt/m^2 EBF und bei den Mehrfamilienhäusern von 6 Watt/m^2 EBF erreicht.

Tabelle 9-5: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Entwicklung der spezifischen Wärmeleistungsbedarfe bei Neubauten und Sanierungen; in Watt/m² EBF

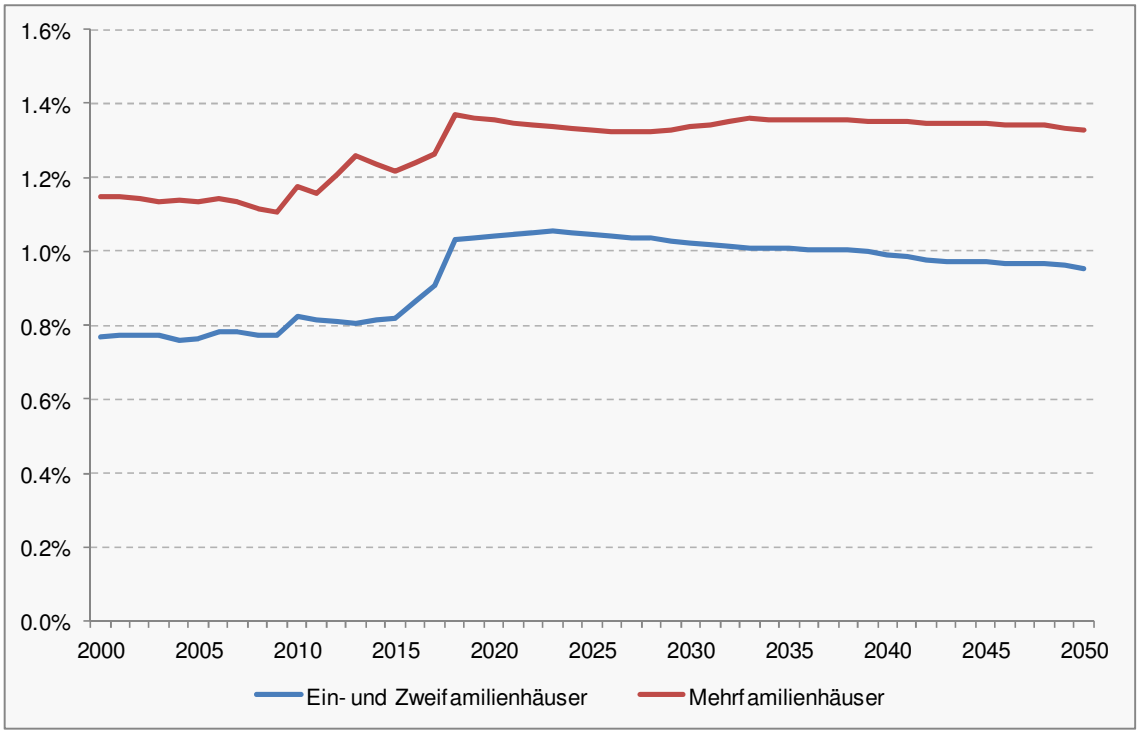
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Neubau							
Ein- und Zweifamilienhäuser	57.6	32.3	23.0	9.9	9.3	9.1	8.3
Mehrfamilienhäuser/NWG	40.8	21.1	14.4	8.1	6.7	6.5	6.0
Sanierung							
Ein- und Zweifamilienhäuser	60.3	48.4	32.8	22.7	20.0	19.5	16.8
Mehrfamilienhäuser/NWG	44.5	30.6	19.8	14.6	12.7	12.4	10.9

NWG: Nichtwohngebäude mit Wohnungen *Quelle: Prognos 2012*

Parallel zur Entwicklung des Neubaustandards werden im Szenario „Politische Massnahmen die energetischen Anforderungen an die sanierten Gebäude erhöht (Tabelle 9-5). Die Verschärfung der Anforderungen ist weniger ambitioniert als im Szenario „Neue Energiepolitik“. Bis ins Jahr 2050 reduziert sich bei Vollsanierungen bei den Ein- und Zweifamilienhäusern der spezifische Wärmeleistungsbedarf auf rund 17 Watt/m² EBF und bei den Mehrfamilienhäusern auf ca. 11 Watt/m² EBF. Dies entspricht spezifischen Heizwärmebedarfen von rund 28 kWh/m² EBF bei den Ein- und Zweifamilienhäusern, beziehungsweise 22 kWh/m² EBF bei den Mehrfamilienhäusern. Dadurch erhöht sich die mittlere Sanierungseffizienz bei den Ein- und Zweifamilienhäusern von rund 42 % in 2010 auf 67 % in 2050 (Szenario „Weiter wie bisher“: 51 %). Bei den Mehrfamilienhäusern steigt die mittlere Sanierungseffizienz von 54 % auf 65 % (Szenario „Weiter wie bisher“: 49 %). Bei Gebäuden mit Baualter vor 1980 steigt die Sanierungseffizienz längerfristig auf über 80 %.

Der Ausbau des Gebäudeprogramms führt zu einer Erhöhung der Sanierungsaktivitäten. Die jährliche Sanierungsrate bei den Ein- und Zweifamilienhäusern erhöht sich von rund 0.8 % auf 1 %. Bei den Mehrfamilienhäusern steigt die jährliche Sanierungsrate von 1.15 % auf 1.35 % (Figur 9-2). Die mittlere jährliche Sanierungsrate der Wohngebäude insgesamt steigt im Zeitraum 2015 bis 2020 auf 1.2 % und verbleibt bis 2050 in etwa auf diesem Niveau. Trotz der Aufstockung der Fördermittel bleibt die Sanierungsrate im Szenario „Politische Massnahme“ deutlich kleiner als im Szenario „Neue Energiepolitik“ mit einer Rate 1.9 % p.a..

Figur 9-2: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Energetische Sanierungshäufigkeit in Abhängigkeit vom Gebäudetyp, in % p.a.



Quelle: Prognos 2012

Als Folge der ansteigenden Sanierungseffizienzen und Sanierungsraten, den erhöhten Anforderungen an die Neubauten sowie dem leicht verstärkten Einsatz mechanischer Belüftungsanlagen verringert sich der spezifische Heizwärmebedarf des Wohnungsbestandes im Szenario „Politische Massnahmen“ zwischen 2010 bis 2050 um 65 % auf rund 33 kWh/m^2 EBF (Tabelle 9-6). Die Zunahme an Heizanlagen mit hohem Wirkungsgrad (insbesondere Wärmepumpen) sowie die Energieinspektion der Anlagen heben den durchschnittlichen Anlagennutzungsgrad auf 95.5 %. Der spezifische Heizenergiebedarf reduziert sich im Betrachtungszeitraum um 69 % auf 34.5 kWh/m^2 EBF. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Erhöhung der Energieproduktivität (Reduktion des spezifischen Heizenergiebedarfs) von 2.9 %.

Wird die in Wärmepumpen genutzte Umgebungswärme nicht berücksichtigt, steigt der mittlere Anlagennutzungsgrad auf 134% und der entsprechende Heizenergiebedarf sinkt um 77 % auf rund 25 kWh/m^2 EBF.

Tabelle 9-6: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Mittlerer spezifischer Heizwärmebedarf, Nutzungsgrad und spezifischer Heizenergiebedarf des Wohngebäudebestandes 2000 – 2050

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizwärmebedarf (kWh/m^2 EBF)	105.0	93.8	74.9	57.1	49.5	43.2	32.9
inkl. Umweltwärme							
Nutzungsgrad	79.5%	84.6%	89.1%	92.0%	93.0%	93.9%	95.5%
Heizenergiebedarf (kWh/m^2 EBF)	132.0	110.9	84.1	62.0	53.2	46.0	34.5
exkl. Umweltwärme							
Nutzungsgrad	80.8%	88.2%	98.4%	110.1%	116.0%	122.5%	133.8%
Heizenergiebedarf (kWh/m^2 EBF)	129.9	106.4	76.1	51.8	42.7	35.2	24.6

Quelle: Prognos 2012

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme verringert sich im Szenario „Politische Massnahmen“ im Zeitraum 2010 bis 2050 um 59 % von 196.4 PJ auf 80.4 PJ (Tabelle 9-7). Bei den für die Jahre 2000 bis 2010 ausgewiesenen Werten handelt es sich um effektive IST-Verbrauchswerte, bei denen der Einfluss der jährlichen Witterungsschwankungen berücksichtigt ist. Die Werte ab 2011 basieren auf einer durchschnittlichen Witterung, berücksichtigen aber den Effekt der Klimaerwärmung. Nicht berücksichtigt ist hingegen der Raumwärmeverbrauch in Zweit- und Ferienwohnungen, der dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird. Im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ bewirken die unterstellten politischen Instrumente eine zusätzliche Reduktion des Energieverbrauchs für Raumwärme um 25 PJ.

Der Anteil der Elektrizität am Heizenergieverbrauch steigt von 8 % in 2010 auf 10.6 % in 2050. Trotzdem verringert sich der Einsatz von Strom zur Erzeugung von Raumwärme um 7.2 PJ (-46 %). Dies ist nebst der Reduktion des Heizwärmebedarfs auf den Ersatz der elektrischen Widerstandsheizungen durch Wärmepumpen zurückzuführen. Der Verbrauch dieser Anlagen reduziert sich bis 2050 auf 0.2 PJ. Der Verbrauch der Wärmepumpen liegt in 2050 bei 7.0 PJ, derjenige der mobilen Elektro-Öfelis bei 1.3 PJ.

Tabelle 9-7: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis)

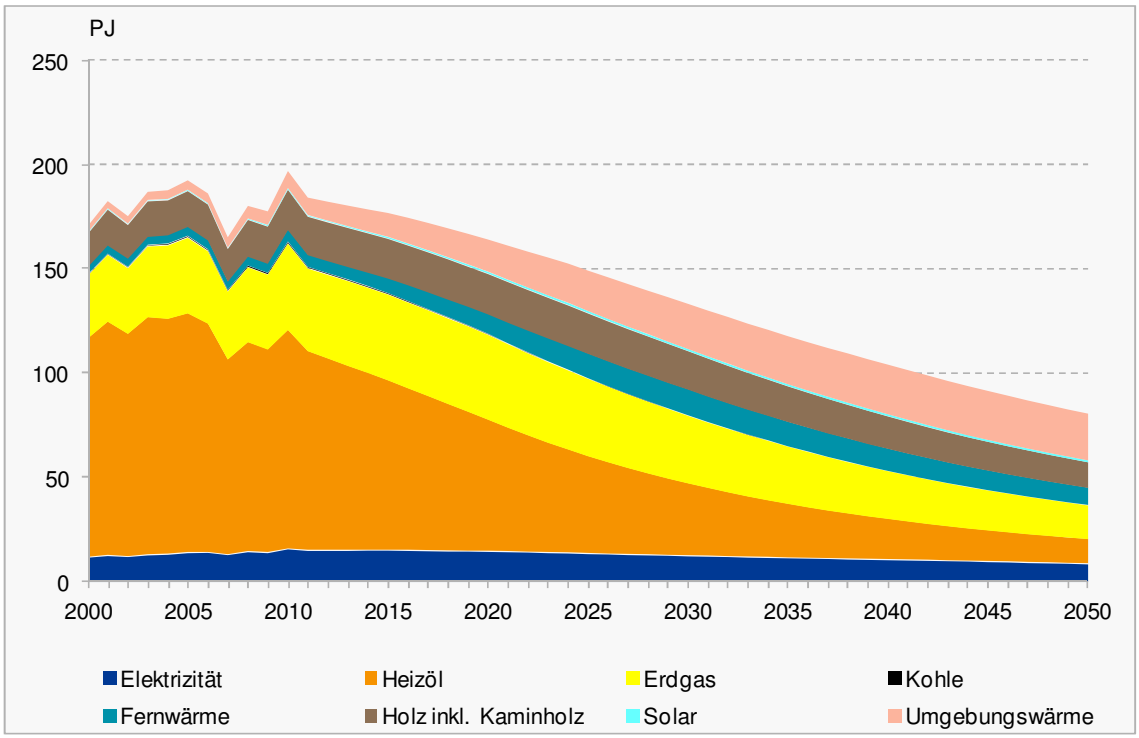
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	11.7	15.7	14.5	12.4	11.4	10.5	8.5
darunter elektrische WP	1.5	3.9	6.4	7.9	8.0	7.9	7.0
Heizöl	105.0	105.1	63.1	34.6	25.7	19.4	11.7
Erdgas	30.2	41.5	40.8	32.5	27.5	22.9	16.3
Kohle	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme	4.0	6.1	9.7	12.4	11.8	10.7	8.3
Holz inkl. Kaminholz	16.0	19.3	19.4	18.5	17.1	15.5	12.3
Solar	0.2	0.4	0.8	1.0	1.0	1.0	0.9
Umgebungswärme	3.1	8.0	15.4	21.5	22.9	23.7	22.4
Endenergienachfrage RW	**170.3**	**196.4**	**163.7**	**132.9**	**117.4**	**103.8**	**80.4**

Quelle: Prognos 2012

Der Einsatz fossiler Energieträger geht stark zurück, der Heizölverbrauch nimmt gegenüber 2010 um 89 % ab, der Erdgasverbrauch verringert sich um 61 %. Dennoch erreichen diese beiden Energieträger im Jahr 2050 noch einen Anteil von knapp 35 % am gesamten Heizenergieverbrauch.

Der grösste Anteil des Verbrauchs entfällt im Jahr 2050 auf die Umgebungswärme (28 %). Der Anteil von Holz steigt von 10 % auf 15 %. Der absolute Holzverbrauch ist jedoch rückläufig und beträgt 2050 noch 12.3 PJ (-36 %). Mit einem Verbrauchsanteil von 1.1 % bleibt die Solarthermie unbedeutend. Auf die Erneuerbaren entfallen am Ende des Betrachtungszeitraums insgesamt 44.3 %. Der Verbrauchsanteil der Fernwärme steigt bis 2030 auf 10 % und hält bis 2050 diesen Anteil.

Figur 9-3: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage zur Erzeugung von Raumwärme 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ (Verbrauch ohne Zweit- und Ferienwohnungen, inkl. Kaminholz und Elektro-Öfelis)



Quelle: Prognos 2012

9.4.1.2 Warmwasser

Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird eine mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ identische Entwicklung der warmwasserversorgten Bevölkerung zu Grunde gelegt. Es werden auch keine Unterschiede in Bezug auf den pro Kopf Wasserverbrauch gemacht. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich bei der Energieträgerstruktur und der Entwicklung der Anlageneffizienz. Die Fortschreibung der Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung wird im Szenario „Politische Massnahmen“ unter anderem durch die unterstellten politischen Instrumenten beeinflusst:

- Die herkömmlichen Elektroboiler müssen ersetzt werden, die Ersatzpflicht gilt ab 2025. Bis gegen Ende des Betrachtungszeitraums verschwinden die Elektroboiler weitgehend aus dem System. Bis ins Jahr 2050 schrumpft der Anteil der mit Elektroboilern versorgten Bevölkerung auf 1 % (2010: 29 %).

- Die verschärften Auflagen beim Ersatz fossiler Feuerungsanlagen ab 2020 führen zu einer verstärkten Entkopplung zwischen den Anlagen zur Erzeugung der Raumwärme und zur Bereitstellung von Warmwasser. Der Anteil der mit fossilen Warmwasseranlagen versorgten Bevölkerung fällt auf 23 % (2010: 57 %).

- Die Aufstockung der kantonalen Förderprogramme unterstützt die Ausweitung der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie.

Im Jahr 2050 sind die Wärmepumpen mit einem Anteil von 41.2 % und die Solarthermischen Anlagen mit einem Anteil von 20.4 % die wichtigsten Systeme zur Erzeugung von Warmwasser.

Tabelle 9-8: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Struktur der Warmwasserversorgung der Bevölkerung 2000 – 2050, in Tsd. Personen

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strom	2'143	2'204	1'974	990	569	362	104
Heizöl	3'206	2'808	2'058	1'310	1'058	854	611
Gas	1'084	1'552	1'911	1'823	1'712	1'588	1'413
Fernwärme	213	241	477	759	825	859	880
Holz	166	219	292	322	327	326	310
Wärmepumpe	175	411	1'041	2'309	2'825	3'130	3'554
Solar *	41	197	437	991	1'265	1'501	1'762
Insgesamt versorgte Personen	7'028	7'632	8'191	8'505	8'581	8'619	8'634

**umgerechnet auf Vollversorgung* *Quelle: Prognos 2012*

Aufgrund der höheren Anteile an solarthermischen Anlagen und an elektrischen Wärmepumpen liegt im Szenario „Politische Massnahmen“ der Gesamtnutzungsgrad der Warmwasseranlagen im Jahr 2050 mit 90 % höher als im Szenario „Weiter wie bisher“ (Tabelle 9-9). Ohne Berücksichtigung der Umweltwärme ergibt sich im Szenario „Politische Massnahmen“ in 2050 ein mittlerer Nutzungsgrad von 120%.

Tabelle 9-9: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung 2000 – 2050, in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strom	77	78	79	80	80	81	81
Heizöl	59	64	68	71	73	74	76
Gas	64	71	75	77	78	79	80
Fernwärme	74	76	77	78	78	79	79
Holz	42	46	50	55	57	59	63
Wärmepumpe	250	262	282	293	298	304	316
Solar	100	100	100	100	100	100	100
Insgesamt	**65**	**70**	**76**	**82**	**85**	**87**	**90**

**umgerechnet auf Vollversorgung* *Quelle: Prognos 2012*

Der stärkere Anstieg des mittleren Nutzungsgrades führt im Szenario „Politische Massnahmen“ zu einer grösseren Reduktion des Energieverbrauchs zur Erzeugung von Warmwasser als im Szenario „Weiter wie bisher“. Im Zeitraum 2010 bis 2050 nimmt der Energieverbrauch zur Erzeugung von Warmwasser um 17 % ab und beläuft sich im Jahr 2050 auf 26.8 PJ (Tabelle 9-10 und Figur 9-4).

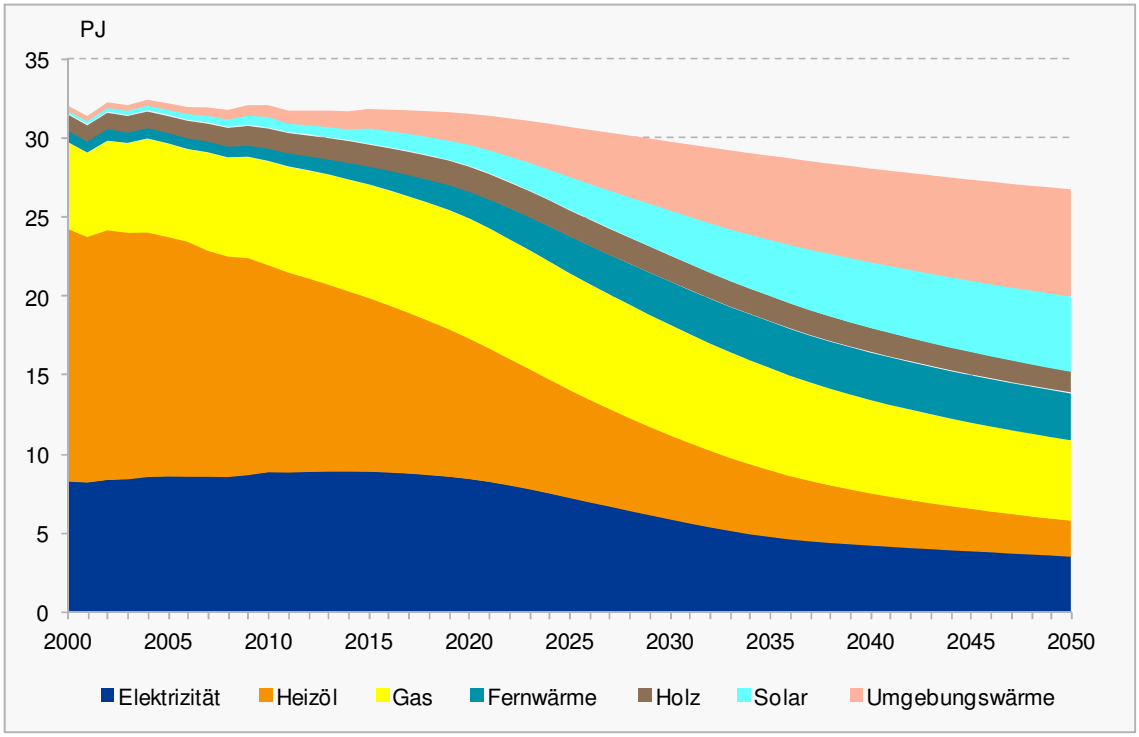
Der Anteil der fossilen Energieträger am Verbrauch nimmt ab von 61 % in 2010 auf 27.5 % in 2050, der Anteil von Strom sinkt von 28 % auf 13 %. Demgegenüber steht ein Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien von 8.5 % auf 48 %.

Tabelle 9-10: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	8.3	8.9	8.4	5.9	4.8	4.2	3.5
darunter elektrische WP	0.2	0.5	1.1	2.3	2.7	2.9	3.2
Heizöl	16.0	13.1	8.9	5.4	4.2	3.3	2.3
Gas	5.5	6.6	7.6	7.0	6.5	5.9	5.1
Fernwärme	0.8	0.8	1.7	2.7	2.9	3.0	3.0
Holz	1.0	1.3	1.6	1.7	1.6	1.5	1.3
Solar	0.2	0.7	1.4	2.9	3.6	4.2	4.8
Umgebungswärme	0.3	0.8	2.0	4.4	5.3	5.9	6.8
Endenregienachfrage WW	**32.1**	**32.1**	**31.6**	**29.8**	**28.9**	**28.1**	**26.8**
Anteile in %							
Elektrizität	25.8%	27.6%	26.7%	19.7%	16.5%	15.0%	13.2%
darunter elektrische WP	0.6%	1.5%	3.5%	7.6%	9.4%	10.4%	11.8%
Heizöl	49.8%	40.8%	28.2%	18.0%	14.6%	11.9%	8.6%
Gas	17.0%	20.4%	24.0%	23.4%	22.3%	20.9%	18.9%
Fernwärme	2.5%	2.6%	5.4%	9.1%	10.1%	10.6%	11.0%
Holz	3.2%	4.0%	5.1%	5.5%	5.6%	5.5%	5.0%
Solar	0.7%	2.3%	4.3%	9.6%	12.4%	14.9%	17.9%
Umgebungswärme	1.1%	2.3%	6.3%	14.6%	18.5%	21.2%	25.3%

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-4: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für die Erzeugung von Warmwasser 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

9.4.1.3 Kochen/Kochherde

Da in Bezug auf die demografische Entwicklung, den Verlauf der Ausstattungsgrade, die Verteilung auf die Kochherdtypen und das Nutzerverhalten von identischen Annahmen ausgegangen wird, unterscheiden sich die beiden Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ im Energieverbrauch für das Kochen nicht wesentlich.

Im Szenario „Politische Massnahmen“ wird von einer etwas rascheren Abnahme des spezifischen Energieverbrauchs der Kochherde ausgegangen als im Szenario „Weiter wie bisher“. Dies ist unter anderem auf die verschärften Effizienzvorschriften für Elektroherde sowie die damit im Zusammenhang stehende raschere Marktdurchdringung mit Induktionsherden zurückzuführen. Im Szenario „Politische Massnahmen“ erreichen die Induktionsherde im Jahr 2050 einen Anteil von 60 % an den Elektroherden, im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt der Anteil auf 40 %.

Insgesamt liegt der Energieverbrauch für das Kochen im Jahr 2050 mit 5.1 PJ rund 9 % unter dem Verbrauch im Jahr 2010 (Tabelle 9-11). 96 % des Energieverbrauchs entfallen auf Elektroherde, der Rest zu grossen Teilen auf Gasherde (3.6 %). Die Holzherde haben keine wesentliche Bedeutung.

Tabelle 9-11: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für das Kochen mit Kochherden 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektroherd	4.8	5.1	5.4	5.4	5.3	5.2	4.9
Gasherd	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
Holzherd	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Endenergienachfrage Kochen	**5.7**	**5.6**	**5.8**	**5.8**	**5.6**	**5.5**	**5.1**

Quelle: Prognos 2012

9.4.1.4 Elektrogeräte und Beleuchtung

In Bezug auf die Zahl der Elektrogeräte unterscheiden sich die Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ nicht, es wird von einer identischen Bevölkerungs- und Haushaltsentwicklung und von identischen Ausstattungsgraden ausgegangen. Im Szenario „Politische Massnahmen“ werden jedoch, induziert durch die verschärften Anforderungen an die Energieeffizienz der Elektrogeräte, die technischen Potenziale zur Steigerung Energieeffizienz stärker ausgenutzt als im Szenario „Weiter wie bisher“. Als Folge davon reduzieren sich die mittleren spezifischen Geräteverbräuche stärker als im Szenario „Weiter wie bisher“ (Tabelle 9-12).

Bei der Beleuchtung wird im Szenario „Politische Massnahmen“ davon ausgegangen, dass ab dem Zeitraum 2020/2025 nur noch Lampen der Effizienzklasse A (oder besser) für den Verkauf zugelassen sind. Aufgrund weiterer Verschärfungen fallen in der Szenarioberechnung ab 2025 die Halogen-Hochvolt-Lampen und ab 2030 auch die Halogen-Niedervolt-Lampen weitgehend aus dem System. Dies bewirkt eine schnellere und umfassendere Durchdringung mit Spar- und LED-Lampen.

Tabelle 9-12: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Entwicklung der Technikkomponente des spezifischen Verbrauchs 2000 – 2050, in kWh pro Gerät und Jahr (= mittlerer Geräte-Jahresverbrauch im Bestand)

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Beleuchtung, je m^2 EBF	3.9	3.4	1.5	0.8	0.7	0.6	0.4
Geschirrspüler	305.1	236.9	211.0	195.4	186.5	177.4	160.6
Kühlschrank	290.7	254.0	184.6	146.9	135.7	125.7	109.7
Kühl-Gefrier-Kombi	383.0	322.4	229.9	172.4	156.9	145.4	127.5
Tiefkühltruhe	441.3	379.6	285.7	194.5	168.2	151.5	129.1
Tiefkühlschrank	315.0	291.8	242.0	197.8	181.5	168.3	147.0
Waschmaschine	234.0	210.0	193.5	173.1	164.0	155.8	141.1
Waschtrockner	611.5	556.5	381.9	337.1	321.2	305.9	279.5
Wäschetrockner	353.1	314.2	218.8	154.1	145.6	139.5	127.6
Farb-TV inkl. Settop-Boxen	152.1	169.5	128.4	114.7	104.2	96.7	87.5
Video	55.4	25.5	12.3	10.7	9.8	8.8	6.9
Computer (inkl. Monitore, Drucker)	236.2	77.4	54.9	50.8	49.3	47.8	45.2
Mobil-, Schnurlostelefone	6.1	5.3	6.9	3.9	3.6	3.2	2.8

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-13: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Beleuchtung	**5.70**	**5.90**	**3.03**	**1.89**	**1.53**	**1.33**	**1.00**
Beleuchtung	5.59	5.78	2.97	1.85	1.50	1.30	0.98
Gemeinschaftsbeleuchtung	0.11	0.12	0.06	0.04	0.03	0.03	0.02
I&K, Unterhaltungsmedien	**5.30**	**5.54**	**5.16**	**5.12**	**4.99**	**4.85**	**4.62**
Farb-TV inkl. Settop-Boxen	2.00	2.57	2.22	2.14	1.99	1.88	1.74
Video	0.50	0.28	0.17	0.17	0.16	0.15	0.13
Radio,Phono	0.94	1.03	1.15	1.20	1.20	1.21	1.20
Computer u.ä.	1.74	1.48	1.36	1.42	1.44	1.44	1.40
Beamer	0.00	0.01	0.00	0.01	0.02	0.02	0.02
Handies, Schnurlostelefone	0.12	0.17	0.26	0.17	0.17	0.15	0.14
Antriebe, Prozesse	**17.25**	**21.55**	**22.13**	**22.29**	**22.35**	**22.39**	**22.40**
davon Kochen/Küche	3.21	3.91	3.97	4.16	4.17	4.12	4.00
Geschirrspüler	1.81	1.84	2.06	2.19	2.18	2.13	2.01
Dunstabzugshaube	0.29	0.33	0.37	0.39	0.39	0.40	0.40
Kaffeemaschine	0.41	0.90	0.58	0.56	0.56	0.56	0.55
Toaster	0.19	0.22	0.24	0.25	0.25	0.25	0.25
Grill+Waffeleisen+Raclette	0.30	0.34	0.38	0.40	0.40	0.40	0.40
Friteuse	0.12	0.15	0.16	0.17	0.18	0.18	0.17
Mikrowelle	0.10	0.14	0.18	0.20	0.20	0.21	0.22
davon Kühlen und Gefrieren	7.07	7.15	6.00	5.03	4.69	4.41	3.89
Kühlschrank	3.17	3.05	2.40	2.06	1.94	1.84	1.65
Kühl-Gefrier-Kombi	1.15	1.39	1.26	0.99	0.92	0.85	0.75
Tiefkühltruhe	1.64	0.82	0.35	0.17	0.12	0.10	0.07
Tiefkühlschrank	1.15	1.91	1.99	1.80	1.70	1.62	1.43
davon nicht in HH-Statistik enthalten	0.04	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
davon Waschen und Trocknen	2.60	3.84	4.07	3.92	3.96	4.00	4.06
Waschmaschine	2.66	2.90	2.96	2.75	2.62	2.49	2.25
Waschtrockner	0.09	0.18	0.22	0.29	0.30	0.31	0.33
Wäschetrockner	2.05	3.10	2.79	2.20	2.15	2.12	2.05
davon nicht in HH-Statistik enthalten	2.21	2.34	1.89	1.32	1.12	0.93	0.58
davon übrige	4.36	6.64	8.08	9.18	9.53	9.85	10.44
Fön	0.27	0.31	0.34	0.36	0.37	0.37	0.37
Bügeleisen	0.22	0.25	0.28	0.29	0.29	0.29	0.29
Staubsauger	0.22	0.25	0.28	0.30	0.30	0.30	0.30
sonstige nicht erfasste Verbräuche	3.65	5.83	7.18	8.23	8.57	8.89	9.48
Elektrogeräte insgesamt	**28.25**	**32.98**	**30.32**	**29.30**	**28.87**	**28.57**	**28.02**

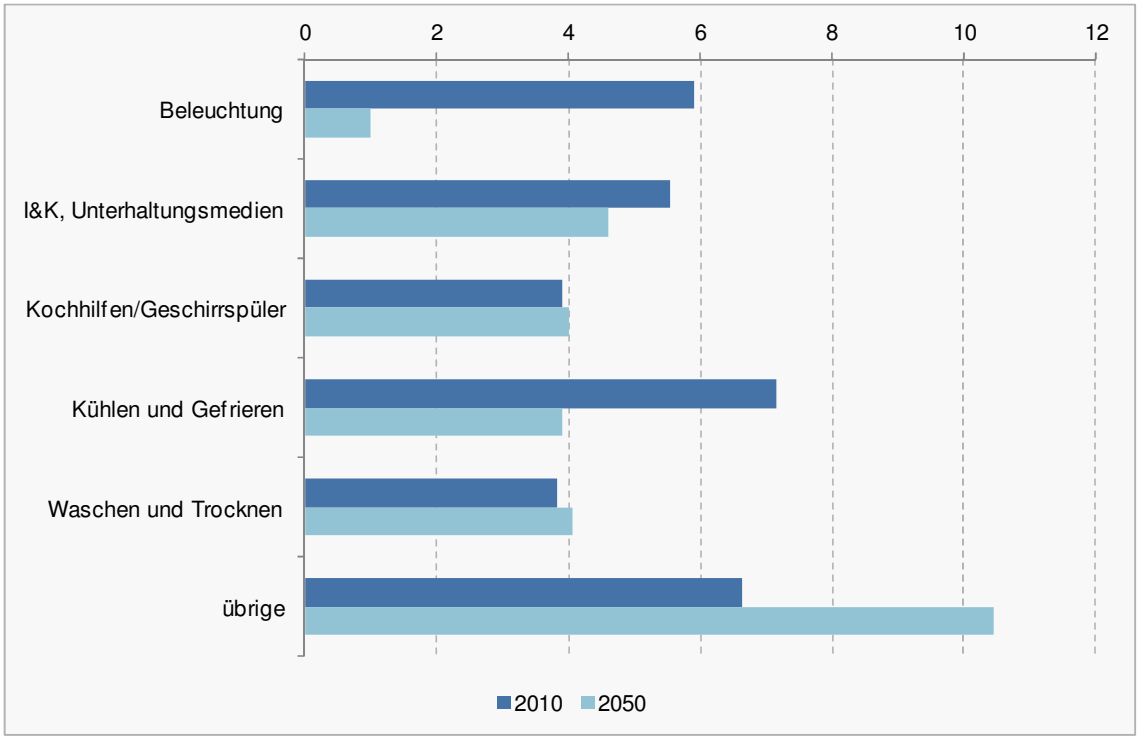
Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Politische Massnahmen“ reduziert sich der Stromverbrauch von Elektrogeräten und Beleuchtung von 33 PJ im Jahr 2010 auf 28 PJ im Jahr 2050 (-15 %; Tabelle 9-13). Die grösste Verbrauchseinsparung ergibt sich im Bereich Beleuchtung mit 4.9 PJ (-83 %; Figur 9-5).

Der Verbrauch für Informations-, Kommunikations- und Unterhaltungsgeräte verringert sich im Betrachtungszeitraum um 0.9 PJ (-17 %). Der Einsatz von Elektrizität für Antriebe und Prozesse nimmt im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 leicht zu und steigt

um 0.85 PJ (+4 %). Die einzelnen Sub-Gerätekategorien entwickeln sich unterschiedlich: Ein grosser Verbrauchsrückgang zeigt sich im Bereich Kühlen und Gefrieren (-3.3 PJ; -46 %). Der Verbrauch für die elektrischen Kochhilfen inkl. Geschirrspüler (+0.1 PJ) sowie der Verbrauch für Waschen und Trocknen (+0.2 PJ) bleiben annähernd konstant. Der Verbrauch der übrigen Elektrogeräte steigt hingegen um 3.8 PJ (+57 %). Dies ist hauptsächlich auf die Verbrauchszunahme bei der Sammelgruppe der sonstigen nicht erfassten Geräten zurückzuführen (+3.65 PJ).

Figur 9-5: Szenario „Politische Massnahmen", Private Haushalte Endenergienachfrage für Elektrogeräte und Beleuchtung nach Verwendungszwecken in den Jahren 2010 und 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

9.4.1.5 Klima, Lüftung & Haustechnik

Die Szenarien „Politische Massnahmen" und „Weiter wie bisher" unterscheiden sich nicht in Bezug auf die gekühlte Wohnfläche. Die Politischen Massnahmen Energieinspektion, die Mindestanforderungen an Elektroinstallationen im Hochbau (SIA 380/4) sowie die Effizienzanforderungen an Umwälzpumpen führen jedoch zu einer verbesserten Ausnutzung technischen Effizienzpotenziale und damit zu einer verstärkten Abnahme der spezifischen Energieverbräuche.

Die Unterschiede in der Anlagenstruktur bei der Klimatisierung (Tabelle 9-14) zwischen dem Szenario „Weiter wie bisher" und dem Szenario „Politische Massnahme" ist hauptsächlich auf Unterschiede bei der Beheizungsstruktur und bei der Struktur der Warmwasserversorgung zurückzuführen. Beispielsweise führt die grössere Anzahl von Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme im Szenario „Politische Massnahmen" auch zu einem höheren Anteil der Wärmepumpe an der Raumkühlung.

Aufgrund der Aufstockung der kantonalen Fördergelder stehen etwas mehr Gelder zur Förderung mechanischer Belüftungssysteme sowie zur Erstellung von Minergie-Gebäuden zur Verfügung als im Szenario „Weiter wie bisher". Dies trägt einerseits zu

zusätzlicher Reduktion des Heizenergiebedarfs bei und erhöht andererseits den Stromverbrauch im Bereich Komfortlüftung. Im Szenario „Politische Massnahmen“ werden im Jahr 2050 in Wohngebäuden 130 Mio. m^2 EBF mechanisch belüftet. Dies sind 21.5 % der dauernd bewohnten Wohnfläche und 18 % mehr als im Szenario „Weiter wie bisher“.

Tabelle 9-14: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Verbrauchsrelevante Mengenkomponenten im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in Mio. m^2 EBF

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
klimatisierte Wohnfläche	0.9	6.2	19.0	52.9	84.6	123.1	226.2
davon konventionell	99%	89%	72%	60%	60%	61%	69%
mit Wärmepumpen	1%	11%	26%	31%	29%	28%	22%
solare Kühlung	0%	0%	2%	9%	11%	11%	10%
mech. belüftete Wohnfläche	0.4	14.2	48.0	80.9	95.0	107.6	129.6
beheizte Wohnfläche hilfsenergie-relevant	392.8	464.0	539.4	594.6	612.5	626.8	649.0
davon Mehrfamilienhäuser	223.2	262.0	308.3	343.6	354.5	362.7	374.8

Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Politische Massnahmen“ werden die dezentralen Heizöl- und Gasheizanlagen etwas umfassender substituiert als im Szenario „Weiter wie bisher“. Dies führt zu einer leicht abweichenden Entwicklung bei der hilfsenergie-relevanten Wohnfläche. Der durchschnittliche Hilfsenergieverbrauch pro Fläche reduziert sich im Szenario „Politische Massnahmen“ bis ins Jahr 2050 auf rund 1.55 kWh/m^2 EBF.

Der Energieverbrauch für Klima, Lüftung & Haustechnik erhöht sich im Szenario „Politische Massnahmen“ im Zeitraum 2010 bis 2050 um 6.7 PJ auf 13.9 PJ. Wird der Verbrauch für die gemeinschaftlich genutzte Gebäudeinfrastruktur in Mehrfamilienhäusern, der dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird, nicht berücksichtigt, ergibt sich eine Zunahme um 7.4 PJ auf 11.8 PJ (Tabelle 9-15).

Der Grossteil des Verbrauchsanstiegs entfällt auf den Verbrauch für die Gebäudekühlung (+7 PJ). Aufgrund der leicht höheren Anteile an Wärmepumpen und an solarthermischen Anlagen steigt der Einsatz von Strom mit 4.6 PJ etwas weniger stark als im Szenario „Weiter wie bisher“ (+5.1 PJ). Die Verwendung von Solarwärme zur Gebäudekühlung erhöht sich im Betrachtungszeitraum um 2.4 PJ.

Der Stromverbrauch für Komfortlüftungen bleibt trotz der Ausdehnung der mechanisch belüfteten Wohnfläche von geringer Bedeutung. Bis ins Jahr 2050 steigt der Verbrauch auf 0.4 PJ. Der Verbrauchsanstieg aufgrund der zusätzlich belüfteten Fläche wird weitgehend kompensiert durch Effizienzgewinne bei der Anlagentechnik. Der spezifische Verbrauch liegt in 2050 bei 0.95 kWh/m^2 EBF.

Der Einsatz von Strom für die Hilfsaggregate von Heizungen und Warmwasseranlagen verringert sich zwischen 2010 und 2050 um 1.9 PJ (Szenario „Weiter wie bisher“ -1.7 PJ). Aufgrund der Effizienzanforderungen an die Elektroinstallationen und die Geräteeffizienz steigt der Einsatz von Strom für die übrigen Anwendungen im Bereich

Klima, Lüftung & Haustechnik lediglich um 1.2 PJ, im Szenario „Weiter wie bisher“ beträgt die Zunahme 1.8 PJ.

Tabelle 9-15: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage für Klima, Lüftung & Haustechnik 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Klimageräte	**0.0**	**0.1**	**0.4**	**1.4**	**2.5**	**3.8**	**7.2**
davon Elektrizität	0.0	0.1	0.4	1.0	1.7	2.5	4.7
Solarwärme	0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	1.3	2.4
Komfortlüftung	**0.0**	**0.1**	**0.2**	**0.3**	**0.4**	**0.4**	**0.4**
davon Mehrfamilienhäuser	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
Hilfsenergie	**4.2**	**5.0**	**4.6**	**4.1**	**3.7**	**3.4**	**3.1**
davon Mehrfamilienhäuser	1.8	2.1	2.0	1.7	1.6	1.5	1.3
übrige	**1.7**	**2.0**	**2.6**	**3.0**	**3.0**	**3.0**	**3.2**
davon Hausvernetzung	0.0	0.1	0.7	1.2	1.3	1.3	1.6
Antennenverstärker	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
davon in Mehrfamilienhäus	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4
Luftbefeuchter	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Nachfrage insgesamt	**5.9**	**7.2**	**7.8**	**8.8**	**9.5**	**10.6**	**13.9**
Nachfrage insgesamt Haushalte	**3.6**	**4.4**	**5.1**	**6.2**	**7.2**	**8.4**	**11.8**
davon Elektrizität	**3.6**	**4.4**	**5.1**	**5.9**	**6.4**	**7.0**	**9.4**

Quelle: Prognos 2012

9.4.1.6 Endenergienachfrage der Privaten Haushalte

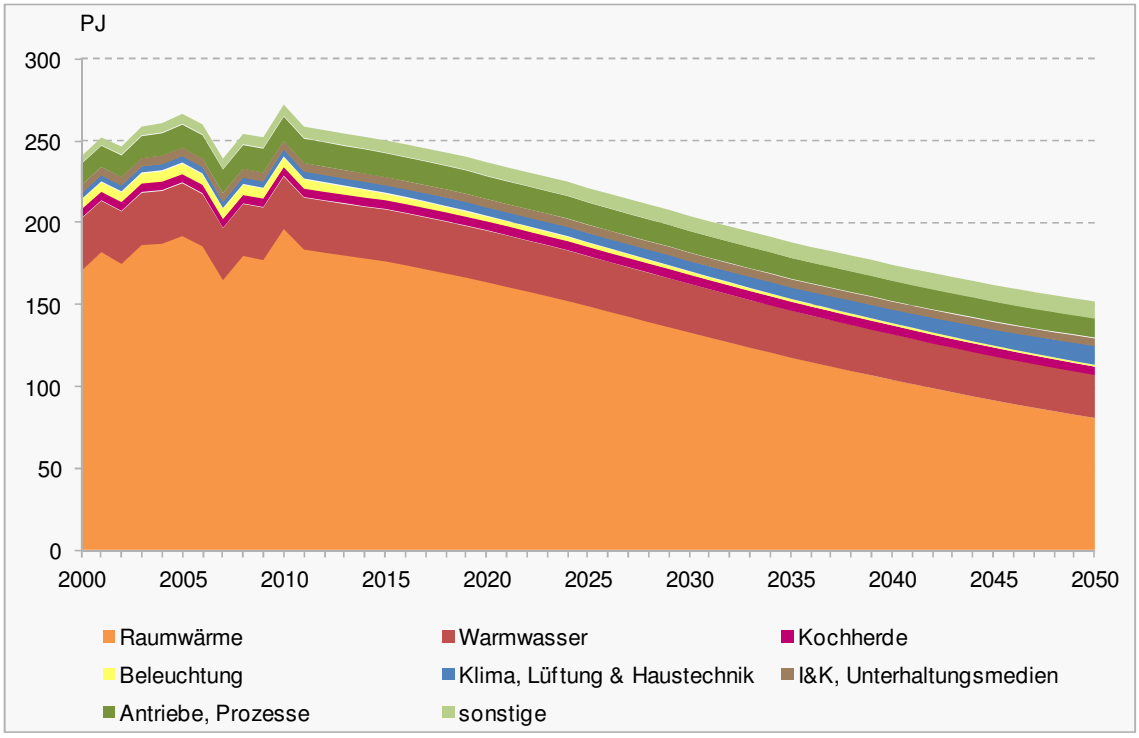
Im Szenario „Politische Massnahmen“ reduziert sich der Energieverbrauch der Privaten Haushalte von 271.5 PJ im Jahr 2010 auf 152.1 PJ im Jahr 2050 (-44 %; Figur 9-6). Die unterstellten politischen Instrumente führen gegenüber dem Szenario „Weiter wie bisher“ zu einer zusätzlichen Reduktion von 30.4 PJ.

Als Folge der unterschiedlichen Effizienzentwicklungen bei den Verwendungszwecken ergibt sich eine Verschiebung der Anteile am Gesamtenergieverbrauch. Der Anteil der Raumwärme verringert sich im Zeitraum 2010 bis 2050 um 19.5 %-Punkte. Mit einem Anteil von knapp 53 % bleibt die Erzeugung von Raumwärme mengenmässig der wichtigste Verwendungszweck (Tabelle 9-16). Ebenfalls rückläufig ist der Verbrauchsanteil der Beleuchtung, welcher sich um 1.5 %-Punkte reduziert. Die Anteile der übrigen Verwendungszwecke weiten sich im Zeitraum 2010 bis 2050 aus. Die grössten Zunahmen zeigen sich in den Bereichen Klima, Lüftung & Haustechnik (+6.2 %), Warmwasser (+5.8 %) und den sonstigen Verbräuchen (+4.4 %).

Der Einsatz an fossilen Brennstoffen geht stark zurück. Der Heizölverbrauch verringert sich im Zeitraum 2010 bis 2050 um 88 %. Kohle wird nur noch in seltenen Ausnahmefällen verwendet und verschwindet nahezu vollständig aus dem System. Die Nutzung von Erdgas reduziert sich um 55 %. Damit fällt der Anteil der fossilen Energieträger am

Gesamtenergieverbrauch der Privaten Haushalte von 61.5 % im Jahr 2010 auf 23.3 % im Jahr 2050 (Tabelle 9-17).

Figur 9-6: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Ab etwa 2030 wird Strom mengenmässig zum wichtigsten Energieträger. Bis ins Jahr 2050 steigt der Verbrauchsanteil auf 35.8 % (2010: 24.7 %). Die Elektrizitätsnachfrage nimmt im Zeitraum 2010 bis 2050 jedoch um 19 % ab und beläuft sich am Ende des Betrachtungszeitraums auf 54.4 PJ. Damit liegt die Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2050 leicht unter dem Verbrauchsniveau des Jahres 2000.

Der Einsatz von Umweltwärme steigt bis ins Jahr 2040 auf 29.7 PJ an und beginnt anschliessend, aufgrund der nachlassenden Wärmenachfrage, leicht abzunehmen. Insgesamt erhöht sich die Verwendung an Umweltwärme im Zeitraum 2010 bis 2050 um 234 % auf 29.2 PJ. Der Verbrauchsanteil nimmt um 16 %-Punkte zu und beträgt 2050 19.2 %.

Die grösste relative Zunahme zeigt sich bei der Solarwärme. Im Zeitraum 2010 bis 2050 steigt der Verbrauch um den Faktor 7 auf 8.1 PJ. Mit einem Verbrauchsanteil von 5.4 % am Ende des Betrachtungszeitraums bleibt die Bedeutung der Solarwärme beschränkt. Der Holzverbrauch verringert sich zwischen 2010 und 2050 um 7.0 PJ (minus 34 %). Der Anteil von Holz am Gesamtverbrauch erhöht sich um 1.3 %-Punkte auf 9 %. Der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt steigt auf 33.5 % (Szenario „Weiter wie bisher“: 26.5 %).

Die Nutzung von Fernwärme beginnt ab 2030 rückläufig zu werden. Betrachtet über den ganzen Zeitraum 2010 bis 2050 ergibt sich eine Zunahme um 63 % (+4.4 PJ). Der Verbrauchsanteil steigt um 4.9 %-Punkte auf 7.4 %.

Tabelle 9-16: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Verwendungszwecken, in PJ und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Raumwärme	170.3	196.4	163.7	132.9	117.4	103.8	80.4
Warmwasser	32.1	32.1	31.6	29.8	28.9	28.1	26.8
Kochherde	5.7	5.6	5.8	5.8	5.6	5.5	5.1
Beleuchtung	5.7	5.9	3.0	1.9	1.5	1.3	1.0
Klima, Lüftung & Haustechnik	3.6	4.4	5.1	6.2	7.2	8.4	11.8
I&K, Unterhaltungsmedien	5.3	5.5	5.2	5.1	5.0	4.9	4.6
Antriebe, Prozesse	12.9	14.9	14.0	13.1	12.8	12.5	12.0
sonstige	4.4	6.6	8.1	9.2	9.5	9.9	10.4
Total Endenergienachfrage	**239.9**	**271.5**	**236.5**	**204.0**	**188.0**	**174.4**	**152.1**
Anteile in %							
Raumwärme	71.0%	72.3%	69.2%	65.1%	62.4%	59.5%	52.8%
Warmwasser	13.4%	11.8%	13.4%	14.6%	15.4%	16.1%	17.6%
Kochen (Kochherde)	2.4%	2.1%	2.4%	2.8%	3.0%	3.2%	3.4%
Beleuchtung	2.4%	2.2%	1.3%	0.9%	0.8%	0.8%	0.7%
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.5%	1.6%	2.2%	3.1%	3.8%	4.8%	7.8%
I&K, Unterhaltungsmedien	2.2%	2.0%	2.2%	2.5%	2.7%	2.8%	3.0%
Antriebe, Prozesse	5.4%	5.5%	5.9%	6.4%	6.8%	7.2%	7.9%
sonstige	1.8%	2.4%	3.4%	4.5%	5.1%	5.7%	6.9%

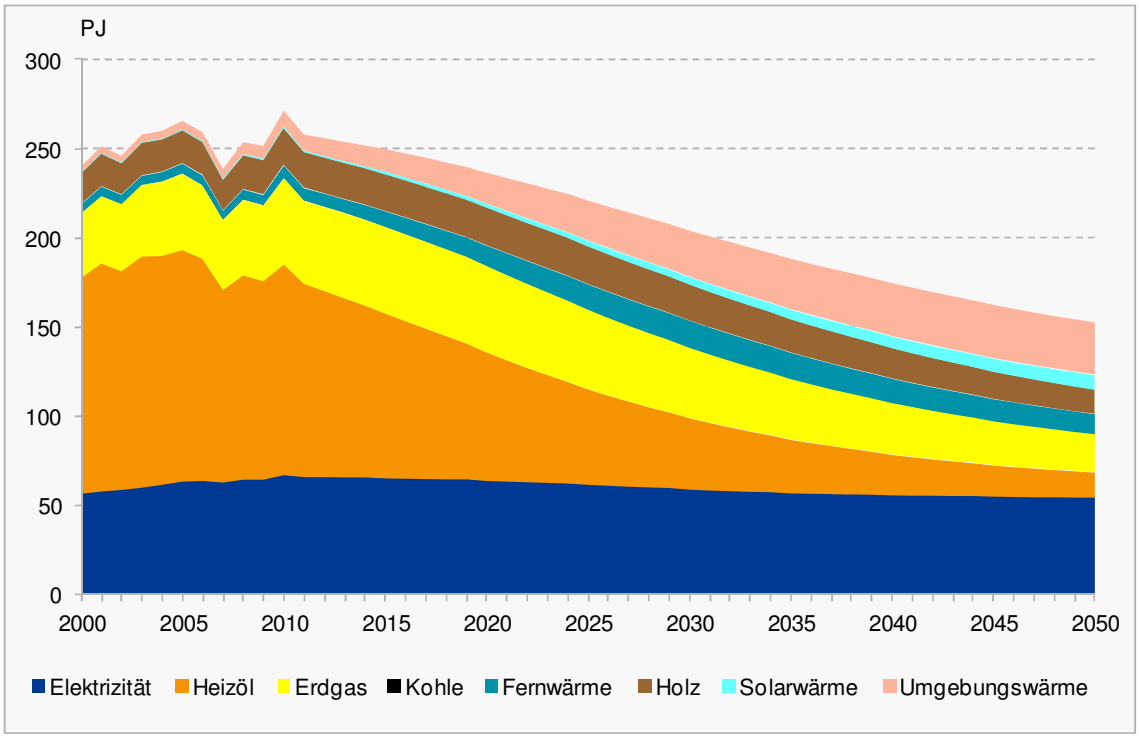
Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-17: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage 2000 – 2050 nach Energieträgern, in PJ und in %

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität	56.6	67.0	63.7	58.8	56.7	55.6	54.4
Heizöl	121.0	118.2	72.0	40.0	30.0	22.7	14.0
Erdgas	36.3	48.4	48.6	39.7	34.2	29.0	21.5
Kohle	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme	4.8	6.9	11.4	15.2	14.7	13.7	11.3
Holz	17.3	20.7	21.1	20.2	18.8	17.1	13.7
Solarwärme	0.4	1.2	2.2	4.2	5.4	6.5	8.1
Umgebungswärme	3.4	8.7	17.3	25.9	28.2	29.7	29.2
Total Endenergienachfrage	**239.9**	**271.5**	**236.5**	**204.0**	**188.0**	**174.4**	**152.1**
Anteile in %							
Elektrizität	23.6%	24.7%	27.0%	28.8%	30.2%	31.9%	35.8%
Heizöl	50.4%	43.5%	30.4%	19.6%	15.9%	13.0%	9.2%
Erdgas	15.1%	17.8%	20.6%	19.5%	18.2%	16.7%	14.2%
Kohle	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Fernwärme	2.0%	2.5%	4.8%	7.4%	7.8%	7.8%	7.4%
Holz	7.2%	7.6%	8.9%	9.9%	10.0%	9.8%	9.0%
Solarwärme	0.2%	0.4%	0.9%	2.1%	2.9%	3.7%	5.4%
Umgebungswärme	1.4%	3.2%	7.3%	12.7%	15.0%	17.0%	19.2%

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-7: Szenario „Politische Massnahmen“, Private Haushalte Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

9.4.2 Sektor Dienstleistungen

Bei der Modellierung der Energieverbräuche des Dienstleistungssektors wird die Branche „Landwirtschaft“ einbezogen. Die hier ausgewiesenen Energieverbrauchsdaten sind Modellrohergebnisse, in denen die Landwirtschaft noch enthalten ist. Somit unterscheiden sich diese Daten geringfügig von den in den zusammenfassenden Tabellen und in den Bilanzen ausgewiesenen Daten. Bei letzteren wird konform zu den Bilanzierungskonventionen der Gesamtenergiestatistik die Landwirtschaft mit der statistischen Differenz zusammen gefasst.

Es wurden bisher bereits Massnahmen zum Energiesparen im Dienstleistungssektor unternommen, die der Reduktion des Energieverbrauchs bzw. der Reduktion des CO_2-Ausstosses dienen. An bestimmten Massnahmen soll weiterhin festgehalten werden. Dies sind beispielsweise Zielvereinbarungen über den CO_2-Ausstoss, die von rund 1‘000 Unternehmen im Rahmen von EnergieSchweiz schon geschlossen wurden. Auf kantonaler Ebene werden solche Zielvereinbarungen als Vollzugshilfsmittel für den Effizienzbonus eingesetzt. Darüber hinaus kann der Bund gestützt auf das Energiegesetz seit 2010 wettbewerbliche Ausschreibungen initiieren, um Programme und Projekte zur Energieersparnis voranzutreiben.

Im Dienstleistungssektor wurden für das „Politische Massnahmen“- Szenario im Wesentlichen zwei Stossrichtungen verfolgt. Es werden anteilig 16% der Fördermittel aus dem Gebäudeprogramm für den Dienstleistungssektor verwendet. Die Förderung über alle Sektoren hinweg beläuft sich im Durchschnitt der Jahre 2015 bis 2050 auf rund 450 Mio. CHF/Jahr. Damit werden im Durchschnitt 72 Mio. CHF pro Jahr für effizienzsteigernde Massnahmen im Dienstleistungssektor eingesetzt.

Das zweite wesentliche Instrument für den Sektor Dienstleistungen ist das Instrument „wettbewerbliche Ausschreibungen“ zur Steigerung der Energieeffizienz“, das bereits vom Bund seit 2010 eingeführt ist. Bisher wurden mit diesem Instrument vor allem Projekte zur Energieersparnis bei den Verwendungszwecken Kühlen/Lüften/Haustechnik und Beleuchtung gefördert. Die Fördermittel für die wettbewerblichen Ausschreibungen für den Dienstleistungssektor betragen in diesem Szenario neu 50 Mio. CHF pro Jahr.

Diese „grossen“ Instrumente werden ergänzt durch Effizienzvorschriften für die Ausstattung von Geschäftsgebäuden, Elektrogeräte, die Förderung von ORC-Kühlungsanlagen sowie die Möglichkeit, in kooperativen Projekten mit Energieversorgern Effizienzboni zu realisieren.

Die Mittel aus dem Gebäudeprogramm erhöhen die jährliche Sanierungsrate, die unter Berücksichtigung von Mitnahmeeffekten, Sanierungseffizienz und effektiver Förderquote den Raumwärmebedarf reduziert. Im Hinblick auf wettbewerbliche Ausschreibungen wurden unter Zuhilfenahme des Ansatzes der „anlegbaren Kosten“ die verwendungszweckspezifischen Energieersparnisse berechnet.

Durch das Gebäudeprogramm erhöht sich die Sanierungsrate im Vergleich zum Referenzszenario um durchschnittlich 0.3 %-Punkte. So werden ab 2015, wenn das Gebäudeprogramm greift, im Durchschnitt 1.1 % Energiebezugsfläche pro Jahr saniert. Wie im Haushaltssektor ist die Energieeffizienz bei sanierten Altbauten im Regelfall geringer als bei einem Neubau im gleichen Jahr. Es wird deshalb angenommen, dass die Energiekennzahl um 20 % über dem Wert eines Neubaus liegt. Mitnahmeeffekte wurden analog zum Sektor Privathaushalte mit 40 % angenommen.

Die wettbewerblichen Ausschreibungen und Effizienzboni sind als strikt wirtschaftliche Instrumente organisiert:

- Effizienzboni richten sich nach den eingesparten Energiekostenanteilen. Unternehmen sparen sich durch Zielvereinbarungen beispielsweise die CO_2-Abgabe oder erhalten über die KEV-Umlage ihrerseits investierte Mittel wieder zurück. Es wird davon ausgegangen, dass vor allem für die Investoren wirtschaftlich attraktive Massnahmen mit Amortisationszeiten durch die eingesparten Energiekostenanteile, die deutlich innerhalb der Lebensdauer liegen, interessant sind.

- Wettbewerbliche Ausschreibungen zur Steigerung der Energieeffizienz zielen ebenfalls auf die Wirtschaftlichkeit energiesparender Investitionen ab. Unternehmerische Investitionsvorhaben werden gemäss ihrer Amortisationszeit gefördert. Eine Energiesparinvestition, die sich schneller amortisiert, impliziert auch eine höhere Energieersparnis. Deshalb wird eine solche Investition innerhalb der Förderrangfolge anderen, die sich über einen längeren Zeitraum amortisieren, vorgezogen. Je höher die Amortisationszeit einer Investition, desto höher sind die Grenzkosten einer zusätzlich gesparten Einheit an Energie.

Ein Unternehmer wird eine Investition dann tätigen, wenn eine positive Investitionsrendite zu erwarten ist. In Bezug auf Energieeinsparmassnahmen ergibt sich diese Rendite aus den Energiekosten, die aufgrund der Energieeinsparinvestition in Zukunft nicht mehr zu bezahlen sind. Der Betrachtungszeitraum bezieht sich dabei nicht auf die Lebensdauer der Investition, sondern auf die sogenannte Refinanzierungszeit, d. h. die Zeitspanne in der sich die Investition aus unternehmerischer Sicht amortisiert haben muss.

Es wird angenommen, dass die Refinanzierungszeit in diesem Szenario innerhalb des Zeitraums von 2015 bis 2050 von 4 auf 8 Jahre linear ansteigt. Das bedeutet, dass energiesparende Investitionen bei gleichbleibender Fördersumme im Zeitablauf immer schwieriger auszulösen sind, da der Barwert der diskontierten Energieersparnisse zum Investitionszeitpunkt sinkt und damit auch der Anreiz für zusätzliche Investitionen abnimmt. Diese Annahme ist plausibel, da die Vergabe der Fördermittel und damit die Auslösung der Investition in die Massnahme nach einem Amortisationszeit-Ranking (mit Mindestamortisationszeiten, damit keine Massnahmen gefördert werden, bei denen es definitiv nicht notwendig wäre) vergeben werden. Damit werden anfangs diejenigen Massnahmen und Technologien „abgearbeitet", die kostengünstiger sind. Im Laufe der Zeit verschieben sich dann die noch erschliessbaren Potenziale allmählich nach hinten. Diese Annahme ist konservativ, um eine Überschätzung der mit den Fördermitteln im Lauf der Zeit erreichbaren Einsparungen zu vermeiden. De facto wird es im Lauf der Zeit bei der Fälligkeit bestimmter Investitionsmassnahmen durch Firmenerweiterung, Umbaunotwendigkeiten, Anlagenerneuerung immer Bandbreiten und Verteilungen der Einsparkosten und damit der Amortisationszeiten geben.

Entsprechend der Energiesparpotentiale wurde die Gesamtsumme der Fördermittel für die oben genannten Massnahmen auf die Verwendungszwecke verteilt, Raumwärme ausgenommen. Ausgehend von einer Fördersumme von 37.5 Mio. CHF, einer Förderquote von 15% und geschätzten Mitnahmeeffekten von 25% belaufen sich anfänglich die durch dieses Instrument maximal auslösbaren Mehrinvestitionen auf 187.5 Mio. CHF und sinken bis Ende 2050 auf 71.3 Mio. CHF. Mit dem Begriff der Mitnahmeeffekte ist die Tatsache erfasst, dass auch Massnahmen, die möglicherweise ohnehin durchgeführt worden wären, von der Förderung profitieren können, wenn sie den Bedingungen genügen. Der unterstellte betriebswirtschaftliche Zinssatz beträgt 5 %. Da innerhalb des Massnahmenkatalogs verstärkt Stromeffizienzprojekte gefördert werden sollen, wurden die anlegbaren Kosten für Energiesparinvestitionen mit den gegebenen Strompreisen des Betrachtungsjahrs bewertet. Die Energieersparnis wurde dem jeweiligen Verwendungszweck zugerechnet. Als Technologien für eine etwaige Förderung stehen auch hier die in den beiden Szenarien „Weiter wie bisher" und „Neue Energiepolitik" genannten zur Verfügung: beispielsweise Wärmepumpen oder Betonkernkühlungssysteme für den Verwendungszweck Raumwärme sowie LED- oder OLED-Leuchten für den Verwendungszweck Beleuchtung. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass durch das Förderinstrument aufgrund der geringen Reichweite der ausgelösten Investitionen verglichen mit den Gesamtmärkten keine Beeinflussung der Technologieentwicklung erfolgt.

Bezüglich der Entwicklung der branchenspezifischen Leitindikatoren, Vollzeiterwerbstätige und Bruttowertschöpfung, wird auch in diesem Szenario an der vorgegebenen Entwicklung von Ecoplan (im Auftrag der Bundeskanzlei und des BFS) festgehalten.

9.4.2.1 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Unter Berücksichtigung des Gebäudeprogramms verringert sich der Anteil für Raumwärme am Gesamtenergieverbrauch von 54 % im Jahr 2010 auf 33 % im Jahr 2050. Der Energiebedarf an Raumwärme geht im Vergleich zu 2010 um 45 % im Jahr 2050 zurück.

Die anderen Massnahmen wirken auf die übrigen Verwendungszwecke. So reduziert sich der Energieverbrauch für Warmwasser im Vergleich zum WWB-Szenario, wächst jedoch innerhalb des Betrachtungszeitraums um 32 %. Der Energieverbrauch für den Verwendungszweck Kühlen/Lüften/Haustechnik steigt um 79 %, I&K, Unterhaltungs-

medien um 23 %, Antriebe/Prozesse um 33 % und Sonstige um 27 %. Beleuchtung dagegen sinkt um 13 %.

Tabelle 9-18 fasst die Entwicklung des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken zusammen.

Tabelle 9-18: Szenario „Politische Massnahmen", Dienstleistungssektor Endenergienachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ

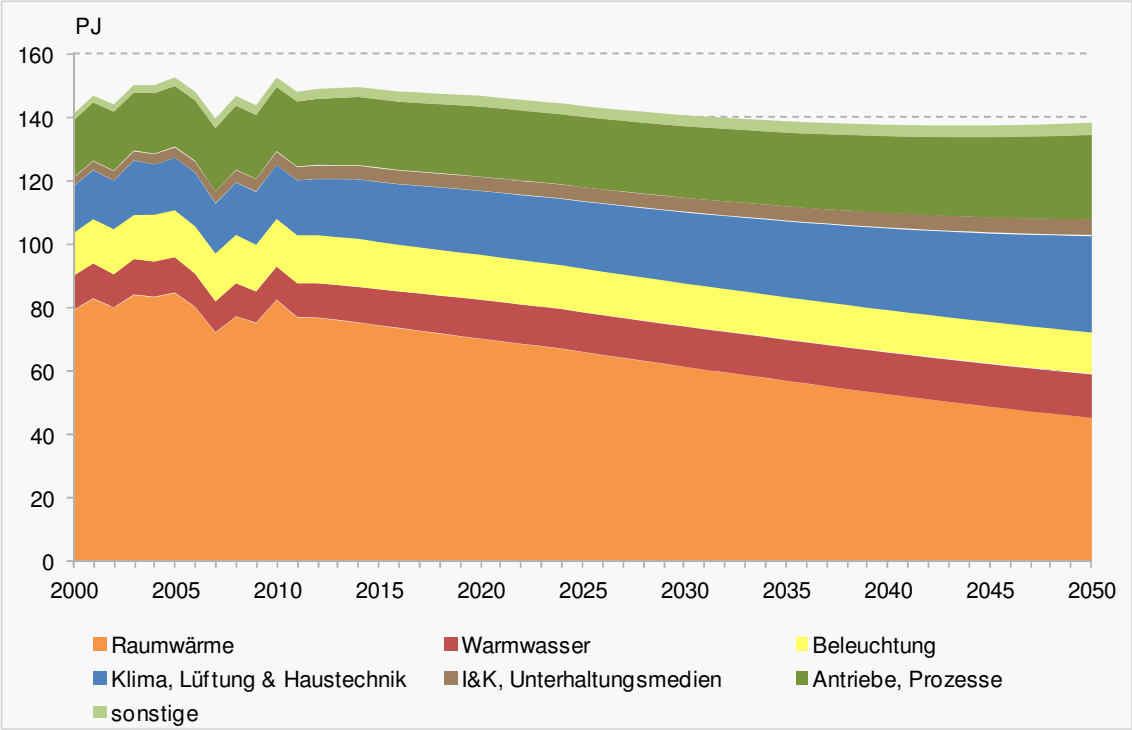
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Verwendungszwecke							
Raumwärme	79.2	82.5	70.3	61.5	57.1	52.8	45.4
Warmwasser	10.6	10.4	12.1	12.6	12.8	13.1	13.6
Beleuchtung	13.8	15.4	14.5	13.8	13.7	13.6	13.4
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	20.1	22.4	23.9	25.8	30.4
I&K, Unterhaltungsmedien	2.6	4.1	4.3	4.4	4.5	4.7	5.0
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	22.0	22.5	23.3	24.2	26.7
sonstige	2.1	3.0	3.4	3.5	3.6	3.6	3.8
Total Verwendungszwecke	**140.9**	**152.4**	**146.7**	**140.7**	**138.8**	**137.7**	**138.3**

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-8 stellt den Verlauf des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken graphisch dar.

Daraus ergibt sich folgendes Bild für die Entwicklung des Energieverbrauchs für die übrigen Verwendungszwecke. Durch den sich stark reduzierenden Energieverbrauch für Raumwärme ändern sich auch die Anteile der jeweiligen Verbräuche für die Verwendungszwecke am Gesamtenergieverbrauch des Dienstleistungssektors bis 2050. Der Anteil der Warmwasserbereitstellung steigt um 3 %-Punkte, Beleuchtung um 0 %-Punkte, Klima, Lüftung & Haustechnik um 11 %-Punkte, I&K/Unterhaltungsmedien um einen %-Punkt, Antriebe/Prozesse um 6 %-Punkte und Sonstige ebenfalls um einen %-Punkt.

Figur 9-8: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

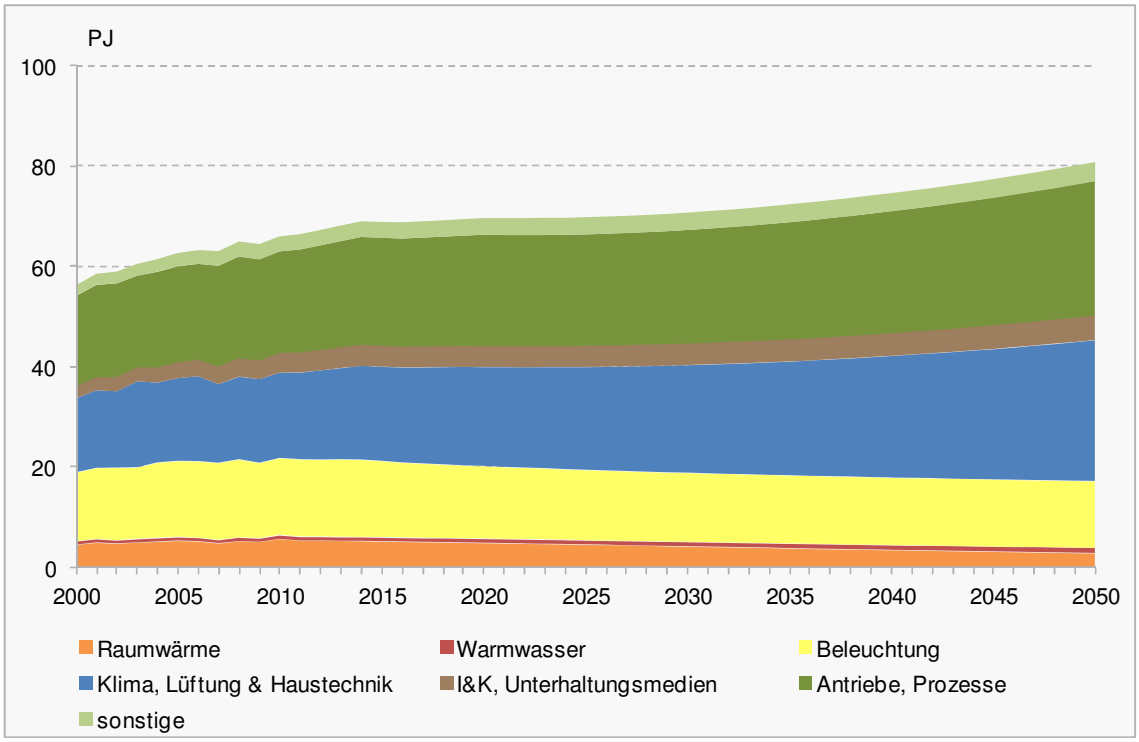
Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 9-19 dargelegt und in Figur 9-9 visualisiert. Über fast alle Verwendungszwecke hinweg zeigt sich ein Anstieg der Elektrizitätsnachfrage. Nur für die Verwendungszwecke Raumwärme und Beleuchtung reduziert sich der Stromverbrauch bis 2050 auf 47 % bzw. auf 87 % im Vergleich zu 2010. Der Stromverbrauch für den Verwendungszweck Warmwasser nimmt dagegen um 62 % zu. Der Stromverbrauch für Klima, Lüftung & Haustechnik steigt um 65 %, für I&K, Unterhaltungsmedien um 23 %, für Antriebe/Prozesse um 33 % und für Sonstige um 27 %. Dass sich der Stromverbrauch für Raumwärme in diesem Szenario stärker verringert als im Szenario „Neue Energiepolitik“ liegt vor allem am vermehrten Einsatz von Wärmepumpen im NEP-Szenario.

Tabelle 9-19: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage 2000 – 2050, nach Verwendungszwecken in PJ

PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Verwendungszwecke							
Raumwärme	4.5	5.7	4.9	4.1	3.8	3.4	2.7
Warmwasser	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	1.1
Beleuchtung	13.8	15.4	14.5	13.8	13.7	13.6	13.4
Klima, Lüftung & Haustechnik	14.7	17.0	19.7	21.5	22.7	24.2	28.1
I&K, Unterhaltungsmedien	2.6	4.1	4.3	4.4	4.5	4.7	5.0
Antriebe, Prozesse	17.9	20.1	22.0	22.5	23.3	24.2	26.7
sonstige	2.1	3.0	3.4	3.5	3.6	3.6	3.8
Total Verwendungszwecke	**56.2**	**66.0**	**69.6**	**70.7**	**72.3**	**74.6**	**80.8**

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-9: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Die grössten Anteile an der Elektrizitätsnachfrage, wie in Figur 9-9 ersichtlich, halten langfristig die Verwendungszwecke Antriebe/Prozesse bzw. Klima, Lüftung & Haustechnik.

9.4.2.2 Endenergienachfrage nach Branchen

Die politischen Massnahmen tragen zu einer signifikanten Energieersparnis bei, wie sich in der Entwicklung des Energieverbrauchs in den einzelnen Dienstleistungsbranchen zeigt. Der Gesamtenergieverbrauch reduziert sich gegenüber 2010 in diesem

Szenario um 9 % bis 2050, der Verbrauch sinkt von 152.4 PJ auf 138.3 PJ. Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Rückgang des Energieverbrauchs im Dienstleistungssektor von etwa 2 ‰ (Tabelle 9-20).

Tabelle 9-20: Szenario „Politische Massnahmen", Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2005 – 2050, in PJ

PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Branchen							
Landwirtschaft	3.9	3.7	3.7	3.0	2.7	2.5	2.1
Handel	28.0	30.2	29.9	29.9	30.2	30.7	32.2
Kredit/Versicherung	7.1	8.2	8.1	8.1	8.2	8.3	8.8
Übrige Dienstleistungen	40.4	46.4	43.9	41.8	41.1	40.5	40.2
Gesundheit/Soziales	16.3	17.7	18.0	18.6	19.2	19.9	22.0
Erziehung/Unterricht	12.5	13.3	12.3	11.6	11.3	11.0	10.7
Gastgewerbe	18.9	17.4	17.9	16.6	16.1	15.6	14.8
PHH*	13.7	15.6	12.9	11.0	10.1	9.2	7.6
Total Branchen	**140.9**	**152.4**	**146.7**	**140.6**	**138.7**	**137.7**	**138.3**

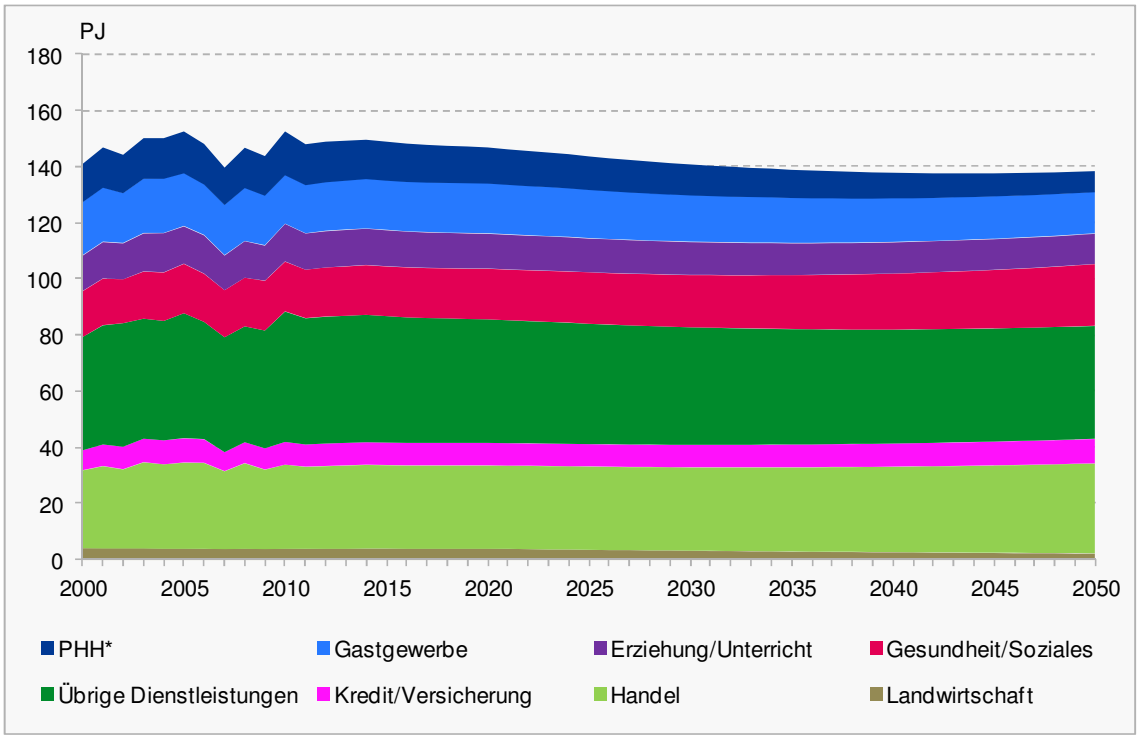
**PHH: Endenergieverbrauch von Ferien-/Zweitwohnungen bzw. Gemeinschaftszählern von Mehrfamilienhäusern, der in der Energiebilanz dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird.*

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-10 zeigt die Entwicklung der Endenergienachfrage des Dienstleistungssektors nach Branchen. Mit 24 % wächst auch in diesem Szenario der Energieverbrauch der Branche Gesundheit/Soziales am stärksten, was wiederum mit der stark ansteigenden Bruttowertschöpfung und der zunehmenden Energiebezugsfläche in dieser Branche im Zusammenhang steht, gefolgt von Kredit/Versicherung mit 8 % und Handel mit 7 %. Einen Rückgang verzeichnen die Branchen Übrige Dienstleistungen mit 13 %, Gastgewerbe mit 15 %, Erziehung/Unterricht mit 20 %, Landwirtschaft mit 44 % und der Bereich des Haushaltssektors, der den Energieverbrauch von Ferien- und Zweitwohnungen sowie den Gemeinschaftsverbrauch von Mehrfamilienhäusern anbelangt, mit 51 %.

Im Vergleich zum WWB-Szenario bedeutet dies eine zusätzliche Energieersparnis von 20 %-Punkten bei Kredit/Versicherung, bei Handel zusätzlich 18 %-Punkte und bei Gesundheit/Soziales zusätzlich 16 %-Punkte. Die zusätzliche Ersparnis im Energieverbrauch bei den übrigen Branchen des Dienstleistungssektors gegenüber dem WWB-Szenario sind folgende: Erziehung/Unterricht 11 %-Punkte, Übrige Dienstleistungen 12 %-Punkte, Ferien- und Zweitwohnungen sowie Gemeinschaftsverbrauch von Mehrfamilienhäusern 10 %-Punkte, Gastgewerbe 8 %-Punkte und Landwirtschaft 6 %-Punkte.

Figur 9-10: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ



**PHH: Endenergieverbrauch von Ferien-/Zweitwohnungen bzw. Gemeinschaftszählern von Mehrfamilienhäusern, der in der Energiebilanz dem Dienstleistungssektor zugerechnet wird.*

Quelle: Prognos 2012

9.4.2.3 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Auch im Szenario Politische Massnahmen kommt es zwischen den einzelnen Energieträgern zu Verschiebungen wie Tabelle 9-21 zeigt. Durch den hohen Effizienzgewinn bei der Raumwärme reduziert sich vor allem der Einsatz fossiler Brennstoffe, dadurch weitet sich der Anteil des Stroms am Gesamtverbrauch aus. Im Jahr 2050 deckt Strom 58 % des Energiebedarfs im Dienstleistungssektor, das sind 15 %-Punkte mehr als in 2010. Heizöl trägt dadurch im Jahr 2050 nur noch zu 12 % zur Bedarfsdeckung bei, 2010 waren es noch 32 %. Der Anteil von Erdgas sinkt von 16% auf 12 %. Solar- und Umweltwärme werden 2050 jeweils zu 5 % den Energieverbrauch bestreiten, Biogas einen Anteil von 2 %. Fernwärme reduziert sich leicht auf 3 %, während Kohle vollständig verschwindet.

Tabelle 9-21: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

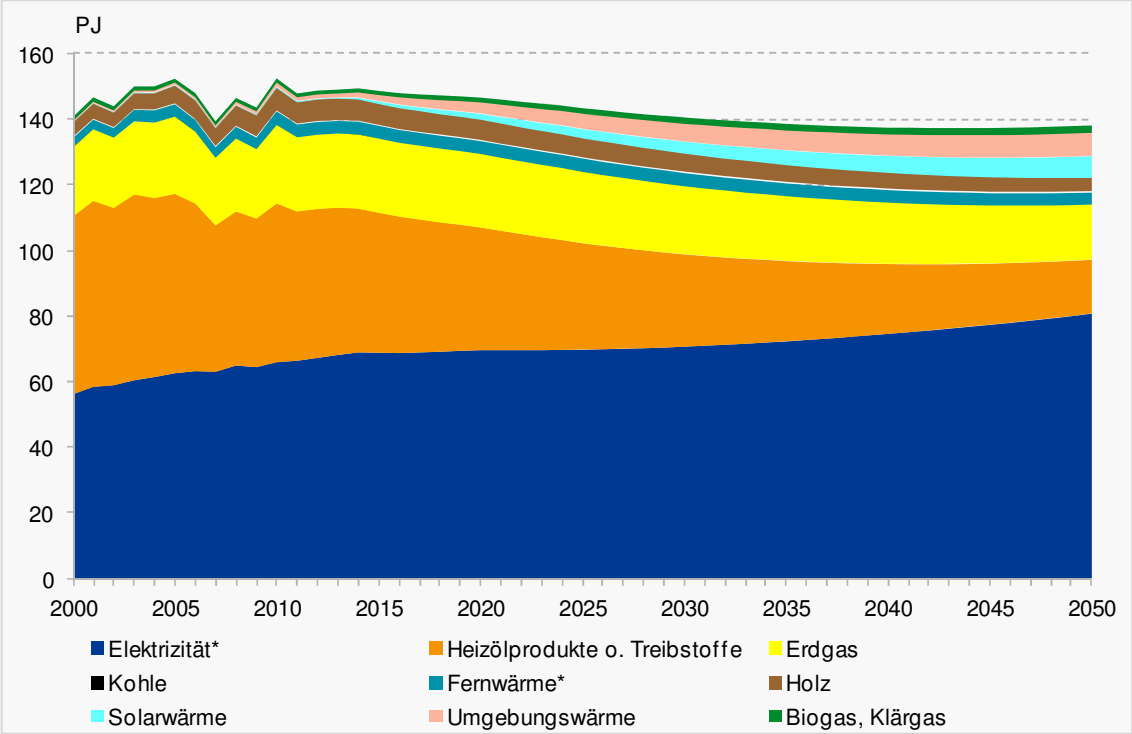
PJ	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Energieträger							
Elektrizität*	56.2	66.0	69.6	70.7	72.3	74.6	80.8
Heizölprodukte o. Treibstoffe	54.1	48.2	37.2	28.0	24.3	21.1	16.3
Erdgas	21.4	24.3	22.7	21.2	20.2	19.1	17.2
Kohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fernwärme*	2.8	4.1	4.0	4.0	3.9	3.8	3.6
Holz	4.5	7.1	6.4	5.7	5.4	5.0	4.3
Solarwärme	0.1	0.3	1.8	3.6	4.5	5.2	6.6
Umgebungswärme	0.6	1.3	3.5	5.6	6.3	6.7	7.3
Biogas, Klärgas	1.2	1.2	1.5	1.8	2.0	2.1	2.2
Total Energieträger	**140.9**	**152.4**	**146.7**	**140.7**	**138.7**	**137.7**	**138.3**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Neben der Verwendung von Technologien wie Wärmepumpen oder Wärmetransformatoren, die die Nutzung von Umgebungswärme ermöglichen, wird zusätzlich angenommen, dass auch weiterhin fossile Brennstoffe vermehrt durch erneuerbare Energien ersetzt bzw. unterstützt werden, wie durch Solarwärme oder durch die 10 %-Beimischung von Biogas, so dass der Anteil der Erneuerbaren von 6 % im Jahr 2010 auf 15 % im Jahr 2050 steigt.

Figur 9-11 illustriert den Verlauf des Endenergieverbrauchs im Dienstleistungssektor nach Energieträgern.

Figur 9-11: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

9.4.2.4 Entwicklung spezifischer Energieverbräuche

Branchenspezifische Unterschiede in der Energieverbrauchsstruktur spiegeln sich auch in diesem Szenario in der Entwicklung der spezifischen Verbräuche wider. Die einzelnen Branchen weisen hinsichtlich der jeweils vorherrschenden Verwendungszwecke für Energie erhebliche Unterschiede in den spezifischen Verbräuchen auf (siehe Tabelle 9-22).

Tabelle 9-22: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Spezifischer Verbrauch (Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung), absolut (in PJ/Mio. CHF) und indexiert (Basis=2010), 2000 – 2050, Modellergebnisse, temperaturbereinigt

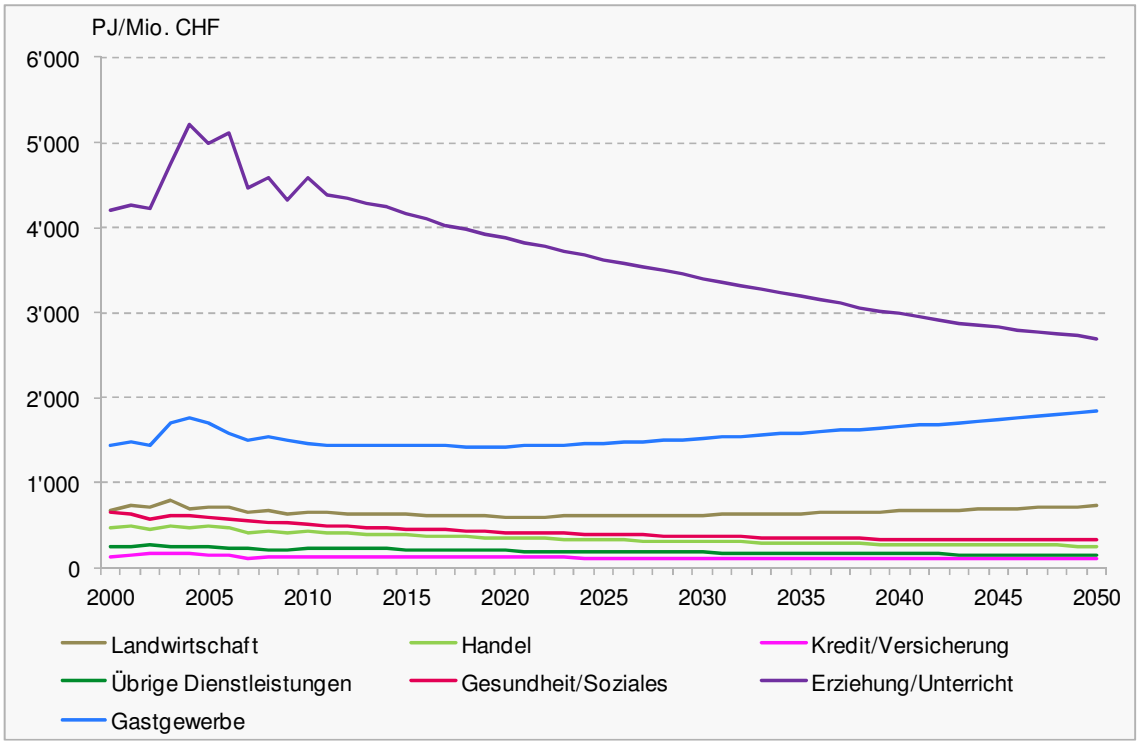
PJ/Mio. CHF	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Energieverbrauch/Bruttowertschöpfung							
Landwirtschaft	683	656	601	619	642	668	732
Handel	473	431	352	309	292	278	259
Kredit/Versicherung	132	139	124	113	108	104	100
Übrige Dienstleistungen	250	238	202	181	172	164	153
Gesundheit/Soziales	653	516	422	370	353	338	322
Erziehung/Unterricht	4'194	4'592	3'877	3'400	3'190	2'984	2'697
Gastgewerbe	1'451	1'469	1'426	1'519	1'589	1'661	1'851
normalisierter Verbrauch							
Landwirtschaft	104	100	92	94	98	102	112
Handel	110	100	82	72	68	64	60
Kredit/Versicherung	94	100	89	81	78	75	72
Übrige Dienstleistungen	105	100	85	76	72	69	64
Gesundheit/Soziales	127	100	82	72	68	65	62
Erziehung/Unterricht	91	100	84	74	69	65	59
Gastgewerbe	99	100	97	103	108	113	126

Quelle: Prognos 2012

Der spezifische Energieverbrauch pro Schweizer Franken Bruttowertschöpfung bleibt in der Branche Erziehung/Unterricht am höchsten, gefolgt vom Gastgewerbe und der Landwirtschaft (siehe Figur 9-12 bzw. Figur 9-13).

Gegenüber dem WWB-Szenario sinkt in diesem Szenario der spezifische Energieverbrauch in der Branche Kredit/Versicherung am stärksten, nämlich um zusätzliche 13 %-Punkte. In der Landwirtschaft bewirken die zusätzlichen politischen Massnahmen eine weitere Reduktion um 11 %-Punkte, gefolgt vom Handel mit zusätzlich 10 %-Punkten und Gesundheit/Soziales bzw. Gastgewerbe mit jeweils 8 %-Punkten. Der Grund liegt neben den Effizienzgewinnen im Verwendungszweck Raumwärme primär an der Förderwirkung der Energieeffizienz im Bereich Klima, Lüftung & Haustechnik.

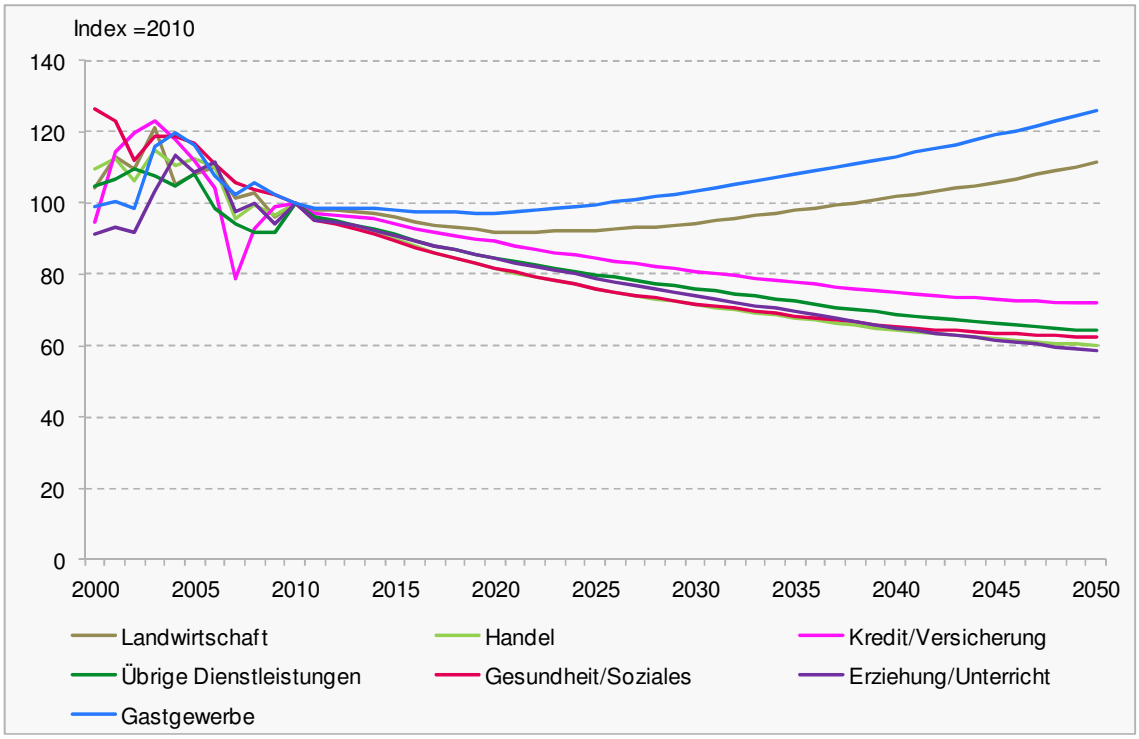
Figur 9-12: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ/Mio. CHF



Quelle: Prognos 2012

Ein Anstieg des spezifischen Energieverbrauchs in der Landwirtschaft und dem Gastgewerbe wird jedoch nicht verhindert. Der Effizienzgewinn wie im NEP-Szenario dargelegt, wird nicht erreicht, dennoch ergibt sich eine signifikante Verbesserung gegenüber dem WWB-Szenario. Auch wenn die Bruttowertschöpfung im Zeitablauf stark sinkt und durch die eingesetzten Politikinstrumente ein hoher Effizienzgewinn bewirkt wird, die Persistenz in der Entwicklung der Energiebezugsflächen und der damit verbundene Energiebedarf für Raumwärmebedarf verhindert eine weitere Verringerung des spezifischen Verbrauchs in der Landwirtschaft. Gleiches gilt für das Gastgewerbe, wo vor allem zunehmende Komfortansprüche den spezifischen Verbrauch erhöhen.

Figur 9-13: Szenario „Politische Massnahmen“, Dienstleistungssektor Spezifischer Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, indexiert auf 2010



Quelle: Prognos 2012

9.4.3 Sektor Industrie

Zusätzlich zu denen im Szenario „Weiter wie bisher“ berücksichtigten Massnahmen (vgl. Abschnitt 7.4.3.4) kommen im Industriesektor vier weitere Massnahmenblöcke zur Umsetzung, welche alle nach Vorgabe erst ab 2015 greifen.

Zur Förderung in erster Linie von Querschnittstechnologien werden mehrere Zuschussprogramme aufgelegt, welche sich im Einzelnen auf die Abwärme in der Industrie (Optimierung der Wärmerückgewinnung), die Betriebs- und Prozessoptimierung und die Einführung von Energiemanagement-Systemen (M23.1) fokussieren. Abgesehen von der Massnahmen zur Abwärmenutzung, welche gezielt auf eine bestimmte Querschnittstechnologie zielt, führen die anderen zwei zu einer Optimierung der Produktionsabläufe in der Breite. Hierbei werden hauptsächlich Querschnittstechnologien mit hohem Effizienzpotenzial adressiert. Die hinsichtlich der Massnahmenwirkung untersuchten Querschnittstechnologien sind in Tabelle 8-24 aufgeführt. Gegenüber dem Szenario „Neue Energiepolitik“ werden für die dort angegebenen Effizienzbereiche jedoch deutlich konservativere Annahmen getroffen, auch im Hinblick auf die tatsächliche Umsetzungsquote gegenüber dem technisch Machbaren. Dieser Ansatz berücksichtigt weiterhin, dass die Massnahmen vorrangig auf KMU zugeschnitten wurden.

Die wirkungsvollste der in diesem Szenario berücksichtigten Massnahmen ist die der wettbewerblichen Ausschreibungen (M5.1), welche sich ausschliesslich auf die Förderung von Stromanwendungen in Höhe von 50 Mio. CHF (gegenüber dem Szenario WWB zusätzlich 37.5 Mio. CHF) p.a. von 2015 bis 2050 konzentrieren.

Das Instrument wertet Massnahmen mit einer Refinanzierungszeit von vier und mehr Jahren nach Amortisationszeit und fördert deren Investitionssumme mit 15 %. Damit

werden neben den Investitionen, die sowieso im Zuge einer Anlagenerneuerung getätigt würden, zusätzliche Mehrinvestitionen ausgelöst, welche intentional eine Steigerung der Energieeffizienz bewirken. Nicht nur die höchste Förderhöhe, auch der Ansatz, Effizienzpotential nach ihrer Rentabilität umzusetzen, machen Massnahme M5.1 besonders effektiv. Die Umsetzung in den Rechnungen erfolgt analog zum Vorgehen im Dienstleistungssektor - mit den entsprechenden im Industriesektor eingesetzten Technologien und Preisen. Bei der Elektrizitätsnachfrage in der Industrie sind kumulierte Einsparungen in Höhe von rund 12 PJ bis 2050 möglich.

Die Massnahme 18 „Förderung der Stromproduktion aus nicht anders verwertbarer Abwärme (ORC[8]-Anlagen)“ zielt auf die Verstromung überschüssiger Niedertemperatur-Prozesswärme ab. Zwischen 2013 und 2020 beträgt die Fördersumme 5 bis 16 Mio. CHF pro Jahr. ORC-Anlagen sind teuer und ihr Wirkungsgrad ist mit etwa 15 % recht gering. Die Umsetzungsquote wird daher nicht sehr hoch eingeschätzt. Bis 2020, dem Schlussjahr der Fördermassnahme, werden nicht mehr als 0.2 PJ Strom in der Industrie erzeugt worden sein.

Von den sektorübergreifenden Massnahmen wurden im Bereich der Elektrogeräte M11.1 sowie verschiedenste Massnahmen im Bereich der Gebäude berücksichtigt. Zur Wirkungsabschätzung wurden die Resultate des Haushalts- und Dienstleistungssektors auf den Industriesektor, vorrangig auf dessen Verwaltungsgebäude, übertragen. Sie wirken auf alle Verwendungszwecke der Haustechnik.

9.4.3.1 Endenergienachfrage

Die resultierende Endenergienachfrage der Industrie sinkt zwischen 2010 und 2050 stetig um insgesamt 26 % (-44.1 PJ). Von 2010 bis 2015 bleibt sie auf dem gleichen Niveau von etwa 171 PJ, danach beginnen definitionsgemäss die Massnahmen zu greifen und die Endenergienachfrage zu drosseln. Insgesamt lösen die Massnahmen Investitionen aus, die zu 15.8 PJ Energieeinsparung bis 2050 führen. Diese beschränken sich fast ausschliesslich auf Stromanwendungen: Die Elektrizitätsnachfrage sinkt im gleichen Zeitraum um 23 % (-15.6 PJ). Trotz steigender Produktionsmengen im Industriesektor (+23 %) sinkt der Endenergieverbrauch deutlich. Dies folgt einerseits wie in Szenario „Weiter wie bisher“ aus der Vorgabe der Branchenstrukturentwicklung, andererseits aus dem verbesserten Technologieeinsatz.

9.4.3.2 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Tabelle 9-23, Figur 9-14, Tabelle 9-24 und Figur 9-15 zeigen die Entwicklung des Endenergie- sowie der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken. Beide Strukturen bleiben über den betrachteten Zeitraum von 2010 bis 2050 nahezu gleich. Die grösste Änderung betrifft Prozesswärme, welche anteilig am gesamten Endenergieverbrauch um insgesamt 3 %-Punkte zurückgeht. Ausserdem steigt der Anteil des Stroms bei Antrieben von 95 % auf 99 %. Beide Verläufe treten auch in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ auf.

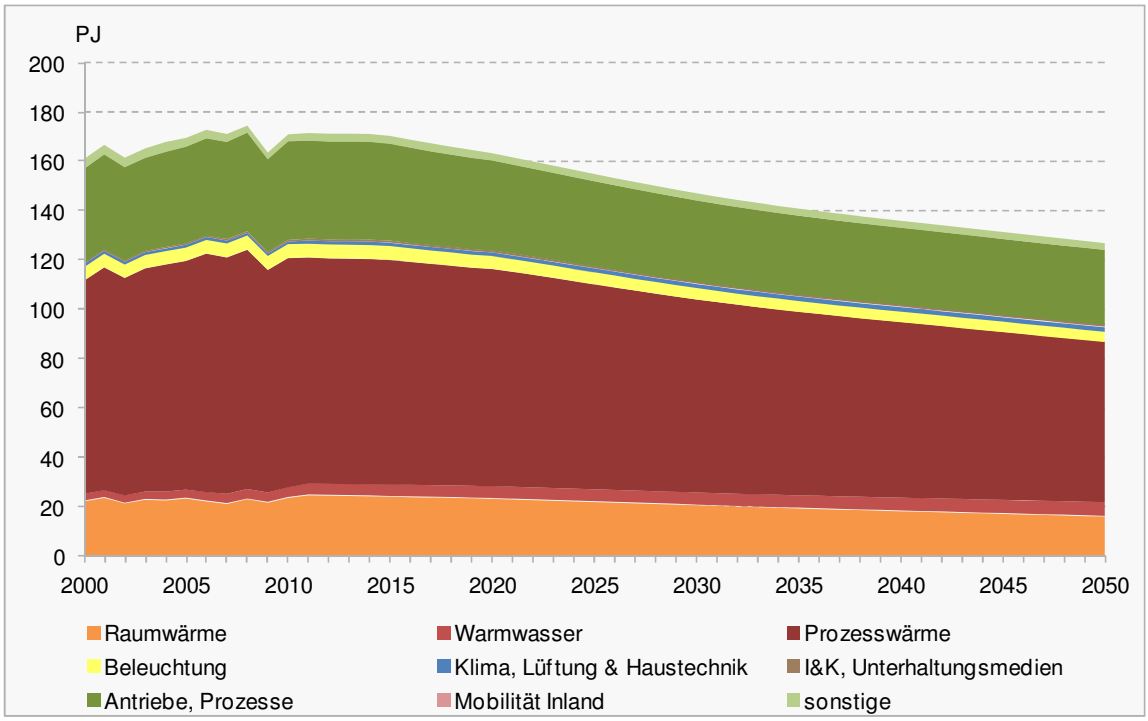
[8] Der Organic-Rankine-Cycle verwendet im thermodynamischen Kreisprozess ein organisches Arbeitsmittel, welches eine Siedetemperatur unterhalb derjenigen von Wasser besitzt. Damit können auch Quellen niedriger Temperaturen zur wirtschaftlichen Elektrizitätserzeugung genutzt werden.

Tabelle 9-23: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Raumwärme	22.2	23.6	23.3	20.6	19.3	18.2	16.1
Warmwasser	2.8	4.0	4.7	4.9	5.0	5.1	5.5
Prozesswärme	86.6	93.1	88.3	78.5	74.6	71.4	65.3
Beleuchtung	5.7	5.8	5.4	4.8	4.5	4.5	4.2
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.2	1.0	1.5	1.6	1.7	1.8	1.8
I&K, Unterhaltungsmedien	0.6	0.7	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1
Antriebe, Prozesse	38.0	39.9	36.5	33.0	31.9	31.2	30.3
Mobilität Inland	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
sonstige	4.1	2.9	3.0	2.9	2.9	2.8	2.8
Total	**161.2**	**171.1**	**163.5**	**147.2**	**141.0**	**136.1**	**127.0**
in %							
Raumwärme	14%	14%	14%	14%	14%	13%	13%
Warmwasser	2%	2%	3%	3%	4%	4%	4%
Prozesswärme	54%	54%	54%	53%	53%	52%	51%
Beleuchtung	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Klima, Lüftung & Haustechnik	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
I&K, Unterhaltungsmedien	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Antriebe, Prozesse	24%	23%	22%	22%	23%	23%	24%
Mobilität Inland	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
sonstige	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-14: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



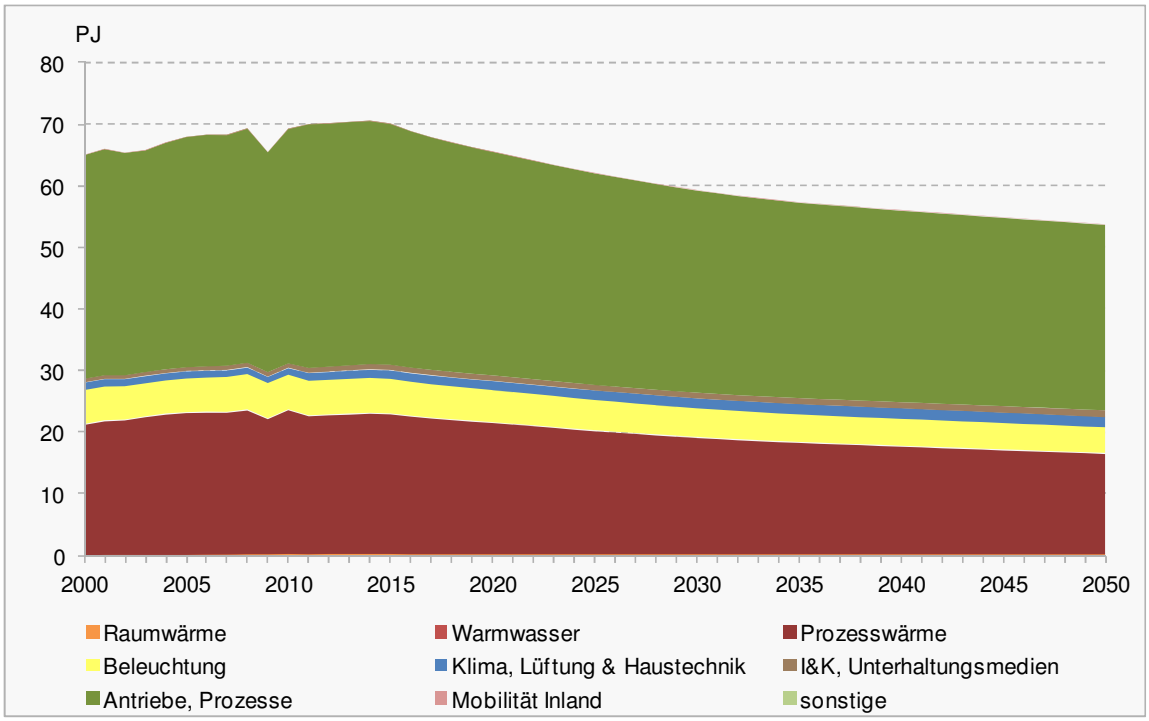
Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-24: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ und anteilig in % je Verwendungszweck (nicht anteilig am Gesamtverbrauch)

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Raumwärme	0.12	0.29	0.27	0.26	0.25	0.25	0.25
Warmwasser	0.02	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Prozesswärme	21.09	23.29	21.25	18.84	18.03	17.43	16.24
Beleuchtung	5.67	5.82	5.37	4.78	4.55	4.45	4.23
Klima, Lüftung & Haustechnik	1.24	1.03	1.45	1.65	1.75	1.76	1.76
I&K, Unterhaltungsmedien	0.57	0.71	0.87	0.92	0.95	1.00	1.09
Antriebe, Prozesse	36.30	38.11	36.32	32.79	31.70	31.06	30.07
Mobilität Inland	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07	0.06
sonstige	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	**65.08**	**69.37**	**65.64**	**59.32**	**57.33**	**56.04**	**53.73**
in % je Verwendungszweck							
Raumwärme	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%
Warmwasser	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Prozesswärme	24%	25%	24%	24%	24%	24%	25%
Beleuchtung	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Klima, Lüftung & Haustechnik	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
I&K, Unterhaltungsmedien	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Antriebe, Prozesse	95%	95%	100%	99%	99%	99%	99%
Mobilität Inland	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
sonstige	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total	**40%**	**41%**	**40%**	**40%**	**41%**	**41%**	**42%**

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-15: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Die in Szenario „Weiter wie bisher“ auftretende Verschiebung zwischen Antrieben und Prozesswärme findet im Szenario „Politische Massnahmen“ nicht mehr statt. Der Grund hierfür ist, dass mit den Instrumenten vorrangig elektrische Anwendungen gefördert werden. Dieser Förderschwerpunkt führt zu einem grösseren absoluten Rückgang des Endenergieverbrauchs für elektrische Verwendungszwecke. Der Energieverbrauch von Antrieben geht um 24 % (-9.7 PJ) zurück. Grosse Wachstumsunterschiede weisen dementsprechend auch die Verwendungszwecke Beleuchtung, Klimatisierung und I&K auf. Zusammen beträgt ihr Rückgang zwischen 2010 und 2050 7 % (-0.5 PJ). Der Prozesswärmeaufwand reduziert sich um 30 % (-27.8 PJ) und verhält sich gegenüber obigen Anwendungen vergleichsweise moderat, denn im Szenario „Weiter wie bisher“ beträgt dessen Rückgang bereits -25 % (-23.0 PJ).

9.4.3.3 Endenergienachfrage nach Branchen

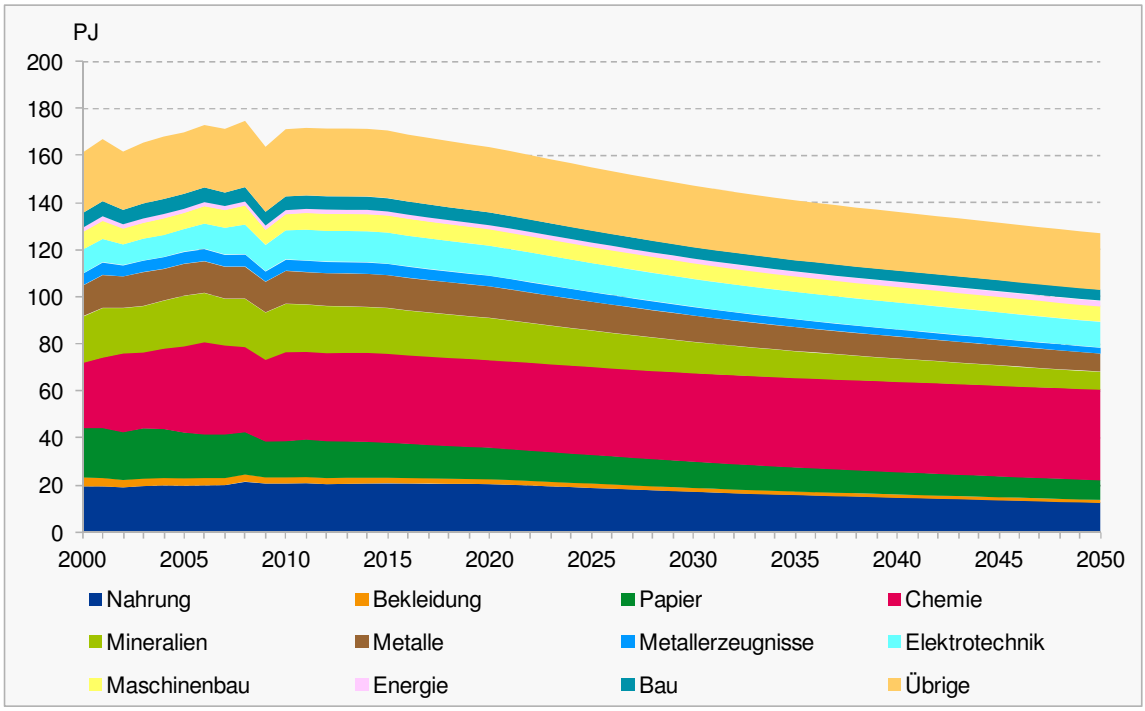
Die Branchenstruktur der Energienachfrage wandelt sich innerhalb der nächsten 40 Jahre systematisch. Der Anteil stark energieintensiver Branchen sinkt um 10 %, während gering und mässig energieintensive Branchen um je 3 % bzw. 8 % anwachsen. Die Endenergienachfragen aller drei Branchengruppen reduzieren sich zwischen 2010 und 2050 um 14 % (-4.5 PJ), -15 % (-13.5 PJ) und -52 % (-26.1 PJ) respektive (vgl. Tabelle 9-25, Figur 9-16 und Figur 9-17). Der Vergleich mit dem Szenario „Weiter wie bisher“ zeigt, dass die mässig energieintensiven Branchen relativ und absolut die meisten der Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz umsetzen. Dies liegt daran, dass diese Branchengruppe 60 % (76.3 PJ) des industriellen Endenergieverbrauchs auf sich vereinen und damit von einem Grossteil der Massnahmen adressiert werden.

Tabelle 9-25: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Branchen	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Nahrung	19.44	20.71	20.46	17.21	15.85	14.76	12.62
Bekleidung	3.90	2.69	2.15	1.73	1.59	1.47	1.28
Papier	21.02	15.35	13.44	11.16	10.29	9.53	8.44
Chemie	27.64	37.90	37.16	37.51	37.86	38.23	38.36
Mineralien	19.64	20.53	17.92	13.38	11.45	9.90	7.55
Metalle	13.01	13.88	13.30	11.05	10.10	9.26	7.66
Metallerzeugnisse	4.86	4.69	4.41	3.55	3.20	2.91	2.39
Elektrotechnik	10.12	12.15	12.57	11.73	11.47	11.30	10.77
Maschinenbau	7.63	6.93	7.16	6.92	6.89	6.92	6.92
Energie	1.94	2.00	1.90	1.96	2.02	2.10	2.28
Bau	6.23	5.81	5.37	4.96	4.86	4.83	4.75
Übrige	25.72	28.49	27.69	26.07	25.43	24.94	24.02
Gering energieintensive Branchen	30.78	31.57	31.41	29.12	28.43	28.06	27.10
Mässig energieintensive Branchen	76.70	89.78	87.46	82.52	80.73	79.39	76.28
Stark energieintensive Branchen	53.67	49.75	44.66	35.59	31.84	28.68	23.65
Total	**161.15**	**171.11**	**163.53**	**147.22**	**141.00**	**136.13**	**127.03**
in %							
Nahrung	12%	12%	13%	12%	11%	11%	10%
Bekleidung	2%	2%	1%	1%	1%	1%	1%
Papier	13%	9%	8%	8%	7%	7%	7%
Chemie	17%	22%	23%	25%	27%	28%	30%
Mineralien	12%	12%	11%	9%	8%	7%	6%
Metalle	8%	8%	8%	8%	7%	7%	6%
Metallerzeugnisse	3%	3%	3%	2%	2%	2%	2%
Elektrotechnik	6%	7%	8%	8%	8%	8%	8%
Maschinenbau	5%	4%	4%	5%	5%	5%	5%
Energie	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%
Bau	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%
Übrige	16%	17%	17%	18%	18%	18%	19%
Gering energieintensive Branchen	19%	18%	19%	20%	20%	21%	21%
Mässig energieintensive Branchen	48%	52%	53%	56%	57%	58%	60%
Stark energieintensive Branchen	33%	29%	27%	24%	23%	21%	19%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

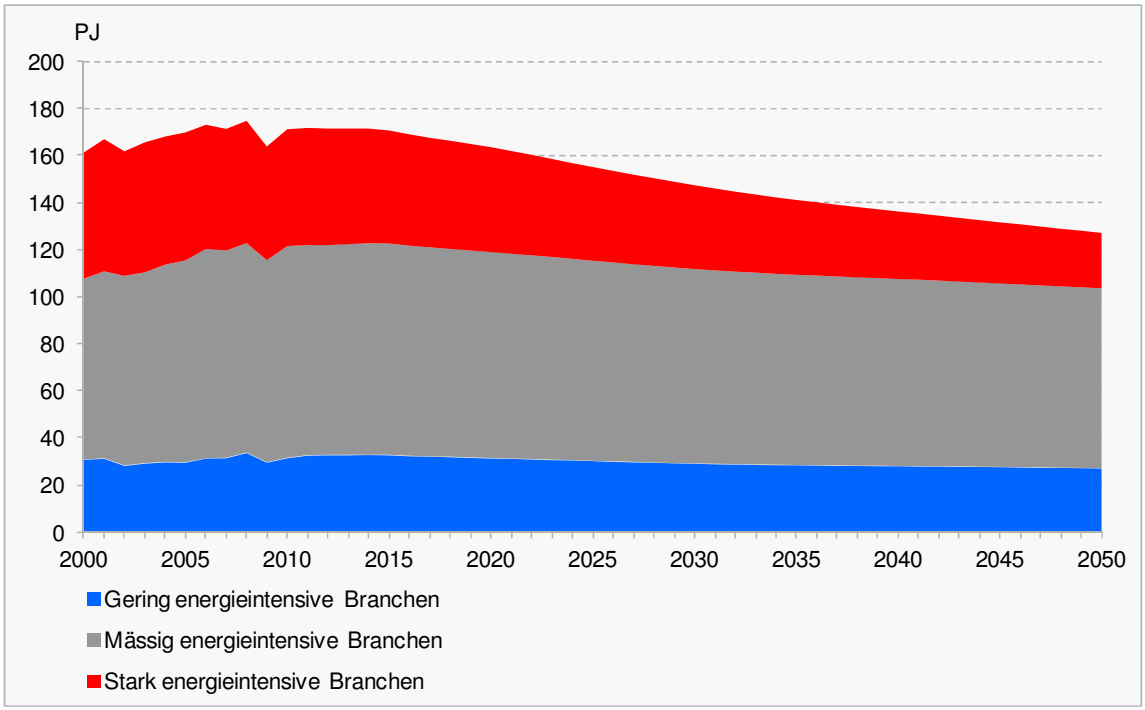
Quelle: Prognos 2012

Figur 9-16: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Branchen 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Figur 9-17: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergieverbrauch nach Energieintensität der Branchen 2000 – 2050, in PJ

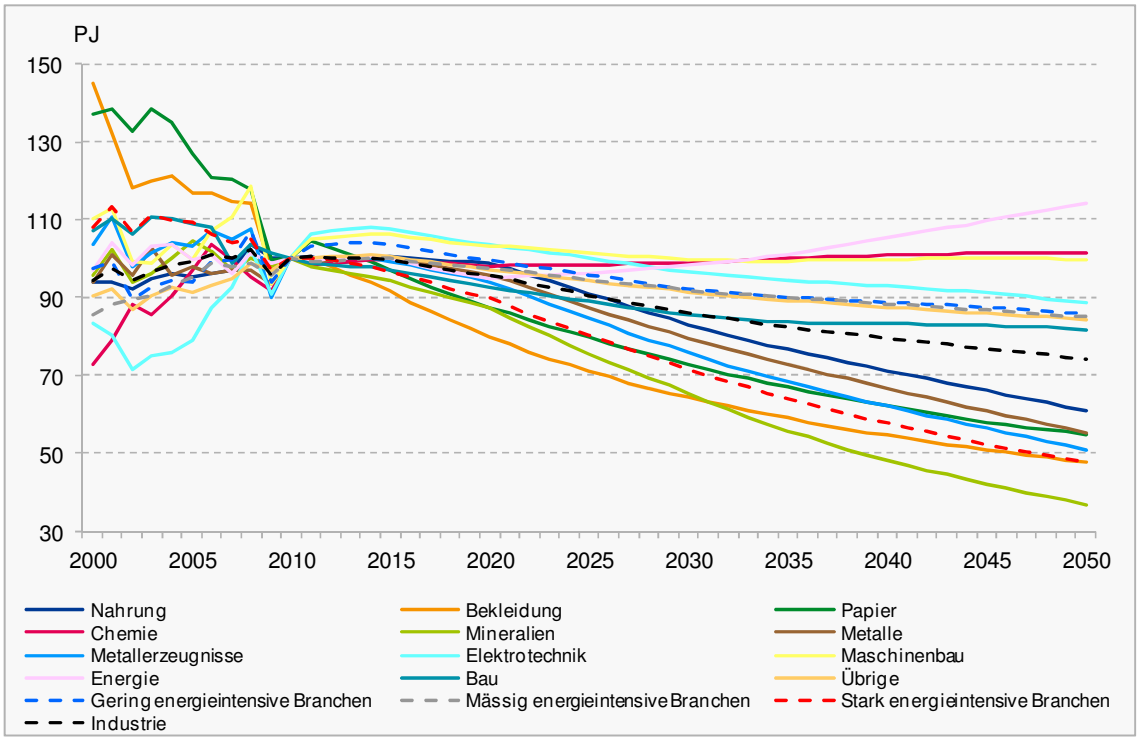


Quelle: Prognos 2012

Die wachstumsstarken Branchen Chemie und Maschinenbau verbrauchen 2050 fast ebenso viel Energie wie 2010, in der Elektrotechnik sind es 11 % weniger (vgl. Figur 9-16 und Figur 9-18). Für die ersten beiden Branchen kompensieren technischer Fort-

schritt und die eingeführten Massnahmen das Wachstum der Produktionsmenge. Die Übrigen Branchen enthalten vor allem viele KMU in sehr verschiedenen Sparten. Da viele der Massnahmen speziell KMU fördern, ist hier der absolute Rückgang mit 16 % (-4.5 PJ) verglichen mit den Werten des Szenarios „Weiter wie bisher“ (-3.0 %, -1.0 PJ) besonders ausgeprägt. Stark energieintensive Branchen, nämlich die Papierherstellung, die Mineralienverarbeitung und die Metallgewinnung, zeigen kaum Einfluss der Massnahmen, da es hier nur verhältnismässig wenige, dafür jedoch grosse Unternehmen gibt.

Figur 9-18: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Branchen 2000 – 2050, indexiert (Basis 2010)



Quelle: Prognos 2012

9.4.3.4 Energieintensität

Die sich aus den Rechnungen ergebende Energieintensität des Industriesektors nach Branchen und insgesamt ist in Tabelle 9-26 aufgelistet. Sie wird bis 2050 um 48 % (-0.6 PJ/Mrd. CHF bzw. -1.6 %/a) reduziert. Nur die Papierherstellung weist eine steigende Energieintensität von 26 % (+3.3 PJ/Mrd. CHF bzw. +0.6 %/a) auf (vgl. Tabelle 9-26). Wie auch schon beim Szenario „Weiter wie bisher“ drückt sich darin der Produktionswandel dieser Branche hin zu (energieintensiverem) Spezialpapier und weg von einfacher herzustellenden Papiersorten (holzhaltige Papiere, Karton, Wellpappe) aus.

Die mässig energieintensiven Branchen weisen absolut (-0.9 PJ/Mrd. CHF) und relativ (-50 % bzw. -1.7%/a) die grösste Abnahme der Energieintensität auf. Der Haupttreiber hierfür ist die Chemie: Hier werden die meisten effizienten Querschnittstechnologien eingesetzt (vgl. Abschnitt 8.4.3.5). Die Energieintensität der gering energieintensiven Branchen reduziert sich ebenfalls deutlich um 36 % (-0.1 PJ/Mrd. CHF bzw. -1.1 %/a).

In Figur 9-19 sind die Verläufe der einzelnen logarithmisch Energieintensitäten dargestellt. Es sind die drei sich ausbildenden Bänder aus stark, mässig und gering energie-

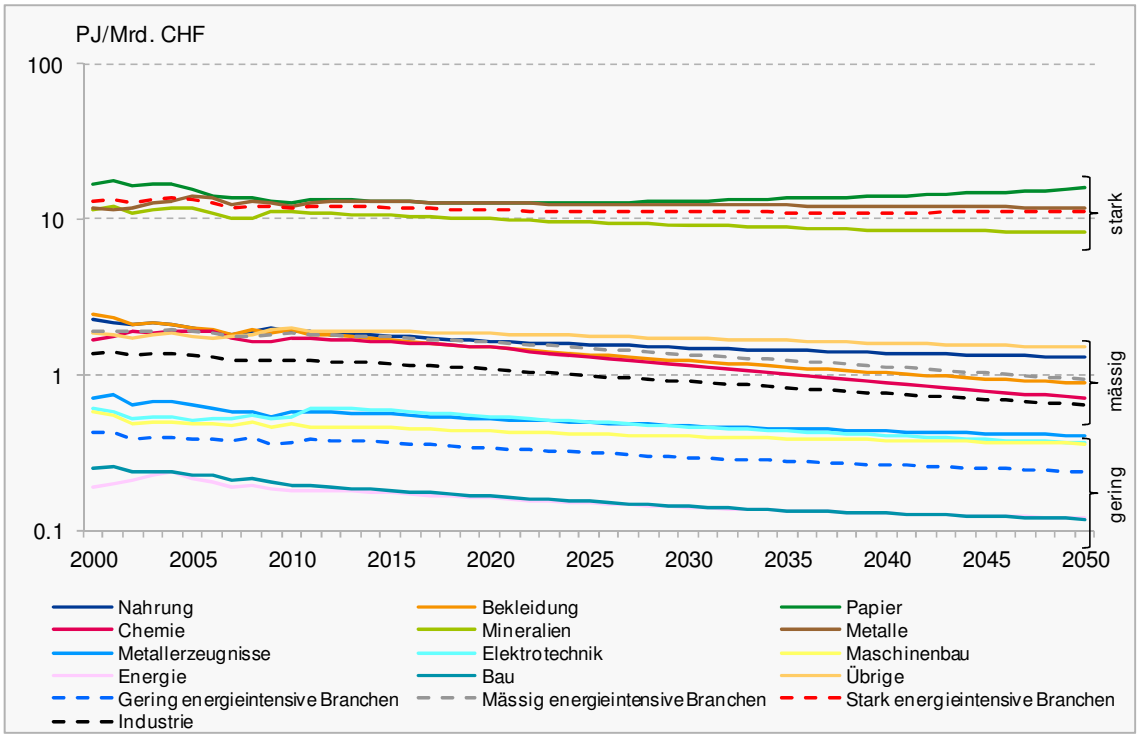
intensiven Branchen zu identifizieren. Die Industrie bleibt demnach insgesamt mässig energieintensiv (1.2 PJ/Mrd. CHF 2010 bis 0.6 PJ/Mrd. CHF 2050). Verglichen mit den Energieintensitäten der beiden anderen Szenarien haben sich Verhältnisse nur weniger Branchen verschoben; die grundlegende Struktur aus drei Bändern sowie die Zugehörigkeit der Branchen zu gering, mässig oder stark energieintensiven Branchen bleibt im Szenario „Politische Massnahmen“ unverändert.

Tabelle 9-26: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung

Branchen	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Nahrung	2.24	1.90	1.64	1.49	1.43	1.38	1.29
Bekleidung	2.43	1.95	1.49	1.23	1.12	1.02	0.88
Papier	16.99	12.57	12.58	13.04	13.53	14.05	15.83
Chemie	1.68	1.73	1.51	1.13	1.01	0.89	0.70
Mineralien	11.42	11.06	10.01	9.16	8.80	8.52	8.26
Metalle	11.66	12.19	12.63	12.32	12.23	12.10	11.80
Metallerzeugnisse	0.71	0.58	0.52	0.47	0.45	0.43	0.41
Elektrotechnik	0.60	0.54	0.54	0.46	0.43	0.41	0.36
Maschinenbau	0.57	0.48	0.43	0.40	0.39	0.38	0.36
Energie	0.19	0.18	0.16	0.14	0.13	0.13	0.12
Bau	0.25	0.20	0.17	0.14	0.13	0.13	0.12
Übrige	1.83	2.01	1.84	1.71	1.66	1.60	1.49
Gering energieintensive Branchen	0.43	0.37	0.34	0.29	0.28	0.26	0.24
Mässig energieintensive Branchen	1.88	1.85	1.63	1.35	1.23	1.13	0.93
Stark energieintensive Branchen	13.18	11.80	11.42	11.07	11.03	11.01	11.28
Industrie	**1.38**	**1.24**	**1.09**	**0.90**	**0.83**	**0.76**	**0.64**

Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

Figur 9-19: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Energieintensität nach Branchen 2000 – 2050, in PJ je Mrd. CHF Wertschöpfung, logarithmische Skalierung



Quelle: Prognos/ECOPLAN 2012

9.4.3.5 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Der Energieträgerverbrauch der Industrie ist in Tabelle 9-27 und Figur 9-20 dargestellt. Die Elektrizitätsnachfrage geht deutlich um 23 % (-15.6 PJ) zurück, d.h. der Rückgang um -14.9 PJ relativ zum Szenario „Weiter wie bisher“ stammt aus der Summe aller Massnahmeneffekte. Alle anderen Energieträger ändern sich kaum bzgl. dieses Szenarios; vereinzelt kommt es zu einer leichten Erhöhung. Dies ist jedoch plausibel, da die Massnahmen fast allesamt ausschliesslich auf elektrische Anwendungen wirken und auch indirekte Substitutionen durch Brennstoffe auslösen. Dies betrifft beispielsweise die verstärkte Abwärmenutzung, welche einen reduzierten Stromeinsatz bei thermischen Prozessen auslöst.

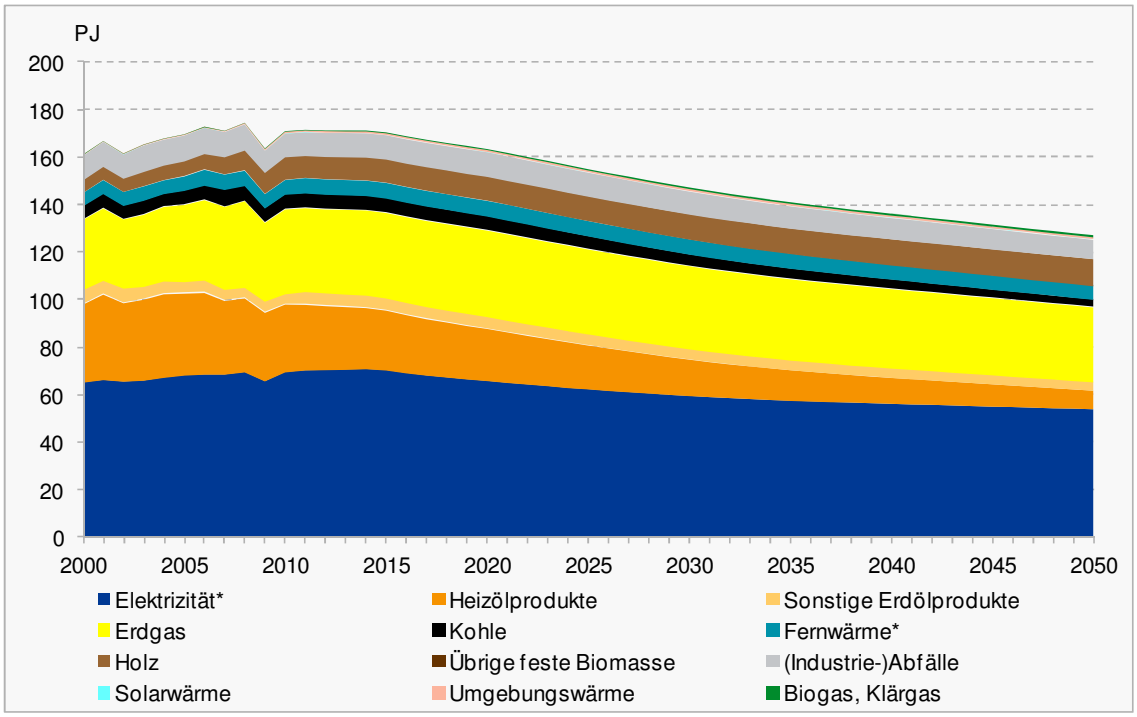
Die Nachfrage an erneuerbaren Energieträgern, zu welchen Holz, Solarwärme, Umgebungswärme, Bio- und Klärgas sowie Anteile von Fernwärme und Industrieabfällen gehören, legt um 10 % (+1.6 PJ) zu und stellt 2050 14 % am Energieträgermix. Dieser Anteil ist vergleichbar mit demjenigen aus Szenario „Weiter wie bisher“, denn keine der Massnahmen aus diesem Szenario fördert erneuerbare Energieträger.

Tabelle 9-27: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ und anteilig in %

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
in PJ							
Elektrizität*	65.08	69.37	65.64	59.32	57.33	56.04	53.73
Heizölprodukte	33.03	28.72	22.13	15.43	12.95	11.04	7.93
Sonstige Erdölprodukte	5.93	4.19	4.98	4.53	4.33	4.15	3.79
Erdgas	29.52	35.66	36.28	34.80	34.01	33.25	31.41
Kohle	5.63	6.02	5.79	4.70	4.19	3.74	2.92
Fernwärme*	5.56	6.30	6.66	6.50	6.42	6.32	6.13
Holz	5.49	9.67	10.24	10.62	10.77	10.94	11.26
Übrige feste Biomasse	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(Industrie-)Abfälle	10.44	10.03	10.36	9.71	9.35	8.97	8.15
Solarwärme	0.01	0.04	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08
Umgebungswärme	0.31	0.79	0.91	0.91	0.88	0.85	0.77
Biogas, Klärgas	0.15	0.32	0.49	0.63	0.69	0.75	0.87
Total	**161.15**	**171.11**	**163.53**	**147.22**	**141.00**	**136.13**	**127.03**
in %							
Elektrizität*	40%	41%	40%	40%	41%	41%	42%
Heizölprodukte	20%	17%	14%	10%	9%	8%	6%
Sonstige Erdölprodukte	4%	2%	3%	3%	3%	3%	3%
Erdgas	18%	21%	22%	24%	24%	24%	25%
Kohle	3%	4%	4%	3%	3%	3%	2%
Fernwärme*	3%	4%	4%	4%	5%	5%	5%
Holz	3%	6%	6%	7%	8%	8%	9%
Übrige feste Biomasse	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
(Industrie-)Abfälle	6%	6%	6%	7%	7%	7%	6%
Solarwärme	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Umgebungswärme	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
Biogas, Klärgas	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 9-20: Szenario „Politische Massnahmen“, Industriesektor Endenergienachfrage nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Quelle: Prognos 2012*

9.4.4 Sektor Verkehr

9.4.4.1 Massnahmen im Verkehr

Um die Reduktionsziele zu erreichen, wurden Handlungsfelder definiert und entsprechende Massnahmen erarbeitet. Einbezogen wurden sowohl die Infrastruktur wie auch die sich darauf bewegende Mobilität aller Verkehrsträger.

- Handlungsfeld 1: Nutzung der Verkehrsinfrastruktur für Energieerzeugung (Stromproduktion aus erneuerbaren Energien)
- Handlungsfeld 2: effizienterer Betrieb der Verkehrsinfrastruktur
- Handlungsfeld 3: Energieeinsparungen in der Mobilität, wobei unterschieden wird nach
    - 3a: Steigerung der Energieeffizienz der Transportmittel
    - 3b: Optimierung des Einsatzes der Transportmittel / Modal Split-Änderungen
    - 3c: Reduktion / Dämpfung der Mobilitätsnachfrage

An dieser Stelle interessiert primär das Feld 3a, weil das grösste Potenzial aus heutiger Sicht in der verbesserten Energieeffizienz der Fahrzeuge liegt. Andere Massnahmen wie etwa die bessere Vernetzung der Verkehrsträger wirken vor allem unterstützend. Wie in Kapitel 9.3.2.4 bereits erwähnt, soll die Energieeffizienz der Transportmittel durch konkrete Massnahmen in der Kompetenz des Bundes erreicht werden, namentlich durch

- verschärfte Vorschriften (Verschärfung der bestehenden CO_2-Zielwerte für Personenwagen, Einführung von CO_2-Zielwerten für leichte Nutzfahrzeuge),

- ökonomische Förderinstrumente (Bonus für energieeffiziente und emissionsarme Personenwagen),

- indirekt wirkende Massnahmen (Energieetikette für weitere Fahrzeugkategorien, Schulung der Lokführer bzgl. Fahrweise, Eco-Drive, Förderung von „sicheren, leisen und effizienten Reifen“, Fahrzeugflotte Bund optimieren).

9.4.4.2 Konkretisierung

Das Szenario „Politische Massnahmen“ lässt sich aus Elementen zusammensetzen, die in den vorgängigen beiden Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Neue Energiepolitik“ bereits erarbeitet wurden:

- Die Massnahmen wirken nicht direkt auf die Nachfrage ein. Als Mengengerüst (Transport-Aktivitäten) wird deshalb grundsätzlich das Szenario „Weiter wie bisher“ unterstellt.

- Die Hauptmassnahmen (technische Vorschriften bei PW und LNF) bildeten schon im Szenario NEP Kernelemente. Die Wirkung dieser Instrumente wurden dort bereits ausgewiesen, sie werden jedoch neu abgeschätzt in Kombination mit dem Mengengerüst aus dem Szenario WWB. Das gilt für die PW und die LNF, nicht jedoch für die übrigen Fahrzeugkategorien. In der Folge werden lediglich die beiden betroffenen Fahrzeuggruppen wie im Szenario NEP übernommen, für die andern Fahrzeugkategorien gilt das WWB-Szenario. Das betrifft die gesamte Effizienz-Komponente, d.h. die jeweiligen Annahmen zu Flottenmix (inkl. E-Mobil-Anteile von Neuwagen bzw. Flotten) wie auch die jeweiligen Absenkraten.

- Die ökonomischen Förderinstrumente ((Bonus für energieeffiziente und emissionsarme Fahrzeuge) werden interpretiert als ergänzende Massnahme, welche in erster Linie eine zeitgerechte Umsetzung der technischen Vorschriften ermöglichen oder erleichtern, allenfalls tragen sie dazu bei, dass Sanktionsmassnahmen unnötig oder abgedämpft werden. Sie generieren aber keine eigenständigen zusätzlichen Wirkungen, vielmehr sind diese bereits in der Hauptmassnahme eingerechnet.

- Ähnlich verhält es sich mit weiteren Massnahmen wie der Energieetikette, welche die Umsetzung der Vorschriften erleichtert, sie wird hier aber nicht als zusätzlich wirkende Massnahme interpretiert, denn ein Vollzug der Vorschriften ist implizit unterstellt – ggf. auch ohne diese Massnahme, und ohne Abstriche an der Wirkung der Vorschriften.

- EcoDrive (Verstärkung der EnergieSchweiz-Aktivitäten für Altlenker kombiniert mit einem Refresh-Kurs für Altlenker): diese Massnahme ist implizit bereits im „Weiter wie bisher“ unterstellt, indem davon ausgegangen wird, dass die Effizienzgewinne, die im Typenprüfzyklus (NEFZ) ausgewiesen werden, sich auch im realen Fahrverhalten manifestieren. Das setzt ein entsprechend defensives Fahrverhalten voraus (bei Neu- und Altlenkern). Das gilt umso mehr, als die Flottengrenzwerte durchaus ambitiöse Absenkraten erfordern. Eine zusätzliche Wirkung durch EcoDrive zu unterstellen wäre deshalb eine kühne Annahme. Überdies mag man argumentieren, mit zunehmender technischer Fahrunterstützung im Fahrzeug (Assistenzsysteme, intelligente Tempomaten etc.) würde der relative Beitrag von EcoDrive tendenziell abnehmen.

- Förderung von „sicheren, leisen und effizienten Reifen“: Reifen mit geringem Rollwiderstand (sog. LRRT, low rolling resistance tyres) sind seit einigen Jahren auf dem Markt verfügbar. Solchen Reifen wird ein technisches Potenzial von rund 2 % bis 4 % Treibstoffverbrauchsreduktion attestiert. Das ist ein nennenswerter Beitrag. Allerdings ist dies im Vergleich zu den jährlichen Reduktionserfordernissen von jährlich 3 % und mehr für die Periode bis gegen 2030 zu sehen: er entspricht etwa einer Jahrestranche. Zudem wird der Testzyklus NEFZ meist mit optimierten Reifen gefahren. Dieser Effekt ist strenggenommen deshalb bereits in den NEFZ-Werten integriert. Eine zusätzliche Wirkung ist deshalb nicht zu berücksichtigen.

- Fahrzeugflotte Bund optimieren: dieses Anliegen ist durchaus zweckmässig, ist aber zahlenmässig zu begrenzt um separat in Rechnung gestellt zu werden. Zudem werden die neuen Flottengrenzwerte implizit für solche Optimierungen sorgen. Auch diese Massnahme ist deshalb nicht zusätzlich zu berücksichtigen.

- Schulung der Lokführer bzgl. Fahrweise: Diese Massnahme („adaptive driving“) ist bereits in Aussicht gestellt und deshalb bereits im WWB-Szenario unterstellt. Eine zusätzliche Wirkung für das POM-Szenario auszuweisen, ist deshalb nicht angezeigt.

- Als zusätzliche Massnahme wird hingegen die Einführung von Biotreibstoffen mit aufgenommen. Der Anteil wird allerdings begrenzt auf ein Niveau entsprechend der EU-Richtlinie (20 %). Damit lassen sich gesetzte CO_2-Ziele zumindest teilweise erreichen. Die nachstehende Tabelle zeigt die unterstellten Biotreibstoff-Anteile der drei Szenarien:

Tabelle 9-28: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Anteile von biogenen Treibstoffen im Vergleich zu den Szenarien WWB und NEP

Szenario	Einheit	2010	2020	2030	2035	2040	2050
WWB	%	0%	2%	2%	2%	2%	2%
NEB	%	0%	20%	33%	41%	49%	65%
POM	%	0%	10%	13%	15%	17%	20%

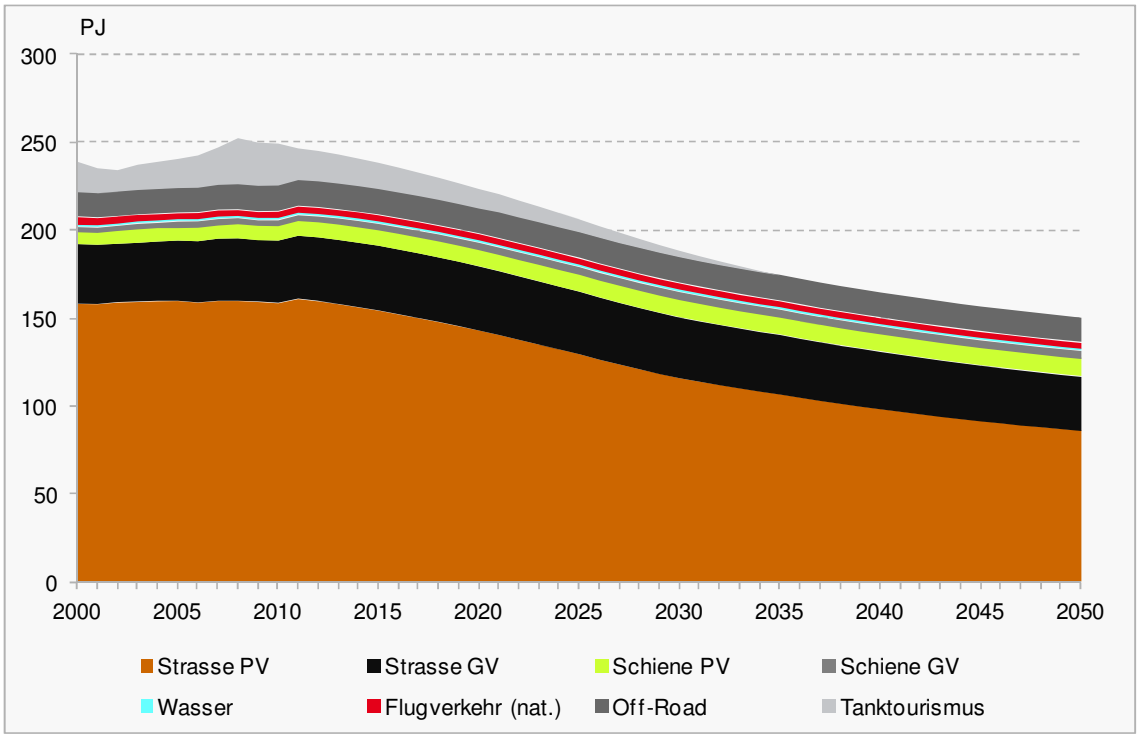
Quelle: Infras, 2012

Fazit: die Gesamtwirkung kann durch die im NEP-Szenario unterstellten Flottengrenzwerte bei PW und LNF abgebildet werden. Zusätzliche Wirkungen durch indirekt wirkende Massnahmen zu unterstellen ist nicht angezeigt. Hingegen kann mit einer moderaten Biotreibstoff-Strategie den CO_2-Zielen mindestens teilweise entsprochen werden.

9.4.4.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Die Wirkungsabschätzungen der Effizienzstrategie bei PW und LNF bewirkt einer Reduktion des Energieverbrauchs um rund 100 PJ – von heute knapp 250 PJ auf langfristig rund 150 PJ (zum Vergleich: WWB-Szenario 177 PJ). Den Hauptbeitrag zu dem um 27 PJ tieferen Wert liefern die Personenwagen, auch die Lieferwagen tragen dazu bei, deren Gesamtverbrauch ist aber begrenzt, in der Folge auch der Effekt der Massnahme. Die übrigen Segmente sind praktisch unverändert im Vergleich zum Szenario WWB.

Figur 9-21: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 9-29: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2050, in PJ

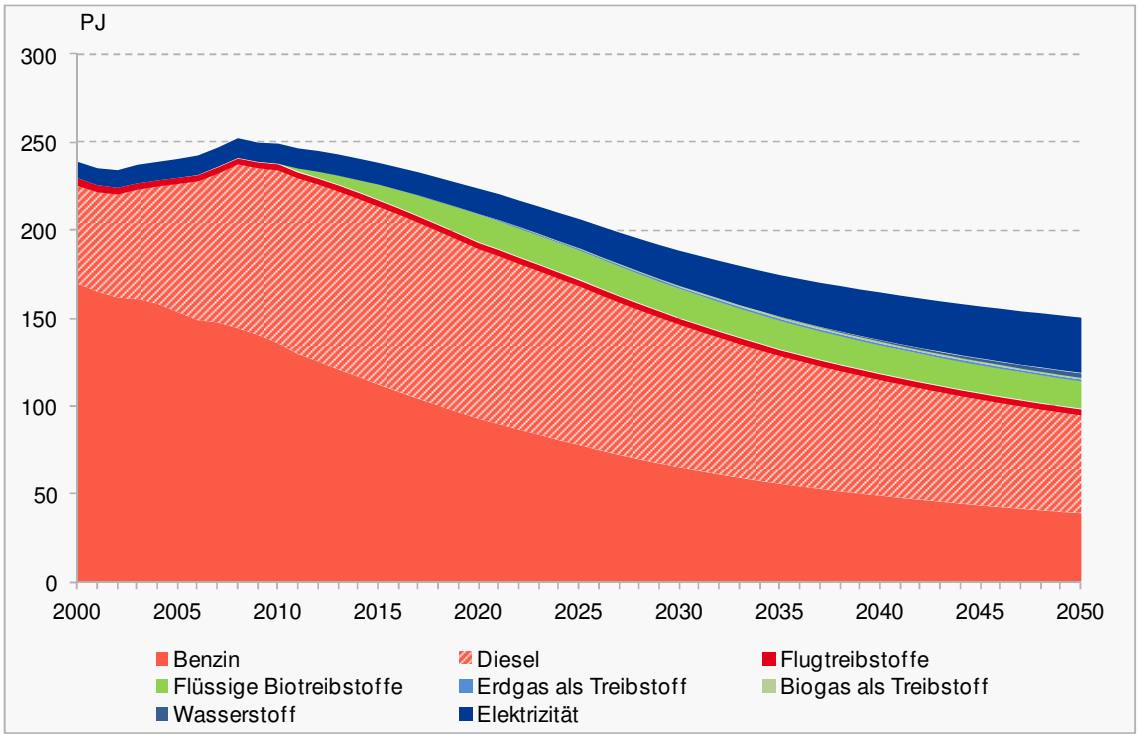
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Strasse PV	158.0	158.5	142.9	115.9	106.7	98.4	86.1
Strasse GV	33.7	35.2	36.2	34.3	33.6	32.4	30.4
Schiene PV	7.1	8.7	9.6	10.3	10.3	10.3	10.6
Schiene GV	2.8	3.2	4.2	4.5	4.4	4.4	4.4
Wasser	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4
Flugverkehr (nat.)	4.3	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2
Off-Road	14.2	15.1	14.6	14.7	14.4	14.1	13.8
Tanktourismus	17.4	23.8	11.1	3.7	0.0	0.0	0.0
Total	**239.1**	**249.4**	**223.6**	**188.2**	**174.2**	**164.3**	**149.9**
Strasse PV	66.1%	63.6%	63.9%	61.6%	61.3%	59.9%	57.4%
Strasse GV	14.1%	14.1%	16.2%	18.2%	19.3%	19.7%	20.3%
Schiene PV	3.0%	3.5%	4.3%	5.5%	5.9%	6.3%	7.1%
Schiene GV	1.2%	1.3%	1.9%	2.4%	2.5%	2.7%	3.0%
Wasser	0.6%	0.6%	0.7%	0.8%	0.8%	0.8%	0.9%
Flugverkehr (nat.)	1.8%	1.4%	1.5%	1.8%	1.9%	2.0%	2.2%
Off-Road	5.9%	6.0%	6.5%	7.8%	8.3%	8.6%	9.2%
Tanktourismus	7.3%	9.5%	5.0%	2.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Quelle: Infras 2012

9.4.4.4 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Bezüglich Verteilung auf die Energieträger verändert das POM-Szenario die Richtung dahingehend, dass die fossilen Energieträger gegenüber heute um etwa 58 % (von 238 PJ auf 99 PJ) abnehmen und durch Biotreibstoffe und Strom ersetzt werden. Die Elektrizitätsnachfrage nimmt gegenüber heute um einen Faktor von 2.8 zu (zum Vergleich: Faktor 2 im WWB-Szenario, Faktor 3.6 im NEP-Szenario). Eine prominente Rolle spielen die Biotreibstoffe: sind es im WWB-Szenario noch rund 3 PJ, so steigt deren Wert im POM-Szenario auf 17 PJ (und im NEP 38 PJ).

Figur 9-22: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ



Quelle: Infras 2012

Tabelle 9-30: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2000 – 2050, in PJ

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Benzin	169.28	135.21	92.4	64.8	55.5	48.7	38.7
Diesel	55.94	98.80	96.8	81.4	72.9	66.1	56.0
Flugtreibstoffe	4.33	3.39	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2
Flüssige Biotreibstoffe	0.05	0.35	15.7	16.5	16.2	16.0	15.7
Erdgas als Treibstoff	0.00	0.22	0.4	1.0	1.1	1.1	1.1
Biogas als Treibstoff	0.00	0.05	0.4	0.9	1.1	1.2	1.2
Wasserstoff	0.00	0.00	0.0	0.0	0.2	0.7	2.5
Elektrizität	9.50	11.40	14.4	20.2	23.8	27.2	31.5
Total	**239.1**	**249.4**	**223.6**	**188.2**	**174.2**	**164.3**	**149.9**
Benzin	70.8%	54.2%	41.3%	34.4%	31.9%	29.7%	25.8%
Diesel	23.4%	39.6%	43.3%	43.3%	41.9%	40.2%	37.3%
Flugtreibstoffe	1.8%	1.4%	1.5%	1.8%	1.9%	2.0%	2.2%
Flüssige Biotreibstoffe	0.0%	0.1%	7.0%	8.8%	9.3%	9.7%	10.5%
Erdgas als Treibstoff	0.0%	0.1%	0.2%	0.5%	0.6%	0.7%	0.7%
Biogas als Treibstoff	0.0%	0.0%	0.2%	0.5%	0.6%	0.7%	0.8%
Wasserstoff	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.4%	1.7%
Elektrizität	4.0%	4.6%	6.4%	10.8%	13.7%	16.6%	21.0%
Total	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Quelle: Infras 2012

Tabelle 9-31: Szenario „Politische Massnahmen“, Verkehrssektor Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszweck 2000 – 2050, in PJ

Verwendungszweck	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
PV Schiene	7.1	8.7	9.6	10.3	10.3	10.3	10.6
PV Strasse	0.0	0.0	1.1	5.8	9.4	12.7	16.7
GV Schiene	2.4	2.7	3.6	3.9	3.9	3.9	3.9
GV Strasse	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.3	0.4
PV Strasse (H2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	2.3
GV Strasse (H2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3
Total Strom- und H2-Nachfrage	**9.5**	**11.4**	**14.4**	**20.2**	**24.0**	**27.9**	**34.1**

Quelle: Infras 2012

9.5 Endenergienachfrage gesamt

9.5.1 Endenergienachfrage nach Energieträgern

Die gesamte Endenergienachfrage der Schweiz nach Energieträgern entwickelt sich gem. Tabelle 9-32 und Figur 9-23.

Die Endenergienachfrage stieg bis zum Jahr 2010 bis auf 840.8 PJ an. Bis zum Jahr 2050 sinkt sie auf 565.3 PJ ab. Insgesamt ist dies gegenüber dem Jahr 2010 eine Reduktion um 33 %.

Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nimmt um 59 % ab, die Nachfrage nach Elektrizität steigt hingegen um 4 %.

Der Mix der nachgefragten Energieträger verändert sich stetig. Hierbei sind die Richtungen der Veränderungen geringen Schwankungen unterworfen. Der langjährige Trend der Substitution bei fossilen Energieträgern setzt sich fort: Gas gewinnt auf Kosten von Heizöl, was vor allem bei Raumwärme und Prozesswärme sichtbar wird. Überlagert wird dieser Substitutionseffekt durch die stetige Verringerung der Raumwärme und der Prozesswärme. Durch das bestehende Gebäudeprogramm und der Einführung weiterer Effizienzstandards fällt der Raumwärmebedarf. Der Bedarf an Prozesswärme reduziert sich hingegen durch den Struktureffekt in der Industrie, der Branchen mit hohem Prozesswärmebedarf schrumpfen lässt.

Gewinner der fallenden Nachfrage nach Heizöl und Gas ist die Elektrizität, deren Anteil von 25 % im Jahr 2010 auf 39 % im Jahr 2050 wächst.

Tabelle 9-32: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

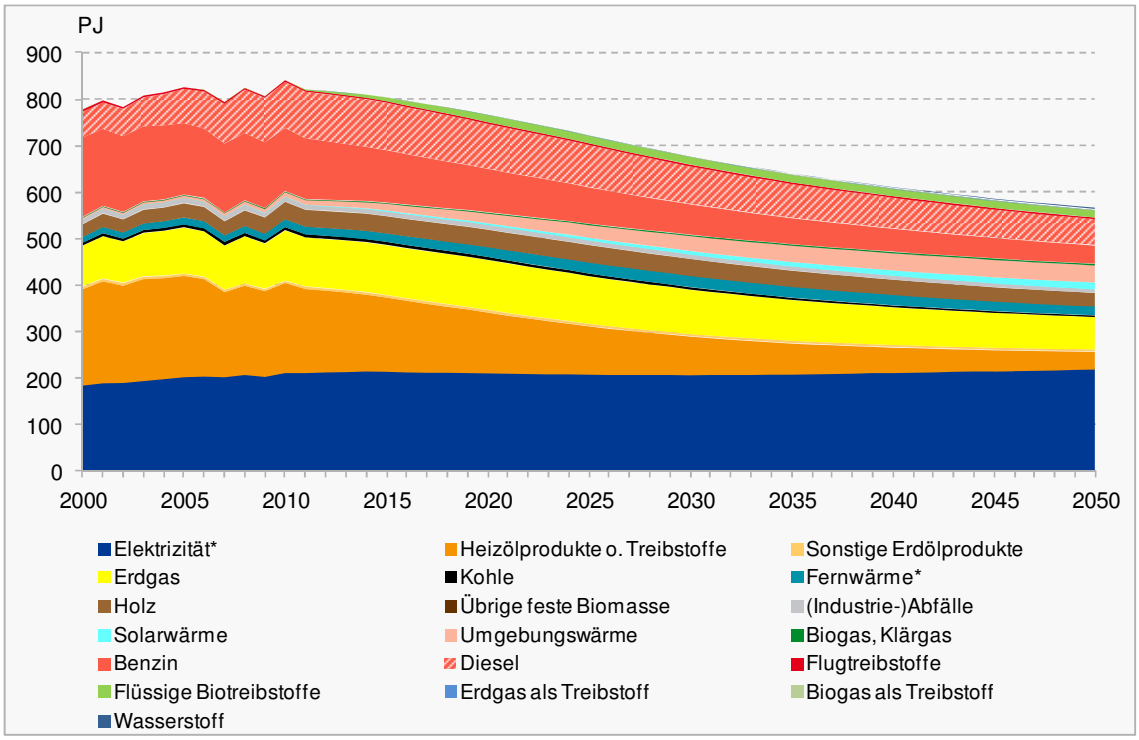
Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Elektrizität*	185.1	211.5	211.1	207.2	208.5	211.9	219.1
Heizölprodukte	206.8	194.0	130.4	82.7	66.7	54.4	37.8
Sonstige Erdölprodunkte	5.9	4.2	5.0	4.5	4.3	4.1	3.8
Erdgas	87.0	108.2	107.4	95.4	88.2	81.2	70.0
Kohle	5.8	6.4	5.9	4.7	4.2	3.8	2.9
Fernwärme*	13.2	17.3	22.0	25.7	25.1	23.8	21.0
Holz	27.1	37.4	37.6	36.5	34.8	33.0	29.2
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(Industrie-)Abfälle	10.4	10.0	10.4	9.7	9.4	9.0	8.1
Solarwärme	0.6	1.4	4.0	7.8	9.8	11.7	14.8
Umgebungswärme	4.3	10.8	21.7	32.4	35.3	37.2	37.2
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	2.0	2.4	2.6	2.8	3.1
Benzin	169.3	135.2	92.4	64.8	55.5	48.7	38.7
Diesel	55.9	98.8	96.8	81.4	72.9	66.1	56.0
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	15.7	16.5	16.2	16.0	15.7
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.4	1.0	1.1	1.1	1.1
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.4	0.9	1.1	1.2	1.2
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	2.5
Insgesamt	**777.2**	**840.8**	**766.7**	**677.1**	**639.2**	**610.0**	**565.3**

**aus Eigenerzeugung und Fremdbezug* *Prognos 2012*

Der Gasanteil im Jahr 2010 beträgt hingegen 13 % und im Jahr 2050 12 %.

Die Nachfrage nach Heizöl und Heizölprodukten geht sowohl absolut als auch relativ (in Anteilen am Mix, von 23 % auf 7 %) zurück. Innerhalb der Treibstoffe zeigt sich bei Benzin und Diesel ein Rückgang der Nachfrage zwischen 2010 und 2050. Die Dieselnachfrage reduziert sich um 43 %, die Benzinnachfrage um 71 %. Diesel verliert an Anteil am Gesamtmix (von 12 % auf 10 %), der Anteil der Benzinnachfrage reduziert sich von 16 % auf 7 %). Die erneuerbaren Energien wachsen im Vergleich zum Ausgangswert in 2010 stark an (Umgebungswärme wächst um das 2.5-fache und Solarwärme um das Neunfache). Innerhalb des Gesamtmixes steigt der Anteil der Erneuerbaren von 7 % auf 20 %.

Figur 9-23: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Quelle: Prognos 2012

9.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

Die Gesamtenergienachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 9-33 sowie in Figur 9-24 in Jahresschritten abgebildet.

Tabelle 9-33: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

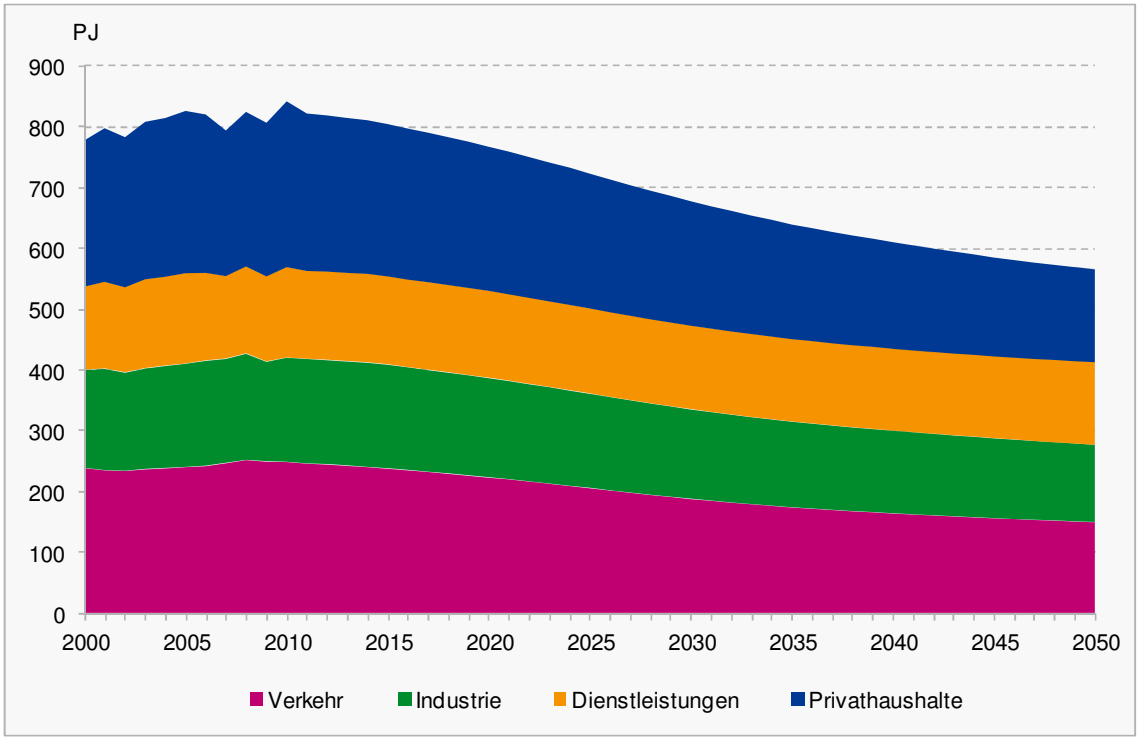
Endenergienachfrage nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	239.9	271.5	236.5	204.0	188.0	174.4	152.1
Dienstleistungen	137.0	148.7	143.0	137.6	136.0	135.2	136.2
Industrie	161.2	171.1	163.5	147.2	141.0	136.1	127.0
Verkehr	239.1	249.4	223.6	188.2	174.2	164.3	149.9
Summe	**777.2**	**840.8**	**766.7**	**677.1**	**639.2**	**610.0**	**565.3**

Quelle: Prognos 2012

Die Nachfrage entwickelt sich innerhalb der Sektoren unterschiedlich: Im Dienstleistungssektor (ohne Landwirtschaft) fällt die Nachfrage gegenüber 2010 bis 2050 um 8%. Im Industriesektor reduziert sich die Nachfrage auf 74 %, im Verkehrssektor auf 60% und bei den Privathaushalten auf 56 %, so dass in 2050 die Nachfrage um 33 % unter dem Wert von 2010 liegt. Im Verkehrssektor greifen trotz steigender Fahrleistungen die Effizienzverbesserungen der Fahrzeuge, auch bei geringem Anteil der E-Motorisierung. Ein grosser Anteil ist auch dem oben genannten „Dieseltrend“ zuzu-

schreiben, da Dieselfahrzeuge der gleichen Leistungsklasse geringere spezifische Verbräuche aufweisen als Fahrzeuge mit Ottomotoren.

Figur 9-24: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Im Sektor Privathaushalte stieg die Gesamtenergienachfrage bis zum Jahr 2010 noch geringfügig an und sinkt danach stetig ab. Gegenläufig zur ständig steigenden Wohnflächen reduziert sich die Gesamtenergienachfrage der privaten Haushalte von 2010 auf 2050 um 44 %. Der Grund hierfür liegt in den zusätzlichen Massnahmen im Gebäudeprogramm und den dadurch verbesserten Gebäudestandards sowohl bei Neubauten als auch bei der Sanierung des Bestands. Diese Wirkung setzt sich auch bei den Gebäuden im Dienstleistungssektor fort, wird jedoch dort von einer überproportionalen Elektrizitätsnachfrage durch vermehrte Kühlung und produktionsbedingte Antriebe überlagert, so dass in der Summe in diesem Sektor die Reduktion der Gesamtenergienachfrage um 8 % am geringsten ist. Im Industriesektor zeigt die Energienachfrage einen leicht rückläufigen Trend. Die Abnahme der Gesamtenergienachfrage beträgt zwischen den Jahren 2010 und 2050 26 %. Diese Entwicklung ist primär dem Struktureffekt geschuldet (siehe Industrieteil, Abschnitt 9.4.3.3). In zweiter Linie greifen insbesondere die wettbewerblichen Ausschreibungen bei der Elektrizitätsnachfrage.

Tabelle 9-34: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage

	Nachfrage			Veränderung 2050/2000		Veränderung 2050/2010		Anteil an der Gesamtnachfrage		
Sektor	2000	2010	2050	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2010	2050
Privathaushalte	239.9	271.5	152.1	-87.8	-36.6%	-119.4	-44.0%	30.9%	32.3%	26.9%
Dienstleistungen	137.0	148.7	136.2	-0.8	-0.6%	-12.5	-8.4%	17.6%	17.7%	24.1%
Industrie	161.2	171.1	127.0	-34.1	-21.2%	-44.1	-25.8%	20.7%	20.4%	22.5%
Verkehr	239.1	249.4	149.9	-89.2	-37.3%	-99.5	-39.9%	30.8%	29.7%	26.5%
Total	**777.2**	**840.8**	**565.3**	**-211.9**	**-27.3%**	**-275.4**	**-32.8%**			

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt ist zu erkennen, dass sich der Energieverbrauch ab 2010 in allen Sektoren bis zum Ende des Betrachtungszeitraums zurückgeht. Das Nachfrageverhältnis zwischen den Sektoren verändert sich bis 2050 nur wenig. (vgl. Tabelle 9-34). Der Dienstleistungssektor gewinnt 7 %-Punkte, während die Privathaushalte und der Verkehrssektor jeweils 4 %-Punkte verlieren. Der Anteil des Industriesektors wächst um knapp 2 %-Punkte.

9.5.3 Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken

Die Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 9-35 dargestellt. Die Veränderungen im Vergleich zu 2010 sind in Figur 9-25 abgebildet.

Tabelle 9-35: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ

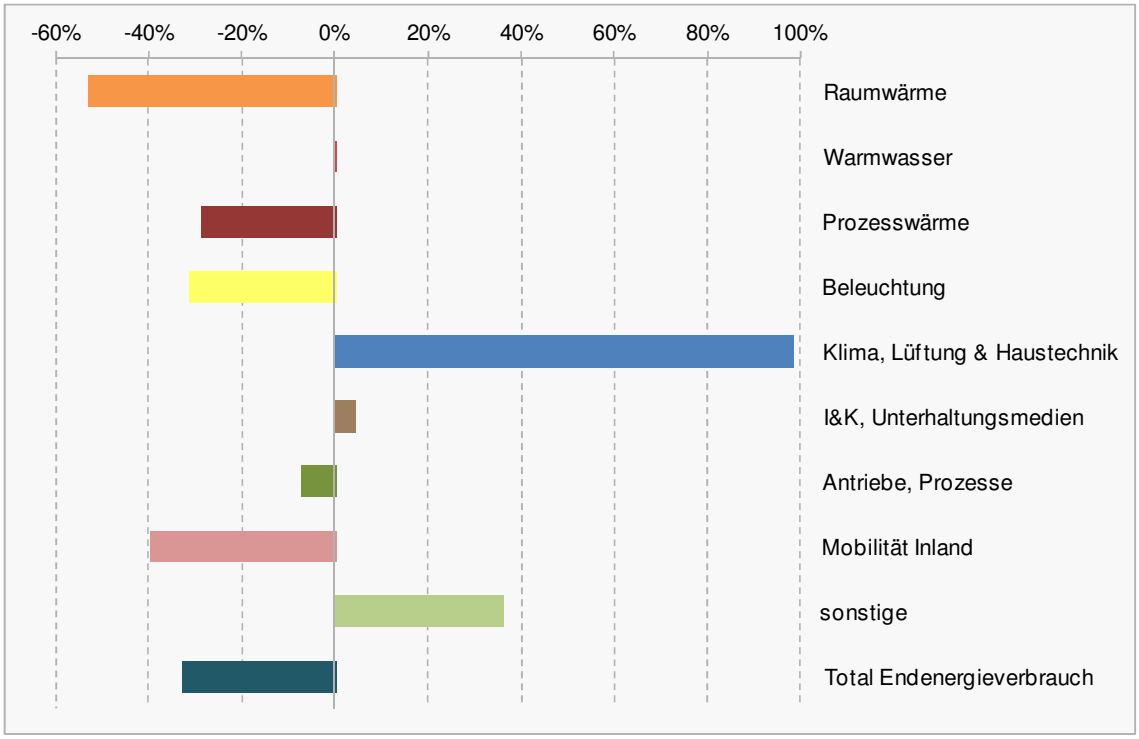
Verwendungszweck	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Raumwärme	270.8	301.5	256.5	214.3	193.2	174.3	141.4
Warmwasser	44.7	45.7	47.7	46.6	46.2	45.8	45.5
Prozesswärme	92.3	98.7	94.1	84.2	80.3	76.9	70.4
Beleuchtung	24.9	26.8	22.6	20.3	19.5	19.1	18.4
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	26.3	30.0	32.6	35.7	43.8
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.3	10.4	10.4	10.5	10.7
Antriebe, Prozesse	67.3	73.6	71.1	67.4	66.8	67.0	68.1
Mobilität Inland	239.2	249.5	223.6	188.3	174.2	164.4	150.0
sonstige	10.5	12.5	14.4	15.6	16.0	16.3	17.0
Total Endenergieverbrauch	**777.2**	**840.8**	**766.7**	**677.1**	**639.2**	**610.0**	**565.3**

Quelle: Prognos 2012

Der stärkste Rückgang der Endenergienachfrage ist beim Verwendungszweck Raumwärme zu finden. Von 2010 bis 2050 fällt die Energienachfrage für Raumwärme von 301.5 PJ auf 141.4 PJ. Das entspricht einem Rückgang um etwa 53 %. Das stärkste Wachstum in der Energienachfrage weist der Verwendungszweck Klima, Lüftung &

Haustechnik mit einer Zunahme von 98 % auf, von 22.1 PJ im Jahr 2010 auf 43.8 PJ im Jahr 2050. Dieser starke Anstieg begründet sich dadurch, dass bei Neubauten Klimatisierung zum Standard wird, ein grosser Nachholbedarf bei Altbauten besteht und mehr Kühlgradtage zu erwarten sind. Bei Prozesswärme, Mobilität Inland und Beleuchtung ist eine fallende Endenergienachfrage zwischen 2010 und 2050 festzustellen: Die Nachfrage nach Energie für den Verwendungszweck Prozesswärme sinkt um 29 %, für den Verwendungszweck Mobilität Inland um 40 % und für den Verwendungszweck Beleuchtung um 31 %. Der Energieverbrauch für Warmwasser reduziert sich um weniger als ein Prozent, bei Antriebe/Prozesse um 7 %, bei I&K, Unterhaltungsmedien erhöht er sich um 4 % und beim Verwendungszweck Sonstige um 35%.

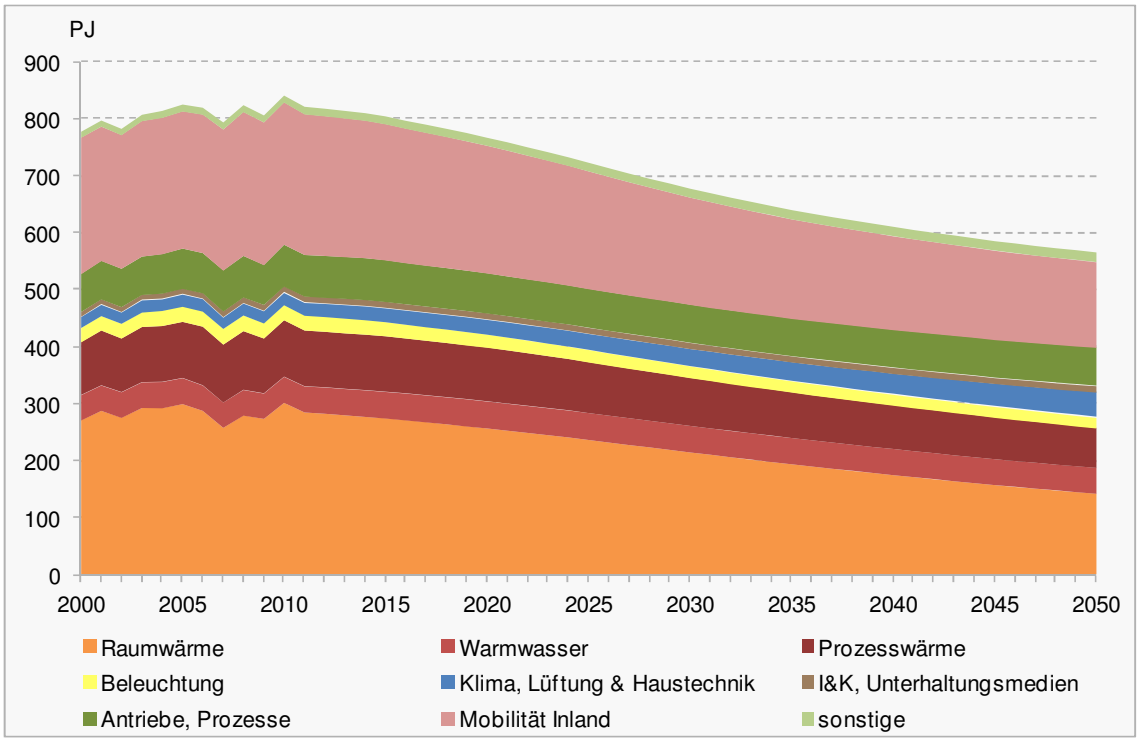
Figur 9-25: Szenario „Politische Massnahmen“ Veränderung der Endenergienachfrage 2050 gegenüber 2010 nach-Verwendungszwecken, in %



Quelle: Prognos 2012

Der Verlauf der Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2050 wird in Figur 9-26 illustriert. Durch den unterschiedlichen Verlauf der Endenergienachfrage in den einzelnen Verwendungszwecken ändern

Figur 9-26: Szenario „Politische Massnahmen“ Endenergienachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ



Quelle: Prognos 2012

sich auch die Anteile der Endenergienachfrage der Verwendungszwecke am Gesamtenergieverbrauch. Raumwärme verliert 11 %-Punkte an Anteil, Klima, Lüftung & Haustechnik hingegen gewinnt 5 %-Punkte an Anteil. Die Anteile von Prozesswärme (+1 %-Punkt) und Beleuchtung (0 %-Punkte) verändern sich nur unwesentlich. Der Anteil für Warmwasser steigt um 3 %-Punkte, der für I&K, Unterhaltungsmedien um einen %-Punkt. Antriebe/Prozesse legt 3 %-Punkte an Anteil zu, Mobilität Inland verliert 3 %-Punkte.

9.5.4 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 9-36 sowie in Figur 9-27 in Jahresschritten abgebildet.

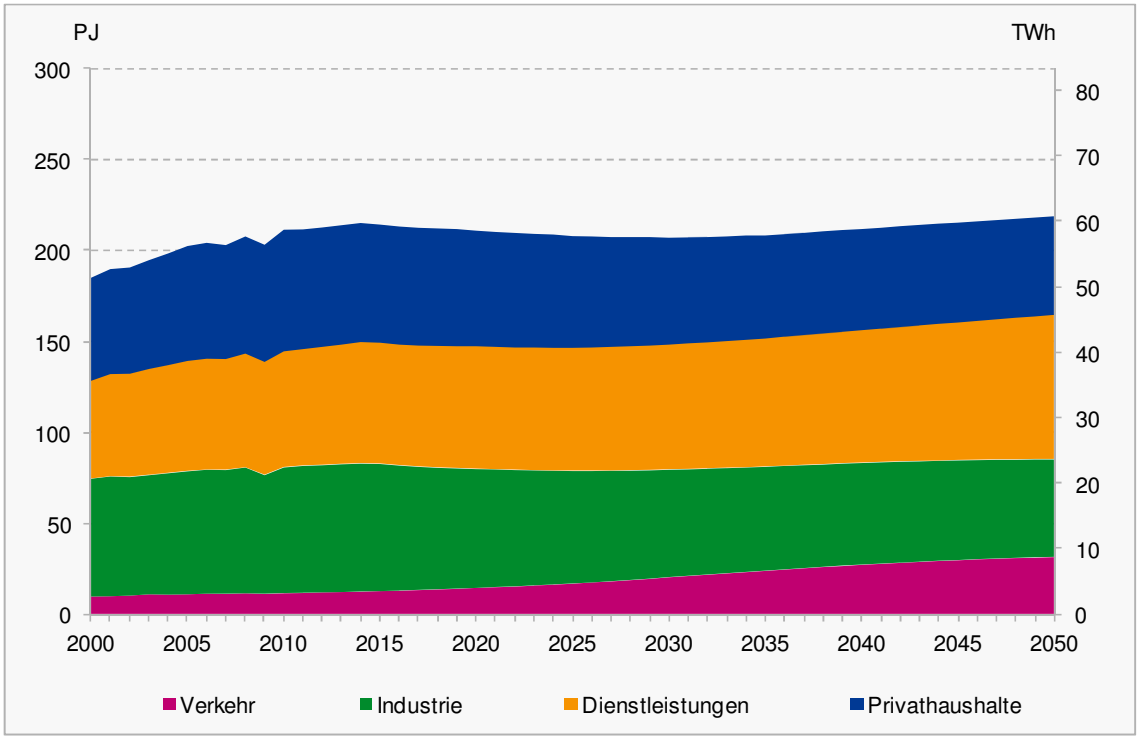
Tabelle 9-36: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh

Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	56.6	67.0	63.7	58.8	56.7	55.6	54.4
Dienstleistungen	53.9	63.8	67.3	68.8	70.6	73.0	79.4
Industrie	65.1	69.4	65.6	59.3	57.3	56.0	53.7
Verkehr	9.5	11.4	14.4	20.2	23.8	27.2	31.5
Summe (in PJ)	**185.1**	**211.5**	**211.1**	**207.2**	**208.5**	**211.9**	**219.1**
Summe (in TWh)	**51.4**	**58.8**	**58.6**	**57.6**	**57.9**	**58.9**	**60.9**

Quelle: Prognos 2012

Die Entwicklungen der Nachfrage entwickeln sich innerhalb der Sektoren unterschiedlich: Im Verkehrssektor erfolgt zwischen 2010 und 2050 ein Rückgang der Nachfrage nach Treibstoffen; mit zunehmender Elektromobilität wächst im Gegenzug die Elektrizitätsnachfrage bis 2050, so dass sich die Nachfrage zwischen 2010 und 2050 nahezu verdreifacht.

Figur 9-27: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ und TWh



Quelle: Prognos 2012

Im Sektor Private Haushalte fällt die Elektrizitätsnachfrage um 19 %. Im Vergleich zur starken Reduktion der Raumwärme von insgesamt 53 % ist dieser Rückgang relativ gering. Das liegt u. a. am zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen, welcher durch die stetig steigende Gebäudeeffizienz möglich wird. Im Gegenzug dazu steigt jedoch der Stromverbrauch, der für den Betrieb von Wärmepumpen nötig ist. Der Umfang an Stromdirektheizungen nimmt dagegen ab. Dieser Trend findet auch im Dienstleistungssektor statt. Durch den erhöhten Einsatz von Wärmepumpen und einem starken Wirtschaftswachstum erhöht sich die Elektrizitätsnachfrage um 25 % in diesem Sektor. Im Industriesektor überkompensiert der Struktureffekt die gegenläufige Wirkung des Wirtschaftswachstums, so dass bis 2050 die Elektrizitätsnachfrage um 23 % sinkt. Im Verkehrssektor beträgt die Elektrizitätsnachfrage im Jahr 2050 fast das Dreifache der Nachfrage im Jahr 2010.

Tabelle 9-37: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000, 2010 und 2050, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtelektrizitätsnachfrage

	Nachfrage			Veränderung 2050/2000		Veränderung 2050/2010		Anteil an der Gesamtnachfrage		
Sektor	2000	2010	2050	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2010	2050
Privathaushalte	56.6	67.0	54.4	-2.2	-3.9%	-12.6	-18.8%	30.6%	31.7%	24.8%
Dienstleistungen	53.9	63.8	79.4	25.6	47.5%	15.7	24.6%	29.1%	30.1%	36.3%
Industrie	65.1	69.4	53.7	-11.4	-17.4%	-15.6	-22.5%	35.2%	32.8%	24.5%
Verkehr	9.5	11.4	31.5	22.0	231.7%	20.1	176.6%	5.1%	5.4%	14.4%
Total	**185.1**	**211.5**	**219.1**	**34.0**	**18.4%**	**7.5**	**3.6%**			

Quelle: Prognos 2012

Mit dem Wachstum der Elektrizitätsnachfrage in den beiden Sektoren Dienstleistungen und Verkehr nimmt auch deren Anteil an der Gesamtelektrizitätsnachfrage zu. Der Anteil des Dienstleistungssektors wächst von 30 % im Jahr 2010 auf 36 % im Jahr 2050. Der Anteil des Verkehrssektors verdreifacht sich nahezu im Vergleich zu 2010 auf 14 %. Der Industriesektor, bis 2010 mit der grössten Elektrizitätsnachfrage, wird bis 2050 vom Dienstleistungssektor abgelöst.

9.5.5 Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken

Die Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken wird in Tabelle 9-38 dargestellt.

Tabelle 9-38: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh

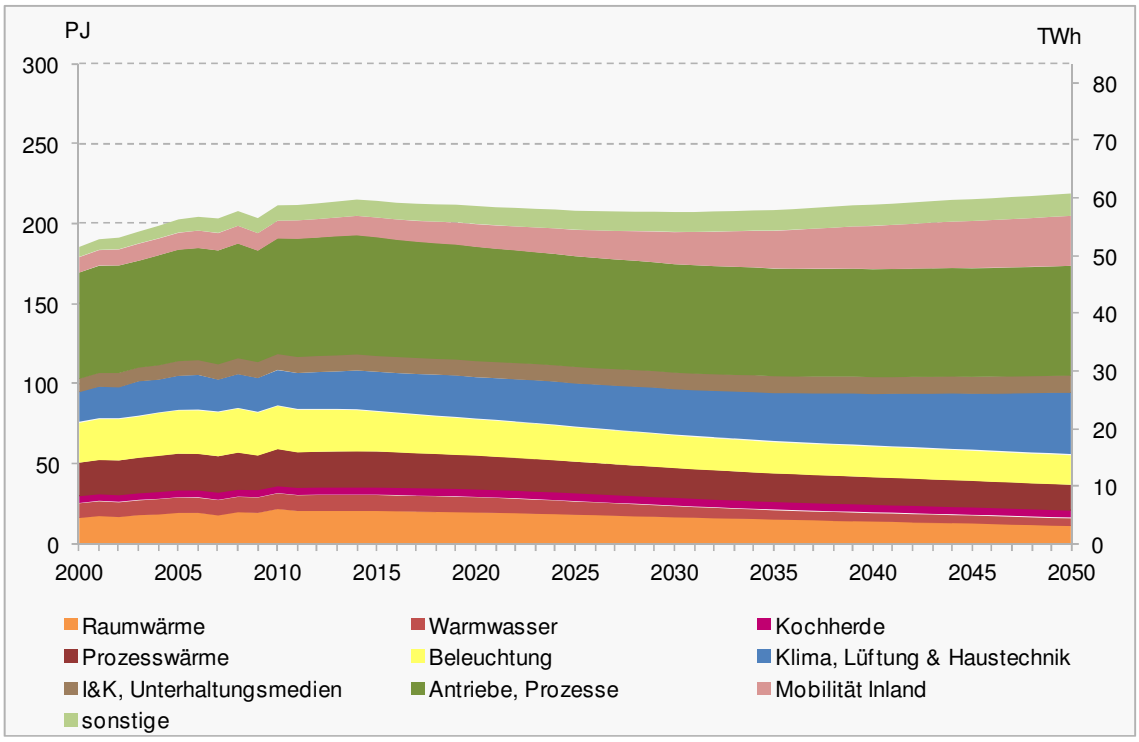
Verwendungszweck	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Raumwärme	16.3	21.6	19.6	16.7	15.3	14.1	11.5
Warmwasser	8.8	9.5	9.1	6.7	5.6	5.1	4.6
Kochherde	4.8	5.1	5.4	5.4	5.3	5.2	4.9
Prozesswärme	21.1	23.3	21.2	18.8	18.0	17.4	16.2
Beleuchtung	24.9	26.8	22.6	20.3	19.5	19.1	18.4
Klima, Lüftung & Haustechnik	19.2	22.1	26.0	28.7	30.6	32.8	39.1
I&K, Unterhaltungsmedien	8.4	10.3	10.3	10.4	10.4	10.5	10.7
Antriebe, Prozesse	65.6	71.7	70.9	67.2	66.7	66.8	67.9
Mobilität Inland	9.6	11.5	14.4	20.3	23.9	27.3	31.6
sonstige	6.5	9.7	11.5	12.7	13.1	13.5	14.3
Total Elektrizitätsnachfrage	**185.1**	**211.5**	**211.1**	**207.2**	**208.5**	**211.9**	**219.1**
Total Elektrizitätsnachfrage in TWh	**51.4**	**58.8**	**58.6**	**57.6**	**57.9**	**58.9**	**60.9**

Quelle: Prognos 2012

Der stärkste Rückgang der Elektrizitätsnachfrage bei den Verwendungszwecken Warmwasser, Raumwärme, Beleuchtung und Prozesswärme zu identifizieren. Von

2010 bis 2050 fällt die Elektrizitätsnachfrage bei Warmwasser von 9.5 PJ auf 4.6 PJ, bei Raumwärme von 21.6 PJ auf 11.5 PJ, bei Beleuchtung von 26.8 PJ auf 18.4 PJ und bei Prozesswärme von 23.3 PJ auf 16.2 PJ. Das entspricht einem Rückgang um 52 %, 47 %, 31 % bzw. 30 %. Das stärkste Wachstum in der Elektrizitätsnachfrage weist der Verwendungszweck Mobilität Inland mit 175 % auf, bei dem hauptsächlich eine stärkere Verlagerung des Verkehrs auf den Schienenverkehr und eine zunehmende Elektromobilität zu Buche schlägt, gefolgt von Klima, Lüftung & Haustechnik mit einer Zunahme von 77 % und Sonstige mit 48 %. Die Nachfrage nach Elektrizität zur Betreibung von Kochherden schrumpft um 4 %. Für den Verwendungszweck I&K/Unterhaltungsmedien steigt die Elektrizitätsnachfrage um 4%, während sie für Antriebe/Prozesse bis zum Jahr 2050 um 5 % fällt. Die Veränderungen der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken gegenüber 2010 werden im Figur 9-29 dargestellt.

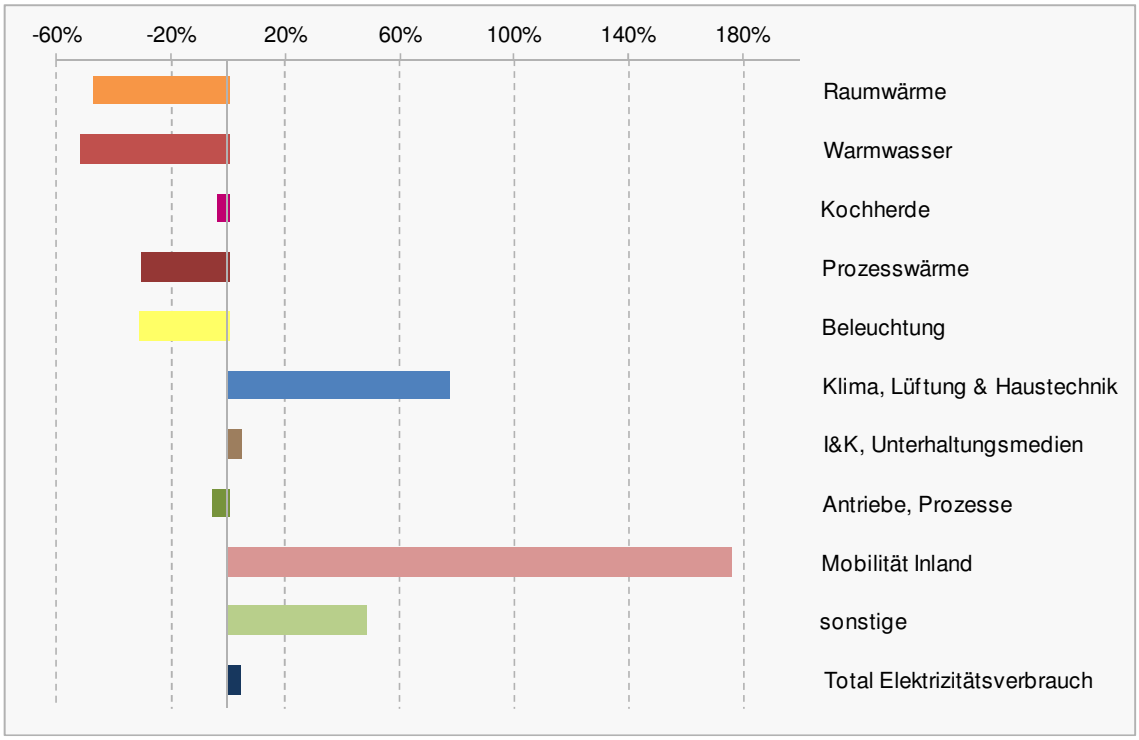
Figur 9-28: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken, in PJ und TWh



Quelle: Prognos 2012

Der Verlauf der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecken von 2000 bis 2050 wird in Figur 9-28 abgebildet. Durch den unterschiedlichen Verlauf der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Verwendungszwecken ändern

Figur 9-29: Szenario „Politische Massnahmen“ Veränderung der Elektrizitätsnachfrage 2050 gegenüber 2010 nach-Verwendungszwecken, in %



Quelle: Prognos 2012

sich auch die Anteile der Elektrizitätsnachfrage nach Verwendungszwecke an der Gesamtelektrizitätsnachfrage. Raumwärme verliert 5 %-Punkte an Anteil, Klima, Lüftung & Haustechnik hingegen gewinnt 7 %-Punkte an Anteil. Prozesswärme und Beleuchtung verlieren jeweils 4 %-Punkte ihres Anteils. Der Anteil für Warmwasser sinkt um 2 %-Punkte, I&K/Unterhaltungsmedien und Kochherde bleiben unverändert. Der Anteil an Antriebe/Prozesse reduziert sich um 3 %-Punkte. Die Anteil der Verwendungszwecke Mobilität Inland und Sonstige nehmen um 9 %-Punkte bzw. 2 %-Punkte zu.

9.5.6 Erneuerbare Energien in der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe)

Die erneuerbaren Energien erfahren in Summe von 2010 bis 2050 ein hohes Nachfragewachstum. Bei einzelnen Energieträgern ist dies differenziert zu sehen. Die Energienachfrage nach (Industrie-)Abfälle, soweit es den erneuerbaren Anteil der Abfälle anbelangt, und die Nachfrage nach Holz reduzieren sich im Vergleich zu 2010 bis 2050 auf 81 % bzw. auf 78 %. Der erneuerbare Anteil der Energienachfrage bei Fernwärme erhöht sich im selben Zeitraum um 22 %. Die Energienachfrage nach Biogas/Klärgas verdoppelt sich, die Nachfrage nach Umgebungswärme erhöht sich um 244 %, flüssige Biotreibstoffe nehmen um mehr als das 43-fache zu. Die Nachfrage nach Solarwärme verzehnfacht sich.

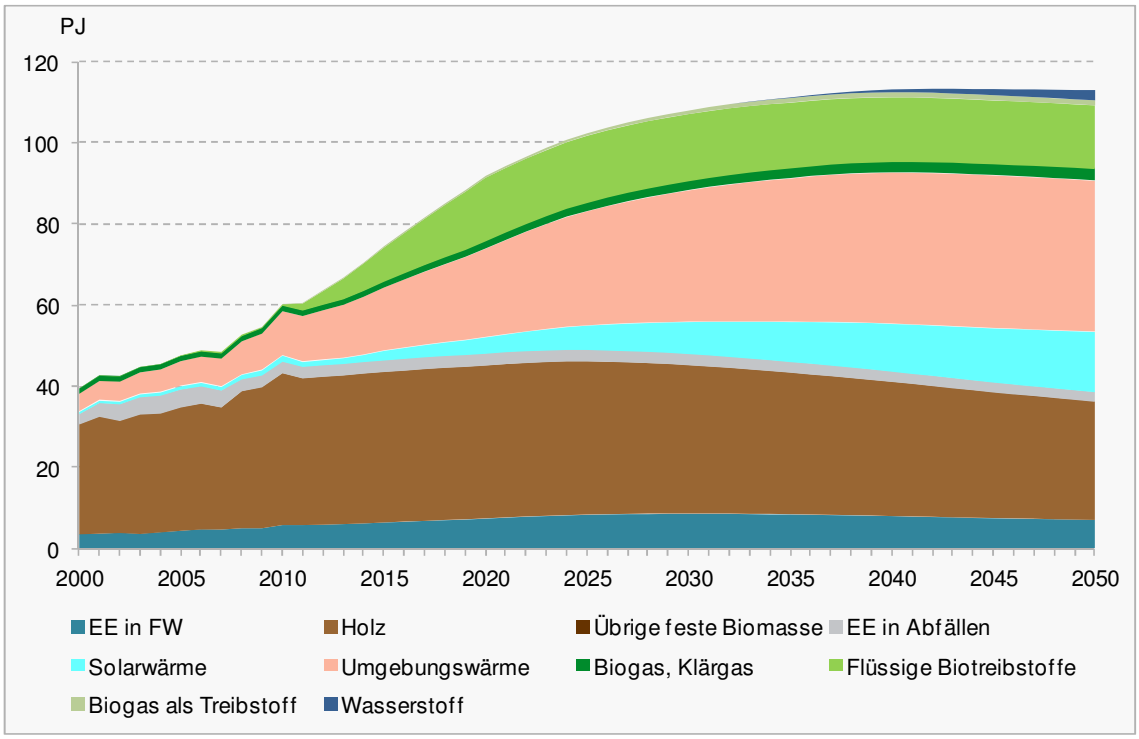
Tabelle 9-39: Szenario „Politische Massnahmen“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fernwärme*	3.5	5.8	7.4	8.7	8.5	8.0	7.1
Holz	27.1	37.4	37.6	36.5	34.8	33.0	29.2
Übrige feste Biomasse	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(Industrie-)Abfälle*	2.6	3.0	3.0	2.9	2.8	2.6	2.4
Solarwärme	0.6	1.4	4.0	7.8	9.8	11.7	14.8
Umgebungswärme	4.3	10.8	21.7	32.4	35.3	37.2	37.2
Biogas, Klärgas	1.4	1.5	2.0	2.4	2.6	2.8	3.1
Flüssige Biotreibstoffe	0.1	0.4	15.7	16.5	16.2	16.0	15.7
Biogas als Treibstoff	0.0	0.1	0.4	0.9	1.1	1.2	1.2
Wasserstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	2.5
Insgesamt (in PJ)	**39.5**	**60.3**	**91.9**	**108.1**	**111.3**	**113.2**	**113.0**

*Anteil erneuerbarer Energieträger in der Fernwärme und den Abfällen

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-30: Szenario „Politische Massnahmen“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ



Quelle: Prognos 2012

Biogas als Treibstoff nimmt im Vergleich zum Jahr 2010 um das 22-fache zu. Das hohe Wachstum der Nachfrage bei den einzelnen Energieträgern ist vor dem Hintergrund

der niedrigen Grundwerte im Jahr 2010 zu sehen. Auch im Jahr 2050 verbleibt die Nachfrage bei diesen erneuerbaren Energien immer noch auf geringem Niveau.

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Brennstoffnachfrage nimmt kontinuierlich zu. Im Jahr 2010 betrug er 15 %, bis 2050 steigt er auf 41 % an. Biotreibstoffe bestreiten im Jahr 2050 16 % der Treibstoffnachfrage. Der Anteil der Erneuerbaren an der Endenergienachfrage beläuft sich in 2050 auf 20 %. Tabelle 9-40 liefert hierzu eine Übersicht.

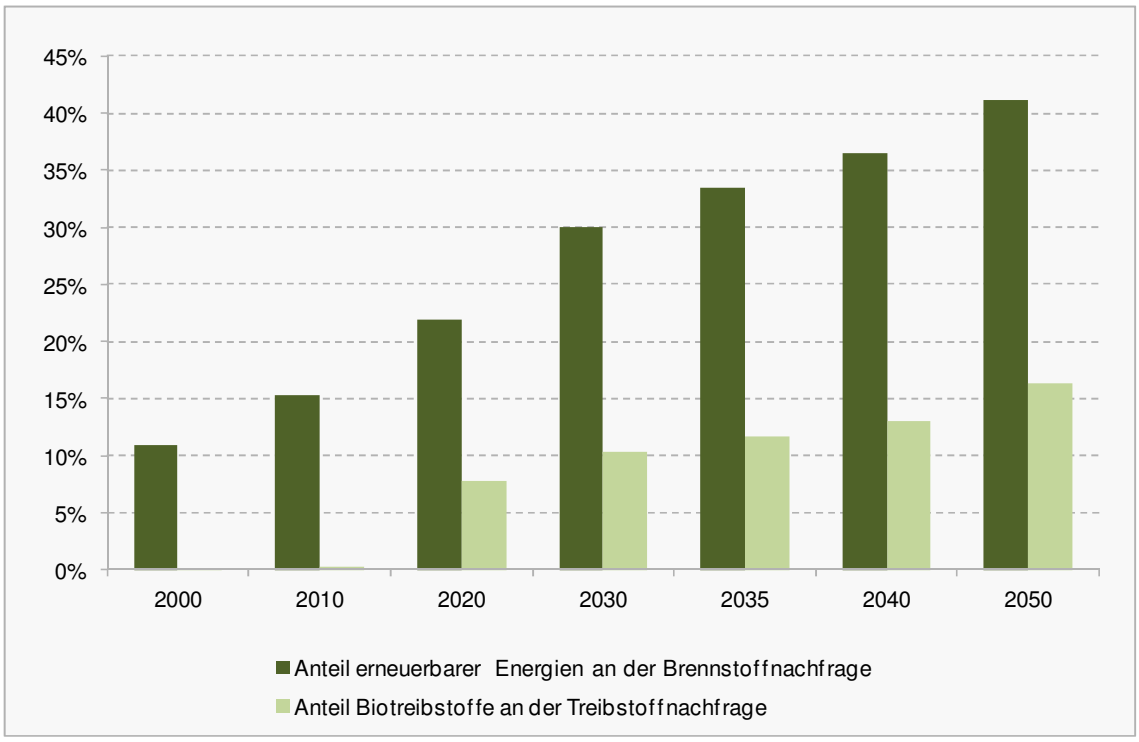
Tabelle 9-40: Szenario „Politische Massnahmen“
Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage sowie an der Gesamtnachfrage, in %

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Anteil erneuerbarer Energien an der Brennstoffnachfrage	10.9%	15.3%	21.9%	30.0%	33.4%	36.5%	41.1%
Anteil Biotreibstoffe (+H2) an der Treibstoffnachfrage	0.0%	0.2%	7.7%	10.4%	11.6%	13.0%	16.4%
Anteil erneuerbarer Energien an der Nachfrage	5.1%	7.2%	12.0%	16.0%	17.4%	18.6%	20.0%

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-31 stellt den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage graphisch dar.

Figur 9-31: Szenario „Politische Massnahmen“
Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage, in %



Quelle: Prognos 2012

Der Einsatz erneuerbarer Energieträger macht auf Sektorebene bei den Privathaushalten den grössten Anteil aus. Wie Tabelle 9-41 zeigt, bleiben die Privathaushalte auch im Jahr 2050 mit einem 48 %-Anteil die grösste Nachfragergruppe der erneuerbaren Energieträger, insbesondere was Wärmepumpen, Holz und Solarenergie anbelangt. Der Anteil im Dienstleistungssektor erhöht sich von 2010 bis 2050 um einen %-Punkt auf 19 %, der des Industriesektors fällt um 11 %-Punkte auf 15 % ab, der Anteil des Verkehrs wächst um 16 %-Punkte und beläuft sich im Jahre 2050 auf 17 %.

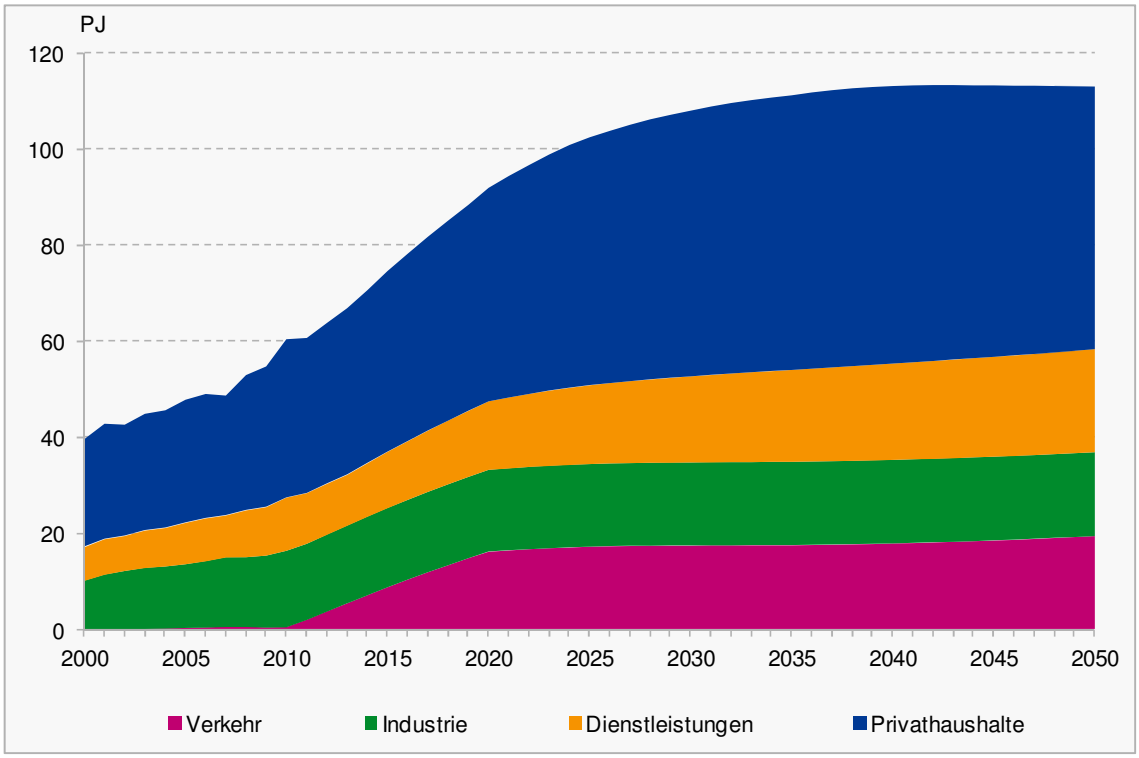
Tabelle 9-41: Szenario „Politische Massnahmen“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ

EE nach Sektoren, ohne Stromanteil	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	22.4	33.0	44.5	55.5	57.3	57.9	54.8
Dienstleistungen	7.0	11.1	14.3	17.9	19.1	20.0	21.4
Industrie	10.0	15.9	17.0	17.3	17.3	17.4	17.4
Verkehr	0.1	0.4	16.2	17.4	17.5	17.9	19.4
Summe	**39.5**	**60.3**	**91.9**	**108.1**	**111.3**	**113.2**	**113.0**

Quelle: Prognos 2012

Figur 9-32 bildet die Entwicklung des Einsatzes an erneuerbaren Energien in den einzelnen Sektoren ab.

Figur 9-32: Szenario „Politische Massnahmen“
Einsatz der erneuerbaren Energieträger in den Sektoren, in PJ



Quelle: Prognos 2012

9.5.7 Fossile Energieträger in der Nachfrage

Die Analyse des direkten Einsatzes der fossilen Brenn- und Treibstoffe an der Nachfrage ergibt folgendes Bild:

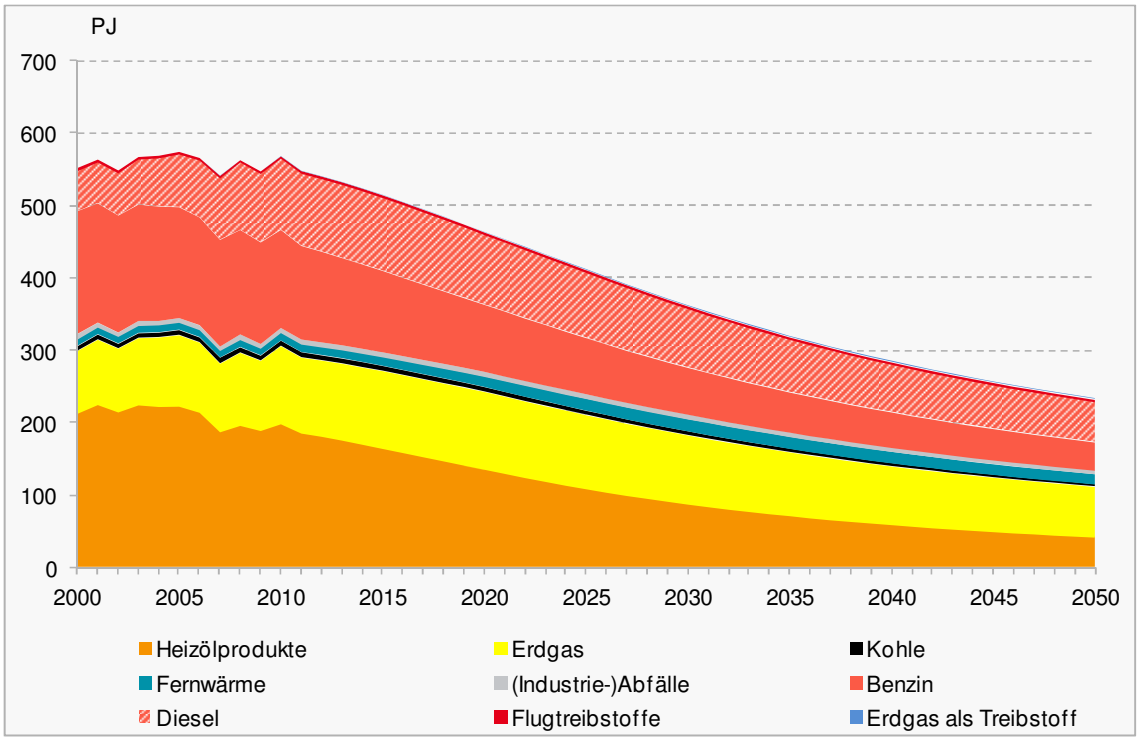
Tabelle 9-42: Szenario „Politische Massnahmen“
Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ

Energieträger	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Heizölprodukte	212.8	198.2	135.4	87.3	71.0	58.6	41.6
Erdgas	87.0	108.2	107.4	95.4	88.2	81.2	70.0
Kohle	5.8	6.4	5.9	4.7	4.2	3.8	2.9
Fernwärme	9.7	11.4	14.6	17.0	16.6	15.8	13.9
(Industrie-)Abfälle	7.8	7.1	7.3	6.9	6.6	6.3	5.7
Benzin	169.3	135.2	92.4	64.8	55.5	48.7	38.7
Diesel	55.9	98.8	96.8	81.4	72.9	66.1	56.0
Flugtreibstoffe	4.3	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.2	0.4	1.0	1.1	1.1	1.1
Summe Fossile	**552.6**	**568.9**	**463.7**	**361.8**	**319.5**	**284.8**	**233.2**

Quelle: Prognos 2012

Insgesamt erfolgt eine Reduktion der fossilen Energieträger (Brenn- und Treibstoffe, ohne Umwandlungssektor) von 59 % bis 2050. Der Verbrauch von Heizölprodukten wird dabei am stärksten reduziert. Im Vergleich zu 2010 werden nur noch 21 % davon im Jahr 2050 eingesetzt. Die Nachfrage nach Benzin und Diesel reduziert sich um 71 % bzw. 43 %. Der Einsatz von Dieselmotoren dominiert weiterhin im Güterverkehr, Benzinmotoren verlieren im Personenverkehr sowohl an Diesel- als auch an Elektromotoren, was mit erheblichen Effizienzeffekten verbunden ist. Erdgas sinkt um 35 %, Kohle um 54 %. Der fossile Teil der (Industrie-)Abfälle fällt um 19 % und Flugtreibstoffe um 5 %. Nur Fernwärme, soweit es deren fossilen Anteil betrifft, und Erdgas als Treibstoff steigen. Der Einsatz an Fernwärme wächst um 22 % der Verbrauch an Erdgas als Treibstoff steigt fast auf das Sechsfache an bis 2050.

Figur 9-33: Szenario „Politische Massnahmen“
Einsatz der fossilen Energieträger in der Endenergienachfrage, in PJ



Quelle. Prognos 2012

Figur 9-33 zeigt den Verlauf der Nachfrage nach fossilen Energieträgern. Heizölprodukte verlieren mehr und mehr an Gewicht. Im Jahr 2050 beträgt der Anteil dieser Produkte an der Nachfrage nur noch ein Fünftel. Benzin verliert 7 %-Punkte, während Diesel 7 %-Punkte an Anteil gewinnt. Am Ende des Betrachtungszeitraums bestreiten Erdgas und Diesel mit 30 % bzw. 24 % den Hauptanteil der Nachfrage nach fossilen Energieträgern.

9.5.8 CO_2-Emissionen in der Nachfrage

Die Veränderung der Nachfragestruktur nach Energieträgern wirkt sich auf die CO_2-Emissionen aus. Durch die Abnahme des Verbrauchs an Heizölprodukten verringern sich zwischen 2010 und 2050 die damit verbundenen Emissionen an CO_2 auf ein Fünftel. Lediglich der fossile Anteil der Fernwärmebereitstellung und die Verwendung von Erdgas als Treibstoff erhöhen diese Emissionen um 22 % bzw. um das Vierfache im Vergleich zu deren Emissionen im Jahre 2010. Die CO_2-Emissionen durch Flugtreibstoffe reduzieren sich auf 95 % ihres Werts im Jahr 2010. Der CO_2-Ausstoss verursacht durch Sonstige Erdölprodukte fällt um 10 %. Erdgas mit 35 % und der fossile Anteil an (Industrie-)Abfälle mit 19 % tragen ebenfalls zur Reduktion bei. Die Emission von CO_2 durch Kohle reduziert sich um 54 % bis 2050. Benzin und Diesel verringern ihren Ausstoss um 71 % bzw. 43 %. Am Ende des Betrachtungszeitraums gehören Heizölprodukte, Erdgas, Benzin und Diesel zu den Hauptverursachern des CO_2-Ausstosses: (in gleicher Reihenfolge) mit 18 %, 25 %, 19 % und 27 % (siehe Tabelle 9-43).

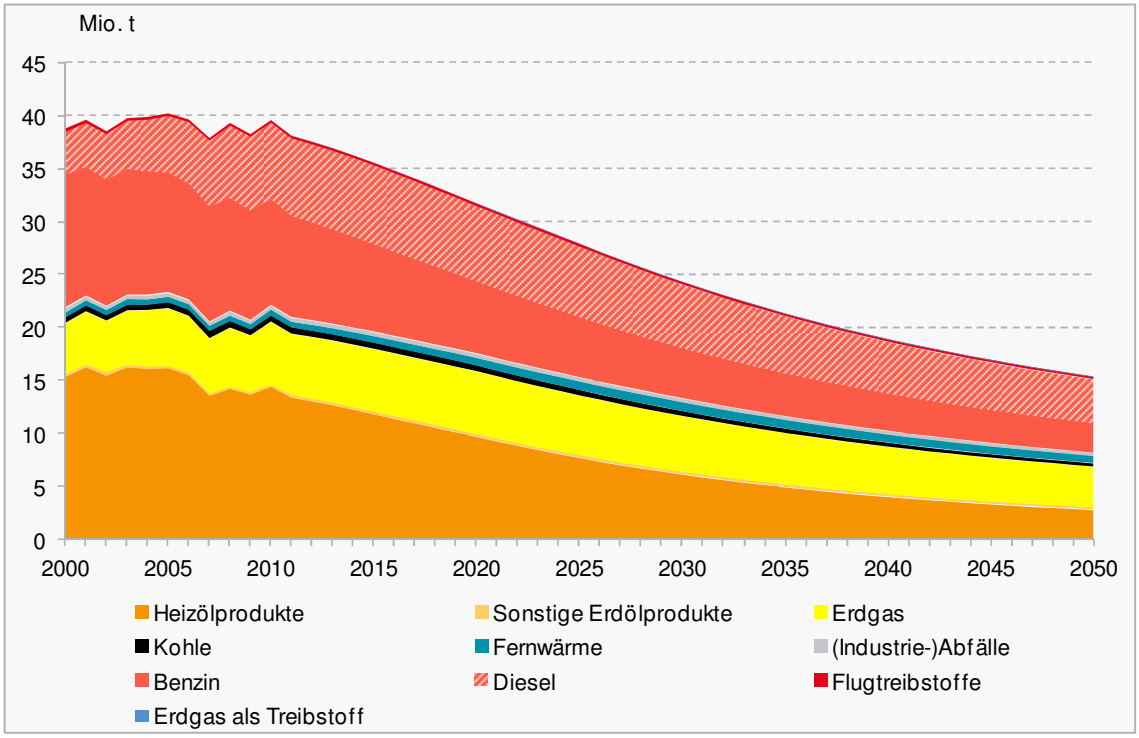
Tabelle 9-43: Szenario „Politische Massnahmen“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Energieträger, in Mio. t*

CO_2-Emissionen nach Energieträger	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Heizölprodukte	15.3	14.3	9.6	6.1	4.9	4.0	2.8
Sonstige Erdölprodukte	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Erdgas	4.8	5.9	5.9	5.2	4.9	4.5	3.8
Kohle	0.5	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3
Fernwärme	0.5	0.6	0.7	0.9	0.8	0.8	0.7
(Industrie-)Abfälle	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
Benzin	12.5	10.0	6.8	4.8	4.1	3.6	2.9
Diesel	4.1	7.3	7.1	6.0	5.4	4.9	4.1
Flugtreibstoffe	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1
Summe	**38.8**	**39.6**	**31.7**	**24.4**	**21.4**	**19.0**	**15.4**

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Das beschriebene Bild der CO_2-Emissionen spiegelt sich in Figur 9-34 wider.

Figur 9-34: Szenario „Politische Massnahmen“
CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Energieträgern, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Eine Betrachtung der CO_2-Emissionen auf Sektorebene liefert Tabelle 9-44. Auch im Jahr 2050 wird der Verkehrssektor mit einem Anteil von 47% noch immer der grösste Emittent von CO_2 sein, gefolgt von der Industrie mit 20%, der Industrie mit 22 % und

den Privathaushalten mit 17 %. Insgesamt reduzieren sich die CO_2-Emissionen um 61 %. Den stärksten Rückgang schaffen die privaten Haushalte mit 78% CO_2-Reduktion. Dieser Erfolg ergibt sich vor allem aus den Effizienzgewinnen bei der Raumwärme. Im Dienstleistungssektor wird eine CO_2-Verringerung um 55 % erzielt. Industrie und Verkehr tragen mit einer Reduktion ihrer Emissionen von 40 % bzw. 58 % bei.

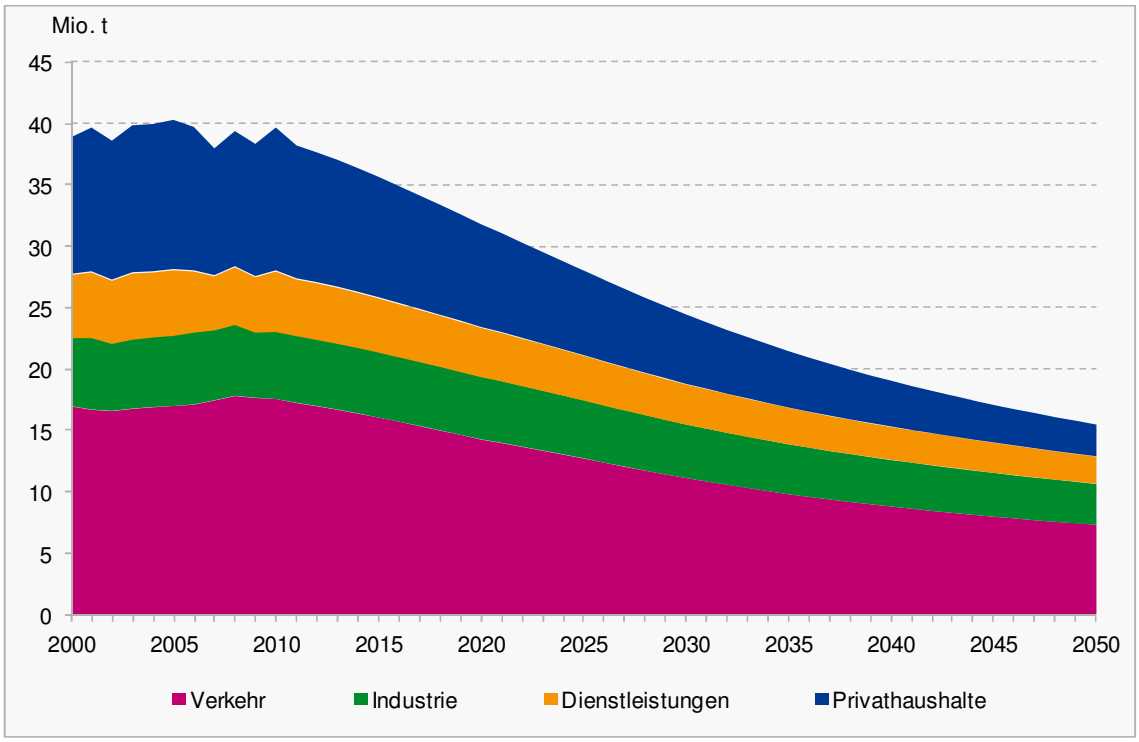
Tabelle 9-44: Szenario „Politische Massnahmen“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t*

CO_2-Emissionen nach Sektoren	**2000**	**2010**	**2020**	**2030**	**2035**	**2040**	**2050**
Privathaushalte	11.1	11.6	8.4	5.6	4.6	3.7	2.6
Dienstleistungen	5.2	4.9	4.0	3.3	3.0	2.7	2.2
Industrie	5.6	5.5	5.1	4.4	4.0	3.8	3.3
Verkehr	16.9	17.5	14.2	11.1	9.8	8.8	7.3
Summe	**38.8**	**39.6**	**31.7**	**24.4**	**21.4**	**19.0**	**15.4**

**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

Figur 9-35 illustriert den zeitlichen Verlauf der CO_2-Emissionen auf Sektorebene. Die unmittelbar brenn- und treibstoffbedingten CO_2-Emissionen sinken deutlich gegenüber dem Jahr 2010. Der Verkehrssektor bleibt Hauptemittent von CO_2.

Figur 9-35: Szenario „Politische Massnahmen“ CO_2-Emissionen in der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t*



**ohne statistische Differenz und sonstige Umwandlung* *Quelle: Prognos 2012*

9.6 Elektrizitätsangebot

9.6.1 Elektrische Verluste

Die Verluste verstehen sich vom Kraftwerk bis zum Abnehmer, bzw. bei der Bahn bis zum Fahrdraht [BFE, 2011c]. Im Kalenderjahr 2010 betrugen die Verluste 4'493 GWh_{el}, im hydrologischen Jahr 4'438 GWh_{el}, das entsprach 7.5 Prozent des Endverbrauchs. Es wird unterstellt, dass sich die Verluste durch technischen Fortschritt bis 2050 auf weniger als 7 Prozent des Endverbrauchs verringern werden.

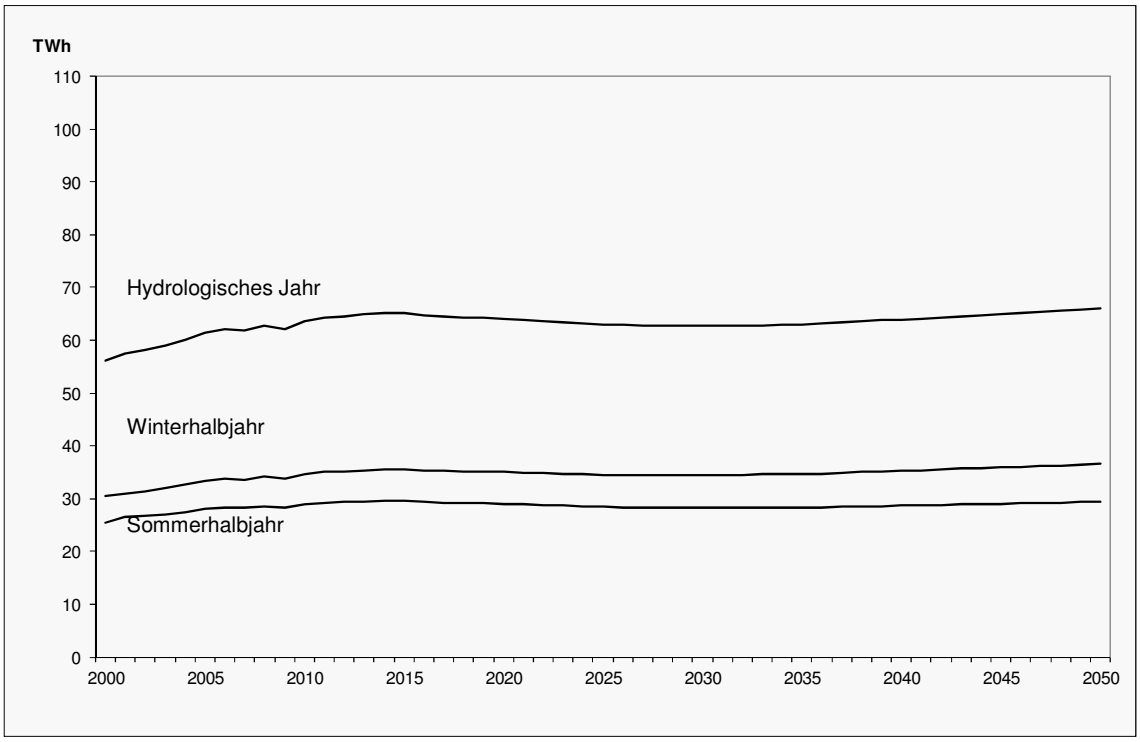
9.6.2 Landesverbrauch

Die Elektrizitätsnachfrage im Winter (1. Oktober bis 31. März) war bisher stets höher als im Sommer (1. April bis zum 30. September). In den letzten 20 Jahren betrug der Winteranteil am Endverbrauch ca. 54 bis 55 Prozent, was auch für die Zukunft unterstellt wird.

Wegen der höheren Nachfrage und dem geringeren Angebot der Wasserkraft werden alle Berechnungen zur Deckung der Nachfrage auf die jeweiligen Winterhalbjahre ausgerichtet. Deshalb werden die Modellergebnisse der Nachfrage (Kalenderjahr) auf das hydrologische Jahr sowie das Winter- und Sommerhalbjahr umgerechnet.

In der Figur 9-36 ist der Landesverbrauch sowohl im hydrologischen Jahr als auch im Winter- und Sommerhalbjahr abgebildet. Der Landesverbrauch entspricht dem Endverbrauch zuzüglich der Verluste. Bis 2050 steigt der Landesverbrauch nach einem zwischenzeitlichen Rückgang auf 62.7 TWh (im Jahr 2030) auf. 66 TWh (vgl. 2010: 63.6 TWh),

Figur 9-36: Szenario „Politische Massnahmen" Landesverbrauch 2000 bis 2050, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

9.6.3 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

In der Elektrizitätsstatistik wird der Verbrauch der Speicherpumpen von der Landeserzeugung abgezogen. Hierdurch ergibt sich die Nettoerzeugung. Im Prognos-Strommodell hingegen wird der entsprechende Verbrauch als zusätzliche Nachfrage betrachtet. Für die Abschätzung der Erwartungswerte des mittleren Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen werden Daten aus der Statistik der Wasserkraftanlagen [BFE, 2011f] verwendet. Tabelle 9-45 zeigt die unterstellte Entwicklung des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Tabelle 9-45: Szenario „Politische Massnahmen“ Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh_{el}

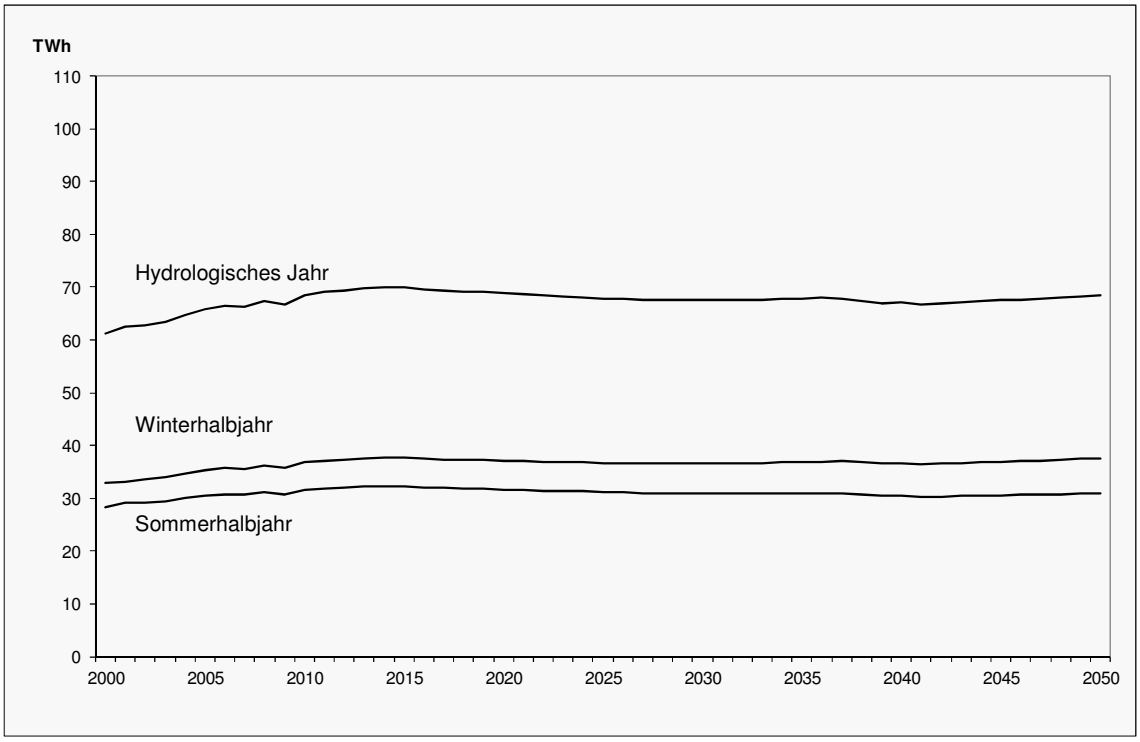
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr	1'770	2'540	2'548	2'557	2'557	2'557	2'557	2'557	2'557	2'557	2'557
Winterhalbjahr	356	809	946	1'023	1'023	1'023	1'023	1'023	1'023	1'023	1'023
Sommerhalbjahr	1'414	1'731	1'602	1'534	1'534	1'534	1'534	1'534	1'534	1'534	1'534

Quelle: Prognos 2012

9.6.4 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die (für das Elektrizitätsmodell relevante) Nachfrage ist der Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Figur 9-37: Szenario „Politische Massnahmen“ Gesamte Elektrizitätsnachfrage 2000 bis 2050, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

9.6.5 Leistungsnachfrage

Neben der zukünftigen Arbeitsnachfrage ist die damit zusammenhängende Leistungsnachfrage von Bedeutung. Es wird davon ausgegangen, dass die Leistungsnachfrage bei steigender Stromnachfrage (Arbeit) proportional zunimmt. Für das Basisjahr 2010 wurden die maximale Leistungsnachfrage und die Grundlastnachfrage über eine Analyse des Lastprofils der letzten 10 Jahre geschätzt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9-46 dargestellt.

Tabelle 9-46: Szenario „Politische Massnahmen“ Elektrische Leistungsnachfrage, Winter, in GW_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Nachfrage max. Last	8.91	9.75	10.17	10.30	10.14	10.00	9.96	10.02	10.18	10.35	10.53
Nachfrage Grundlast	5.25	5.75	5.99	6.07	5.98	5.89	5.87	5.90	6.00	6.10	6.20

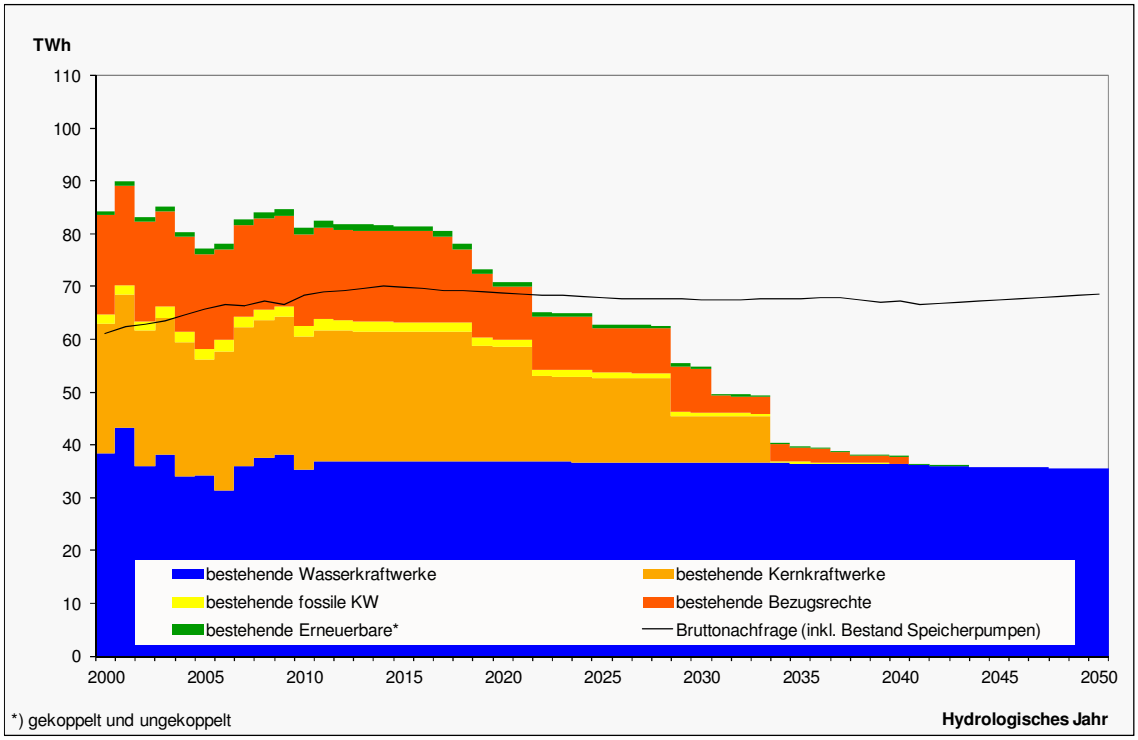
Quelle: Prognos 2012

9.7 Lücken in Szenario „Politische Massnahmen“

9.7.1 Stromlücke

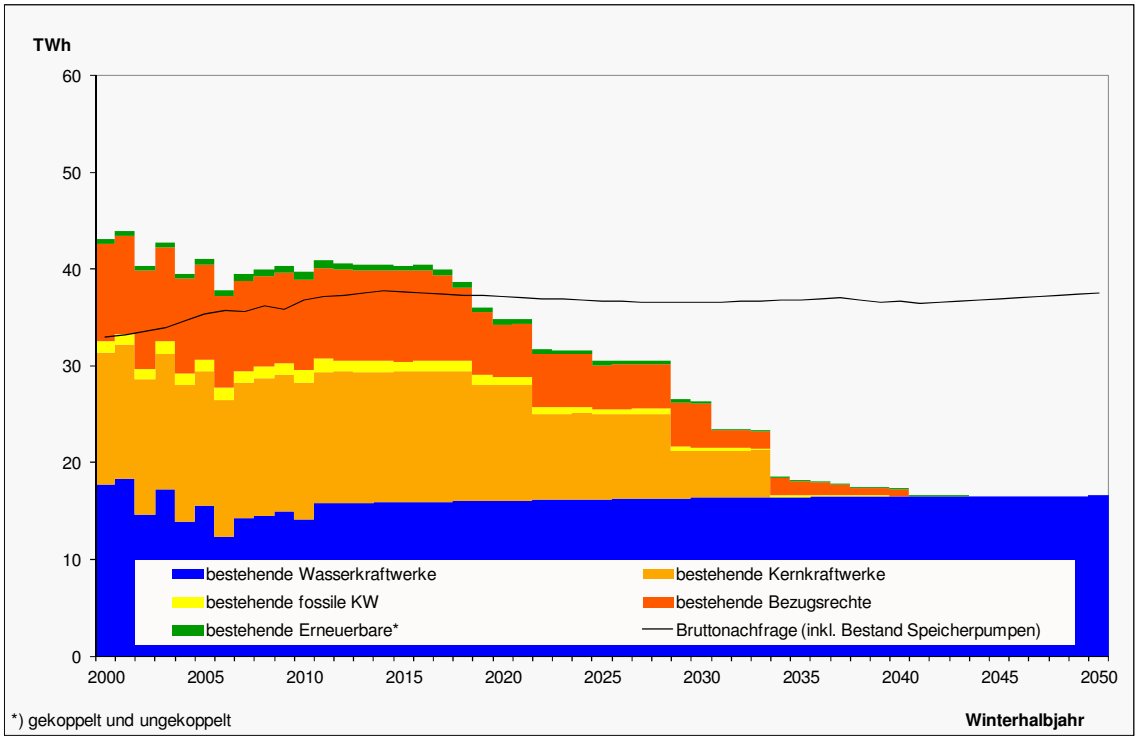
Eine Gegenüberstellung der Stromnachfrage bis 2050 und der zukünftigen Stromerzeugung des bestehenden Kraftwerkparks unter Berücksichtigung der Kapazitätsabgänge durch die Ausserbetriebnahme nach Erreichen der durchschnittlichen Lebensdauer der Kraftwerksanlagen sowie das Auslaufen der Bezugsrechte gemäss den Annahmen in Kapitel 3 zeigt, dass im Winterhalbjahr 2019 die Stromnachfrage das Stromangebot überschreitet, es entsteht eine hypothetische Stromlücke. Wesentliche Ursache hierfür ist das Auslaufen eines Teiles der Bezugsrechte und die Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau I. Nach 2019 wird die hypothetische Stromlücke vor allem durch das Auslaufen der restlichen Bezugsrechte und die Stilllegung der Kernkraftwerke grösser. Zudem entstehen ab 2022 Lücken im hydrologischen Jahr und ab 2029 im Sommerhalbjahr. In Figur 9-38, Figur 9-39 und Figur 9-40 sind die Stromlücken für das Szenario „Politische Massnahmen“ im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Aus diesen Figuren sind die entsprechenden zusätzlich erforderlichen Stromangebote zur Deckung des Strombedarfs und zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung abzulesen.

Figur 9-38: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

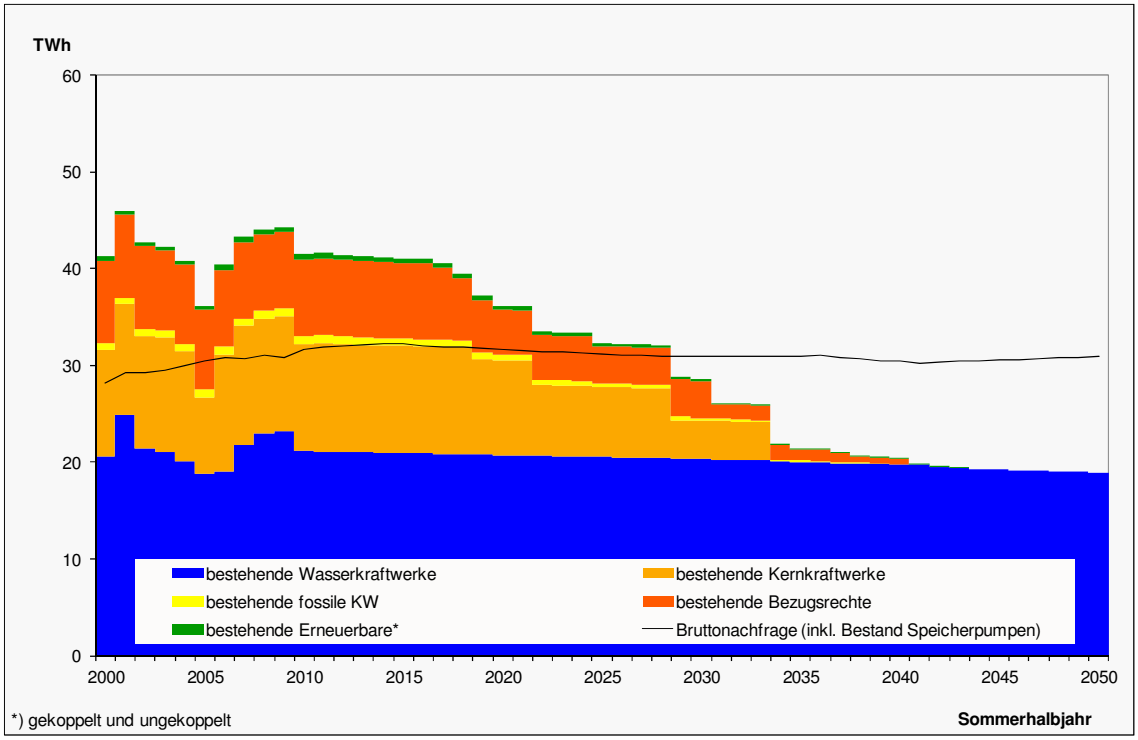
Figur 9-39: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Politische Massnahmen“ steigt die Stromlücke ab 2020 an und beträgt im hydrologischen Jahr 2050 (vgl. Figur 9-38) schliesslich 32.9 TWh_{el}. Im Winterhalbjahr (vgl. Figur 9-39) vergrössert sich die Lücke bei der Nachfrage bis 2050 auf 20.9 TWh_{el}.

Figur 9-40: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Sommerhalbjahr (vgl. Tabelle 9-47) fallen die Lücken durch das höhere Angebot der Wasserkraft und die niedrigere Nachfrage kleiner aus als im Winterhalbjahr. Die Auslegung des Kraftwerkparks zur Deckung der Lücke erfolgt deshalb im Strommodell nach dem Kriterium der Deckung der Stromnachfrage im Winterhalbjahr.

Tabelle 9-47: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrologisches Jahr											
Nachfrage	61.18	65.81	68.41	69.89	68.82	67.85	67.49	67.78	67.14	67.49	68.50
Gesamtangebot	84.42	77.30	81.34	81.56	71.02	62.85	54.96	39.57	37.72	35.85	35.57
Stromlücke	-23.24	-11.49	-12.93	-11.66	-2.20	5.00	12.53	28.21	29.42	31.64	32.93
Winterhalbjahr											
Nachfrage	32.95	35.33	36.77	37.66	37.15	36.70	36.58	36.82	36.66	36.93	37.57
Gesamtangebot	43.15	41.06	39.75	40.42	34.82	30.51	26.35	18.12	17.30	16.53	16.63
Stromlücke	-10.20	-5.72	-2.97	-2.76	2.34	6.19	10.23	18.70	19.35	20.40	20.95
Sommerhalbjahr											
Nachfrage	28.23	30.48	31.64	32.23	31.67	31.15	30.91	30.97	30.49	30.56	30.93
Gesamtangebot	41.27	36.24	41.59	41.14	36.20	32.34	28.61	21.45	20.42	19.32	18.95
Stromlücke	-13.04	-5.76	-9.96	-8.91	-4.53	-1.19	2.30	9.52	10.07	11.24	11.99

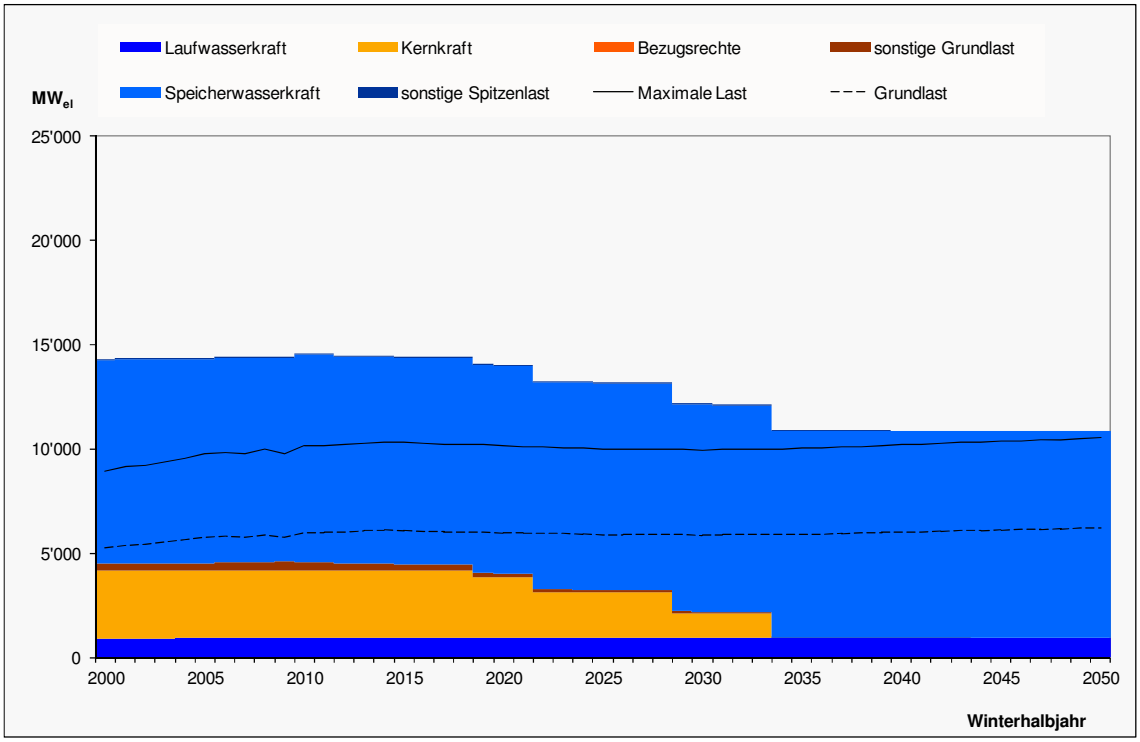
Quelle: Prognos 2012

9.7.2 Leistungsdefizit

Wird leistungsseitig das bestehende Angebot (theoretisch verfügbare Leistung zum Zeitpunkt der Spitzenlast) der maximalen Last gegenübergestellt, tritt ohne Zubau neuer Kraftwerke kein Versorgungsdefizit auf.

Die Grundlast-Nachfrage der Schweiz liegt im gesamten Betrachtungszeitraum 2000 bis 2010 über den installierten Grundlast-Kapazitäten. Das bedeutet, dass ein Teil der Grundlast aus den Speicherkraftwerken bedient werden muss.

Figur 9-41: Szenario „Politische Massnahmen“ Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, Winterhalbjahr, in MW_{el}



Quelle: Prognos 2012

Im Sommer treten, falls keine Kraftwerke ausfallen, ebenfalls keine Lücken auf.

Die Deckung der Stromnachfrage erfolgt gemäss den in Kapitel 6.7 beschriebenen erwarteten Potenzialen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass je nach Angebotsvariante unterschiedliche erwartete Potenziale angenommen werden. In Variante C wird ein niedriger Potenzialpfad für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und fossile WKK-Anlagen unterstellt, wenn notwendig wird die mögliche restlichen Lücke durch den Bau von Gaskombikraftwerken gedeckt. In Variante C&E werden ein hoher Potenzialpfad für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien und ein niedriger Pfad für fossile WKK-Anlagen unterstellt. Die verbleibende Lücke wird wiederum durch Gaskombikraftwerke gedeckt. In der Variante E werden schliesslich dieselben Potenzialpfade für erneuerbare Stromerzeugung und WKK-Anlagen wie in Variante C&E berücksichtigt, wodurch eine mögliche verbleibende Lücke durch neue Stromimporte gedeckt wird.

9.8 Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“: Arbeit

Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgerichtet. Der Zubau erfolgt bis 2050, dem Ende des Zeithorizonts der Modellierung.

9.8.1 Variante C: Fossil-zentral

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).

- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.

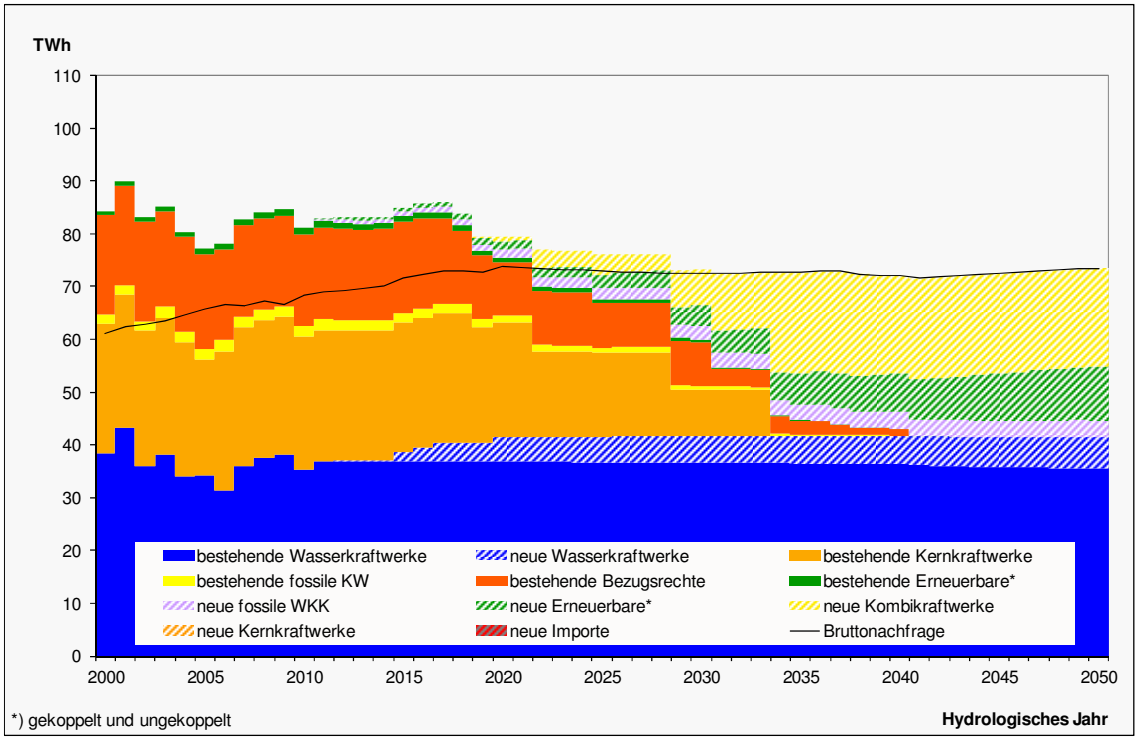
- Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung (inkl. Wasserkraft) unter Berücksichtigung einer KEV-Umlage von maximal 0.9 Rp/kWh gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

- Niedriger (autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

In Figur 9-42, Figur 9-43 und Figur 9-44 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt sieben Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2019 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 müssen drei Gaskombikraftwerke installiert werden. Besonders in den Jahren der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Leibstadt (2034) und Gösgen (2029) ist ein hoher Zubaubedarf von Gaskombikraftwerken zu erkennen.

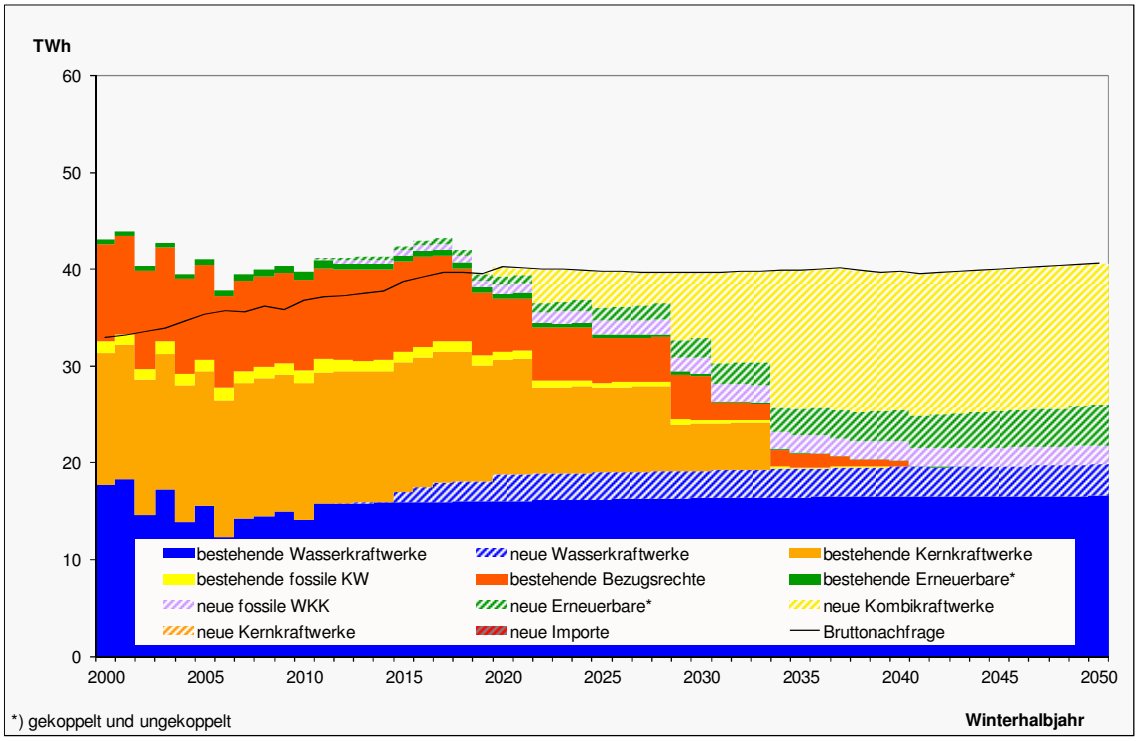
Wegen der höheren Wasserkrafterzeugung im Sommerhalbjahr (und der gleichzeitig geringeren Stromnachfrage), überschreitet das Stromangebot bei Deckung der Lücke im Winterhalbjahr teilweise die Nachfrage im Sommerhalbjahr und damit auch im hydrologischen Jahr. In den Figuren ist zudem der Anstieg der Elektrizitätsnachfrage und des Wasserkraftausbaus (Angebot) durch die fünf neuen Pumpspeicherwerke zu erkennen.

Figur 9-42: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



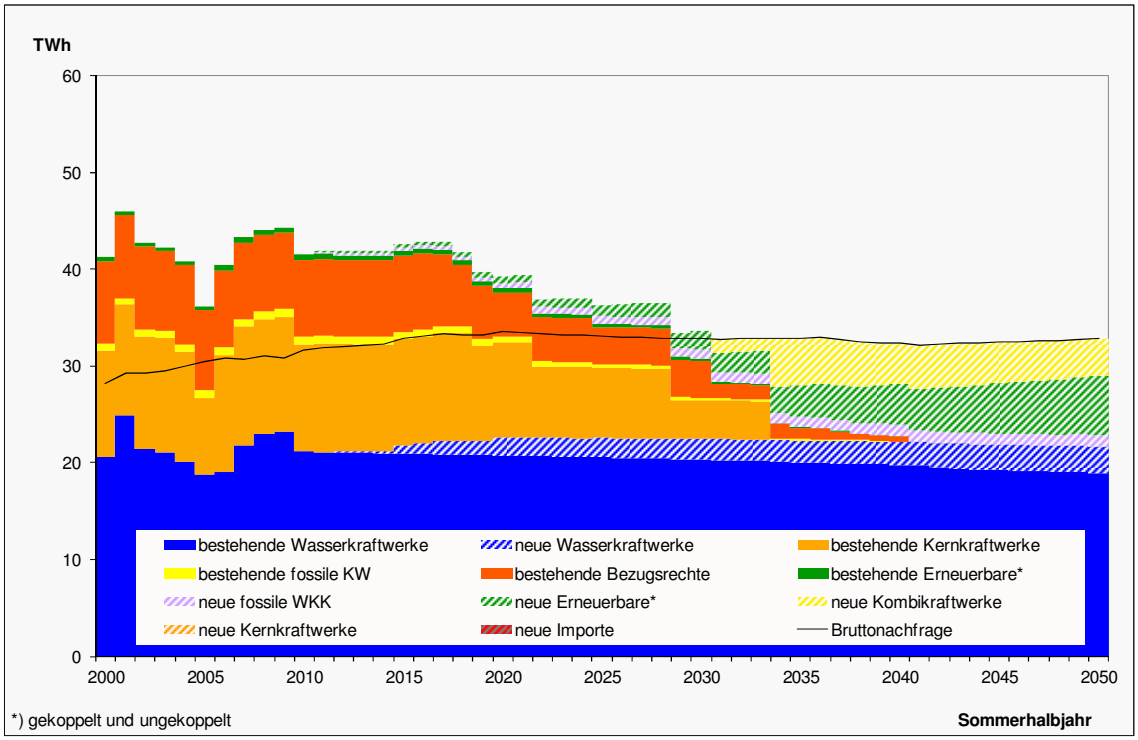
Quelle: Prognos 2012

Figur 9-43: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 9-44: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 9-48, Tabelle 9-49 und Tabelle 9-50 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Es wird unterschieden zwischen dem bestehenden Angebot und dem Zubau, ausser beim Verbrauch der Speicherpumpen. Die Kehrichtverbrennungsanlagen sind zu 50 Prozent bei den fossilen WKK und zu 50 Prozent bei den erneuerbaren Energien zu finden.

Tabelle 9-48: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.48**	**41.77**	**41.75**	**41.86**	**41.58**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	4.61	5.01	5.21	5.45	6.01
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**3.94**	**10.02**	**22.28**	**21.60**	**21.66**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0.97	6.74	19.05	18.50	18.54
neue fossile WKK	-	-	1.49	2.70	2.92	3.10	3.11
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**2.37**	**4.28**	**6.13**	**7.37**	**10.25**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	1.45	3.88	6.03	7.36	10.25
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**69.47**	**64.87**	**70.16**	**70.83**	**73.49**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**61.93**	**57.33**	**62.62**	**63.28**	**65.95**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**7.99**	**3.07**	**2.26**	**0.66**	**-**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	5.73	0.81	-	-	-
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**2.08**	**5.35**	**0.35**	**0.64**	**-**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.81**	**72.48**	**72.77**	**72.13**	**73.49**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 9-49: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.80**	**19.25**	**19.41**	**19.62**	**19.87**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.72	2.86	2.94	3.02	3.24
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**2.78**	**8.79**	**16.28**	**16.19**	**16.64**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0.97	6.74	14.26	14.24	14.69
neue fossile WKK	-	-	0.95	1.71	1.84	1.95	1.95
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**1.29**	**2.23**	**2.81**	**3.24**	**4.16**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	0.79	2.02	2.75	3.24	4.16
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**34.79**	**35.11**	**38.50**	**39.05**	**40.67**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**30.67**	**30.99**	**34.38**	**34.93**	**36.55**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.13**	**1.12**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.00	- 0.00	-	-	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.34**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**- 0.00**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.25**	**39.68**	**39.91**	**39.76**	**40.67**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 9-50: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.68**	**22.52**	**22.34**	**22.24**	**21.71**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	1.89	2.15	2.27	2.42	2.77
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.16**	**1.23**	**6.00**	**5.41**	**5.01**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	4.78	4.25	3.86
neue fossile WKK	-	-	0.54	0.99	1.08	1.16	1.16
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.08**	**2.05**	**3.32**	**4.13**	**6.09**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	0.66	1.86	3.27	4.12	6.09
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**34.69**	**29.77**	**31.66**	**31.78**	**32.82**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**31.26**	**26.34**	**28.24**	**28.36**	**29.40**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**6.86**	**1.95**	**1.14**	**0.30**	**-**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	5.73	0.81	0.00	- 0.00	-
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 2.26**	**1.90**	**0.06**	**0.30**	**-**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.56**	**32.80**	**32.86**	**32.37**	**32.82**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 9-51, Tabelle 9-52 und Tabelle 9-53 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante C für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 10.3 TWh.

Tabelle 9-51: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**2.37**	**4.28**	**6.13**	**7.37**	**10.25**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**0.58**	**1.86**	**3.69**	**4.89**	**7.75**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.34	0.96	2.52	3.48	5.92
Windenergie	0.00	0.04	0.14	0.57	0.77	1.02	1.41
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.33	0.39	0.39	0.42
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**1.79**	**2.42**	**2.44**	**2.48**	**2.50**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.42	0.69	0.65	0.67	0.68
Biogas	0.01	0.08	0.26	0.48	0.51	0.52	0.53
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	0.94	0.98	0.98	0.99	0.99
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-52: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**1.29**	**2.23**	**2.81**	**3.24**	**4.16**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.23**	**0.76**	**1.34**	**1.75**	**2.66**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.09	0.26	0.68	0.94	1.60
Windenergie	0.00	0.02	0.09	0.34	0.46	0.61	0.85
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.05	0.16	0.20	0.20	0.21
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.07**	**1.47**	**1.47**	**1.49**	**1.51**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.29	0.47	0.44	0.45	0.45
Biogas	0.01	0.05	0.16	0.30	0.32	0.33	0.33
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.52	0.54	0.54	0.54	0.54
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-53: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.08**	**2.05**	**3.32**	**4.13**	**6.09**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.35**	**1.09**	**2.35**	**3.14**	**5.10**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.25	0.70	1.84	2.54	4.32
Windenergie	0.00	0.01	0.06	0.23	0.31	0.41	0.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.05	0.16	0.20	0.20	0.21
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.72**	**0.96**	**0.97**	**0.99**	**0.99**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.13	0.23	0.22	0.23	0.23
Biogas	0.00	0.03	0.10	0.18	0.19	0.19	0.20
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.42	0.44	0.44	0.44	0.44
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

9.8.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).

- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.

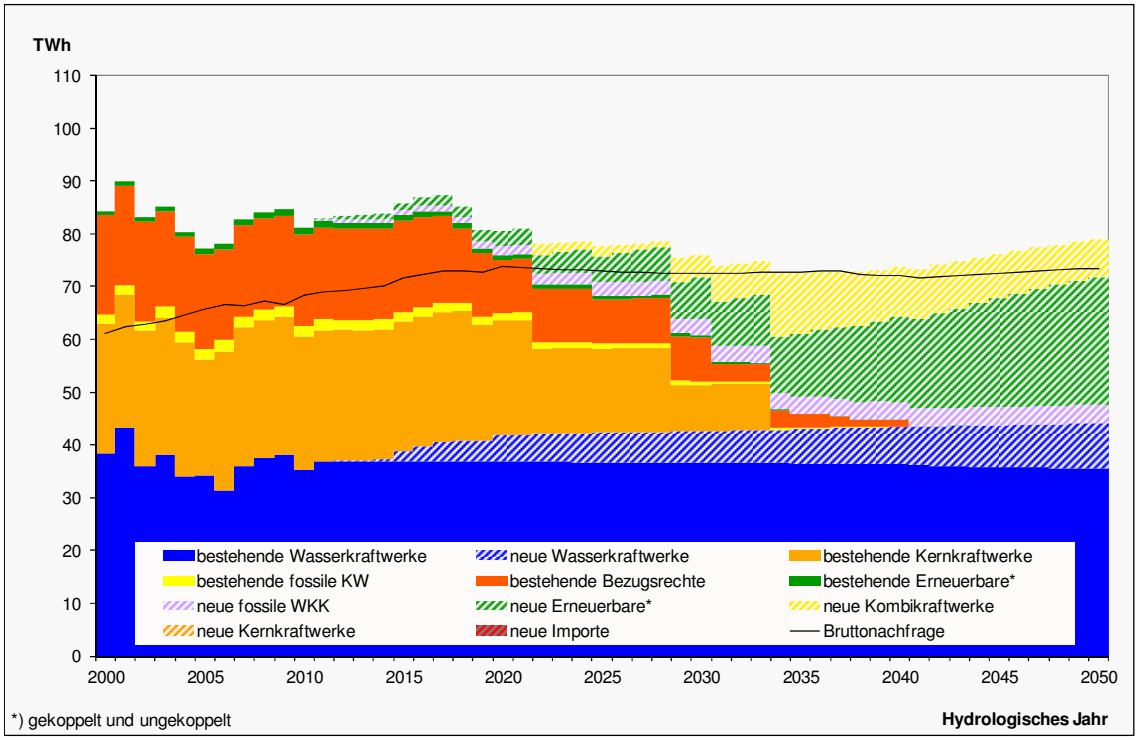
- Hoher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (gekoppelt und ungekoppelt) und Wasserkraftwerken gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.

- Niedriger (autonomer) Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, gemäss Kapitel 6.7.

In Figur 9-45, Figur 9-46 und Figur 9-47 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C&E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt fünf Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2022 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 müssen zwei Gaskombikraftwerke installiert werden.

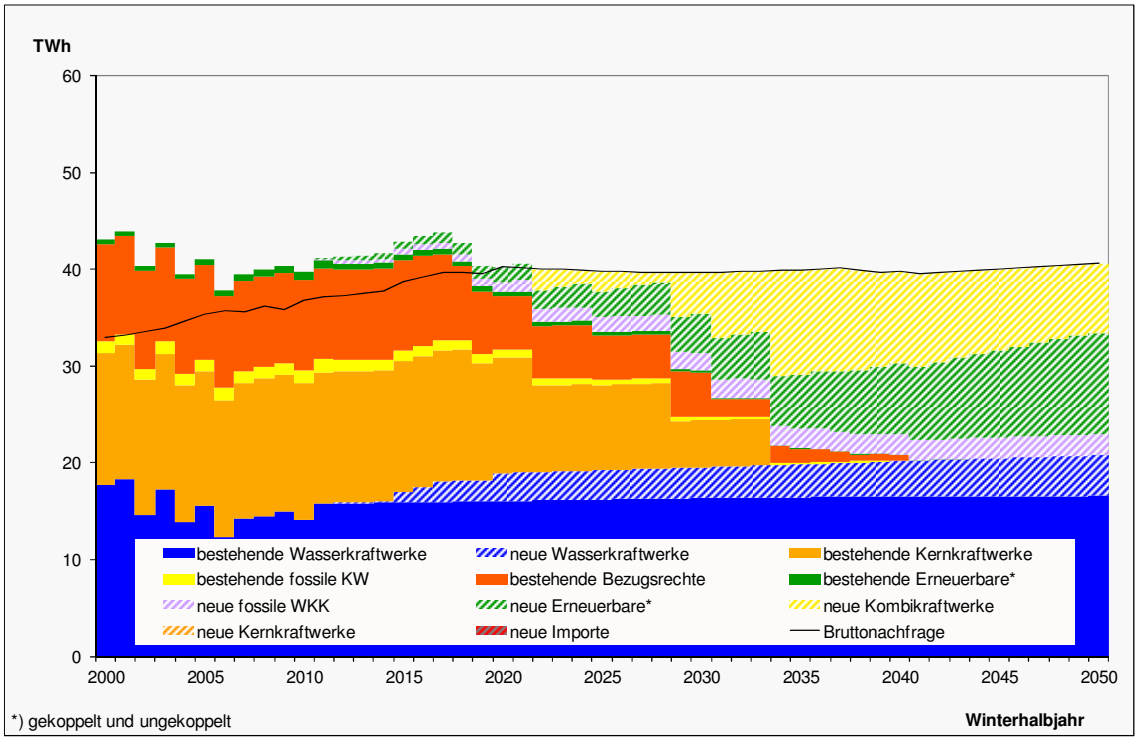
Für die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wird ein Einspeisevorrang unterstellt, d.h. die erneuerbare Stromerzeugung wird zu jeder Periode zur Gänze eingespeist. Damit kommt es im Sommerhalbjahr ab 2039 zu Erzeugungsüberschüssen, die bis zum Jahr 2050 auf ca. 5.5 TWh ansteigen. Wenn diese Überschüsse nicht abgeregelt werden sollen, muss die zusätzliche Erzeugung entweder gespeichert und zu Zeitpunkten mit Erzeugungsdefiziten zur Verfügung gestellt werden, oder es muss ein Export der Überschusserzeugung möglich sein.

Figur 9-45: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



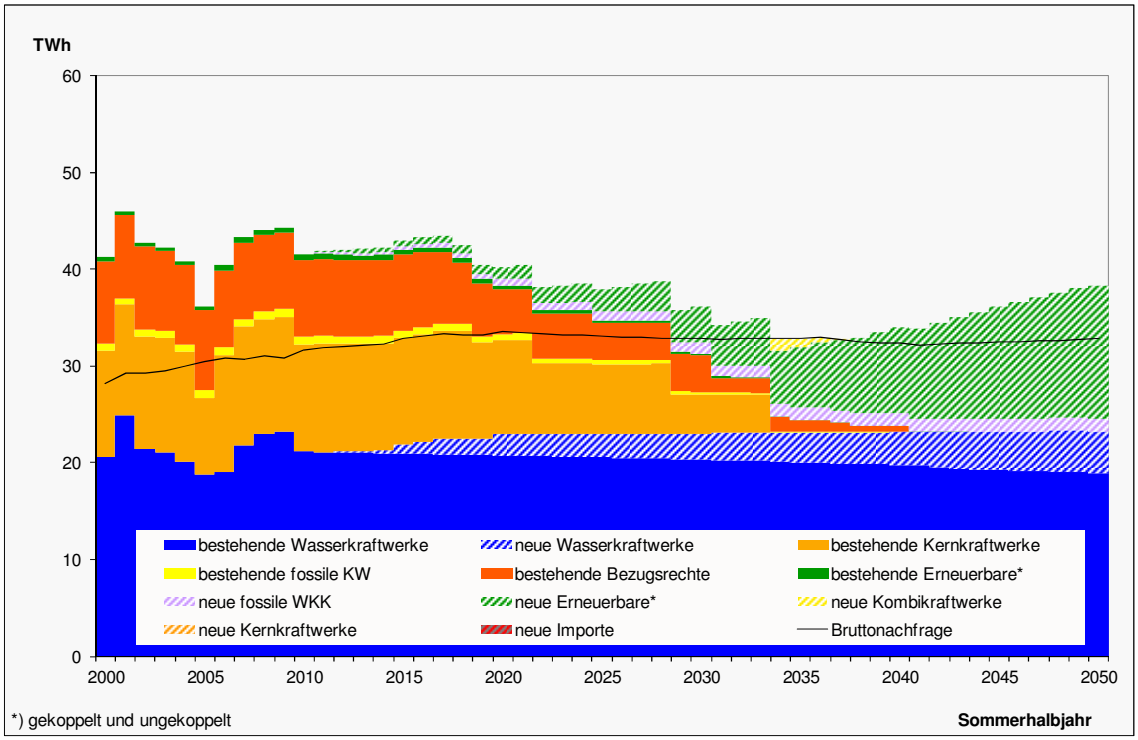
Quelle: Prognos 2012

Figur 9-46: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 9-47: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 9-54, Tabelle 9-55 und Tabelle 9-56 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 9-54: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**3.13**	**7.79**	**15.20**	**12.87**	**10.65**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	4.17	11.63	9.43	7.20
neue fossile WKK	-	-	1.65	3.04	3.26	3.44	3.45
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.77	7.84	11.84	16.14	24.22
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**70.46**	**67.50**	**70.16**	**72.46**	**79.02**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**62.91**	**59.96**	**62.62**	**64.91**	**71.48**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**8.97**	**5.70**	**2.26**	**2.29**	**5.53**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	6.71	3.44	-	1.63	5.53
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**1.09**	**2.72**	**0.35**	**- 0.99**	**- 5.53**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.81**	**72.48**	**72.77**	**72.13**	**73.49**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 9-55: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**1.90**	**6.41**	**13.01**	**11.56**	**9.34**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	4.17	10.81	9.43	7.20
neue fossile WKK	-	-	1.04	1.90	2.03	2.13	2.14
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.52	4.07	5.54	7.26	10.47
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**34.81**	**35.11**	**38.50**	**39.05**	**40.67**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**30.69**	**30.99**	**34.38**	**34.93**	**36.55**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.15**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.02	-	-	-	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.32**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**- 0.00**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.25**	**39.68**	**39.91**	**39.76**	**40.67**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 9-56: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.23**	**1.38**	**2.19**	**1.31**	**1.31**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	0.82	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.61	1.15	1.23	1.31	1.31
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.25	3.77	6.30	8.88	13.75
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.65**	**32.39**	**31.66**	**33.41**	**38.35**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.22**	**28.97**	**28.24**	**29.99**	**34.93**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**7.82**	**4.58**	**1.14**	**1.93**	**5.53**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	6.69	3.44	-	1.63	5.53
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 3.22**	**- 0.73**	**0.06**	**- 1.33**	**- 5.53**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.56**	**32.80**	**32.86**	**32.37**	**32.82**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 9-57, Tabelle 9-58 und Tabelle 9-59 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante C&E für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 24.2 TWh.

Tabelle 9-57: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**1.37**	**4.15**	**7.63**	**11.74**	**19.77**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.52	1.91	4.44	6.74	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**2.31**	**4.09**	**4.31**	**4.41**	**4.46**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-58: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.63**	**1.78**	**2.97**	**4.58**	**7.75**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.14	0.52	1.20	1.82	3.00
Windenergie	0.00	0.02	0.40	0.88	1.06	1.56	2.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.39**	**2.50**	**2.63**	**2.69**	**2.72**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.41	0.82	0.82	0.83	0.84
Biogas	0.01	0.05	0.28	0.79	0.91	0.95	0.97
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.60	0.73	0.73	0.73	0.73
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-59: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.74**	**2.37**	**4.66**	**7.16**	**12.01**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.38	1.39	3.24	4.92	8.12
Windenergie	0.00	0.01	0.26	0.58	0.70	1.04	1.70
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.92**	**1.59**	**1.68**	**1.72**	**1.74**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.19	0.39	0.40	0.40	0.41
Biogas	0.00	0.03	0.18	0.50	0.57	0.60	0.61
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.49	0.59	0.60	0.60	0.60
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

9.8.3 Variante E: Erneuerbar und Importe

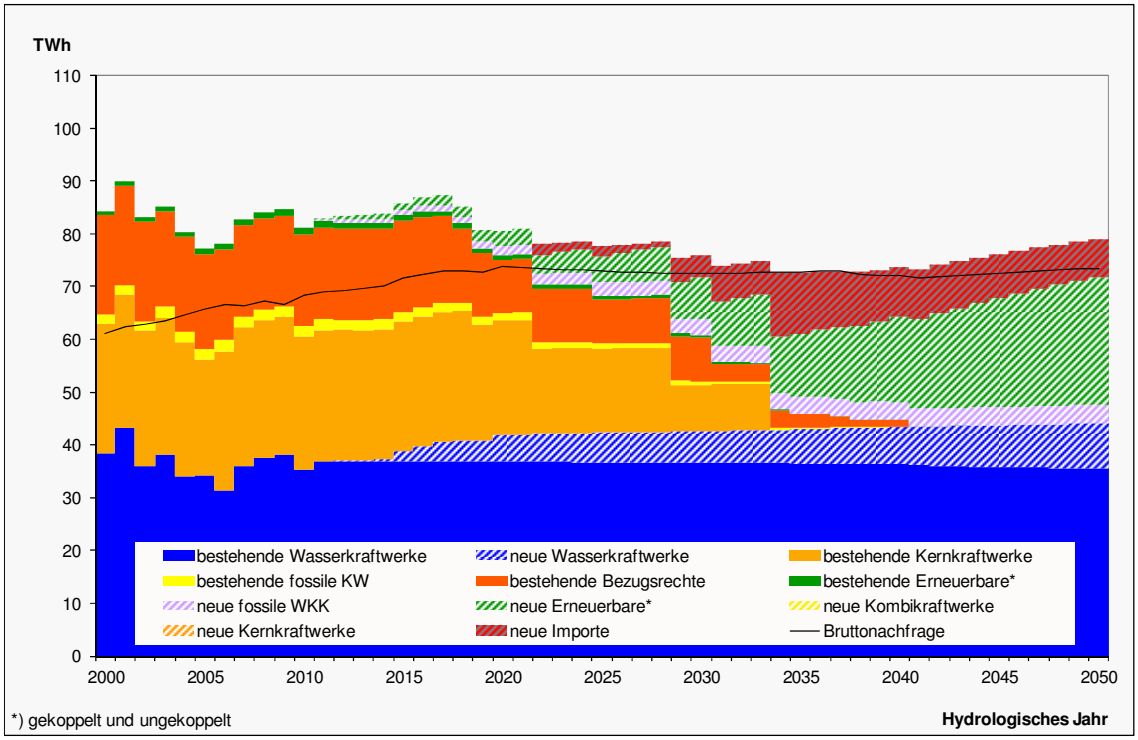
Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls möglich, durch neue erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.
- Hoher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (gekoppelt und ungekoppelt) und Wasserkraftwerken gemäss der in Kapitel 6.7 ausgewiesenen Potenziale.
- Niedriger (autonomer) Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, gemäss Kapitel 6.7.
- Ein Zubau von Kernkraftwerken oder Gaskombikraftwerken kommt für die Schweiz zu keinem Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums in Frage. Falls der Zubau erneuerbarer Stromerzeugung nicht ausreicht, um die Stromnachfrage in der Schweiz zu decken, werden neue Stromimporte aus den europäischen Nachbarländern eingeführt.
- Stromimporte für die Schweiz sind Importe aus einem durchschnittlichen europäischen Kraftwerksmix, der durch einen bedeutenden Zubau erneuerbarer Kraftwerke, aber auch durch das Vorhandensein konventioneller Kraftwerkstechnologien (v.a. Gaskombikraftwerke, Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke und Wasserkraft) gekennzeichnet ist.

In Figur 9-48, Figur 9-49 und Figur 9-50 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Zur Deckung des Bruttostromverbrauchs der Schweiz werden maximal 15.3 TWh an Stromimporten pro Jahr benötigt. Im Jahr 2035 beträgt der Netto-Stromimport 14.2 TWh, im Jahr 2050 7.2 TWh.

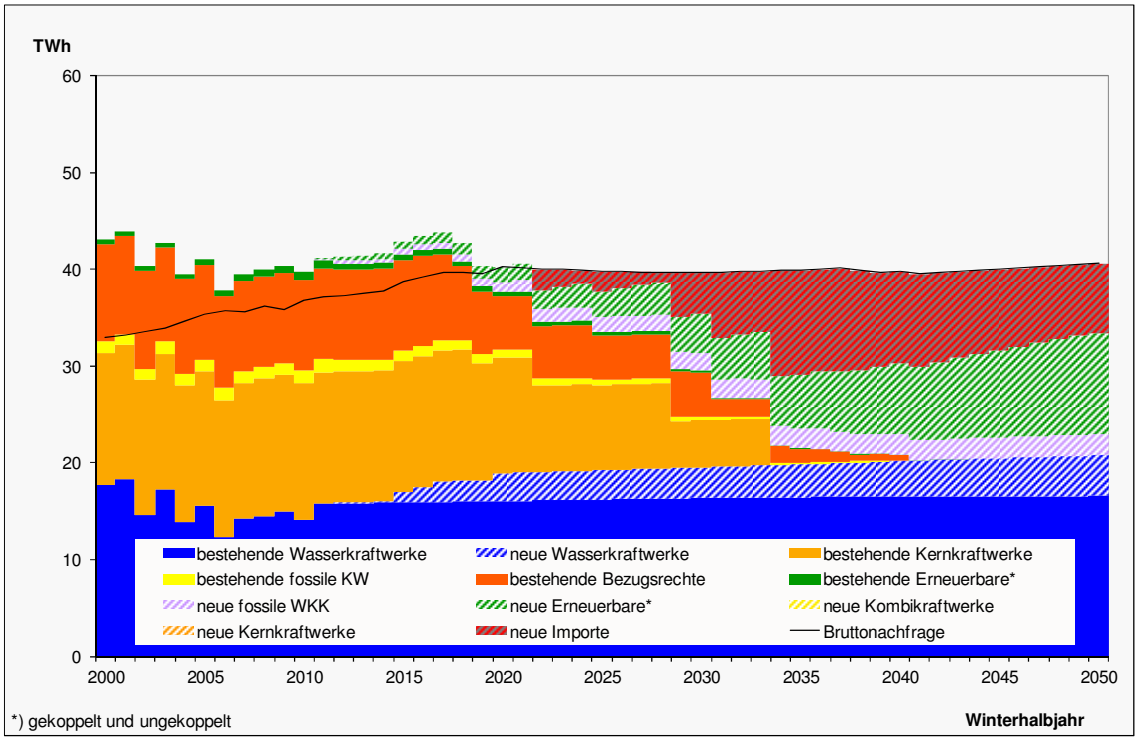
Für die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien wird ein Einspeisevorrang unterstellt, d.h. die erneuerbare Stromerzeugung wird zu jeder Periode zur Gänze eingespeist. Damit kommt es im Sommerhalbjahr ab 2039 zu Erzeugungsüberschüssen, die bis zum Jahr 2050 auf ca. 5.5 TWh ansteigen. Wenn diese Überschüsse nicht abgeregelt werden sollen, muss die zusätzliche Erzeugung entweder gespeichert und zu Zeitpunkten mit Erzeugungsdefiziten zur Verfügung gestellt werden, oder es muss ein Export der Überschusserzeugung möglich sein.

Figur 9-48: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



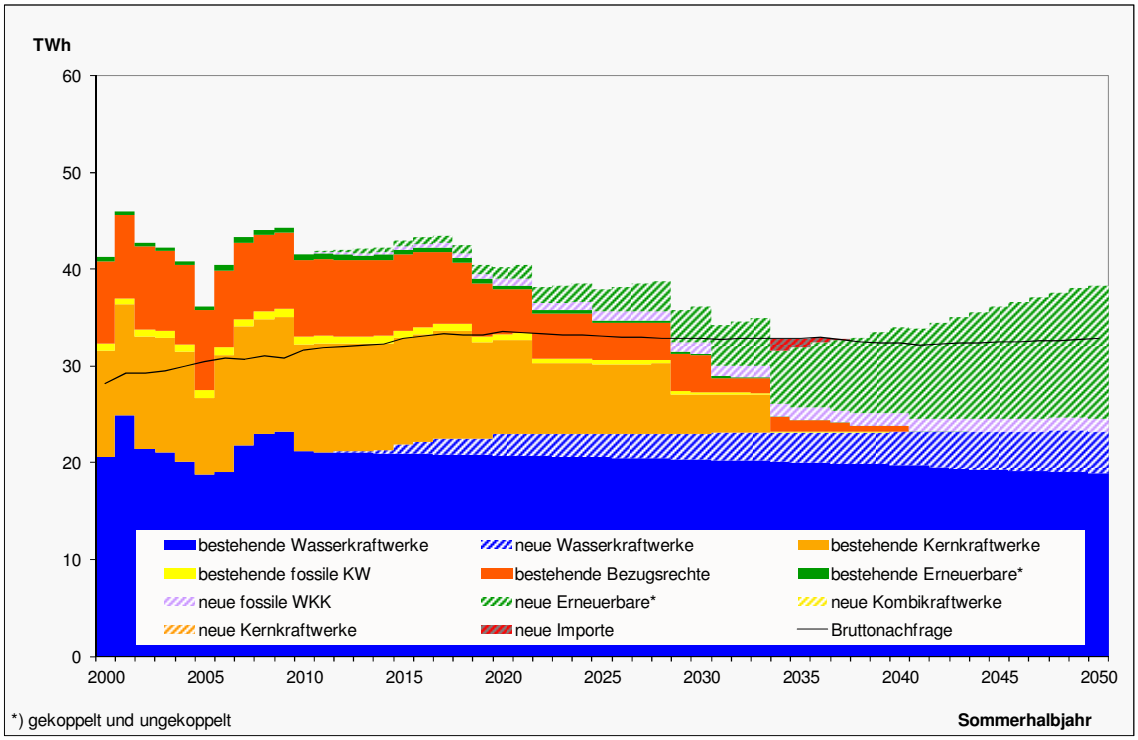
Quelle: Prognos 2012

Figur 9-49: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur 9-50: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle 9-60, Tabelle 9-61 und Tabelle 9-62 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 9-60: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**3.13**	**3.62**	**3.58**	**3.44**	**3.45**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	1.65	3.04	3.26	3.44	3.45
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.77	7.84	11.84	16.14	24.22
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**70.46**	**63.33**	**58.54**	**63.02**	**71.82**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**62.91**	**55.79**	**50.99**	**55.48**	**64.28**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**12.59**	**14.24**	**10.74**	**7.20**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	4.17	11.63	9.43	7.20
Exporte	**26.07**	**15.19**	**8.97**	**5.70**	**2.26**	**2.29**	**5.53**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	6.71	3.44	0.00	1.63	5.53
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**1.09**	**6.89**	**11.97**	**8.45**	**1.67**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.81**	**72.48**	**72.77**	**72.13**	**73.49**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 9-61: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**1.90**	**2.24**	**2.20**	**2.13**	**2.14**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	1.04	1.90	2.03	2.13	2.14
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.52	4.07	5.54	7.26	10.47
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**34.81**	**30.94**	**27.69**	**29.61**	**33.47**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**30.69**	**26.82**	**23.57**	**25.49**	**29.35**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**8.74**	**12.23**	**10.14**	**7.20**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	4.17	10.81	9.43	7.20
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.15**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**0.00**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.32**	**7.62**	**11.10**	**9.78**	**7.20**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.25**	**39.68**	**39.91**	**39.76**	**40.67**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Tabelle 9-62: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.23**	**1.38**	**1.37**	**1.31**	**1.31**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.61	1.15	1.23	1.31	1.31
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.25	3.77	6.30	8.88	13.75
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.65**	**32.39**	**30.85**	**33.41**	**38.35**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.22**	**28.97**	**27.43**	**29.99**	**34.93**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**2.01**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	0.82	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**7.82**	**4.58**	**1.14**	**1.93**	**5.53**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	6.69	3.44	-	1.63	5.53
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 3.22**	**- 0.73**	**0.87**	**- 1.33**	**- 5.53**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.56**	**32.80**	**32.86**	**32.37**	**32.82**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

In Tabelle 9-63, Tabelle 9-64 und Tabelle 9-65 sind die Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren in der Variante E für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Im Jahr 2050 beträgt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraftwerke) 24.2 TWh.

Tabelle 9-63: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.81**	**1.38**	**3.68**	**8.24**	**11.94**	**16.15**	**24.22**
ungekoppelt	**0.01**	**0.12**	**1.37**	**4.15**	**7.63**	**11.74**	**19.77**
Photovoltaik	0.01	0.08	0.52	1.91	4.44	6.74	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
gekoppelt	**0.80**	**1.26**	**2.31**	**4.09**	**4.31**	**4.41**	**4.46**
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-64: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Erneuerbare Stromerzeugung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.45**	**0.76**	**2.02**	**4.28**	**5.60**	**7.27**	**10.47**
ungekoppelt	**0.00**	**0.04**	**0.63**	**1.78**	**2.97**	**4.58**	**7.75**
Photovoltaik	0.00	0.02	0.14	0.52	1.20	1.82	3.00
Windenergie	0.00	0.02	0.40	0.88	1.06	1.56	2.56
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.44**	**0.72**	**1.39**	**2.50**	**2.63**	**2.69**	**2.72**
Biomasse (Holz)	0.01	0.09	0.41	0.82	0.82	0.83	0.84
Biogas	0.01	0.05	0.28	0.79	0.91	0.95	0.97
ARA	0.05	0.07	0.09	0.16	0.17	0.17	0.18
KVA (50 % EE-Anteil)	0.35	0.51	0.60	0.73	0.73	0.73	0.73
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-65: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Erneuerbare Stromerzeugung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

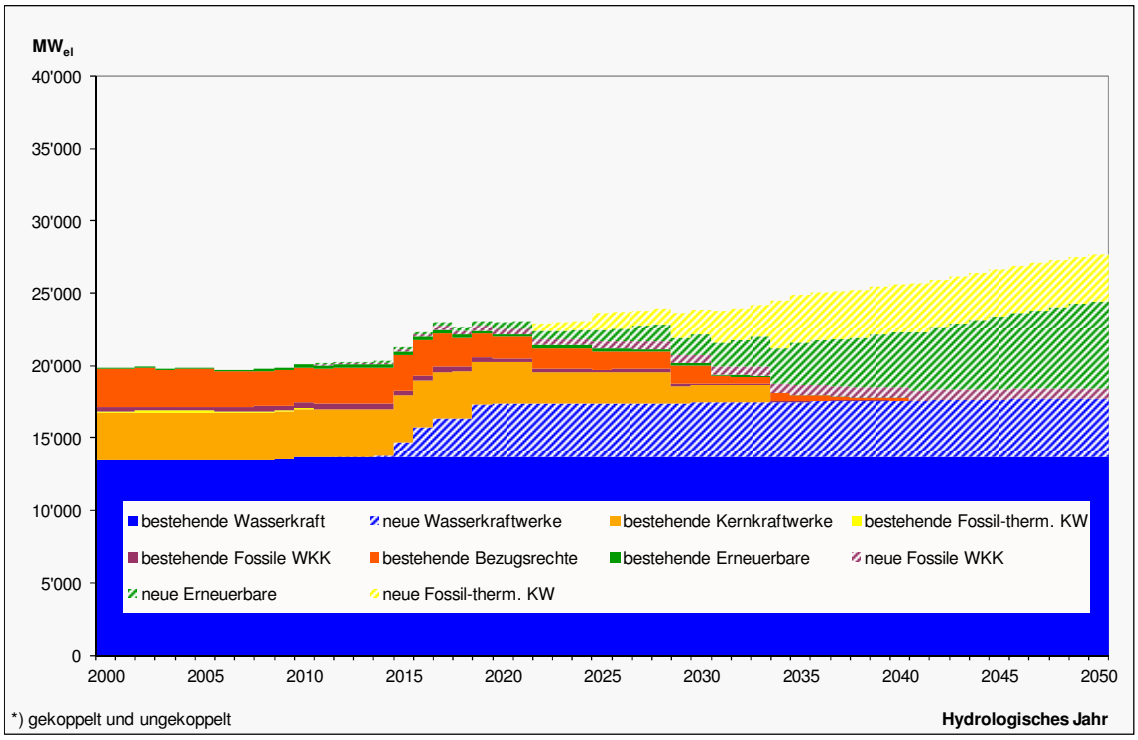
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Erneuerbare gesamt	**0.36**	**0.62**	**1.66**	**3.96**	**6.34**	**8.88**	**13.75**
ungekoppelt	**0.01**	**0.08**	**0.74**	**2.37**	**4.66**	**7.16**	**12.01**
Photovoltaik	0.01	0.06	0.38	1.39	3.24	4.92	8.12
Windenergie	0.00	0.01	0.26	0.58	0.70	1.04	1.70
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.10	0.39	0.72	1.20	2.19
gekoppelt	**0.35**	**0.54**	**0.92**	**1.59**	**1.68**	**1.72**	**1.74**
Biomasse (Holz)	0.01	0.04	0.19	0.39	0.40	0.40	0.41
Biogas	0.00	0.03	0.18	0.50	0.57	0.60	0.61
ARA	0.04	0.05	0.07	0.11	0.12	0.12	0.12
KVA (50 % EE-Anteil)	0.29	0.41	0.49	0.59	0.60	0.60	0.60
Deponiegas	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2012

9.9 Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“: Leistung

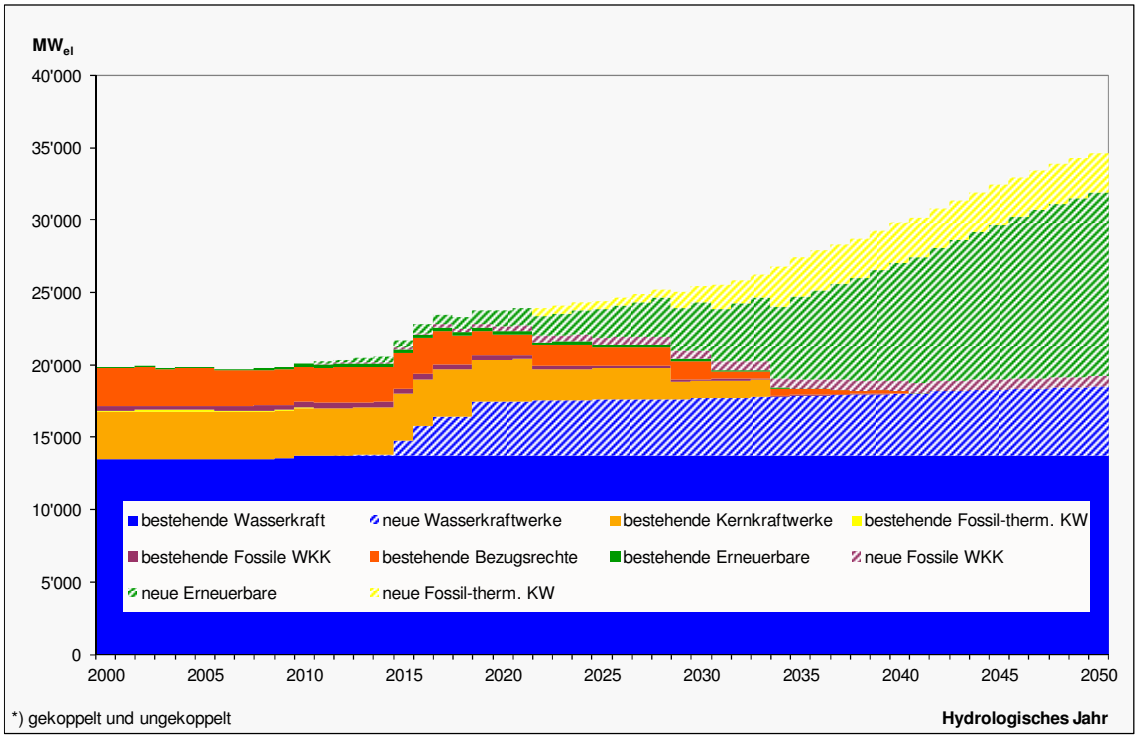
In Figur 9-51, Figur 9-52 und Figur 9-53 ist die installierte Leistung des Kraftwerkparks in den Varianten C, C&E und E dargestellt. Durch den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung (mit teilweise niedrigen Volllaststunden) ist die installierte Leistung in den Varianten C&E und E deutlich höher als in der Variante C. In den Varianten C&E und E sind im Jahr 2050 13.7 GW an erneuerbarer Stromerzeugungskapazität installiert.

Figur 9-51: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in GW



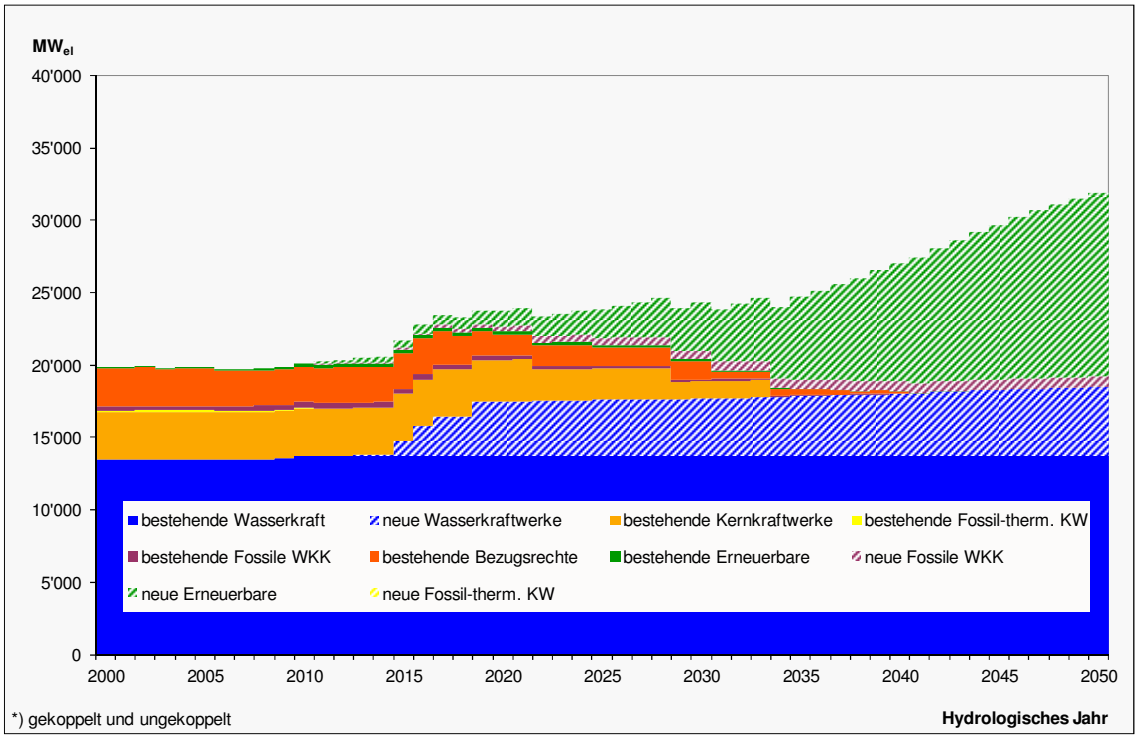
Quelle: Prognos 2012

Figur 9-52: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E
Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in GW



Quelle: Prognos 2012

Figur 9-53: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Installierte Leistung nach Kraftwerkstechnologien, in GW



Quelle: Prognos 2012

Nicht die gesamte installierte Leistung ist auch zum Zeitpunkt der Spitzenlast verfügbar. Für die installierte Leistung an Windkraft und Photovoltaik kann aufgrund der Dar-

gebotsabhängigkeit zum Zeitpunkt der Spitzenlast (im Winterhalbjahr) nicht von einer gesicherten Leistung ausgegangen werden. Trotzdem reichen die zukünftig installierten Kapazitäten prinzipiell aus, um die auftretende Spitzenlast zu decken. Die Spitzenlast im Jahr 2050 beträgt ca. 10.5 GW, die verfügbaren installierten Kapazitäten (exkl. PV-, Winderzeugung und sonstige dargebotsabhängige Erzeugung) belaufen sich im selben Jahr auf ca. 19 GW in den Varianten C und C&E sowie 17 GW in der Variante E. Im Sommerhalbjahr ist vor allem in den Varianten C&E und E in einzelnen Stunden mit Leistungsüberschüssen zu rechnen.

Eine ausschliessliche Betrachtung der zum Zeitpunkt der Spitzenlast verfügbaren Leistung reicht allerdings nicht aus, um leistungsbezogene Fragen für das schweizerische Stromsystem abschliessend zu beurteilen. Aufgrund der Beschränkung durch die Speicherkapazität der Wasserkraftwerke, des schwankenden Wasserdargebots und möglicher Leistungsüberschüsse durch die hohe Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen im Sommerhalbjahr ergeben sich für das schweizerische Stromsystem neue Herausforderungen. Diese Themen werden in einem Exkurs in einer stundengenauen Simulation der Stromangebotsvarianten im Detail analysiert.

9.10 Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“: Energieträger

Die Berechnung des Primärenergieeinsatzes zur Stromerzeugung ergibt sich unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung. Bei den Energieträgern Wasser, Wind, Sonne sowie dem Im- und Export wird gemäss der üblichen Bilanzierungskonventionen ein Wirkungsgrad von 100 Prozent unterstellt, wobei in einer rein physikalischen Betrachtung abweichende Wirkungsgrade zu berücksichtigen sind. Der Wirkungsgrad von Kernenergie liegt bei ca. 35 Prozent, der von Erdgas-Kombikraftwerken bei ca. 60 %. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade der meisten Technologien steigen im Zeitverlauf leicht an.

Bei den WKK-Anlagen wird der Energieträgereinsatz zunächst vollständig der Elektrizitätserzeugung zugerechnet. Der Energieeinsatz, welcher nötig wäre, um ungekoppelt die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme bereitzustellen, wird davon abgezogen (Wärmegutschrift).

9.10.1 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C nimmt der Erdgaseinsatz zwischen 2010 und 2050 mehrheitlich durch den Bau neuer Gaskombikraftwerke zu. Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280.0 PJ in 2010 (60 %) auf 133.8 PJ in 2035 (37.2 %) und anschliessend bis 2050 auf 128.3 PJ (35.2 %). Inklusive Kernbrennstoffe betrug der Import-Anteil im Jahr 2010 ungefähr 60 %. Für die Berechnung der Import-Anteile wird jeweils der Energieverbrauch des Inlands (exkl. Wärmegutschriften und Import-Export-Saldo) herangezogen.

Tabelle 9-66: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ /a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	24.5	60.7	131.4	126.7	126.0
Biomasse	2.2	5.9	14.0	21.9	20.8	20.5	19.0
Abfall	42.3	56.6	45.9	42.7	42.0	41.6	39.5
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	149.3	150.4	150.3	150.7	149.7
Windkraft	0.0	0.1	0.5	2.0	2.8	3.7	5.1
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.2	3.5	9.1	12.5	21.3
Geothermie	0.0	0.0	0.4	1.2	1.4	1.4	1.5
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**467.1**	**376.0**	**360.2**	**359.5**	**364.5**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	7.5	19.3	1.3	2.3	0.0
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-17.2	-22.4	-21.3	-20.7	-20.2
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**457.4**	**372.8**	**340.1**	**341.1**	**344.3**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	54.8%	41.0%	37.2%	35.9%	35.2%

Quelle: Prognos 2012

9.10.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Variante C&E ist durch einen hohen Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien charakterisiert. Bei der Interpretation der Energiebilanz ist der unterstellte Wirkungsgrad zu berücksichtigen. So wird zum Beispiel bei Wind- und Sonnenenergie ein Wirkungsgrad von 100 % unterstellt (Input gleich Output, während bei der Stromerzeugung durch Biomasse ein für die Technologie typischer Wirkungsgrad angenommen wird. Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280.0 PJ in 2010 (60 %) auf 90.4 PJ in 2035 (24.4 %) und auf 63.1 PJ in 2050 (16.4 %).

Tabelle 9-67: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ /a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	18.7	45.4	87.9	73.9	60.7
Biomasse	2.2	5.9	19.6	40.4	41.5	41.3	38.4
Abfall	42.3	56.6	52.7	57.1	56.4	56.0	53.1
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	151.1	153.6	154.9	156.4	158.9
Windkraft	0.0	0.1	2.4	5.3	6.3	9.3	15.3
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.9	6.9	16.0	24.3	40.0
Geothermie	0.0	0.0	0.7	2.8	5.1	8.7	15.8
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**478.3**	**405.0**	**370.6**	**372.3**	**384.6**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	3.9	9.8	1.3	-3.6	-19.9
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-19.4	-29.9	-29.8	-29.2	-28.3
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**462.8**	**384.9**	**342.1**	**339.5**	**336.4**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	52.3%	34.3%	24.4%	20.5%	16.4%

Quelle: Prognos 2012

9.10.3 Variante E: Erneuerbar und Importe

Variante E ist neben dem hohen Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien durch die verstärkte Einführung von Stromimporten charakterisiert. Diese werden nicht in die verschiedenen Energieträger aufgeteilt, da die Systemgrenze für die spezifische Betrachtung von Energieträgern und CO_2-Emissionen die Schweiz darstellt. Allerdings kommt es zu einem Anstieg des Importsaldos an Elektrizität durch den verstärkten Stromimport.

Der Import (Anteil) sinkt unter Berücksichtigung von Kernbrennstoffen von 280 PJ in 2010 auf 22.8 PJ in 2035 (7.5 %) und anschliessend auf 21.2 PJ in 2050 (6.2 %). Demgegenüber steigt der Stromimportsaldo bis 2035 auf 43.3 PJ und sinkt anschliessend bis 2050 auf 6.0 PJ. Diese Entwicklung ist vor allem auf den umfassenden Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien zurückzuführend.

Tabelle 9-68: Szenario „Politische Massnahmen", Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung nach Primärenergieträgern, hydrologisches Jahr, in PJ /a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	3.0	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	18.7	21.1	20.4	19.1	18.9
Biomasse	2.2	5.9	19.6	40.4	41.5	41.3	38.4
Abfall	42.3	56.6	52.7	57.1	56.4	56.0	53.1
Uran	261.9	266.1	228.6	90.6	0.0	0.0	0.0
Wasserkraft	138.2	127.5	151.1	153.6	154.9	156.4	158.9
Windkraft	0.0	0.1	2.4	5.3	6.3	9.3	15.3
Sonnenenergie	0.0	0.3	1.9	6.9	16.0	24.3	40.0
Geothermie	0.0	0.0	0.7	2.8	5.1	8.7	15.8
Gesamt Inland	**458.3**	**470.3**	**478.3**	**380.6**	**303.1**	**317.5**	**342.8**
Import-Export-Saldo	-26.5	7.4	3.9	24.8	43.1	30.4	6.0
Wärmegutschriften	-7.5	-9.5	-19.4	-29.9	-29.8	-29.2	-28.3
Gesamt	**424.3**	**468.1**	**462.8**	**375.5**	**316.4**	**318.6**	**320.5**
Import-Anteile	60.1%	59.5%	52.3%	30.1%	7.5%	6.8%	6.2%

Quelle: Prognos 2012

9.11 CO_2-Emissionen

Bei der Ermittlung der CO_2-Emissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – als auch die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet.

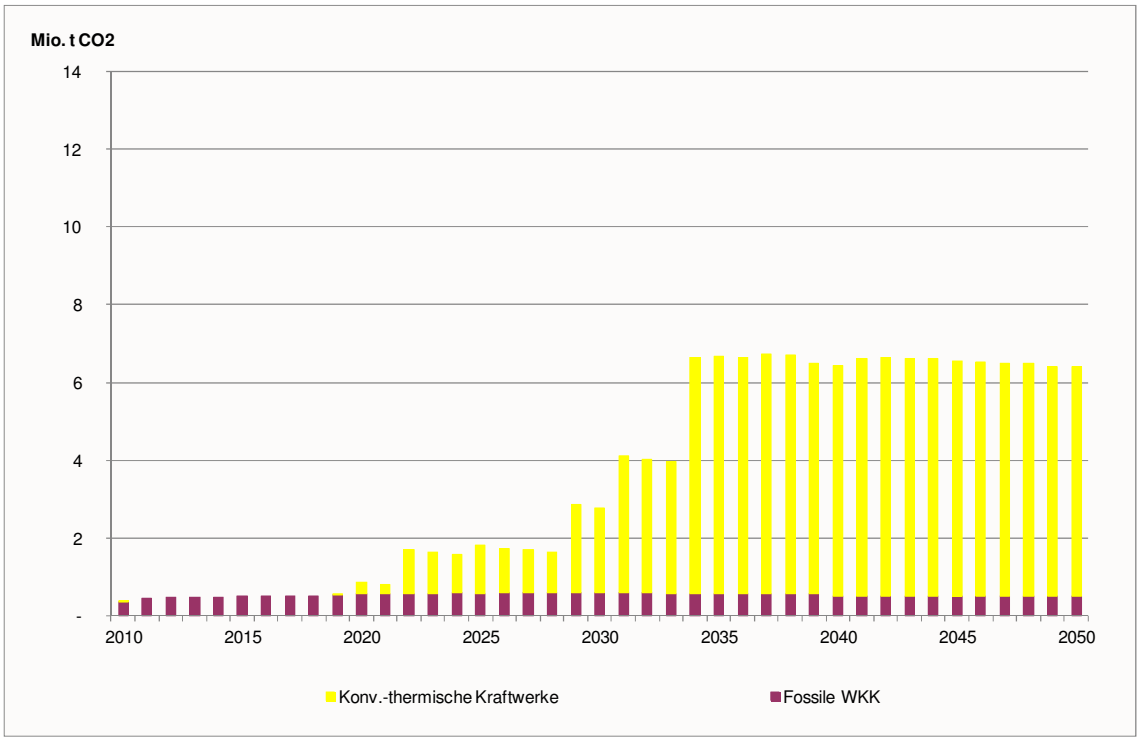
- Brutto-Emissionen: Die fossilen Energieverbräuche werden nach Energieträgern differenziert bestimmt und mit Hilfe der energieträgerspezifischen CO_2-Faktoren in CO_2-Emissionen umgerechnet.

- Netto-Emissionen, mit Wärmegutschriften: Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme wird Wärme, die ansonsten getrennt in konventionellen hausinternen Anlagen erzeugt werden müsste, ersetzt. Die Emissionen, die durch den Brennstoffverbrauch bei getrennter Wärmeerzeugung entstehen würden, können somit vermieden und den Emissionen der WKK-Anlagen gutgeschrieben werden. Unter Berücksichtigung der Gutschriften ergeben sich die inländischen Netto-Emissionen.

9.11.1 Variante C: Fossil-zentral

Die CO_2-Emissionen nehmen in der Variante C vor allem durch den Zubau von Gaskombikraftwerken zu. In der Variante C werden sieben Gaskombikraftwerke zugebaut. Zusätzlich wird, in geringerem Ausmass, CO_2 durch fossile Wärme-Kraft-Kopplung ausgestossen.

Figur 9-54: Szenario „Politische Massnahmen", Variante C CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-69: Szenario „Politische Massnahmen", Variante C CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

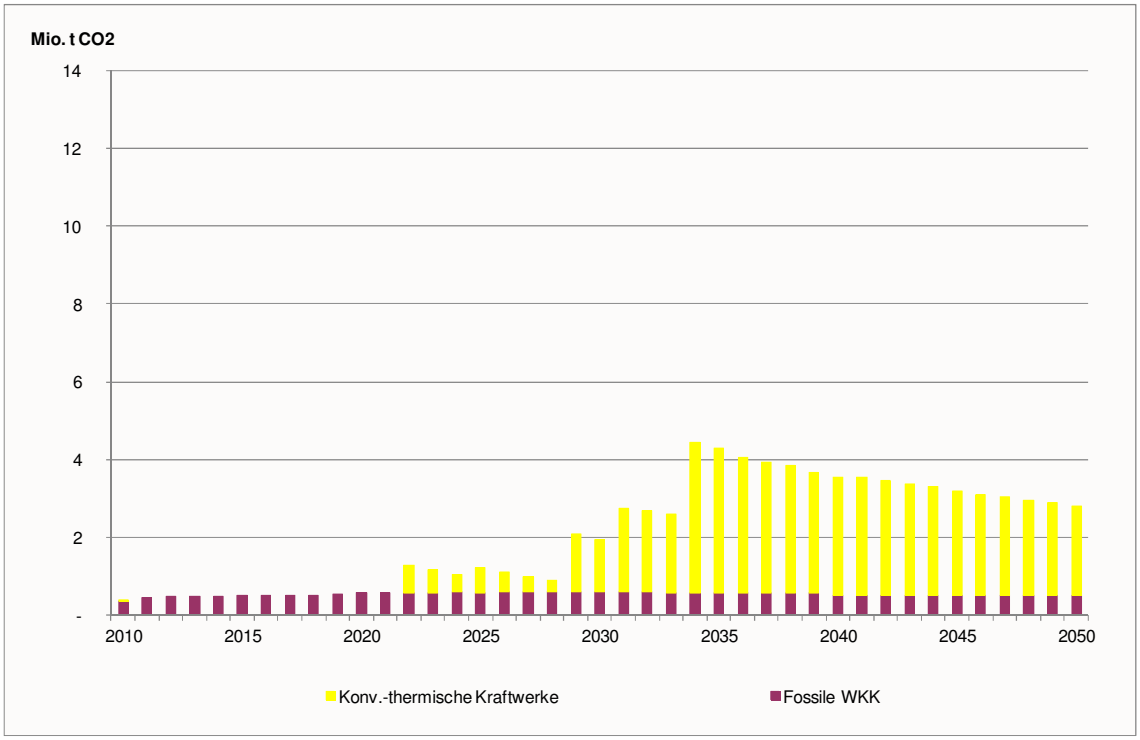
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.3	2.2	6.1	5.9	5.9
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.9**	**2.8**	**6.7**	**6.4**	**6.4**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.5**	**3.6**	**7.4**	**7.1**	**7.1**

Quelle: Prognos 2012

9.11.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

In der Variante C&E werden fünf Blöcke Gaskombikraftwerke zugebaut. Dementsprechend sind die CO_2-Emissionen geringer als in Variante C. Zusätzlich wird, in geringerem Ausmass, CO_2 durch fossile Wärme-Kraft-Kopplung ausgestossen.

Figur 9-55: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-70: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

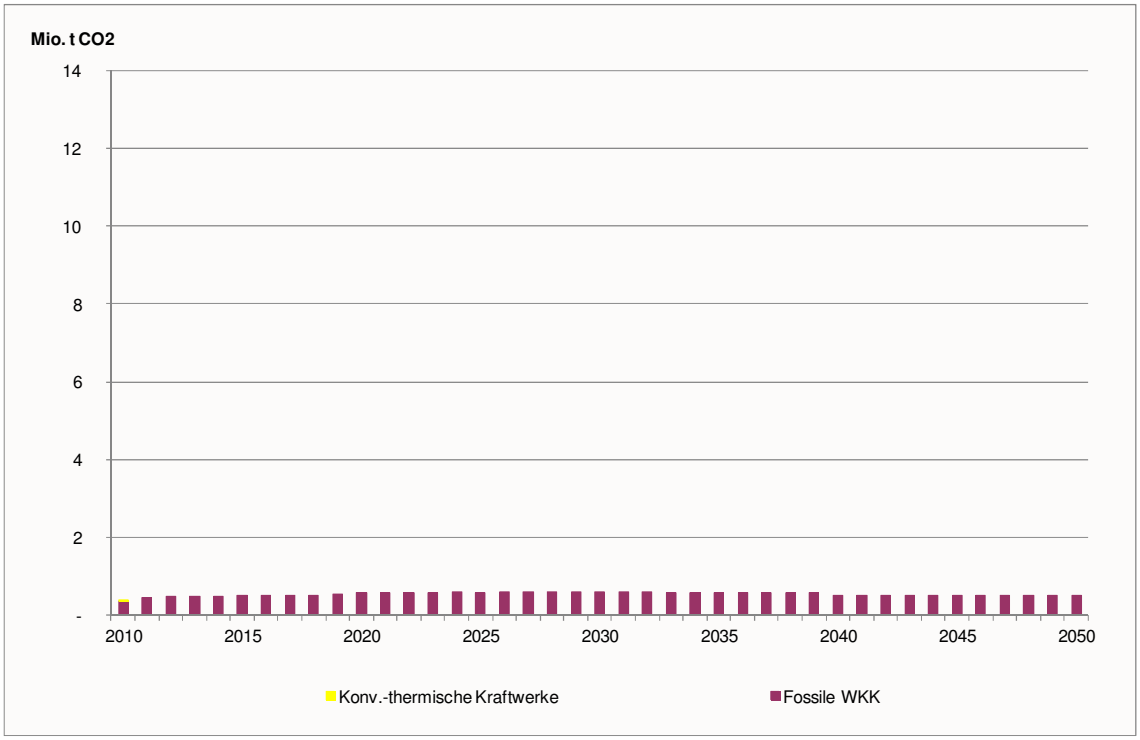
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.0	1.3	3.7	3.0	2.3
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.6**	**1.9**	**4.3**	**3.5**	**2.8**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.2**	**2.7**	**5.0**	**4.2**	**3.5**

Quelle: Prognos 2012

9.11.3 Variante E: Erneuerbar und Importe

In der Variante E liegen die CO_2-Emissionen deutlich unter den Emissionen der Varianten C und C&E. Durch den Verzicht auf einen Zubau von Gaskombikraftwerken und den mässigen Zubau von WKK-Anlagen bleiben die Netto-Emissionen bis 2050 annähernd konstant. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die CO_2-Intensität der Stromimporte, welche einen europäischen Kraftwerksmix darstellen, für die Betrachtung der CO_2-Emissionen in der Schweiz nicht berücksichtigt wird.

Figur 9-56: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-71: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.6**	**0.6**	**0.6**	**0.5**	**0.5**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.2**	**1.4**	**1.3**	**1.2**	**1.2**

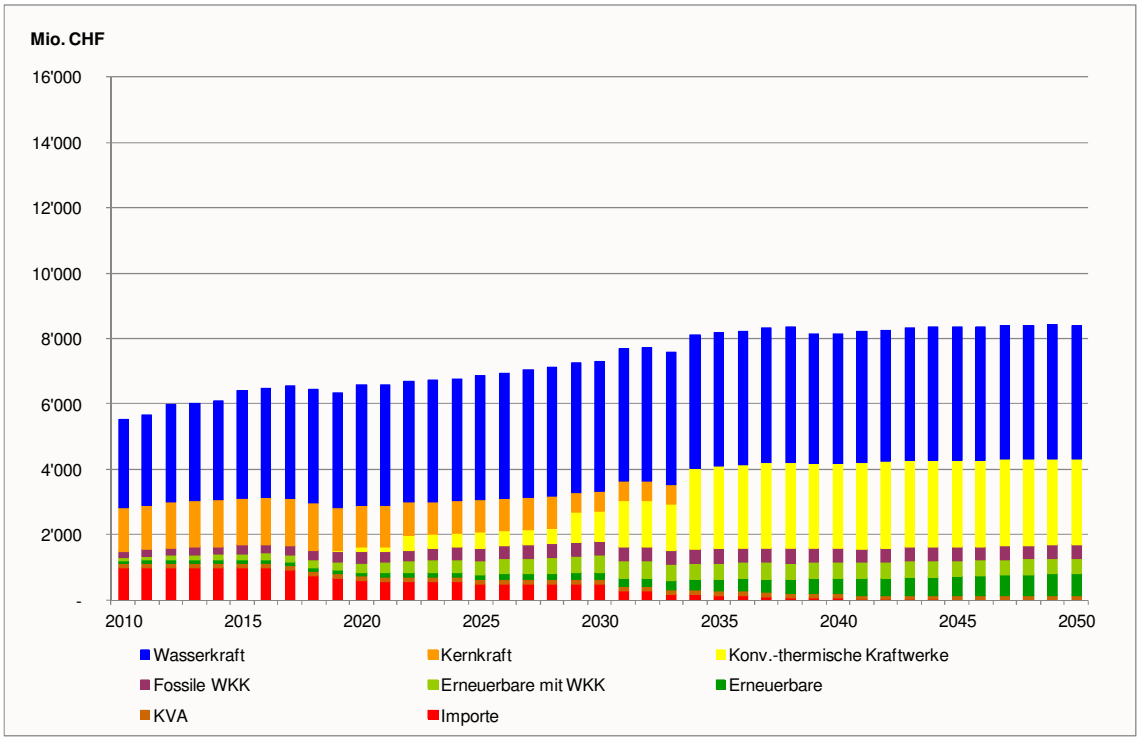
Quelle: Prognos 2012

9.12 Kosten des Zubaus

9.12.1 Variante C: Fossil-zentral

Figur 9-57 und Tabelle 9-72 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Netzkosten werden nicht ausgewiesen, CO_2-Kosten sind in den jährlichen Kosten von Gaskombikraftwerken enthalten. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 8‘400 Mio. CHF an. Die dargestellten Kosten berücksichtigen Wärmegutschriften, d.h. Kosten für Wärmeerzeugungsanlagen, die durch den Ausbau der WKK eingespart werden, werden in den jeweiligen Technologiegruppen abgezogen.

Figur 9-57: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-72: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'685	3'965	4'089	3'971	4'072
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	143	905	2'524	2'571	2'626
Fossile WKK	85	167	328	430	435	417	409
Erneuerbare mit WKK	23	89	302	529	506	503	471
Erneuerbare	18	77	115	223	371	478	685
KVA	110	138	135	134	132	131	128
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'453**	**5'528**	**6'595**	**7'295**	**8'193**	**8'139**	**8'392**
Wärmegutschriften	123	156	357	528	523	524	526
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**6'952**	**7'823**	**8'717**	**8'663**	**8'918**

Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 9-58 und Tabelle 9-73 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten von neuen Erneuerbaren sind zu Beginn hoch, was vor allem auf die hohen Investitionskosten von Photovoltaik- und Windkraftanlagen zurückzuführen ist. Bis 2030 sind bei diesen Technologiegruppen deutliche Kostensenkungen zu erwarten, wodurch auch die Gestehungskosten abnehmen.

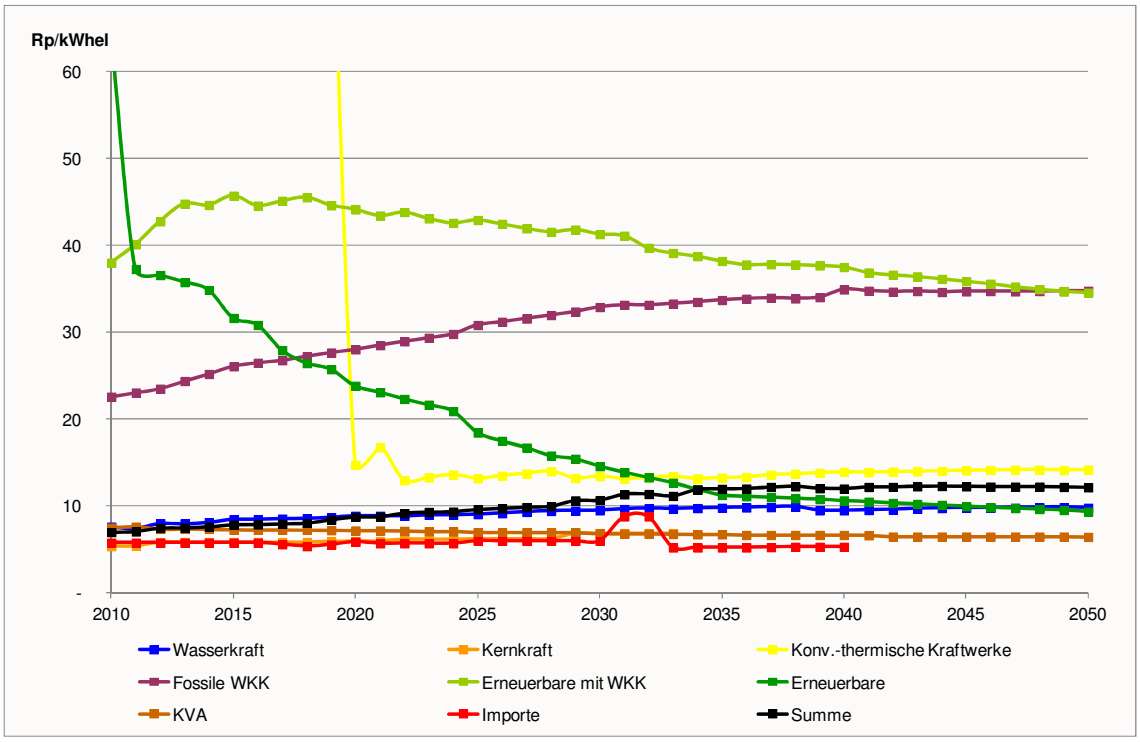
Bei fossilen WKK-Anlagen werden sinkende Investitionskosten durch steigende Gas- und Ölpreise kompensiert, wodurch die Gestehungskosten im Zeitverlauf ansteigen. Gestehungskosten erneuerbarer WKK-Anlagen sind teilweise von Energiepreisen abhängig (z.B. Biomasse-Kraftwerke) und teilweise nicht (z.B. Geothermiekraftwerke). Daher sind mittelfristig steigende Gestehungskosten (v.a. durch steigende Holz-Preise)

und langfristig abnehmende Gestehungskosten (v.a. bei hohem Ausbau von Geothermiekraftwerken) zu erwarten.

Die Zunahme der Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen hat ihre Ursache im Zubau von Pumpspeicherkraftwerken und der Instandsetzung bestehender Anlagen. Bei Gaskombikraftwerken unterliegen die Gestehungskosten gewissen Schwankungen, weil die Volllaststunden in den verschiedenen Jahren unterschiedlich gross sind (geringe Volllaststunden führen zu höheren Gestehungskosten). Insgesamt ist bis 2050 durch steigende Gaspreise aber ein Anstieg zu verzeichnen.

Die Gestehungskosten des gesamten Kraftwerkparks (inkl. Importe) steigen von ca. 7.0 Rp/kWh$_{el}$ auf ca. 12.1 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2050, wobei der wesentliche Anstieg bereits bis 2035 stattfindet.

Figur 9-58: Szenario „Politische Massnahmen", Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-73: Szenario „Politische Massnahmen", Variante C Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.5	9.8
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	14.7	13.4	13.3	13.9	14.2
Fossile WKK	17.1	22.6	28.0	32.9	33.7	34.9	34.7
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	44.1	41.3	38.2	37.5	34.5
Erneuerbare	129.0	64.4	23.8	14.6	11.3	10.6	9.3
KVA	8.7	7.5	7.2	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**8.7**	**10.7**	**12.0**	**12.0**	**12.1**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 185.1 Mia. CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 9-74 dargestellt.

Tabelle 9-74: Szenario „Politische Massnahmen", Variante C Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

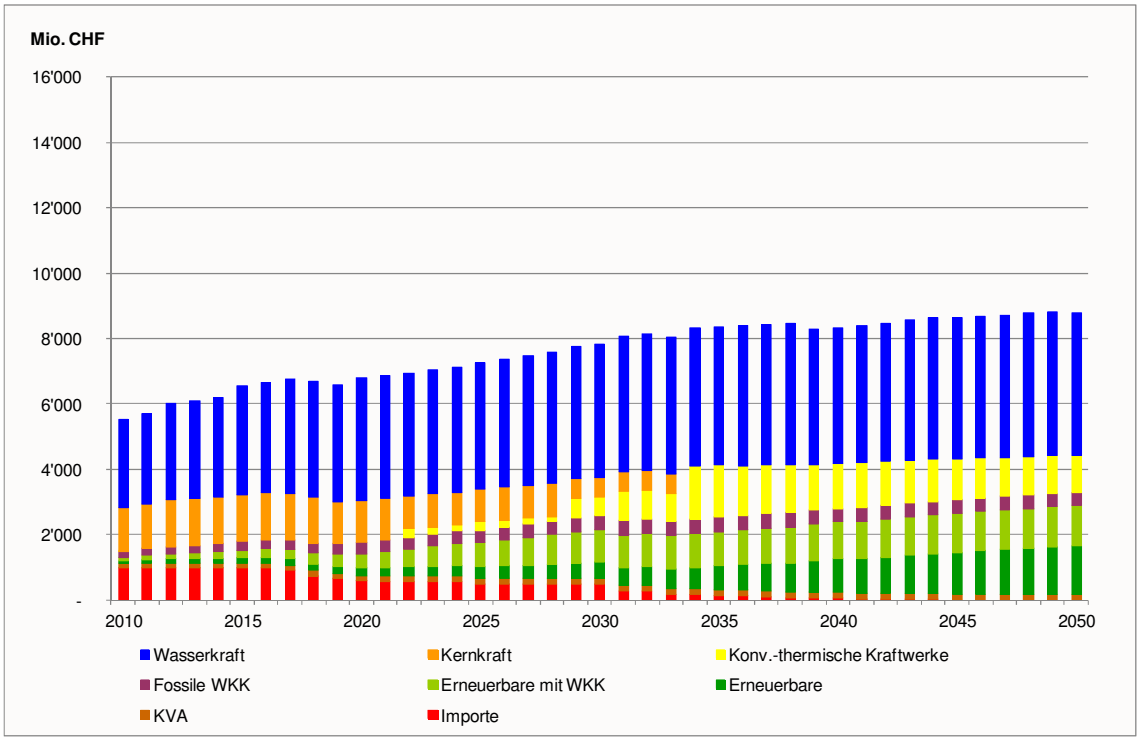
	2010 bis 2050
Wasserkraft	95'606
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	26'306
Fossile WKK	9'066
Erneuerbare mit WKK	9'580
Erneuerbare	6'400
KVA	3'500
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**185'104**
Wärmegutschriften	10'636
Brutto-Gesamtkosten	**195'739**

Quelle: Prognos 2012

9.12.2 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Figur 9-59 und Tabelle 9-75 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 8‘800 Mio. CHF an. Die Jahreskosten in der Variante C&E liegen vor allem am Ende des Zeitraums bis 2050 deutlich über jenen der Variante C (mit geringem Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien). Dies ist vor allem auf den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien zurückzuführen, der im Gegensatz zum Zubau an Gaskombikraftwerken unabhängig von der Stromnachfrage erfolgt.

Figur 9-59: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-75: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		564	1'595	1'372	1'125
Fossile WKK	85	167	328	430	435	417	409
Erneuerbare mit WKK	23	89	433	981	1'057	1'133	1'230
Erneuerbare	18	77	242	490	727	1'010	1'483
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'453**	**5'528**	**6'789**	**7'824**	**8'363**	**8'330**	**8'789**
Wärmegutschriften	123	156	403	696	719	727	724
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'193**	**8'521**	**9'082**	**9'057**	**9'513**

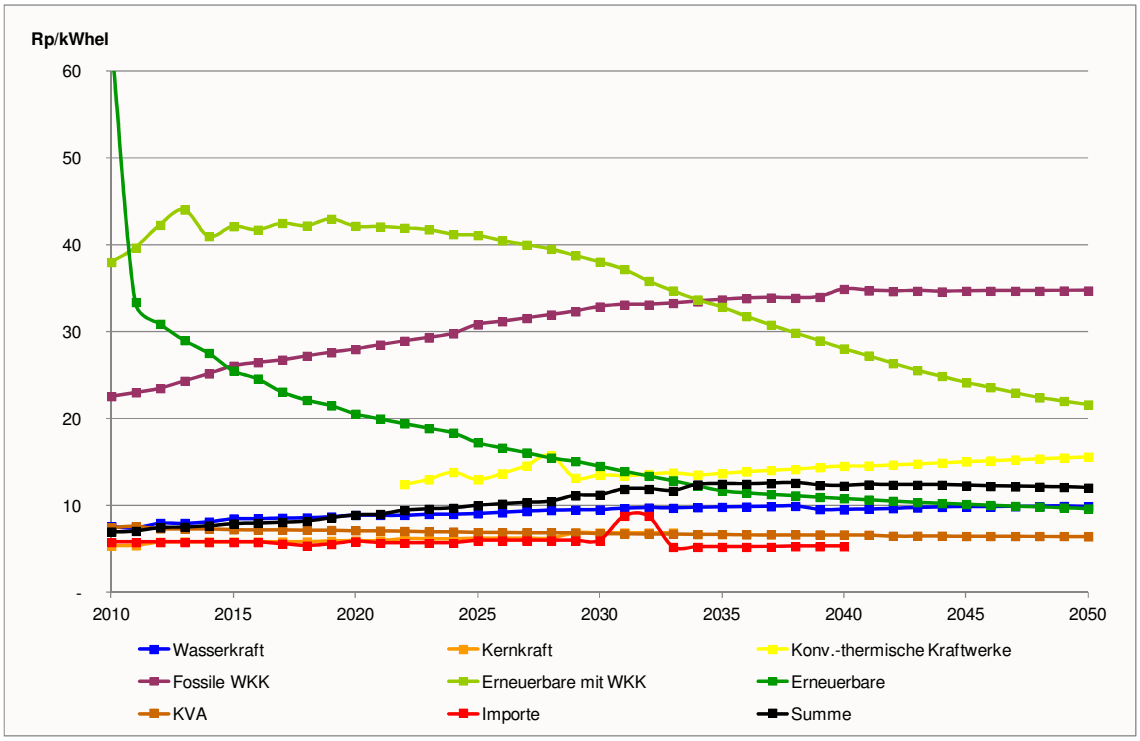
Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 9-60 und Tabelle 9-76 sind die Durchschnittskosten in Rp/kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Durch den schnelleren Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen (und die sinkenden Investitionskosten dieser Anlagen) sinken die Gestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugung schneller als in Variante C.

Der Verlauf der Gestehungskosten bei fossilen WKK-Anlagen ist vergleichbar mit Variante C. Die Gestehungskosten erneuerbarer WKK-Anlagen sinken durch den verstärkten Ausbau von Anlagen mit nicht-brennstoffabhängigen Kostenstrukturen (z.B. Geothermie) schneller als in Variante C.

Insgesamt steigen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf 12.5 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2035 und sinken anschliessend auf 12.0 Rp/kWh$_{el}$, was dem Niveau der Gestehungskosten der Variante C entspricht. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien erfordert zudem eine Erhöhung der KEV-Umlage auf bis zu ca. 2.0 Rp/kWh.

Figur 9-60: Szenario „Politische Massnahmen", Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-76: Szenario „Politische Massnahmen", Variante C&E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	0.0	13.5	13.7	14.5	15.6
Fossile WKK	17.1	22.6	28.0	32.9	33.7	34.9	34.7
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	20.6	14.5	11.7	10.8	9.6
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**8.9**	**11.2**	**12.5**	**12.3**	**12.0**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 191.5 Mia. CHF (Tabelle 9-77). Damit sind die Gesamtkosten um ca. 6 Mia. CHF höher als in Variante C.

Tabelle 9-77: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

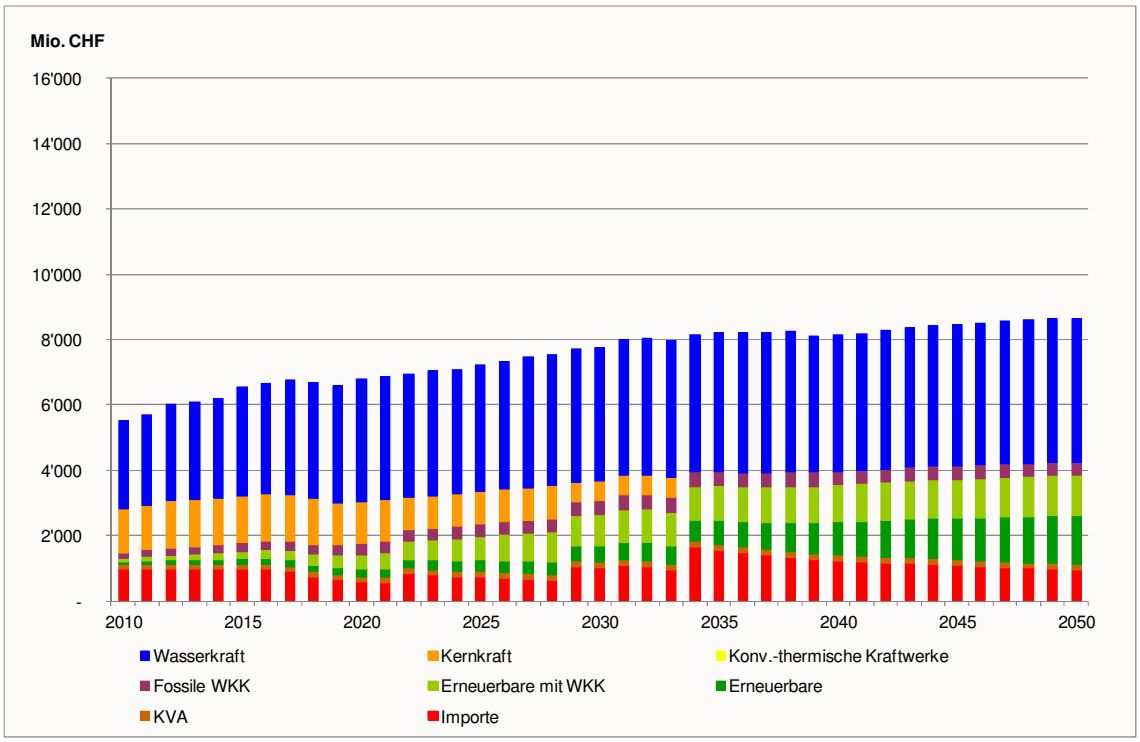
	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	13'949
Fossile WKK	9'066
Erneuerbare mit WKK	17'992
Erneuerbare	13'279
KVA	4'266
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**191'462**
Wärmegutschriften	13'414
Brutto-Gesamtkosten	**204'876**

Quelle: Prognos 2012

9.12.3 Variante E: Erneuerbar und Importe

Figur 9-61 und Tabelle 9-78 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2035 bis auf ca. 8‘200 Mio. CHF an und sinken anschliessend bis 2050 auf ca. 8‘600 Mio. CHF.

Figur 9-61: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-78: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E
Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

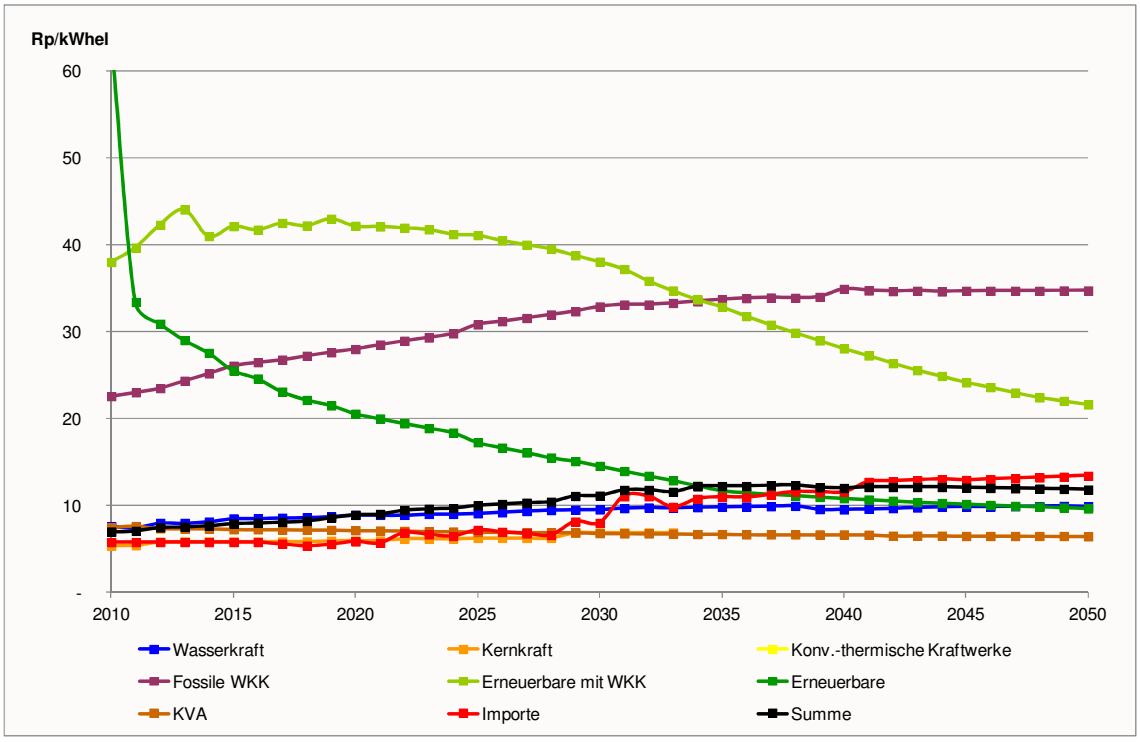
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9					
Fossile WKK	85	167	328	430	435	417	409
Erneuerbare mit WKK	23	89	433	981	1'057	1'133	1'230
Erneuerbare	18	77	242	490	727	1'010	1'483
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	1'010	1'564	1'240	966
Netto-Gesamtkosten	**5'453**	**5'528**	**6'789**	**7'767**	**8'195**	**8'129**	**8'630**
Wärmegutschriften	123	156	403	696	719	727	724
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'193**	**8'463**	**8'914**	**8'856**	**9'354**

Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur 9-62 und Tabelle 9-79 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten der Erneuerbaren (reine Stromerzeugung und gekoppelte Stromerzeugung) und der fossilen WKK-Anlagen sind vergleichbar mit der Variante C&E.

Insgesamt liegen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks geringfügig unter den Gestehungskosten der Varianten C und C&E und steigen von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf 12.2 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2035. Bis 2050 sinken die allgemeinen Gestehungskosten dann auf 11.8 Rp/kWh$_{el}$. Der Rückgang der Gestehungskosten ist vor allem auf sinkende Investitionskosten der erneuerbaren Stromerzeugung zurückzuführen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien erfordert zudem eine Erhöhung der KEV-Umlage auf bis zu ca. 2.0 Rp/kWh.

Figur 9-62: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle 9-79: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile WKK	17.1	22.6	28.0	32.9	33.7	34.9	34.7
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	20.6	14.5	11.7	10.8	9.6
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	8.0	11.0	11.6	13.4
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**8.9**	**11.1**	**12.2**	**12.0**	**11.8**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 189.8 Mia. CHF (Tabelle 9-80). Damit sind die Gesamtkosten höher als in Variante C, liegen aber unter den Gesamtkosten der Variante C&E.

Tabelle 9-80: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante E Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	9
Fossile WKK	9'066
Erneuerbare mit WKK	17'992
Erneuerbare	13'279
KVA	4'266
Import	25'610
Netto-Gesamtkosten	**189'751**
Wärmegutschriften	13'414
Brutto-Gesamtkosten	**203'165**

Quelle: Prognos 2012

9.13 Zusammenfassende Betrachtung des Elektrizitätsangebotes im Szenario „Politische Massnahmen“

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen für das Szenario „Politische Massnahmen“ sind in Tabelle 9-81 zusammengefasst:

Tabelle 9-81: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“

	Einheit	Variante C	Variante C&E	Variante E
Stromlücke				
Stromlücke 2035	TWh	28.2	28.2	28.2
Stromlücke 2050	TWh	32.9	32.9	32.9
Kenngrössen des Zubaus				
Anzahl Gaskombikraftwerke		7 GuD	5 GuD	
Erneuerbare, WKK		mässiger EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau
Kosten des Kraftwerkparks				
Gesamtkosten (diskontiert)	Mio. CHF	185'104	191'462	189'751
Gestehungskosten 2035	Rp/kWh_{el}	12.0	12.5	12.2
Gestehungskosten 2050	Rp/kWh_{el}	12.1	12.0	11.8
(Netto-)CO_2-Emissionen				
CO_2-Emissionen 2035	Mio. t CO_2	6.7	4.3	0.6
CO_2-Emissionen 2050	Mio. t CO_2	6.4	2.8	0.5
Import-Anteile				
Import-Anteile 2035	%	37.2%	24.4%	7.5%
Import-Anteile 2050	%	35.2%	16.4%	6.2%

Quelle: Prognos 2012

10 Schlussfolgerungen

10.1 Detailbemerkungen

Die Definition der Szenarien sowie ihre Ergebnisse lassen die folgenden zusammenfassenden Aussagen sowie Schlussfolgerungen zu:

1. Der derzeit sichtbare autonome und politisch unterstützte technische Fortschritt in Verbindung mit den bisherigen energiepolitischen Strategien kann den durch Bevölkerungswachstum, zunehmenden Wohlstand und Konsum, Ausweitung der beheizten und gekühlten Flächen, vermehrte Fahrleistungen und verbesserte Geräteausstattung theoretisch verbundenen Mehrbedarf an Energie durch Energieeffizienz soweit kompensieren, dass die Endenergienachfrage bis 2050 geringfügig um ca. 20 % abnimmt.

2. In diesem Falle wächst der Stromverbrauch bis 2050 insgesamt um knapp 20 % (weniger als 0.5 % pro Jahr) gegenüber dem Verbrauch 2010. Der Stromverbrauch pro Kopf nimmt zunächst geringfügig ab, um ab ca. 2035 aufgrund des verstärkten Wärmepumpeneinsatzes sowie des Ausbaus der Elektromobilität leicht anzusteigen. Der Stromverbrauch je Wirtschaftsleistung setzt den heutigen leicht sinkenden Trend fort. Der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch nimmt kontinuierlich zu. Der Verbrauch von Heizöl geht stark zurück, der Verbrauch von Erdgas (ohne Kraftwerkseinsatz) geht bis 2050 leicht zurück. Der Treibstoffverbrauch geht um ca. 35 % zurück, wobei Ottokraftstoffe stärker verlieren als Diesel. Die erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe erfahren eine Zunahme um 64 %, der Anteil an den Brenn- und Treibstoffen verdoppelt sich nahezu auf 15 %.

3. Bei den für die Szenarienrechnungen unterstellten Laufzeiten der Kernkraftwerke kann im Szenario „Weiter wie bisher“ der winterliche Stormbedarf ab 2019 nicht mehr mit den bestehenden schweizerischen Kapazitäten (inkl. Bezugsrechten, die definitionsgemäss als inländisch gezählt werden) gedeckt werden. Bis 2035 sind ohne Veränderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien 8 Gaskombikraftwerksblöcke à 550 MW notwendig, bis 2050 neun.

4. In diesem Fall werden die CO_2-Emissionen des Energiesystems inkl. Kraftwerkspark (in der Bilanzierung nach CO_2-Gesetz) bis 2050 gegenüber 2010 um ca. 25 % auf 30 Mio. t gesenkt. Dieser Wert liegt jedoch um mehr als das Dreifache über dem aus Klimaschutzgründen notwendigen Ziel.

5. Falls von einer Fortsetzung der bisherigen Energiepolitik ohne deutliche Änderungen der Rahmenbedingungen ausgegangen wird (definitionsgemäss Szenario WWB), wird es einen moderaten autonomen Zubau an fossilen WKK-Anlagen (Verdoppelung des derzeit sehr moderaten Niveaus) sowie einen deutlichen, durch die Erhöhung der KEV-Umlage auf 0.9 Rp/kWh sowie Kostendegressionen getriebenen Zubau (gute Versiebenfachung) an neuer erneuerbarer Stromerzeugung geben. Dennoch bleibt der Anteil beider Technologien an der Deckung des Landesverbrauchs bis 2050 mit 18 % überschaubar.

6. Mit einer Förderung über eine KEV-Umlage von bis zu ca. 1.8 Rp/kWh für neue erneuerbare Stromerzeugung (Mehrkostenförderung) sind bis 2050 ca. 24.2 TWh Erzeugung erreichbar. Diese maximale Umlagenhöhe wird um das Jahr 2030 er-

reicht, danach sinkt sie aufgrund der Kostendegressionen für neue Anlagen bis auf gut 1.0 Rp / kWh. Damit können zwei, ab 2045 drei Gaskombikraftwerksblöcke eingespart werden. Die Erneuerbaren decken dann in der Jahresbilanz ca. 32 % des Landesverbrauchs ab.

7. Mit der Umsetzung des politischen Instrumentenpakets aus dem Szenario POM können deutliche Effizienzpotenziale aktiviert werden. Damit sinkt der Endenergieverbrauch bis 2050 um 33 % gegenüber dem heutigen Verbrauch; der Stromverbrauch kann praktisch stabilisiert werden und wächst erst ab 2035 aufgrund der stärkeren Elektrifizierung des Verkehrs um ca. 3.4 %.

8. Bei der Umsetzung des Effizienzpakets spielen vor allem die Reduktion des Raumwärmebedarfs, effiziente Kühlungs- und Lüftungsanlagen sowie die Umsetzung von wirtschaftlichen Stromeffizienzpotenzialen im Industrie- und Dienstleistungssektor wesentliche Rollen.

9. Mit der Umsetzung dieses Instrumentenpakets können gegenüber dem Szenario WWB zwei Gaskombikraftwerksblöcke eingespart werden, so dass ab 2037 sieben GuD-Blöcke im Mix sind.

10. Mit diesem Massnahmenpaket inklusive der 7 GuD-Blöcke (ohne die verstärkte Umsetzung erneuerbarer Stromerzeugung) können die energiebedingten CO_2-Emisisonen bis 2050 um ca. 45 % gegenüber 2010 abgesenkt werden. Die Emissionen sind dann noch ca. doppelt so hoch wie in der Zielvorgabe für das Szenario NEP vorgegeben.

11. Bei zusätzlicher verstärkter Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung lassen sich zwei weitere GuD-Blöcke einsparen. Die CO_2-Emissionen werden so bis 2050 gegenüber 2010 um 54 % reduziert und liegen noch ca. 80 % über dem Ziel.

12. Falls auf inländische Gaskraftwerke verzichtet wird und der notwendige Strom importiert wird, lassen sich die energiebedingten CO_2-Emissionen auf knapp 40 % der heutigen Emissionen absenken und liegen damit ca. 50 % über dem Ziel.

13. Die Umsetzung dieser Strategie führt zu Differenzaufwendungen (nicht diskontiert) im Vergleich zum Szenario WWB von 13.8 Mrd. CHF (Var. C) bis 25.2 Mrd. CHF (Var. C&E). Maximal betragen die Differenzaufwendungen ca. 0.2 % des BIP für Effizienz und erneuerbare Energien. Die durchschnittlichen Differenzaufwendungen über den gesamten Betrachtungszeitraum betragen maximal 0.1 % des BIP. Hierbei handelt es sich vor allem um inländische Bau- und Anlageninvestitionen, die insbesondere zur Reduktion von Energieträgerimporten führen.

14. Die Branchenstruktur der Schweizer Wirtschaft ist mit einer solchen Strategie verträglich: Die Branchen für die Umsetzung von Energieeffizienztechnologien (Werkstoffe, Chemie, Anlagenausrüstungen, Mess- und Regelungstechnologie) gehören allesamt ohnehin zu den in der Schweiz sehr gut vertretenen Wachstumsbranchen.

15. Zur Erreichung eines mit dem 2°-Ziel kompatiblen Emissionsniveaus bis 2050 (1 - 1.5 t pro Kopf) sind darüber hinaus wesentliche Veränderungen der Rahmenbedingungen notwendig. Diese erfordern eine internationale Harmonisierung

von Technologieentwicklung und Emissionsregulierung, um insbesondere komparative Nachteile und Verwerfungen zwischen den Ländern zu vermeiden und kontraproduktive Carbon-Leakage-Effekte zu reduzieren.

16. Unter solchen Bedingungen wären mit der konsequenten Umsetzung von Querschnittstechnologien sowie gezielten Strategien zum Einsatz erneuerbarer Energien (Wärmepumpen für Raumwärme und -kühlung, Biotreibstoffe der 2. und 3. Generation im motorisierten Güterverkehr sowie Elektrifizierung des motorisierten Personen- sowie Lieferflottenverkehrs) die Ziele erreichbar.

17. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass der technische Fortschritt sich in den letzten Jahren bereits deutlich in Richtung Energieeffizienz bewegt hat. Die technische Umsetzung eines solchen Szenarios benötigt weniger ambitionierte Technologieentwicklung als dies noch in den Energieperspektiven 2035 eingeschätzt wurde. Hierbei ist hervorzuheben, dass die derzeitigen „Gewinnerbranchen“ der antizipierten Strukturentwicklung der Schweiz auch zu den Gewinnern der weiteren Technologieentwicklungen gehören: neue, massgeschneiderte Werkstoffe sowie Präzisionsmaschinen, Mess-, Steuerungs- und Regelelektronik gehören zu den Produzenten der neuen Technologien.

18. Dennoch werden über das im Szenario POM hinausgehende Instrumente von spürbarer Eingriffstiefe benötigt, um auch in einem international harmonisierten Umfeld den notwendigen Schritt vom derzeit angedachten Instrumentenpaket zum Ziel zu vollziehen.

19. Die mit der Umsetzung einer solchen Strategie verbundenen technischen Veränderungen führen zu Differenzaufwendungen gegenüber dem Szenario WWB, die etwa doppelt so hoch sind wie im Szenario POM. Die Differenzaufwendungen betragen maximal 0.3 % des BIP in 2028; im Durchschnitt betragen sie maximal 0.22 % des BIP (in der Variante C&E). Auch hierbei handelt es sich vor allem um Bau- und Anlagenausrüstungsinvestitionen sowie Fahrzeuginvesittionen, mit denen Energieträgerimporte eingespart werden.

20. Mit den Einsparungen an fossilen Treibstoffen sind rein rechnerisch Mineralölsteuerausfälle in erheblicher Höhe (mindestens einstellige Milliardenhöhe) verbunden. Hier ist es notwendig, nach alternativen Finanzierungen für Infrastrukturausgaben zu suchen.

21. Die Umsetzung dieses Szenarios erfordert auch Veränderungen im Modal split; insbesondere werden höhere Mengen an Güterverkehrsleistung auf die Schiene verlagert. Dies führt zu einem mit Kosten verbundenen verstärkten Ausbau der Bahninfrastruktur.

22. Eine deutlich höhere Energieeffizienz ist die Voraussetzung dafür, dass die erneuerbaren Energieträger signifikante Anteile an den Brennstoffen, Treibstoffen und an der Stromerzeugung erreichen können. Da die meisten erneuerbaren Energien über grössere Flächen „eingesammelt“ werden müssen, können hier ggf. neue Flächenkonkurrenzen entstehen. Es ist daher wesentlich, dass keine Fehlsteuerungen durch gegenseitigen Potenzialaustausch (z.B. „Plusenergiehäuser“ o.ä.) entstehen. Effizienz hat i.a. Vorrang vor Erneuerbaren, das gilt insbesondere für die Bereiche Raumwärme, Kühlung und Verkehr.

23. Um CO_2-Einsparungen in signifikantem Mass zu erreichen, ist eine deutliche Ausweitung energetischer Sanierungen auf hohem Qualitätsstandard unabdingbar. Hierfür müssen vor allem Umsetzungshemmnisse wie Vermieter-Mieter-Dilemmata sowie bei Eigentümern Zeitpunkt- und Wertfragen überwunden werden. Der starke, durch das Bevölkerungswachstum bedingte Nachfragedruck wirkt ggf. kontraproduktiv auf entsprechende Standards. Wahrscheinlich ist hier eine Steuerung durch entsprechende Rahmensetzung notwendig.

24. Nachhaltige Biomassen sind eine knappe und wertvolle Ressource, sowohl in Industrieländern als auch weltweit. Sie sollte daher besonders dort eingesetzt werden, wo keine Alternativen zu Energieträgern mit hoher Energiedichte zur Verfügung stehen. Dies sind nach derzeitigem Stand der Technik vor allem der hochleistungsfähige motorisierte Güterverkehr, der Luftverkehr sowie in Teilen gekoppelte Storm- und Wärmeerzeugung.

25. Unter diesen Restriktionen ist es möglich, auch im ambitionierten Einsparszenario die benötigten Biomassen in einem unter Nachhaltigkeitsaspekten vertretbaren Rahmen zu halten. Die eingesetzten Biomassen - inländisch wie importiert - liegen unterhalb der Potenzialgrenzen.

26. In allen Szenarien sinken die absoluten und relativen Energieträgerimporte, von derzeit 80 % am Gesamtenergieverbrauch auf 62 % im Szenario WWB Var. C bis auf 29 % im Szenario NEP Var. C&E. in 2050. Im „Strategieszenario“ POM beträgt der Anteil in 2050 56 % (Var. C) bzw. 43 % (Var. C&E).

27. Ein hoher Anteil an inländischer erneuerbarer Stromerzeugung ist nur mit einem hohen Anteil an fluktuierender Erzeugung (Wind, Laufwasserkraft und Photovoltaik) zu erreichen. Ein solcher hoher Anteil stellt das Stromerzeugungssystem vor neue, erhebliche Herausforderungen. Zwingend notwendig sind ebenfalls hohe Anteile an regelbarer Erzeugung (Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke und GuD-Kraftwerke bzw. stromgeführte WKK-Anlagen). Gegen Ende des Betrachtungszeitraums wird ein erheblicher Ausbau an zusätzlicher saisonaler Speicherkapazität notwendig, wenn die sommerlichen Photovoltaik-Überschüsse nutzbar gemacht werden sollen.

28. In den Varianten mit hoher erneuerbarer Erzeugung werden die Volllaststunden der Gaskraftwerke gegen Ende des Betrachtungszeitraums stark reduziert; sie laufen praktisch nur mehr im Winterhalbjahr, was zur Emissionsverringerung beiträgt.

29. Wie die Einbindung der fluktuierenden erneuerbaren Energien in ein Marktdesign gelingen kann und wie die benötigten Kapazitäten sowie Speicherkapazitäten ggf. durch Marktanreize effizient um- und eingesetzt werden können, ist derzeit noch offen. Aller Wahrscheinlichkeit nach werden hier Veränderungen gegenüber dem heutigen Marktdesign zwingend notwendig.

30. Die erwartete Nachfrageerhöhung sowie der starke Ausbau der erneuerbaren Energien erfordern sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilnetzebene Verstärkungsbauten.

10.2 Schlussbemerkung zum Gesamtsystem

Abschliessend ist festzustellen, dass auf mehreren Ebenen schnelles, aber langfristig orientiertes Handeln erforderlich ist. Zahlreiche Aspekte der Schlussfolgerungen aus den Energieperspektiven 2035 sind auch jetzt noch gültig. Zum Teil hat sich die Situation verschärft:

Elektrizitätsproduktion

Ungeachtet der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage und der ausgewählten Strategie zur Schliessung der Lücke (zentral oder dezentral) ist schnelles Handeln für die Schweiz notwendig, um Versorgungsengpässe vermeiden zu können. Strom sparen kann das Problem in allen Varianten zum Teil entschärfen, jedoch nicht vollständig lösen. Auch eine verstärkte Effizienzstrategie benötigt ein z. T. deutlich verändertes Umfeld. Dieses zu schaffen, erfordert Zeit und Anstrengungen. Die Politik ist hier gefordert, Prioritäten zu setzen, Randbedingungen vorzugeben und die notwendigen Diskussionsprozesse einzuleiten. Insbesondere wird deutlich, dass selbst im ambitioniertesten Szenario bezüglich Effizienz und Erneuerbaren ab 2035 Übergangstechnologien oder Importe (seien sie erneuerbar oder konventionell) benötigt werden, um die Versorgung sicherzustellen.

Bei einer Entscheidung für eine fossil-zentrale Strategie wären Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeiten sowie ggf. die Klärung der Brennstoffbeschaffung und CO_2-Kompensationsmechanismen vorzusehen, bei einer dezentralen Strategie ein entsprechender Vorlauf im Zubau, damit die Sprünge kompensiert werden können, bei einer (teilweisen) Importstrategie die entsprechenden Netz- und Importkapazitäten.

Unter den derzeitigen Bedingungen für die CO_2-Kompensation von Gaskraftwerken (50 % direkte inländische Kompensation) können diese Kraftwerke sehr wahrscheinlich nicht am internationalen Markt teilnehmen. Inwieweit dies mit der möglichen vollständigen Liberalisierung des Strommarkts kompatibel ist, wäre dringend zu klären.

Unabhängig vom Grad der Zentralisierung oder Dezentralisierung des künftigen Elektrizitätsangebots ist es sinnvoll, bestehende und drohende innerschweizerische Engpässe im Elektrizitätsnetz zu reduzieren.

Am Beispiel der Elektrizitätserzeugung zeigt sich, wie vergangene Strukturentscheidungen (für eine zentrale Strategie mit wenigen grossen Blöcken) langfristig Einfluss auf künftige Strategien für Ersatzkapazitäten haben und analog, wie weit in die Zukunft sich heutige Struktur- und Strategieentscheidungen aufgrund der langen Lebensdauer der Anlagen auswirken.

Effizienz und Klimaschutz

Die lange Lebensdauer spielt auch in zahlreichen anderen Bereichen der Energienutzung eine Rolle. Hierzu gehören insbesondere Gebäude und Fahrzeuge. Eine suboptimale Entscheidung zum Zeitpunkt der Sanierung oder des Fahrzeugwechsels bedeutet eine auf Jahre, z. T. Jahrzehnte, hinaus verpasste Chancen.

Klimaschutz, Energieeffizienz, Versorgungssicherheit und Reduktion der Abhängigkeit von nicht erneuerbaren Ressourcen oder solche aus politisch potenziell instabilen Regionen haben zahlreiche Überschneidungen. Effizienz löst hier eine Reihe von Kritikalitätspunkten auf und schafft die Voraussetzungen für einen Energiemix mit weniger

Importanteilen. Aufgrund der Frage der verpassten Chancen ist eine Entscheidung darüber herbeizuführen, ob von vornherein eine Effizienzstrategie mit hohen Standards angestrebt werden soll, oder ob eine „schleichende“ Strategie mit entsprechenden Potenzialreduktionen vorgenommen werden soll.

Eine ernsthafte Effizienzstrategie setzt tief greifende Instrumente und einen tragfähigen gesellschaftlichen Konsens voraus und sollte die Elektrizität in jedem Falle einschliessen.

Wichtige Punkte bei der Ausarbeitung einer Effizienzstrategie sind Klimakälte, Wärme-Kraft-Kälte-Kopplung, die Nutzung von Wärmepumpen zur Wärme- und Kälteproduktion sowie Wärmenetze unterschiedlicher Grössenklassen und auf verschiedenen Temperaturniveaus, insbesondere zum verstärkten Einsatz von WKK-Anlagen. Falls WKK-Anlagen verstärkt ausgebaut werden sollen, ist es notwendig, infrastrukturelle Fehlinvestitionen zu vermeiden. Aufgrund der Sanierungsnotwendigkeiten wird die Wärmedichte der Nachfrage abnehmen, daher müssen allfällige Infrastrukturausbauten (Wärmenetze) dynamisch gerechnet werden. In einem ambitionierten Effizienzszenario mit gleichzeitigem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung hat nur etwa eine Anlagengeneration neuer WKK-Anlagen Platz.

Energieaussenpolitik

Selbst bei starken Effizienzstrategien (Szenarien POM und NEP) wird bis 2035 noch ein erheblicher, bis 2050 ein geringer Anteil fossiler Brenn- und Treibstoffe im Energiemix vorhanden sein. Aufgrund des Gaseinsatzes in der Stromerzeugung wird sich zwischenzeitlich die Gasnachfrage deutlich erhöhen. Eine Diversifizierung der Bezugsquellen sowie eine vorausschauende und deeskalierende Energieaussenpolitik tragen angesichts dieses Ergebnisses zur Versorgungssicherheit bei.

Darüber hinaus empfehlen sich Kooperationsstrategien beim Ausbau und der Verstärkung der europäischen Netze – unabhängig von einer Stromimportstrategie, bereits aufgrund der Eigenschaft der Schweiz als „Stromdrehscheibe“ sowie ihrer Regelungskapazitäten.

Ebenfalls wird eine übergreifende Kooperation in Speicher-, Kapazitäts- und Marktdesignfragen unabdingbar.

Forschung und Entwicklung

In zahlreichen technologischen Optionen stecken sowohl Effizienz- als auch Erzeugungspotenziale. Eine zielgerichtete und international vernetzte Forschungspolitik und -förderung, die nicht nur die unmittelbar bekannten Energietechnologien betrachtet, sondern auch die neuen Schlüsseltechnologien zumindest auf ihre Überschneidungen mit Effizienzfragen hin beobachtet und ggf. gezielt weiterentwickelt, ist hier mindestens hilfreich. Besonders interessant sind Miniaturisierungs- und Individualisierungstechnologien, die – z. T. in Verbindung mit Biotechnologien – zu einer starken Individualisierung und Verkleinerung von Produktionsprozessen führen können. Aber auch I&K-Technologien verfügen sowohl physikalisch als auch auf der Ebene der virtuellen Aktionen und Steuerungen über erhebliches Potenzial.

Unter Sicherheitsaspekten wird es interessant und notwendig, komplex vernetzte und nichtlokal steuerbare Systeme (Strom, Gas, Information) zu verstehen und zu optimieren. Hier sind insbesondere Verwundbarkeiten, Schadensradien und Selbststeue-

rungsmechanismen von hohem Interesse. Diese Themen werden insbesondere bei der Entwicklung und dem Einsatz der - für die Regelung eines Systems mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung unabdingbaren - „smart grids“ prioritär.

Gesellschaftliche Prioritäten

Sowohl eine verstärkte Klimaschutzstrategie als auch eine auf Gaskraftwerke setzende Strategie als auch der (derzeit nur hypothetische) Bau neuer Kernkraftwerke als auch Kombinationen erfordern eine offene Diskussion und Klärung der gesellschaftlichen Prioritäten: Eine Lösung, die alle Ansprüche erfüllt, keine Nebenwirkungen hat und nichts kostet, gibt es nicht. Die Diskussion bleibt grundsätzlich asymmetrisch, da sowohl bestimmte externe Schäden als auch bestimmte externe Nutzen (der Vermeidung von Klimawirkungen) derzeit nicht quantifizierbar sind. Bestimmte Auswirkungen bezüglich Fragen von Lebensqualität, gesellschaftlichen und individuellen Zielen sind grundsätzlich nur eingeschränkt – wenn überhaupt – quantifizierbar und müssen auf der Ebene von Qualitäten und Werten geführt werden. Diese Diskussion kann nicht umgangen werden. Sie ist eine Voraussetzung dafür, dass zukunftsfähige Entscheidungen von einem breiten Konsens getragen werden.

Für diese Aufgabe will die vorliegende Arbeit quantitative Grundlagen über die Möglichkeiten, Grenzen und Abhängigkeiten des schweizerischen Energiesystems bereitstellen. Den Konsens zu finden ist die Gesellschaft als Ganzes gefordert.

Literaturverzeichnis

ARE (2004). *Perspektiven des schweizerischen Güterverkehrs bis 2030*. ProgTrans/Infras im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE), Bern, März 2004.

ARE (2006). *Perspektiven des schweizerischen Personenverkehrs bis 2030*. Infras/ProgTrans im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE), Bern, März 2006.

ARE (2010a). *Nationales Personenverkehrsmodell des UVEK, Basismodell 2005*. Bundesamt für Raumentwicklung ARE, Bern, Dezember 2010.

ARE (2010b). *Nationales Personenverkehrsmodell des UVEK*, *Referenzzustand 2030*. Bundesamt für Raumentwicklung ARE, Bern, Dezember 2010.

ARE (2012). *Ergänzungen zu den Schweizerischen Verkehrsperspektiven bis 2030*. Bundesamt für Raumentwicklung ARE, Bern, September 2012.

ARE (2012a). *Fahr- und Verkehrsleistungen des nationalen Personenverkehrsmodells des UVEK (NPVM-UVEK) für den Referenzzustand 2030 auf der Grundlage der aktualisierten Bevölkerungsszenarien des Bundesamtes für Statistik*. Aktennotiz des Bundesamtes für Raumentwicklung ARE, April 2012.

ASTRA (2011a). *Verkehrsentwicklung und Verfügbarkeit der Nationalstrassen*, 28. Aug. 2011

ASTRA (2011b). *Strassen und Verkehr. Zahlen und Fakten*, Sept. 2011.

ASUE (2011). *BHKW-Kenndaten 2011, Module Anbieter Kosten*. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch E.V., Frankfurt am Main. http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf

ASUE (2012). *BHKW-Fibel – Wissen in kompakter Form*. Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Berlin. http://asue.de/themen/blockheizkraftwerke/broschueren/bhkw-fibel.html

auto-schweiz (2010). *15. Berichterstattung im Rahmen der Energieverordnung über die Absenkung des spezifischen Treibstoff-Normverbrauchs von Personenwagen*. Im Auftrag UVEK, 18. April 2011.

BAFU (2008a). *Bericht Holznutzungspotenziale im Schweizer Wald*. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2008b). *Biogene Güterflüsse der Schweiz 2006.* Umwelt-Wissen Nr. 31-08. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2008c). *Treibstoffverbrauch und Schadstoffemissionen des Offroad-Sektors.* Studie für die Jahre 1980–2020. Umwelt-Wissen Nr. 0828. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2010). Grundlagen *für ein Biomasse- und Nährstoffmanagement der Schweiz*. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2011a). TVO-Revision – Normkonzept. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2011b). *Zustandsbericht Abfallentsorgung.* Bundesamt für Umwelt, Bern. http://www.bafu.admin.ch/umwelt/status/03964/index.html?lang=de

BAFU (2011c). *Abfallmengen und Recycling 2010 im Überblick*. Bundesamt für Umwelt, Bern.

BAFU (2012)., *Schweizer Treibhausgasinventar 2010, Submission 2012 v1.6*. Bundesamt für Umwelt

Basics (2000). *Perspektiven des Energieverbrauchs in der Industrie*. Basics, Zürich.

BAV (2012). *Langfristperspektive Bahn. Dokumentation zu den Grundlagen der Botschaft „Finanzierung und Ausbau der Bahninfrastruktur (FABI)“.* Bern, 12. April 2012.

BEI (2011). *Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen.* Bremer Energie Institut, Bremen. http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1783496.pdf

BFE (2004). *Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz*, Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2005). *Abschätzungen zu den Kosten der Erneuerbaren Energien*. Bundesamt für Energie, Bern (internes Dokument).

BFE (2006). *Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues fossil-thermisches Kraftwerk*. Volken, T., Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2008). *Forschungsprogramm für Biomasse und Holzenergie*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2008a). Medienmitteilung: Klarheit über Anteil an erneuerbarer Energie aus Pumpspeicherkraftwerken, Bundesamt für Energie, Bern. http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=17892

BFE (2010a). *Biomasse-Energiestrategie der Schweiz - Strategie für die energetische Nutzung von Biomasse in der Schweiz*. Version 2.0 vom 28.09.2010, Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2010b). *Holz als Rohstoff und Energieträger*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2011). *Schweizer Gasmarkt und Kosten des Netzzugangs – Ermittlung der risikogerechten Kapitalverzinsung für schweizerische Gasnetze*. Bundesamt für Energie – Fachbereich Energie und Telekommunikation, Bern.

BFE (2011a). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2010*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2011b). *Geothermal Growth in Switzerland*. Bundesamt für Energie, Bern (Internes Dokument).

BFE (2011c). *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2010*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2011d). *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2010 nach Verwendungszwecken*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2011e). *Schweizerische Holzenergiestatistik - Erhebung für das Jahr 2010*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2011f). *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz*. Bundesamt für Energie, Bern. http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049

BFE (2011g). *Schweizerische Statistik für erneuerbare Energien 2010*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2011h). *Energieforschung 2010*. Bundesamt für Energie, Bern. http://www.bfe.admin.ch/themen/00519/00636/index.html?lang=de

BFE (2011i). *Finanzielle Förderung 2010*, Bundesamt für Energie, Bern. http://www.bfe.admin.ch/energie/00580/00582/index.html?lang=de&dossier_id=00880

BFE (2012a). *Wasserkraftpotenzial der Schweiz - Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFE (2012b). E*nergiestrategie 2050 – Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten*. Bundesamt für Energie, Bern.

BFS (2010a). *IKT-Ausstattung der Haushalte (Informations- und Kommunikationstechnologien)*. Set 301. Bundesamt für Statistik, Neuenburg.

BFS (2010b) – *Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010 – 2060.* Bundesamt für Statistik, Neuenburg.

BKWK (2011). *Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie effizient produzieren – nachhaltig wirtschaften*. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.; Berlin. http://www.bkwk.de/industrie/Broschur_KWK_in_der_Industrie_index_html

Bloomberg New Energy Finance (2012a). *Electric Vehicle Battery Prices down 14% Year on Year*. Angus McCrone, Bloomberg New Energy Finance,16 April 2012.

Bloomberg New Energy Finance (2012b). *Battery Innovation: Incremental or Disruptive.* Albert Cheung, May 2012

Buderus (2011). R. Müller; *Moderne Gebäudetechnik, Serienmäßig individuell konfigurierte Heizanlagen*. Buderus Deutschland, Wetzlar. http://www.tga-praxis.de/sites/tga-praxis.de/files/Praxisberichte_Heizungstechnik_1-2_2011.pdf

Bundesrat (2012). *Bundesrat bestimmt erstes Massnahmenpaket für die Energiestrategie 2050*, Medienmitteilung vom 18. April 2012, Bern.

conductic wampfler (2012). *10 Jahre Elektrobusse mit IPT® Charge.* URL: http://www.conductix.de/de/aktuelles/2012-06-05/10-jahre-elektrobusse-mit-ipt-charge, conductic wampfler, 31.05.2012. Zugriff: 1. Juli 2012.

Consentec (2012a). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze*. Consentec GmbH, Aachen.

Consentec (2012b). *Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz*. Consentec GmbH, Aachen.

DAT (2012). *Leitfaden über den Kraftstoffverbrauch, die CO_2-Emissionen und den Stromverbrauch aller neuen Personenkraftwagenmodelle, die in Deutschland zum Verkauf angeboten werden*. Deutsche Automobil Treuhand GmbH, Ausgabe 2012, 2. Quartal.

Dekra (2011). *Mit der Temperatur sinkt die Reichweite*. Dekra, Norbert Kühnl, Presseinformation Nr. 160, Stuttgart, 8.11.2011.

DLR et.al. (2005). *Consave 2050, Constrained Scenarios on Aviation and Emissions*. Erstellt im Rahmen des EC Growth Programme GROW-2001-4: New Perspectives in Aeronautics.

Dr. Eicher und Pauli AG (2004). *Wärme-Kraftkopplung*. Eicher, H. P., Präsentation zum Thema Energieperspektiven Schweiz 2035/2050: Elektrizitätsangebot, 2. Juli 2004, Bern.

Dr. Eicher und Pauli AG (2011a). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien – Ausgabe 2010*. Dr. Eicher und Pauli AG. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Dr. Eicher und Pauli AG (2011b). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz*. Dr. Eicher und Pauli AG. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Dudenhöffer (2011). *E-Mobilität im internationalen Kontext - Veränderungen in der Automobilwirtschaft*. Prof. Ferdinand Dudenhöffer, CAR - Center Automotive Research, Universität Duisburg-Essen. Verband bayerische Metall- und Elektro-Arbeitgeber, 25. März 2011, München.

Econcept (2004). *Kosten und Entschädigung von Strom aus Kehrrichtverbrennungsanlagen*. Dettli, R. et al., econcept, Zürich. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Econcept, Amstein + Walthert, TEP Energy (2011). *CO_2–Vermeidungskosten bei der Erneuerung von Wohnbauten*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Zürich, 2011

Ecoplan (2011). Branchenszenarien 2008 - 2030. Müller, A., Cretegny, L., van Nieuwkoop, R, Bern. Im Auftrag der Bundeskanzlei und des Bundesamts für Statistik

ElCom (2012). *Die kantonalen Strompreise im Vergleich*. Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom. http://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx

Electrowatt-Ekono (2005). *Ausbaupotenzial der Wasserkraft*. Laufer, F.; Grötzinger, S. & Schmutz, A., Electrowatt-Ekono, Zürich. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern & des Bundesamt für Wasser und Geologie BWG, Biel.Elforsk AB.

EnergieSchweiz (2006). *Klärgas: Energie der A-Klasse* http://www.energiestadt.ch/d/joomla/downloads/instrumente/versorgung_entsorgung/2012/3-5-1_faltblatt_Klaergas_dt.pdf

ENTSO-E (2011): Statistical Database: Consumption Data, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Brussels. https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/

ENWG (2012). *Stromlastprofil eines Haushalts (dynamisiert).* Energienetze Weimar GmbH & Co. KG. http://www.enwg-weimar.de/tech-strom-lastprofile.php

EU DG TREN (2009). *EU Energy Trends to 2030 – Update 2009*. Directorate-General for Energy in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG (European Commission), Luxemburg.

Eurelectric (2009). *Power Choices - Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050*. Union of the Electricity Industry (Eurelectric), Brussels.

ExternE (2005). *Externalities of Energy – Methodology 2005*. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Stuttgart.

Frischknecht (2012). *Umweltaspekte von Elektroautos - ein Argumentarium.* Rolf Frischknecht, ESU-services Ltd. Auftraggeber Bundesamt für Umwelt BAFU - Uster, Januar 2012.

Grieder und Huser (2008). *Neue Ansätze zur Verbrauchsabschätzung von Lampen in Privathaushalten.* Encontrol, Niederrohrdorf. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

Heise Online (2011). *Daimler baut ab 2014 Brennstoffzellenautos in Grossserie*. Heise online, 3. Juni 2011. URL: http://heise.de/-1254967, Zugriff: 1. Juli 2012.

Helbling (2011). *Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Horton, P. et al., (2005). *Prediction of climate change impacts on Alpine discharge regimes under A2 and B2 SRES emission scenarios for two future time periods. EPFL, Laboratiore Hydrologie et Aménagements (HYDRAM)*, Lausanne. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

IBM Research (2012). *The Battery500 Project - Exploring Lithium-Air-Batteries Capable of Powering an Electric Car at least 500 Miles*. IBM Research, Dr. Alessandro

Curoni et al. Forum Electrosuisse Energielandschaft 2040, 11. Mai 2012, Fribourg.

ICCT (2012). Discrepancies between typeapproval and “real-world” fuelconsumption and CO_2 values, Assessment for 2001-2011 European passenger cars; Authors: Peter Mock, John German, Anup Bandivadekar, Iddo Riemersma; ICCT-Paper number: 2012-2, April 2012.

IEA (2010). *World Energy Outlook 2010*. Paris.

IEA (2010a). *Sustainable Production of Second-Generation Biofuels*. International Energy Agency.

IEA (2011). *Technology Roadmap - Electric and plug-in hybrid electric vehicles - Update June 2011*. International Energy Agency.

Infras (2004). *Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz*. Schlussbericht, 05 November 2004. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Infras (2007). *Der Energieverbrauch des Verkehrs 1990 - 2035, Ergebnisse der Szenarien I bis IV un der zugehörigen Sensitivitäten „BIP hoch“, „Preise hoch“ und „Klima wärmer“.* Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

Infras et. al. (2010). *Handbuch Emissionsfaktoren des Strassenverkehrs, Version 3*. Im Auftrag der Umweltbundesämter Deutschland, Österreich, Schweiz, Schweden, Norwegen, Frankreich. Bern, Jan. 2010 (www.hbefa.net).

Institut für Wärme und Öltechnik (2011).
http://www.iwo.de/aktivitaeten/forschung/technologie-initiative/mikro-kwk-mit-oelbetriebenem-stirlingmotor/

Intraplan (2005). *Entwicklung des Luftverkehrs in der Schweiz bis 2030*. Intraplan Consult GmbH, August 2005.

Intraplan (2006). *Nachfrageprognosen für verschiedene Betriebsvarianten für den Flughafen Zürich*. Intraplan Consult GmbH, November 2006.

Intraplan SIL-Prouess (2010). *Prognosen für verschiedene Betriebsvarianten mit unterschiedlichen Kapazitäten für den Flughafen Zürich: Ergänzung der Studie von 2006 einschliesslich Aktualisierung der Basisdaten*. Intraplan Consult GmbH, Februar 2010.

ISI (2010). *Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung.* Fraunhofer ISI, Karlsruhe.

JRC (2010). *Parameterisation of fuel consumption and CO_2 emissions of passenger cars and light commercial vehicles for modelling purposes*; Authors: G. Mellios, S. Hausberger, M. Keller, C. Samaras, L. Ntziachristos; JRC Editors: P. Dilara, G. Fontaras, Joint Research Centre – Institute for Energy and Transport (IET), Ispra.

Jochem & Jakob (2004). *Energieperspektiven und CO_2-Reduktionspotenziale in der Schweiz bis 2010; Energieeffizienz sowie Substitution durch Erdgas und erneu-*

erbare Energien. Centre for energy Policy and Economics ETHZ, Paul Scherrer Institut, Institut für Wirtschaft und Ökologie (Universität St. Gallen). VDF Hochschulverlag AG, ISBN 3-7281-2916-X

Johnson Control in IEA (2011) *Technology Roadmap - Electric and plug-in hybrid electric vehicles - Update June 2011*. International Energy Agency (Originalquelle: Johnson Control – SAFT 2005 and 2007).

Kompogas AG (2010). *Vergärbare Abfälle in der Schweiz*.

manager magazin (2012). *Busse aus China- Elektroschock für Daimler und Co.*. manager magazin online, Nils-Viktor Sorge. 25. Juni 2012, URL: http://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/0,2828,839933,00.html, Zugriff: 1. Juli 2012.

MeteoSchweiz (2011). *Daten zur Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung.* Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie MeteoSchweiz, Zürich.

Meyer et.al. (2009). M. Meyer, M. Lerjen, S. Menth (emkamatik): *Verifizierung der Stromeinsparung durch energieeffizientes Zugsmanagement. Schlussbericht des Projektes 102645*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Forschungsprogramm Elektrizität, vom 26.11.2009.

NEP (2011). *Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität, Anhang Nationale Plattform Elektromobilität (NPE).* Deutschland, Mai 2011.

Nielsen, P (2004). *New Danish Wind energy index calculation*. EMD Aalborg, Denmark. http://www.vindstat.dk/PDF_sider/Windindex_DK_new_short.pdf,

OcCC (2004). *IPCC-Szenarien*, siehe Exkurs 3 aus EPCH 2035.

OcCC (2004). *Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050; Ein kurzer Überblick.* Hohmann, R. und Neu, U., OcCC, Organe consultatif pour le Changement Climatique, Bern. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

Prognos (1992). Ewers, H.-J., Renning, K., *Abschätzung der Schäden durch einen so genannten „Super-Gau“, im Rahmen der Prognos-Schriftenreihe „Identifizierung und Internalisierung externer Kosten der Energieversorgung“*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Bonn.

Prognos (1996). *Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes für die Szenarien I - III, 1990 - 2030*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Bern.

Prognos (2001). *Szenarien zu den Initiativen “Strom ohne Atom” sowie “Moratorium plus”*. Eckerle, K., Haker, K. & Hofer, P., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

Prognos (2003). *Einfluss von Temperatur und Globalstrahlungsschwankungen auf den Energieverbrauch der Gebäude.* Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

Prognos (2004). *Energieprognose angesichts globaler Unsicherheit; Diskussion zentraler Determinantender sozialen und technologischen Entwicklung. Proceedings*

der Workshops zur energiewirtschaftlichen Referenzprognose mit Zeithorizont 2030. Hrsg. Prognos AG, Basel.

Prognos (2006). *Auswertung des Kompakt-Delphi-Prozesses: Thesen zur langfristigen Technologieentwicklung für das Szenario IV „Wege zur 2000-Watt-Gesellschaft".* Prognos AG, Basel.

Prognos (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 – Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos (2007a). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 – Szenarien I - IV*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos (2007b). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 – Exkurse*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos & Öko-Institut (2009). *Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050*. Im Auftrag des WWF Deutschland, Berlin.

Prognos (2009a). *Innovative Technologien zur energetischen Nutzung von Gas*. Im Auftrag des ASUE und DVGW, Prognos AG, Basel.

Prognos (2011). *Zwischenprüfung zum Gesetz der Förderung der KWK.* Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.

PSI (2005). *Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen*. Hirschberg, S et al., Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Sauer (2006). *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung* In „Solarzeitalter Nr.4", 2006. Prof. Dirk Uwe Sauer, Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe, RWTH Aachen.

Schweizer Forum Elektromobilität, Originalquelle auto-i-dat, 3. März 2012. URL: http://www.forum-elektromobilitaet.ch/nc/home/wissen/e-katalog/markt.html , Zugriff: 1. Juli 2012

SFZ (2012). *Uebersicht Fahrradmarkt 2011.* Schweizerische Fachstelle für Zweiradfragen, März 2012.

SGHL und CHy (2011), *Auswirkungen der Klimaänderungen auf das Wasserdargebot*. Im Auftrag der Schweizerischen Gesellschaft für Hydrologie und Limnologie und der Hydrologischen Kommission, Givisiez.

SECO (2011). *Scénario du SECO pour le PIB à long terme*. Staatssekretariat für Wirtschaft, Bern.

Siemens (2012). Siemens AG. http://w5.siemens.ch/cms/de/energieeffizienz/energie/story40.php

SolarServer (2012). *Photovoltaik-Preisindex*. Heindl Server GmbH, Reutlingen.

Stern (2006). *Stern Review on the economics of Climate Change*. Stern, N.

Suisse-Eole (2012). *Windenergie-Daten der Schweiz*. Suisse-Eole und METEOTEST, Basel. www.wind-data.ch

SWISSIX (2012). *Mengengewichtete Quartalspreise. SWISSIX Base,* Bern. http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136

Swissolar (2011). *Wärme von der Sonne, Einfamilienhäuser*, 2011.

TEP Energy (2010). *Energetische Gebäudeerneuerungen – Wirtschaftlichkeit und CO_2-Vermeidungskosten*. Stiftung Klimarappen, Zürich, 2010.

Tesla Motors (2012). *Steigende Energiedichte bedeutet eine grössere Reichweite*. Tesla Motors. URL: http://www.teslamotors.com/de_DE/roadster/technology/battery, Zugriff: 1. Juli 2012.

TU-Berlin (2009). *Skript zur Vorlesung Energietechnik*, Prof. Dr.-Ing. Prof. e.h. Dr. h.c. G. Tsatsaronis, Technische Universität Berlin, Berlin.

TU-Braunschweig (2010). *Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-BHKW*; Dissertation, M. Pielke, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Braunschweig.

UMSICHT (2000). *Leitfaden Nahwärme*. Fraunhofer Institut für Umwelt, Sicherheit und Technik. http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/documents/infomaterial/OE800/leitfaden_nahwaerme_komplett.pdf

UVEK (2011). Medienmitteilung: Bundesrat beschliesst im Rahmen der neuen Energiestrategie schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, Departement für Umwelt, Energie, Verkehr und Kommunikation (UVEK), Bern. http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=17892

Wüest & Partner (2012). *Gebäudebestandsentwicklung 1990 – 2012*. Wüest & Partner, Zürich.

VBSA (2011). *Abfall als Ressource – Thermorecycling in KVA*. Referat am Städte- und Gemeindetag im Rahmen der Cleantech City 2012 in Bern; Peter Steiner - Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen VBSA, Bern. http://vbsa.napoleon.ch/upload/dokumente/Steiner%20Cleantech%20Thermorecycling%20kl.pdf

VCS (2012). *Auto-Umweltliste 12, Sondernummer VCS Magazin,* 14. April 2012. Verkehrs-Club Schweiz.

VDI (1995). *Fortschrittliche Gas- und Dampfturbinenprozesse zur Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung bei GUD-Kraftwerken*; VDI-Bericht Nr. 1182, Erlangen. http://www4.fh-swf.de/media/downloads/fbma/download_7/professorinnen/kail_1/veroeffentlichungen/vdi-1182.pdf

VDI (2010). *Kraft-Wärme-Kopplung*, 4.Auflage, Prof. Dr. G.Schaumann, K.W Schmith, Springer Verlag, Verein Deutscher Ingenieure, Ludwigshaften.

VDI (2012). *VDI-Richtlinie 2067*, Verein Deutscher Ingenieure. http://www.vdi.de/7961.0.html?&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=56295

VDI-Nachrichten (2012). *Preissturz bei Lithium-Ionen-Akkus bringt Bewegung in den Automobilmarkt*. VDI-Nachrichten, 29.06.2012.

von Helmolt (2012). *Die Strategie für eine nachhaltige Elektromobilität*. Dr. Rittmar von Helmolt, Adam Opel AG. 3. Kongress Elektromobilität, 07.02.2012, Luzern.

VSF (2012). Verband Fernwärme Schweiz. http://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch/allgemeine-Fragen/Fernwaerme-Anbieter.php?navid=5p

VSG (2011). *Szenario für eine künftige Stromproduktion mit Erdgas*. Verband der Schweizerischen Gasindustrie, Zürich. http://www.vsg.ch/fileadmin/customer/erdgasch/Data/Medienstelle/Medienmitteilungen/2011/Erdgas_in_der_Stromproduktion_d_190511.pdf

WWF (2011). *Heizkostenvergleich, Tabellen für Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus*. http://www.wwf.ch/de/aktiv/bewusst/wohnen/heizen/

ZPK (2011). *Pressespiegel, ZPK*, April 2011.

Anhang

Anhang I Instrumentenliste

Stand 11.7.2012 für Ämterkonsultation Energiestrategie 2050

Gebäude

M1.1	Verschärfung der Vorschriften für Neubauten
M1.2	Verstärkte Anstrengungen Elektrizität im Hochbau – SIA 380/4
M1.3	Pflicht Energieinspektion Gebäudetechnik
M1.4	Pflicht Betriebsoptimierung Gebäude
M1.5	Gebäudeenergieausweis der Kantone GEAK
M1.6	Bonus auf Ausnutzungsziffer
M1.7	Anreize für den Ersatz fossiler Feuerungen
M2.1	Verstärkung des Gebäudeprogramms
M3.2	Anpassung des Steuerrechts

Industrie und Dienstleistungen

M4.1	Verbindliche Effizienzziele mit gleichzeitiger Befreiung von CO_2-Abgabe und KEV-Zuschlag (Industrie und Dienstleistungen)
M5.1	Verstärkung und Ausbau der wettbewerblichen Ausschreibungen

Mobilität

M6.1	Geothermische Energiegewinnung aus Tunnel
M6.2	Nutzung von Lärmschutzwänden zur Installation von Photovoltaikanlagen
M6.3	Pilotprojekt Überdachung Nationalstrasse zur Installation von Photovoltaikanlagen
M6.4	Energieproduktion ÖV-Infrastruktur (erneuerbare Energien)
M7.1	Energieeffiziente Bauweise im Nationalstrassenbau
M7.2	Energieeinsparung beim Betrieb der ÖV-Infrastruktur
M7.3	Reduktion des Energieverbrauchs für den Betrieb der Nationalstrasse
M8.1	Verschärfung der (bestehenden) CO_2-Zielwerte für Personenwagen
M8.2	Reifenetikette
M8.3	Energieetikette für weitere Fahrzeugkategorien
M8.4	CO_2-Zielwerte für leichte Nutzfahrzeuge (LNF)
M8.5	LED Tagfahrlichter
M9.1	Anreiz-Mechanismen
M9.2	Einsatz energieeffizienter Schienenfahrzeuge (Abklärungsmassnahme)
M9.3	Sensibilisierung des Unernehmen des öffentlichen Verkehrs

M10.1 Nachhaltige und energieeffiziente Mobilität

M10.2 Güterumschlag Strasse/Schiene

Elektrogeräte

M11.1 Elektrogeräte: Effizienzvorschriften

M11.2 Gebrauchsvorschriften Elektrogeräte

Energieversorgungsunternehmen

M12.1 Transparenzvorschriften für EVU (Priorität hat Umsetzung auf freiwilliger Ebene, subsidiär sollen auf Ebene Bund Transparenzvorschriften eingeführt werden können)

M12.2 Eventuell Bonus-Malus-Modell für Energieversorgungsunternehmen (Prüfauftrag gemäss BR-Entscheid vom 18.4.2012)

Förderung erneuerbarer Energien

M13.1 Entfernung der Kostendeckel

M13.2 Optimierung der KEV-Vergütungssätze (Höhe, Dauer, Kostendeckung)

M13.3 Einführung von Auktionen

M13.4 Investitionshilfen für Photovoltaik-Kleinanlagen

M13.5 Generelle Einführung der Eigenverbrauchsregelung

M13.6 Ausschluss von gewissen Infrastrukturanlagen aus der KEV

M13.7 Ökologische Mindestanforderungen an KEV-Anlagen

M13.8 Abgabebefreiung für energieintensive Produktionsstätten

M13.9 Vereinfachung des KEV-Vollzugs

M14.1 Erweiterung der anrechenbaren Kosten der Risikogarantie des Bundes auf feldbasierte Explorationskampagnen

M14.2 Verwendung der Zinserträge aus dem Förderfonds zur Deckung der Risikogarantie des Bundes für die Forschung und die Entwicklung

M14.3 Periodische Aufstockung des maximalen Förderbeitrags im Rahmen des Förderfonds zur Deckung der Risikogarantie des Bundes

M14.4 Maximale Deckung des Fündigkeitsrisikos wird von 50% aus 60% angehoben

M14.5 Anpassung der KEV-Grundvergütung für EGS-Projekte

M15.1 Vereinfachtes kantonales Verfahren für kleine Wasserkraftanlagen

M15.2 Gesetzliche Verankerung der Nutzung erneuerbarer Energien als nationales Interesse

M15.3 Koordinationsstelle beim Bund

M15.4 Maximale Begutachtungsfristen ENHK

M16.1 Ergänzung des Richtplans nach RPG

M16.2 Gesamt-Planung Erneuerbare Energien

Fossile Kraftwerke

M17.1	Gesetzliche Vorgaben zur Förderung effizienter WKK-Anlagen
M17.2	Einspeisetarif für WKK-Anlangen
M17.3	Eigenverbrauchsregelung
M17.4	CO_2-Kompensation
M18.1	Anschluss der GuD an das europäische Emissionshandelssystem (ETS)

Netze

M19.1	Erarbeitung einer Strategie Stromnetze
M20.1	Einführen von Ordnungsfristen für Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren
M20.2	Verkürzung der Rechtsmittelverfahren
M21.1	Regelungen zur Förderung der Nutzung von Smart Metering

Vorbildfunktion öffentliche Hand, Ebene Bund

M22.1	Verstärkung der Vorbildfunktion öffentliche Hand, Ebene Bund

Programm EnergieSchweiz

M23.1	Verstärkung und Ausbau von EnergieSchweiz

Weitere Massnahmen

M24.1	Verstärkung des Wissens- und Technologietransfers
M25.1	Energieabgabe

Anhang II Exkurse

II.1 Biomassen

II.1a Analyse zu Biomassepotenzialen in der Schweiz und angrenzenden Fragestellungen

II.1b Biokraftstoffe der 2. und 3. Generation

II.2 Stromerzeugung mit WKK-Anlagen

II.3 Fluktuierende Stromerzeugung

II.4 Elektromobilität

Anhang II.1a

Analyse zu Biomassepotenzialen in der Schweiz und angrenzenden Fragestellungen

II.1a-1 Nutzungsformen von Biomasse im Allgemeinen (stofflich, energetisch)

Biomasse bezeichnet sämtliches durch Fotosynthese direkt oder indirekt erzeugtes organisches Material, das nicht über geologische Prozesse verändert wurde[9]. Bei der energetischen Nutzung von Biomasse wird nur so viel CO_2 freigesetzt, wie zuvor mit Hilfe von Sonnenenergie mittels Fotosynthese in der Biomasse gebunden wurde. Biomasse kann stofflich oder als Energieträger zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme und Biotreibstoff genutzt werden. Geeignete Verfahren für die energetische Verwertung von holzartiger Biomasse sind die Verbrennung und Vergasung, für feuchte Biomasse kommt u.a. die Vergärung in Frage.

Für die energetische Nutzung wird unterschieden zwischen **holzartiger, trockener Biomasse** (Waldholz, Feldgehölze, Hecken, Obstbau, Altholz, Restholz, feste Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten) und wenig verholzter, **feuchter Biomasse** (Hofdünger wie Gülle und Mist, Ernterückstände, biogene Abfälle aus der Lebensmittelindustrie, der Gastronomie und aus Haushalten usw.). Energiepflanzen, die eigens für die Energiegewinnung durch Vergärung in Biogasanlagen angebaut werden, spielen in der Schweiz bisher keine relevante Rolle. Im Fokus der energetischen Nutzung durch Vergärung stehen v.a. die biogenen Abfälle aus Industrie, Haushalten und Landwirtschaft. Figur II.1a-1 gibt einen Überblick zu der Vielzahl technischer Möglichkeiten zur Erzeugung von Energie aus Biomasse.

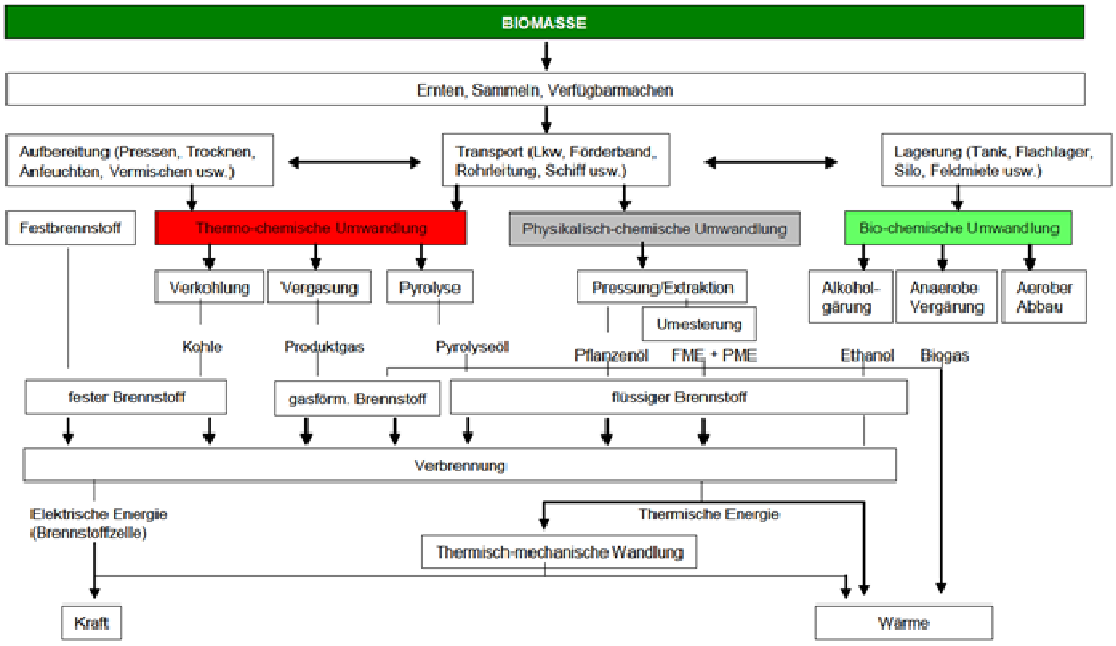
Zur stofflichen Nutzung von Biomasse zählen z.B. der Einsatz von Holzspänen in der Spanplattenherstellung sowie der Einsatz von Kompost als Dünger bzw. Bodenverbesserungsmittel.

In der „Biomassestrategie Schweiz“ haben die Bundesämter für Energie (BFE), Landwirtschaft (BLW), Raumentwicklung (ARE) und Umwelt (BAFU) ressortübergreifend u.a. acht umfassende strategische Ziele festgelegt, wie in der Schweiz in Zukunft Biomasse genutzt werden soll [BFE, 2010a]. Im Bereich Wald und Holz wird dies beispielsweise konkretisiert in der „Ressourcenpolitik Holz“ des BAFU, mit der die sogenannte Kaskadennutzung angestrebt wird, d.h. die mehrfache (stoffliche und zum Schluss energetische) Nutzung der holzartigen Biomasse. Die optimierte Mehrfachnutzung von Ressourcen wird grundsätzlich auch für die Nutzung der feuchten Biomasse empfohlen, in dem z.B. Bioabfälle vor der Kompostierung vergoren werden.

---

9 Quelle: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00496/index.html?lang=de

Figur II.1a-1: Mögliche Technologie und Umwandlungspfade für die Energiegewinnung aus Biomasse



Quelle: BFE, 2008 nach Kaltschmitt et a., 2006

II.1a-2 Biomassepotenziale in der Schweiz

Die letzte Analyse der gesamten Biomassepotenziale in der Schweiz wurde 2004 von Infras für das Bundesamt für Energie (BFE) vorgelegt. In diesem Rahmen wurde ein **Theoretisches Biomassepotenzial**[10] berechnet, das sich aus der nachwachsenden Biomasse auf produktiver Landfläche und der durch menschlichen Konsum anfallenden Rest- und Abfallstoffe zusammensetzt. Anschliessend wurde ein **Ökologisches Potenzial bestimmt**, das den unter ökologischen Aspekten energetisch langfristig nutzbaren Anteil des theoretischen Potenzials definiert. Es setzt sich aus dem **ökologischen Nettoproduktionspotenzial** aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion und dem **ökologischen Potenzial aus Rest- und Abfallstoffen** zusammen.

Das theoretische Potenzial für Biomasse aus nachwachsenden Rohstoffen in Land- und Forstwirtschaft beträgt der Analyse zu Folge 264 PJ. Zusammen mit dem Biomassepotenzial aus Rest- und Abfallstoffen in Höhe von 67 PJ ergibt sich ein **Theoretisches Gesamtpotenzial für Biomasse zur energetischen Nutzung in der Schweiz von 331 PJ**.

Das **ökologische Potenzia**l von Biomasse zur energetischen Nutzung wird auf **123 PJ** beziffert und umfasst damit nur etwa ein Drittel des Theoretischen Potenzials. Ausschlaggebend dafür sind insbesondere die topografischen und klimatischen Verhältnisse sowie die Sicherung der Nahrungs- und Futtermittelproduktion.

---

10 Wandlungsverluste durch die Art der Nutzungsform wurden bei diesen Potenzialen noch nicht berücksichtigt. Es werden daher reine (Primär-)Energiepotenziale benannt, aus Gründen der Vergleichbarkeit wurden jeweils nur die unteren Heizwerte der Biomasse eingesetzt.

Das ökologische Potenzial wurde 2003 zu 11 % (37 PJ) und 2005 bereits zu 42 % (53 PJ) energetisch genutzt [BFE, 2010a]. Aktuellere Angaben liegen zur Zeit nicht vor[11]. Weitere Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse könnten insbesondere im Bereich Verbrennung von Waldholz und Vergärung von Ernterückständen und Hofdünger erschlossen werden.

Das theoretische und das ökologische Potenzial sowie die anteilige Nutzung in 2003 werden in Tabelle II.1-1 detailliert für die einzelnen Biomassesortimente benannt.

Tabelle II.1a-1: Theoretische Biomassepotenziale 2003, Ökologisches Potenzial 2003 und dessen Nutzung

	Theor. Potenzial 2003 (PJ)	**Ökolog. Potenzial 2003** (PJ)	**Nutzung 2003** (PJ)	**Nutzungsgrad TP 2003**
Biomassesortiment	Energiemenge (Basis: unterer Heizwert)	Nettoproduktionspotenzial für NawaRo bzw. Potenzial zur Behandlung mit	Energie genutzt	
Nachwachsende Rohstoffe und Reste aus Primärproduktion	**264**	**83**	**9**	***3%***
Holzige Biomasse aus Wald, Feld und Hecken	96	45	9	*9%*
Biomasse aus Ackerkulturen, Kunstwiesen und Energiepflanzen	61	9	0,1	*0%*
Biomasse aus Wiesland	52	5	0	*0%*
Biomasse aus Ernterückständen, Gülle und Mist	53	23	0,1	*0%*
Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen	1,3	0,7	0	*0%*
Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	0,7	0,4	0	*0%*
Rest- und Abfallstoffe aus Sekundärproduktion und Konsum	**67**	**40**	**28**	***42%***
Altholz	10	8	4,2	*43%*
Restholz	5	5	5,1	*94%*
Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten*	52	27	19,0	*37%*
Summe Biomassesortimente	**331**	**123**	**38**	***11%***

Quelle: BFE 2004 - Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz; Verfasser: INFRAS

** einschl. Altpapier (28 PJ) und Papierschlämme (2,1 PJ)*

Mit der Studie „Vergärbare Abfälle in der Schweiz“ liegt eine **aktuellere Prognose** zum realisierbaren Anteil der Nutzung des theoretischen Potenzials **für vergärbare Abfälle** für das Jahr 2030 vor [Kompogas, 2010]. Darin wurde die zukünftig mögliche Menge der feuchten, biogenen Abfälle als Teil des Energiepotenzials 2030 eingeschätzt und der Vergärung der Landwirtschaft, der ARA oder der gewerblichen Vergärung zugeordnet. Dabei wurde davon ausgegangen, dass sich die Abfallmengen bis zum Jahr 2025 nur sehr gering verändern[12]. Gegenüber den Einschätzungen des Ökologischen Potenzials aus 2003 wurden bei dieser Studie Altpapier und Papierschlämme nicht für eine potenzielle energetische Nutzung vorgesehen.

[11] s. Fussnote 9

[12] Nach der aktuellen Bevölkerungsprognose wäre das (nur) dann realistisch, wenn die einwohnerspezifische Abfallmenge zeitgleich mit dem Bevölkerungszuwachs abnimmt (z.B. durch Abfallvermeidung) – s. auch Kapitel II.1-6

Die in der Studie der Kompogas AG nicht enthaltenen Rohschlammmengen der ARA wurden von Prognos zusätzlich zu den vergärbaren Abfällen ergänzt[13] und eine theoretische Verteilung des zugehörigen Energiepotenzials von jeweils 50 % auf die Vergärung und die Verbrennung (Mono-Klärschlamm-Verbrennung o. Kehrrichtverbrennungsanlage) vorgenommen. Das aus Vergärung verfügbare Energiepotenzial ist jedoch stark eingeschränkt, da der erhebliche Eigenbedarf der ARA an Strom und Wärme überwiegend direkt durch Verbrennung des Biogases in BHKW gedeckt wird. Teilweise wird Wärme auch für die Schlammtrocknung eingesetzt. Nur darüber hinaus gehende Strom- und Wärmemengen stehen für eine externe Nutzung zur Verfügung.

Gleichermassen liegt mit den Untersuchungen des BAFU aus 2007 und daran anschliessenden Untersuchungen des BFE im Jahr 2010 eine überarbeitete, **aktuellere Abschätzung für das nachhaltige Potenzial aus Waldholz** vor [BFE, 2010b]. Darin wurde die nachhaltige Nutzungsmenge auf 9‘412 Mio. m³ Holz festgelegt[14]. Sie entspricht dem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 9 – 10 Mio. m³/a. Bis 2025 rechnet das BFE mit einer Annäherung der derzeitigen Nutzung an das nachhaltig verfügbare Nutzungspotenzial, sofern keine unvorhersehbaren Diskontinuitäten auftreten.

In Tabelle II.1a-2 werden die Ergebnisse der realisierbaren Energiepotenziale 2030 für vergärbare Abfälle mit den aktuellen Holznutzungspotenzialen aus Waldholz des BFE und den unveränderten Angaben zu weiteren Biomassefraktionen zur Verbrennung (Altholz, Restholz, Stroh, nicht vergärbare Anteile anderer Fraktionen) aus der Analyse der Ökologischen Potenziale 2003 zusammengeführt. Die Tabelle II.1a-2 fasst die aktuellsten Einschätzungen zu den realisierbaren Biomassepotenzialen der Schweiz aus Verbrennung und Vergärung von Biomassesortimenten in einer Übersicht zusammen.

---

13 Rohschlamm ARA: 351, 521 t TS [BAFU, 2008b] ; Hu 15 GJ/t TS

14 2008 bezifferte das BAFU das Holznutzungspotenzial aus dem Schweizer Wald noch auf 8.23 Mio. m³ [BAFU 2008a]

Tabelle II.1a-2: Energie aus Biomasse in 2030

	Energie aus Biomasse 2030 (PJ/a)	Energie aus Biomasse 2030 (GWh/a)	Energie aus Biomasse 2030 - anteilige Nutzungsformen - (GWh/a)			
Biomassesortimente	Energiemenge aus Vergärung bzw. Verbrennung	Energiemenge aus Vergärung bzw. Verbrennung	Vergärung in der Landwirtschaft*	Vergärung bei der ARA*	Trockenvergärung*	Verbrennung (KVA für Rest- und Abfallstoffe, Feuerungsanlagen, Heiz(kraft)werke)
Nachwachsende Rohstoffe und Reste aus Primärproduktion	**113.34**	**31'482.66**	**179.98**	**0.00**	**27.33**	**31'275.35**
Holzige Biomasse aus Wald, Feld und Hecken*	110.59	30'719.52				30'719.52
Biomasse aus NawaRo (Maissilage) und Ökoausgleichsflächen (ohne Ackerkulturen und Ölsaaten)	0.07	18.27	18.27			
Biomasse aus Wiesland (Kunstwiesen und extensiv	0.23	64.30	64.30			
Biomasse aus Gülle und Mist (zur Vergärung) und Stroh zur Verbrennung	2.35	652.97	97.41			555.56
Strukturreiche Biomasse von Uferböschungen und Naturschutzflächen	0.01	3.71			3.48	0.23
Strukturreiche Biomasse von Verkehrsflächen	0.09	23.89			23.85	0.04
Rest- und Abfallstoffe aus Sekundärproduktion und Konsum**	**27.18**	**7'551.19**	**567.10**	**924.53**	**608.16**	**5'451.40**
Altholz	8.00	2'222.22				2'222.22
Restholz	5.00	1'388.89				1'388.89
Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Haushalten (biogener Anteil Kehricht, kommunale Sammlung, Gartenbau)	8.91	2'475.40	567.10	192.19	608.16	1'107.96
Rohschlamm ARA (Summe industrielle ARA, kommunale ARA und Importe)	5.27	1'464.67		*732.34*		*732.34*
Summe Biomassesortimente	**140.52**	**39'033.85**	**747.08**	**924.53**	**635.49**	**36'726.75**

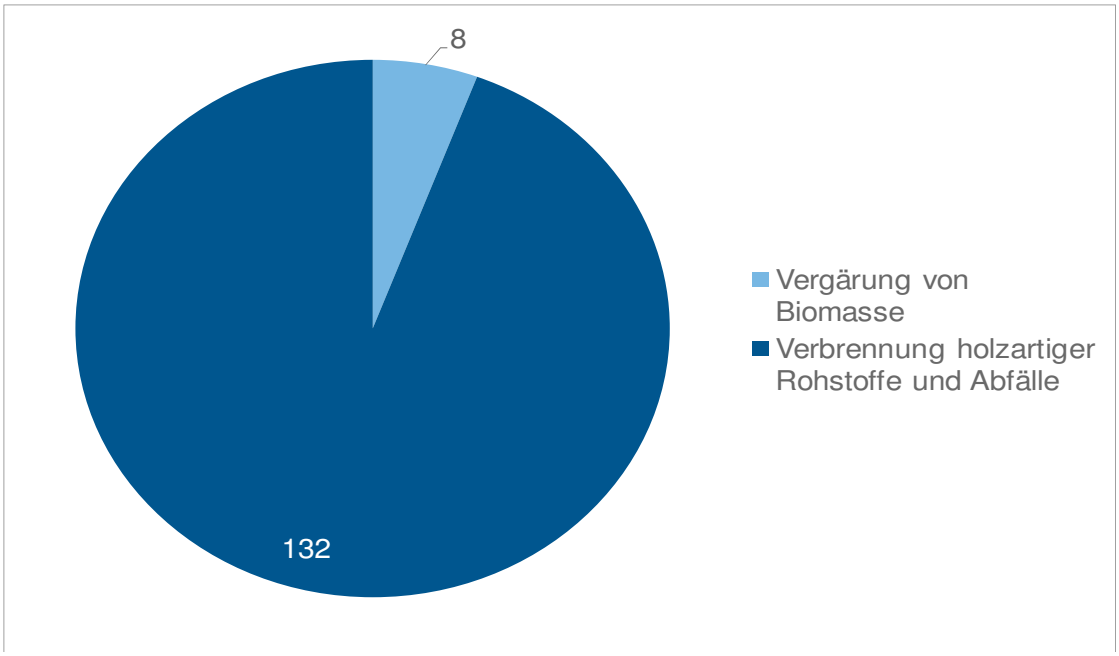
** Neuberechnung der nachhaltigen Waldholzpotenziale der BFE in 2010*

*** gegenüber Ökolog. Potenzial 2003 ohne Altpapier (ort 11,3 PJ) und ohne Papierschlämme (dort 1,9 PJ)*

Das Energiepotenzial aus nachwachsenden Rohstoffen liegt demnach bei 113 PJ. Zusammen mit dem Energiepotenzial aus Rest- und Abfallstoffen in Höhe von 27 PJ beläuft sich das **gesamte Energiepotenzial 2030** aller in Frage kommenden Biomassesortimente **der Schweiz** auf rund **141 PJ (39 TWh).** Auf die **Vergärung** entfallen davon **8 PJ** (2.3 TWh), d.h. ca. 6 %. Das wesentliche Potenzial der energetischen Nutzung von Biomasse stammt mit **132 PJ** (36.7 TWh, 94 %) aus der **Verbrennung nachwachsender Rohstoffe und Abfälle**.

In den folgenden Kapiteln II.1a-2.1 und II.1a-2.2 werden zu beiden Nutzungsformen der Nutzungsgrad und charakteristische Merkmale der heutigen und künftigen Potenzialnutzung näher betrachtet.

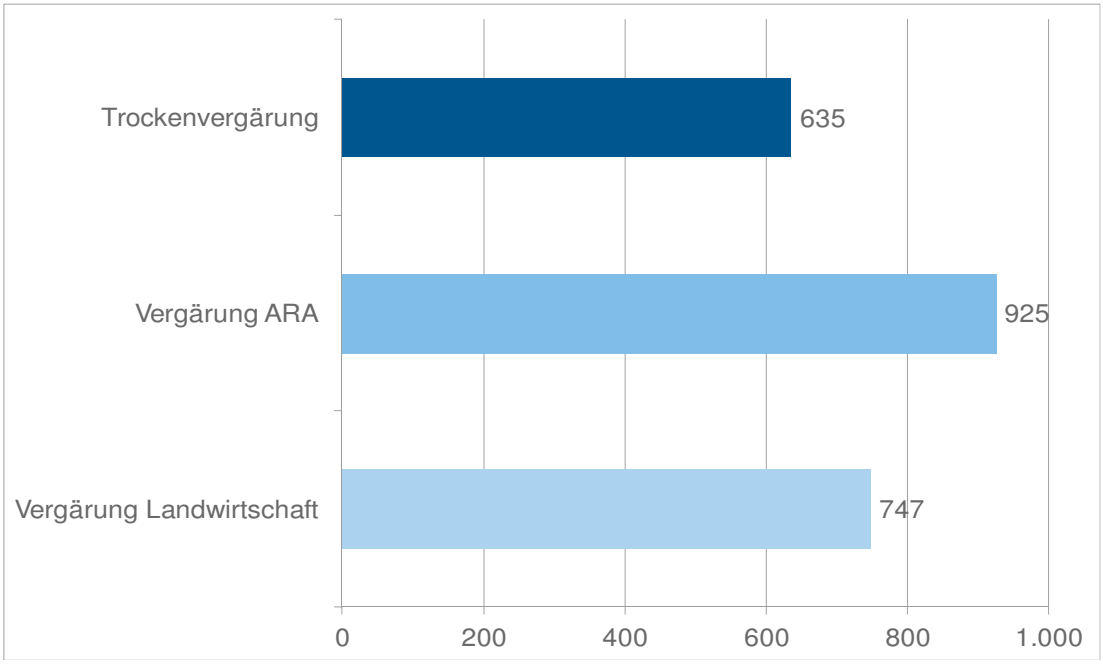
Figur II.1a-2: Gesamtenergiepotenzial Biomasse in der Schweiz 2030, PJ/a



II.1a-2.1 Biomasse zur Vergärung

Die Potenziale zur Vergärung von Biomassesortimenten zeigen, dass mit dem Einsatz **biogener Abfälle** jährlich insgesamt ein Primärenergiepotenzial von ca. 2‘300 GWh in Form von Biogas produziert werden könnte. Davon entfallen brutto ca. 28 % (636 GWh/a) auf die Trockenvergärung von Abfall, 40 % (924 GWh/a) auf die ARA und 32 % (747 GWh/a) auf die Vergärung von Hofdünger und Co-Substraten in der Landwirtschaft.

Figur II.1a-3: Energiepotenzial Biomasse zur Vergärung, GWh/a



Die energetische Nutzung in Biogasanlagen hat sich in den letzten Jahren weiter etabliert. Zur **aktuellen Verwertung feuchter Biomasse** liegen jedoch nur sehr wenige spezifische und aktuelle Angaben vor [Kompogas, 2010]. Daher wird im Folgenden nur ein grober Überblick zu den heutigen Verwertungswegen bzw. den bereits genutzten Mengen an Biomassepotenzialen gegeben.[15]

Der **biogene Anteil des Kehrichts** am Siedlungsabfall beläuft sich im Schnitt auf **27 %** (insgesamt 290‘000 t/a) und wird in den KVA verbrannt [BAFU, 2010]. Erste Anlagen zur **Vergärung getrennt gesammelter Bioabfälle** sind bereits in Betrieb, weitere sind im Bau oder in Planung. Getrennt gesammelte Grünabfälle werden entweder kompostiert oder in Holzenergieanlagen verbrannt.

In **86 landwirtschaftlichen Biogasanlagen** wurden im Jahr 2009 insgesamt 100 GWh Strom und Wärme erzeugt[16], in **23 gewerblich-industriellen Anlagen** insgesamt 115 GWh Strom und Wärme. Die BHKW von 400 mittleren und grossen ARA produzierten im Jahr 2007 111 GWh Strom [BFE, 2008b].

Noch **ungenutzte Biomassepotenziale** sind insbesondere in der Landwirtschaft (Hofdünger und biogene Abfälle, sogenannte Co-Substrate) vorhanden. Derzeit werden schätzungsweise nur 1.5 % des Potenzials an Hofdünger genutzt[17]. Eine Herausforderung dabei ist die geringe Energiedichte (Erlös) in Verbindung mit den erforderlichen Investitionen. Bei den ARA könnten weitere Effizienzpotenziale gehoben werden, wodurch sich die Biogasproduktion um 20 % steigern liesse [EnergieSchweiz, Klärgas, 2006].

Die Verfasser der Studie „Vergärbare Abfälle in der Schweiz“ gehen bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen von einem Zubau von weiteren 300 Anlagen aus, in denen insgesamt 1 Mio. t Hofdünger vergoren werden könnten. Zudem könnten bis 2030 jährlich ca. 1.2 Mio. t Abfälle in der Trockenvergärung verarbeitet werden, was bei einer jährlichen Anlagenkapazität von je 15‘000 t einem Zubau von weiteren 36 Anlagen entsprechen würde. Voraussetzung dafür wäre die konsequente Trennung der Küchenabfälle vom Haushaltsabfall[18]. Ohne getrennte Sammlung von Küchenabfällen würde sich die Anzahl weiterer Anlagen auf 22 verringern.

II.1a-2.2 Biomasse zur Verbrennung

Das anteilige Potenzial aus der Verbrennung von Biomasse (siehe Tabelle II.1a-2, letzte Spalte) **beträgt ~ 36‘700 GWh (132 PJ)** und wird überwiegend durch das Potenzial aus der Verbrennung von Waldholz ~31‘000 GWh (~111 PJ) bestimmt [BFE, 2011e]. Daneben entfallen weitere ~3‘600 GWh (13 PJ) auf die Verbrennung von Alt- und Restholz und ~1‘800 GWh auf die Verbrennung der Biomasse als Abfall in den KVA sowie der Verbrennung der im Anschluss an die Vergärung getrockneten Klärschlämme der ARA.

---

15 Mit der Überarbeitung der BAFU-Studie zu biogenen Güterflüssen der Schweiz [BAFU, 2008b]auf Basis der Daten aus 2009 ist zur Zeit eine umfassende Aufbereitung der Verwertungswege in Erstellung.

16 Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien [BFE, 2011g]

17 Quelle: www.biomasseschweiz.ch/..../nutzung.de; Anmerkung Prognos AG: Mit der Vermeidung der Freisetzung klimarelevanten Methans zusätzlich zur regenerativen Energieerzeugung kann durch Güllevergärung sogar ein doppelter Klimaeffekt erzielt werden.

18 Die derzeitige Gutschrift für die Verbrennung der Küchenabfälle in der KVA würde damit entfallen.

Des weiteren ist der Holzenergiestatistik 2010 zu entnehmen, dass im Jahr 2010 die **Nutzenergieproduktion (Strom und Wärme)** mit KVA bei 7‘592 GWh (27.3 PJ) und ohne KVA bei 7‘163 GWh (25.8 PJ) lag. Die Wärmeproduktion aus Holz dominiert hierbei mit ca. 7‘300 GWh, die Stromproduktion macht mit gut 290 GWh nur knapp 4 % der gesamten Nutzenergieproduktion aus Holz aus. Rund 53 % dieses Stroms wurden in KVA erzeugt[19].

Die **aktuelle Situation der Nutzung von Holz in der Schweiz** stellt sich wie folgt dar [BFE, 2011e]:

Tabelle II.1a-3: Anteile verschiedener Holzbrennstoffe am effektiven Holzumsatz (Mio. m³ Holzfestmasse)

	Kategorie 1-19 (ohne KVA)		**Kategorie 1-20**	
Waldholz	2.56	62%	2.56	57%
Holzpellets	0.30	7%	0.30	7%
Restholz	0.87	21%	0.87	19%
Altholz	0.38	10%	0.77	17%
Alle Holzbrennstoffe	**4.11**	**100%**	**4.50**	**100%**

Waldholz machte im Jahr 2010 mit 2.56 Mio. m³ Holzfestmasse den grössten Anteil am gesamten Brennstoffumsatz von 4.50 Mio. m³ aus (inkl. KVA).

Für **Restholz** wurde ein Brennstoffumsatz von 0.87 Mio. m³ ausgewiesen. Nicht im Anteil Restholz enthalten ist der Restholzbedarf für die Herstellung von Holzpellets.

Holzpellets wiesen mit einem Brennstoffumsatz von etwa 0.30 Mio. m³ Holzfestmasse im Jahr 2010 immer noch einen relativ geringen Anteil am gesamten Brennstoffumsatz auf. Gegenüber dem Vorjahr hat der Umsatz an Holzpellets um knapp 21 % zugenommen.

Etwa 50 % der 0.77 Mio. m³ verwerteten **Altholzes** wird in Kehrichtverbrennungsanlagen genutzt, der Rest hauptsächlich in Spezialfeuerungen (Kategorie 19).

Die aktuelle Holzenergiestatistik der Schweiz 2010 weist den **Bruttoverbrauch an Holz für 2010** mit KVA in Höhe von 43.3 PJ und ohne KVA in Höhe von 39.6 PJ aus. Bezogen auf das Energienutzungspotenzial 2030 von 132 PJ liegt damit der **aktuelle Nutzungsgrad der Holzpotenziale zur energetischen Nutzung bei etwas über 30%**.

Die Nachfrage nach Holz sowohl für die energetische als auch für die stoffliche Nutzung steigt in der Schweiz: Während vom BAFU und in der Biomassestrategie die Kaskadennutzung (erst stoffliche, zuletzt energetische Verwertung) postuliert wird, sind unter derzeit geltenden Rahmenbedingungen die Marktpreise entscheidend, ob die Sortimente energetisch oder stofflich genutzt werden [BAFU, 2010].

---

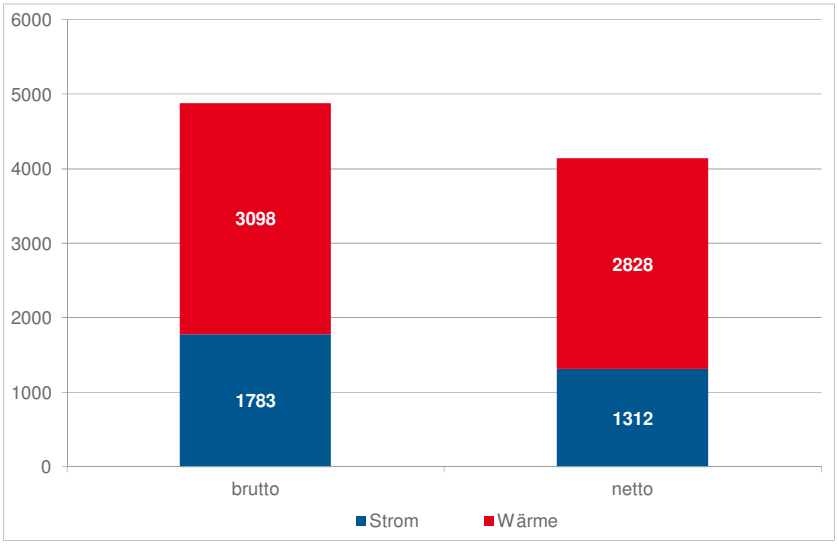
lolzenergiestatistik Schweiz 2010, Tabelle 2.9, S. 19: 136'902 MWh Strom o. KVA, 293'031 MWh Strom mit KVA

Die überregionale Verfügbarkeit von Waldholz wird zusätzlich durch die Topografie begrenzt. Sie erschwert den Transport vom Ort der Fällung zum Ort der Nutzung. Zur Erschliessung weiterer Energiepotenziale durch Holzverbrennung wird deshalb ausser dem möglichen Zubau grosser Blockheiz(kraft)werke bei den derzeitigen Energiepreisen auch eine verstärkte Nutzung von Waldholz in Einzelfeuerungsanlagen in waldnahen ländlichen Regionen diskutiert.

II.1a-3 Stromerzeugung aus Abfall in den KVA

In der Schweiz werden in den KVA ca. 3.72 Mio. t Abfälle verbrannt. Im Jahr 2009 betrug die **Brutto-Energieproduktion** aus Schweizer KVA **1.783 GWh Strom** und **3.098 GWh Wärme**. Abzüglich des Eigenbedarfs der Anlagen wurden 1.312 GWh Strom und 2.828 GWh Wärme zur externen Nutzung abgegeben [VBSA, 2011]. Die Stromabgabe ins Netz entsprach 2.5 % des Stromverbrauchs der Schweiz, die Wärmelieferungen deckten 2009 fast 60 % der Fernwärmeerzeugung der Schweiz ab.

Figur II.1a-4: Energieproduktion aus Schweizer KVA 2009 [GWh]



Rund die Hälfte der Brutto-Stromproduktion (ca. 900 GWh von ~1.800 GWh) wird der Biomasse aus Abfall zugerechnet und zählt daher als erneuerbare Energie. Das entspricht - ohne Berücksichtigung der Wasserkraft – über 80 % der (neuen) erneuerbaren Stromproduktion [BAFU, 2011a].

Mit der derzeit in Bearbeitung befindlichen Revision der Technischen Verordnung über Abfälle (TVO)[20] sollen verbindliche Vorgaben für eine optimale Nutzung von Energie in KVA und anderen thermischen Anlagen (Vergärungsanlagen, Anlagen zur Holznutzung, ARA) festgelegt werden, z.B. energetische Mindestwirkungsgrade.

[20] Die Technische Verordnung über Abfälle vom 10. Dezember 1990 (TVA, SR 814.600) befindet sich derzeit in einer Totalrevision, die voraussichtlich Ende 2012 abgeschlossen ist (Inkrafttreten 2014). Mit der aktualisierten TVA sollen die Anforderungen an die nachhaltige Entsorgung von Abfällen in der Schweiz neu definiert und der signifikant geänderten Abfallwirtschaft der Schweiz angepasst werden.

II.1a-4 Möglichkeiten der Erhöhung der Energieausbeute aus KVA

In der Diskussion um die Nutzung erneuerbarer Energien spielt neben deren Einsatz in KVA auch eine Rolle, wie die Erneuerbaren effizient genutzt werden können, um eine möglichst hohe Strom- und Wärmeerzeugung zu erreichen. Entscheidend hierfür sind folgende Parameter:

- Elektrischer Wirkungsgrad der Anlage
- Anteil der Wärmeauskopplung (Nah- und Fernwärme)
- Bedarf der KVA an Stützfeuerung (zur Erfüllung der Fernwärmelieferverträge) bzw. Flexibilität der Anlage

Da nicht überall eine Fernwärmeauskopplung möglich ist und der Wirkungsgrad der Anlagen im Einzelnen grosse Unterschiede aufweist, besteht vielerorts ein Verbesserungspotenzial [BAFU, 2011a].

Die TVO-Revision sieht für neue Abfallbehandlungsanlagen maximale gesamtenergetische Wirkungsgrade vor. Bestehende Anlagen mit schlechter Energiebilanz werden künftig nicht mehr zugelassen. Im Zuge der Revision werden auch Anforderungen an die Qualität der stofflichen und energetischen Verwertung kompostierbarer Abfälle erforderlich wie z.B. Maximalgehalte an potenziellen Schadstoffen im Kompost, um den Eintrag in den Boden zu begrenzen.

Aufgrund der unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten wäre eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen der TVO-Revision auf regionaler Ebene notwendig, um den jeweiligen Einfluss auf die Energieausbeute aus KVA und anderen Abfallbehandlungsanlagen abschätzen zu können.

Im Folgenden werden zwei weitere Aspekte der Strom- bzw. Wärmenutzung aufgezeigt, die grundsätzlich zu einer höheren Energieausbeute einzelner Anlagen führen könnten.

II.1a-4.1 Regelungsfähigkeit für Wärmebedarf

Die Anlagenbetreiber der KVA sind verpflichtet, Wärme zu nutzen. Dem wird durchgehend Rechnung getragen. In Zeiten geringen Abfallaufkommens und hohen Fernwärmebedarfs im Winter benötigen KVA zum Teil Erdgas als Brennstoff, um die vertraglich vereinbarte Wärmemenge liefern zu können.

Wenn statt Erdgas erneuerbare Energieträger den zusätzlichen Bedarf decken könnten, würde das den CO_2-Ausstoss der KVA verringern. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, den Jahresgang der Abfallmengen dadurch auszugleichen, dass auf dem Betriebsgelände eine Fläche oder ein Gebäudeteil für die Lagerung erneuerbarer Energieträger (z.B. Holzhackschnitzel, Altholz, Waldholz, Pellets bzw. Briketts aus Holz oder Abfällen einer mechanisch-biologischen Vorbehandlung) genutzt wird [21]. Diese

[21] siehe dazu Kapitel II.1-5-2

können bei Bedarf der Feuerung beigemischt werden. Im Ergebnis wäre könnte die KVA ohne negative Konsequenzen für die CO_2-Bilanz geregelt werden.

II.1a-4.2 Veränderung der Stromkennzahl

KVA, die mit Entnahmekondensations-Dampfturbinen arbeiten, können das Erzeugungsverhältnis von Strom und Wärme (Stromkennzahl) bedarfsgerecht anpassen. So lässt sich bei abnehmendem Wärmebedarf im Sommer die Dampfauskopplung verringern und mehr Dampf zur Stromerzeugung einsetzen. Es ist davon auszugehen, dass die betreffenden Anlagen schon aus Gründen der Wirtschaftlichkeit dementsprechend betrieben werden. Dagegen können KVA mit Gegendruckturbinen das Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung nicht verändern und sind daher nicht in der Lage, auf wechselnden Bedarf zu reagieren

II.1a-5 Vorstellung von Alternativen zur reinen KVA-Behandlung von Abfallbiomasse

Ausser der Verbrennung in KVA wird Kehricht einschliesslich seines organischen Anteils in der Schweiz derzeit auf zwei grundsätzlich unterschiedliche Arten behandelt:

- zum einen die **zusätzliche Behandlung getrennt gesammelter Bioabfälle in einer Vergärungsanlage** mit dem Ziel einer energetischen und anschliessenden stofflichen Verwertung zu Biogas und Kompost und

- zum anderen die **mechanisch-biologische Vorbehandlung** von unsortiertem Abfall aus Haushalten sowie weiteren Fraktionen mit Abtrennung und Vorbehandlung einzelner Mengenströme und der anschliessenden stofflichen und energetischen Verwertung auf verschiedenen Nutzungspfaden.

Beide Entsorgungsalternativen führen neben der Ausschöpfung der Energiepotenziale auf unterschiedliche Weise zu der in der Schweiz angestrebten, verstärkten stofflichen Nutzung der organischen Fraktion der Abfälle aus Haushalten und Gewerbe. Ausschlaggebend für die Wahl des Verfahrens sind neben wirtschaftlichen und regionalpolitischen Aspekten v.a. die regionalen Gegebenheiten wie z.B. Art, Nutzungsmöglichkeiten und Kapazitäten regional verfügbarer Behandlungsanlagen sowie die für einen Neubau oder Zubau von Behandlungsanlagen verfügbaren Flächen. Daher kann nicht grundsätzlich ein einziger Behandlungsweg für Bioabfälle empfohlen werden. Vielmehr ist eine individuelle Aufnahme und Abwägung der Behandlungsoptionen auf regionaler Ebene, z.B. durch eine Machbarkeitsuntersuchung mit SWOT-Analyse sinnvoll.

Exemplarisch für eine ergänzende Vergärung getrennt gesammelter Bioabfälle wird im Anschluss das KOMPOGAS-Verfahren kurz vorgestellt. Als Beispiel für die alternative Vorbehandlung von Kehricht (KBA) einschl. einer Vergärung organischer Abfälle wird das SCHUBIO®-Verfahren beschrieben, dessen trockenmechanischer Teil in Schaffhausen 2011 in Betrieb genommen worden ist. Bis zum Sommer 2012 sollen auch die Nassaufbereitung und die Vergärung in Betrieb gehen.

II.1a-5.1 Vergärung getrennt gesammelter Bioabfälle

Bei dem KOMPOGAS-Verfahren handelt es sich um eine **Trockenvergärung von getrennt erfassten Bioabfällen** mit Biogaserzeugung und anschliessender Nachrotte

und Kompostierung der Gärreste. Das Verfahren wird an mehreren Orten in der Schweiz angewandt. Die angelieferten Bioabfälle werden sortiert, Fremdstoffe abgesiebt und in einem Biogut-Zwischenbunker gelagert. Der Fermenter wird über einen Dosierer, der eine homogene, pumpfähige Mischung erzeugt, beschickt. Der Gärprozess basiert auf einer anaerob-thermophilen Trockenvergärung bei 55°C und läuft 14 Tage. Die Gärreste werden erst in der Nachrotte stabilisiert und anschliessend flüssiger und fester Naturdünger erzeugt.

Figur II.1a-5: Verfahrensfliessbild zur Bioabfallvergärung nach dem KOMPOGAS-Verfahren

Quelle: http://www.kompogas-utzenstorf.ch/pdf/was_ist_kompogas.pdf

Die wesentlichen Unterschiede gegenüber der Verbrennung unsortierter Abfälle einschliesslich der Bioabfälle in der KVA oder der mechanisch-biologischen Vorbehandlung des Kehrichts werden nachfolgend zusammengefasst:

1. Voraussetzung für dieses Vergärungsverfahren mit anschliessender Nutzung der Gärreste als Kompost und Flüssigdünger für Gartenbau und Landwirtschaft ist , dass Bioabfälle getrennt vom sonstigen Kehricht gesammelt werden. Die Qualität der Abfalltrennung ist für die Düngerqualität insbesondere im Hinblick auf den Schadstoffgehalt entscheidend. Hierfür sind gesonderte Voraussetzungen zu schaffen: zum einen muss eine parallele Sammlung in zusätzlichen Behältern sowie eine zusätzliche Abholung eingerichtet werden, zum anderen müssen Massnahmen zur Qualitätssicherung getroffen werden.

2. Die Vergärung der getrennt gesammelten Bioabfälle ermöglicht im Unterschied zur Verbrennung in der KVA sowohl die vollständige stoffliche Nutzung der Nährstoffe (v.a. Stickstoff und Phosphat) und der Humusbestandteile als auch eine energetische Nutzung der organischen Abfälle. Da die organische Substanz in Form von Gärrestkompost bestehen bleibt, ist die Energieausbeute etwa halb so hoch wie bei einer vollständigen Verbrennung in der KVA.

   Im Unterschied zur Vergärung und Gärkomposterzeugung aus Bioabfall ist bei der

KVA keine Nutzung der darin enthaltenen Nährstoffe möglich, auch keine Rückführung aus der Asche und den Schlacken.

3. In Deutschland wurden in mehreren Studien ökobilanzielle Vergleiche der Behandlungsverfahren für Bioabfälle durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei der vergleichenden Bilanzierung, die über anteilige Beiträge bzw. Gutschriften von Treibhausgasemissionen erfolgt, kein eindeutiger Vorteil für die Vergärung oder die Verbrennung von Bioabfällen besteht. Voraussetzung ist jedoch in beiden Fällen, dass sowohl an die Verbrennung als auch an die Vergärung höchste Massstäbe hinsichtlich der Energieausbeute (umfassende Strom- und Wärmenutzung, v.a. bei KVA) und der Standards zur Verhinderung von Methanemissionen (v.a. bei Vergärungsverfahren) eingehalten werden.

   Die Kompostierung von Bioabfällen ohne vorherige Vergärung liegt bei der vergleichenden Bilanzierung aufgrund der fehlenden Energienutzung und der offenen Methanemissionen mit Abstand hinter der Vergärung und Verbrennung.

4. Eine Ergänzung der Biogaserzeugung um eine Aufbereitung und Einspeisung von Bioerdgas erweitert die Nutzungsmöglichkeiten insbesondere an Standorten ohne ausreichende Wärmenutzung. Zusätzlich kann das aus der Vergärung gewonnene Biogas im Gasnetz „zwischengespeichert“ und in Erdgaskraftwerken eingesetzt werden. Bei entsprechender Infrastruktur ist auch die Nutzung als alternativer Kraftstoff möglich. Ein Beispiel hierfür sind die aktuellen Anlagenpläne für die Vergärungs- und Biogasaufbereitungsanlage in Zürich.

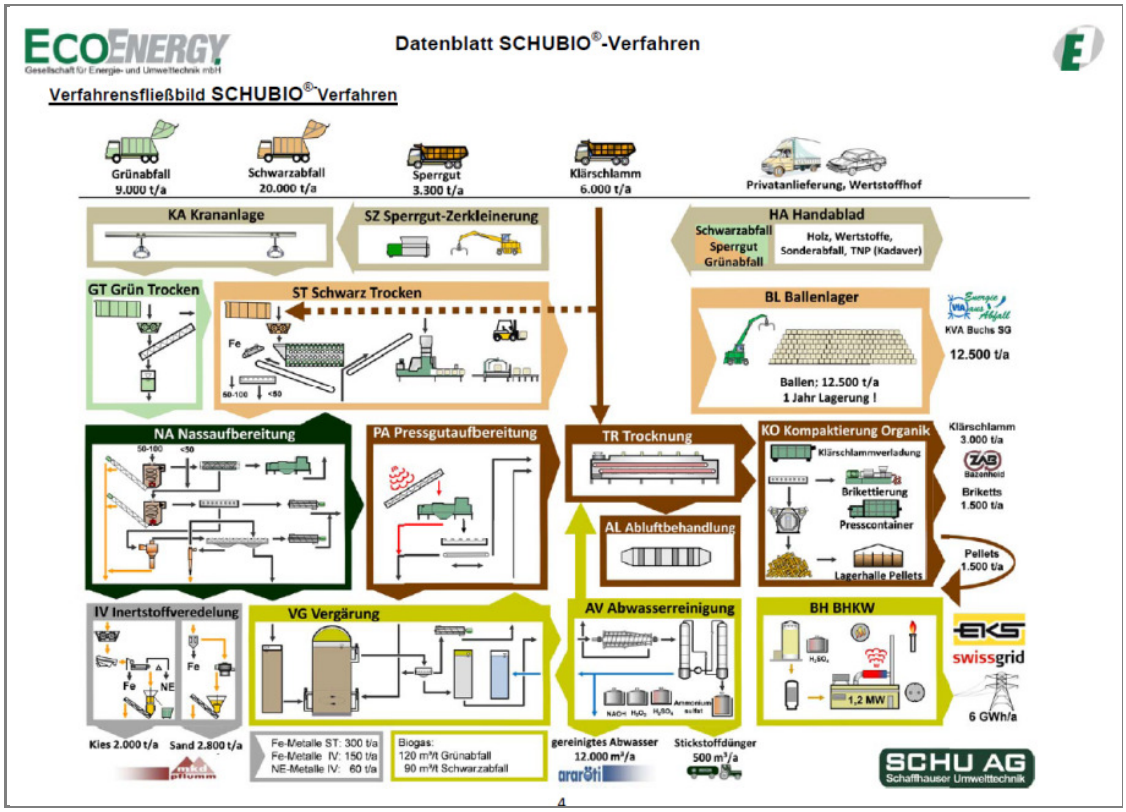
Ein Datenblatt zum KOMPOGAS-Verfahren ist als Anlage beigefügt.

II.1a-5.2 Vorbehandlung und Verwertung von Stoffströmen nach dem SCHUBIO®-Verfahren

Die Kehrichtbehandlungsanlage (KBA) Hard in Beringen wird als Vorschaltanlage zur Behandlung verschiedener Abfallfraktionen eingesetzt. Eine separate Sammlung der Abfälle im Vorfeld ist nicht erforderlich. Die angelieferten Abfälle wurden bisher in drei Stoffströme getrennt und unterschiedlichen Verwertungsverfahren zugeführt. Im Jahr 2011 wurde die Anlage nach dem SCHUBIO®-Verfahren erneuert.

Ziel des SCHUBIO®-Verfahrens ist die Auftrennung und vollständige Verwertung aller angelieferten Abfälle (Grünabfall, Schwarzabfall, Sperrgut und Klärschlamm) unter Vermeidung der Deponierung und unter Nutzung energetischer Verwertungsanlagen wie der KVA Buchs, Biomassekraftwerk und Klärschlammverbrennung. Kernelemente der Anlage sind eine trockene mechanische Aufbereitung mit Ballierung der Grobfraktion (zur Verbrennung in der KVA), eine nassmechanische Trennung der Feinfraktion mit kontinuierlicher Vergärung der Flüssigfraktion, Aufbereitung der Inertstoffe sowie Pressung, Trocknung und Kompaktierung der festen Organikfraktion zu Briketts und Pellets für die Verbrennung, die Trocknung des Klärschlamms, die Abwasserreinigung sowie ein Blockheizkraftwerk.

Figur II.1a-6: Verfahrensfliessbild SCHUBIO®-Verfahren



Die wesentlichen Unterschiede gegenüber der Verbrennung unsortierter Abfälle in KVA oder der Vergärung getrennt erfasster Bioabfälle parallel zur KVA werden nachfolgend zusammengefasst:

1. Die Abfälle werden zuerst in zwei Hauptstoffströme aufgetrennt. Die vorwiegend **organische, nasse Fraktion** wird einer Nassaufbereitung und anschliessend der Vergärung bzw. Brennstoffaufbereitung zugeführt.
   Die trockene **Grobfraktion**, die reich an Kunststoffen ist, wird zu lagerfähigen Ballen gepresst. Diese werden **in der KVA energetisch verwertet**.

2. Gegenüber der Kehrrichtverbrennung in der KVA können diese **Ballen** gelagert und genutzt werden, um jahresbedingte Schwankungen in der Abfallanlieferung (Menge und Zusammensetzung) und im witterungsabhängigen Bedarf der Strom- und Wärmeerzeugung auszugleichen. Die bedarfsabhängige Steuerung reduziert bzw. erübrigt eine Erdgas-Stützfeuerung der KVA im Winter bzw. die andernfalls auftretenden Wärmeverluste im Sommer. Das erhöht Effizienz und Effektivität der Energieerzeugung der KVA.

3. Anstelle von Kompost wird die feste Organik gewaschen, getrocknet und pelletiert bzw. brikettiert und ohne Vergärung zu einem lagerfähigen **Biomassebrennstoff** (sogenannter BioFluff®) konfektioniert. Aus der Flüssigfraktion und den vergärbaren Feinfasern wird nach der Vergärung ein **Stickstoff-Flüssigdünger** produziert. Zusätzlich kann Phosphat aus der Asche der verbrannten Schlämme wiedergewonnen werden.

4. Der **Biomassebrennstoff** ist verfahrensbedingt schadstoffarm, so dass er in Biomassekraftwerken als anerkannter Brennstoff energetisch genutzt werden kann. Er ist stapelbar und lagerfähig. Das fördert eine bedarfsgerechte, effiziente Kraftwerksfeuerung.

5. Der Verzicht auf eine Kompostierung von Gärresten vermeidet den zugehörigen hohen Flächenbedarf, lange Rotte- und Verweilzeiten sowie eine mögliche Geruchsbildung.

6. Im **Gärschlamm als definierte Schadstoffsenke** des Verfahrens werden die organischen Schadstoffe und Schwermetalle angereichert. Der Schlamm wird zusammen mit dem kommunalen Klärschlamm getrocknet und in einer Klärschlammverbrennungsanlage entsorgt. Die **Schadstoffe werden** über Asche und Filterstäube **ausgeschleust**.

7. **Kies und Sand** aus Abfällen, die für gängige Vergärungsanlagen eine Herausforderung darstellen, werden **durch die vorgeschaltete Nassaufbereitung abgetrennt** und anschl. zu Baustoffen aufbereitet (Inertstoffveredelung).

8. Abschliessend kann mit Fokus auf die energetische Nutzung der Bioabfälle festgehalten werden, dass das SCHUBIO®-Verfahren pro Tonne Restabfall ca. 90 m³ Biogas und pro Tonne Bioabfall ca. 120 m³ Biogas produzieren kann. Die organische Fraktion der Abfälle wird vollständig energetisch genutzt wird. Insgesamt liegt der Eigenbedarf der Anlage bei ca. 1/3 der Energieproduktion, 2/3 der am BHKW erzeugten elektrischen Energie können in das Stromnetz eingespeist werden. Gleichzeitig wird eine stoffliche Nutzung der wesentlichen Nährstoffe (Stickstoff und Phosphat) ohne das Risiko eines Schadstoffeintrags in Böden erreicht

Ein Datenblatt zum SCHUBIO-Verfahren ist als Anlage beigefügt.

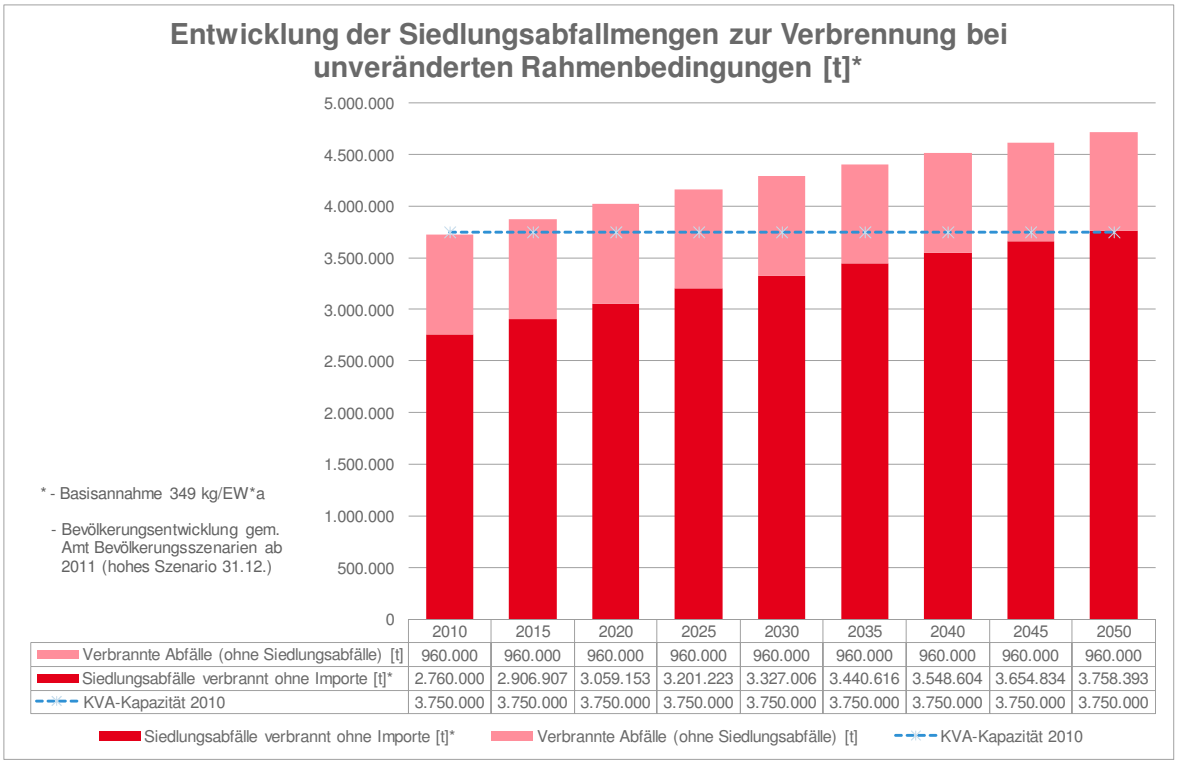
II.1a-6 Auswirkungen der demografischen Entwicklung auf die Mengenentwicklung von brennbaren Abfällen

Die Abfallmenge der Schweiz steigt seit Jahren stetig an [BAFU, 2011b]. Im Jahr 2010 wurden in den KVA insgesamt 3.72 Mio. t brennbare Abfälle verbrannt, darunter 2.76 Mio. t Siedlungsabfälle und 0.96 Mio. t andere brennbare Abfälle (u.a. Siedlungsabfallimporte, Klärschlamm[22], brennbare Bauabfälle und ein Teil Sonderabfälle) [BAFU 2011c].

Die 2010 je Einwohner verbrannte Menge an Siedlungsabfällen belief sich auf 349 kg. Zusätzlich dazu wurden Siedlungsabfälle (u.a. Papier, biogene Abfälle, PET, Glas) in Höhe von 357 kg/EW (2.81 Mio. t) einer Verwertung zugeführt. Das entspricht einer Recyclingquote von 51 %.

[22] Die Klärschlammmengen werden für 2010 auf ca. 210‘000 t TS geschätzt; 26 kg/EW, s. [BAFU, 2011c]

Figur II.1a-7: Mengenentwicklung Siedlungsabfälle bis 2050



	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Verbrannte Abfälle (ohne Siedlungsabfälle) [t]	960.000	960.000	960.000	960.000	960.000	960.000	960.000	960.000	960.000
Siedlungsabfälle verbrannt ohne Importe [t]*	2.760.000	2.906.907	3.059.153	3.201.223	3.327.006	3.440.616	3.548.604	3.654.834	3.758.393
KVA-Kapazität 2010	3.750.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000

Quelle: Prognos AG 2012

Die Kapazität der KVA in Höhe von 3.75 Mio. t [BAFU, 2011b] wurde 2010 nahezu ausgeschöpft. Unter der Annahme, dass die spezifische Menge an Siedlungsabfällen zur Verbrennung in Höhe von 349 kg/EW*a und die Menge anderer brennbarer Abfälle (0.96 Mio. t/a) unverändert bleiben sowie die Bevölkerung der Schweiz entsprechend der Bevölkerungsprognose weiter zunimmt, würde die Gesamtmenge an Abfällen zur Verbrennung die verfügbare Kapazität der KVA in Kürze übersteigen (s. Figur II.1a-7).

Für die Bewältigung der aufgrund der demografischen Entwicklung zunehmenden Abfallmengen müsste demnach bei unveränderten Behandlungskapazitäten der KVA bereits zum jetzigen Zeitpunkt der Anteil der zu verbrennenden Abfälle am Gesamtaufkommen deutlich reduziert werden (Abfallvermeidung oder Ausweitung der Getrenntsammlung).

Eine weitere, bedeutende Stellschraube sind die Importe an Abfällen zur Verbrennung, die in den anderen brennbaren Abfällen enthalten sind. Die Abfallimporte stammen überwiegend aus Deutschland, wo mit dem Deponierungsverbot im Jahr 2005 Entsorgungsengpässe für die Verbrennung von Abfällen auftraten. Diese Importe wurden genutzt, um freie Behandlungskapazitäten der Schweizer KVA auszulasten. Im Jahr 2009 beliefen sich die Importe brennbarer Abfälle auf insgesamt 0.29 Mio. t. Aufgrund der zwischenzeitlich in Deutschland angestiegenen thermischen Behandlungskapazitäten und weiter zunehmenden Getrennterfassung verwertbarer Abfälle (Recycling) wird weniger Abfall zur Verbrennung in die Schweiz importiert. Dieser Trend wird sich voraussichtlich weiter fortsetzen.

Aufgrund des erwarteten Bevölkerungswachstums in der Schweiz sind die KVA-Reserven zur Abfallbehandlung begrenzt. Künftige Engpässe werden sich nur vermeiden lassen, wenn parallel die Getrenntsammlung ausgeweitet und Abfallimporte verringert werden.

II.1a-7 Anlage 1 – Datenblatt Schubio-Verfahren

ECOENERGY Gesellschaft für Energie- und Umwelttechnik mbH

Datenblatt SCHUBIO®-Verfahren

Datenblatt zum SCHUBIO®-Verfahren

Stand: Oktober 2011

Vorteile des SCHUBIO®-Verfahrens

1. Vollständige Verwertung

Das SCHUBIO®-Verfahren hat die 100%ige Verwertung aller Stoffströme unter Vermeidung der Deponierung und unter Nutzung vorhandener energetischer Verwertungsanlagen wie KVA, Biomassekraftwerke und Klärschlammverbrennung zum Ziel. Eine separate Sammlung der Abfälle ist nicht erforderlich. Die Behandlung von Restabfall bzw. Hausmüll, Sperrgut und Grünabfall erfolgt in einer Anlagenlinie, ebenso die Trocknung von Reststoffen aus Restabfall (Schwarzabfall in der Schweiz) und Grünabfall in einer Anlagenlinie zusammen mit Klärschlamm.

2. Rückgewinnung von Metallen und Reduzierung des Schlacke- und Flugstaubaufkommens aus der Abfallverbrennung

Das SCHUBIO®-Verfahren bietet eine sehr hohe quantitative und qualitative Rückgewinnung von Edelmetallen und Eisen aus den aufbereiteten Inertstofffraktionen. Einmalig ist die Verwertungsmöglichkeit dieses Materials, das bei der Verbrennung als Schlacke anfällt, als Gesamtheit vor der Verbrennung.

3. Produktion von BioFluff, als Biomassebrennstoff anstatt Kompost oder Gärrest

BioFluff wird im SCHUBIO®-Verfahren in kurzer Zeit und mit geringem Platzbedarf produziert und unterscheidet sich deutlich von der Produktion von Kompost mit hohen Platzbedarf für die Kompostmieten, wochenlanger Rotte und hoher Geruchsbildung.
Zusätzlich wird Biogas produziert, so dass aus dem gesamten Organikanteil im Abfall zu sauberer Brennstoff produziert wird.

Weiterhin wird konzentriertes Ammonium als hochwertiger Dünger gewonnen, mit der Phosphatrückgewinnung aus der Klärschlammverbrennung wird der Phosphatanteil aus dem Abfall ebenfalls zurückgewonnen.

4. Schadstoffsenke Gärschlamm

Das SCHUBIO®-Verfahren hat eine definierte Schadstoffsenke, den Gärschlamm, in dem fast die gesamte Hintergrundbelastung aus organischen Schadstoffen und Schwermetallen angereichert sind.

5. Das SCHUBIO®-Verfahren arbeitet mit Wasserüberschuss

Obwohl es sich um ein nasses Verfahren handelt, produziert das SCHUBIO®-Verfahren einen Wasserüberschuss. Ursache ist die mehrfache Kreislaufführung des Waschwassers und die mechanische Entwässerung der Feststoffe, so dass der Abfall mit einem höheren Wassergehalt in das Verfahren eintritt als die Produkte austreten.

6. Das SCHUBIO®-Verfahren produziert mineralische Baustoffe

Sand und Kies aus dem Verfahren sind durch die Inertstoffveredelung bereits sehr sauber und können, je nach Vermarktungsbedingungen für Baustoffe, auch noch weiter aufgereinigt werden.

7. Flexible Anpassung des Verfahrens an unterschiedliche Projektbedingungen

Das SCHUBIO®-Verfahren ist extrem flexibel und kann an die unterschiedlichsten Projektanforderungen angepasst werden. Beispiel ist das Projekt KBA Hard, wo die Verfahrenstechnik in bestehende Gebäude eingeplant wurde und das Verfahren mit einer Klärschlammtrocknung mittels Abwärme vom BHKW kombiniert wurde.

8. Flexible Anpassung des Verfahrens an unterschiedliche Produkte

Auch die bestehende SCHUBIO®-Anlage kann mit geringem Aufwand modifiziert werden, um verschiedene Produktanforderungen zu erfüllen. Je nach Substrat kann statt Biomassebrennstoff auch organischer Dünger produziert werden oder die Aufbereitung der Baustoffe kann an einen Marktbedarf angepasst werden.

Weiterentwicklungen des SCHUBIO®-Verfahrens

Eine Weiterentwicklung ist die Gewinnung von Phosphaten, zusätzlich zur Gewinnung von Ammonium Dünger.

Die Kombination des SCHUBIO®-Verfahrens mit einer hydrothermalen Karbonisierung (HTC) erlaubt die weitere Abtrennung von Kunststoffen aus der Organikfraktion 5-50 mm und die Erzeugung einer schadstoffarmen Biokohle.

Eckdaten des SCHUBIO®-Verfahrens

Vergärung Typ (trocken/nass)
Das Verfahren ist ein Nassvergärungsverfahren mit nassmechanischer Vorbehandlung.

Wasserbedarf
Das Verfahren arbeitet mit Wasserüberschuss.

Feststoffgehalt in der Vergärung(%)
Im unteren Bereich des Gärbehälters ist ein Feststoffgehalt von bis zu 25% einstellbar, dies entspricht einem Feststoffgehalt von 8% im oberen Teil des Gärbehälters.
Der Wassergehalt ist einstellbar über die Biomasserückführung der Faserstoffe.

Substrate
Das SCHUBIO®-Verfahren ist geeignet für alle Substrate, die organisches Material enthalten, wie z.B.:

- Haushaltsabfälle und haushaltsähnliche Abfälle, sortiert oder unsortiert
- Bioabfall und Grünabfall
- Landwirtschaftliche Abfälle
- Gras- und Maissilage
- Speiseabfälle, Schlachthofabfälle
- Gülle.

Temperatur der Vergärung
Die mesophile Vergärung wird bei 38 °C +/- 4 K betrieben.

Behältervolumen
In der Anlage KBA Hard sind zwei Gärbehälter mit je 1.600 m³ Behältervolumen installiert.

Maximale Anlagenkapazität

Die Anlage KBA Hard ist für 40.000 t/a insgesamt ausgelegt, bei einem Betrieb von 6 h/d und einer 5-Tage-Woche. Mit der gleichen Anlagengröße kann auch ein höherer Durchsatz erzielt werden, bei längerer Betriebszeit und der Installation zusätzlicher Vergärungskapazität.

Form der Gärbehälter (vertikal, horizontal konisch)
Die Gärbehälter sind vertikal mit flachem Boden.

Material der Gärbehälter
In der KBA Hard sind Stahlbehälter installiert, das Verfahren ist ebenso mit Betonbehältern realisierbar.

Gärbehältertyp
Der Gärbehälter wird kontinuierlich gerührt.

Betriebsweise der Vergärung (kontinuierlich oder Batch-Verfahren)
Die Vergärung wird kontinuierlich betrieben. Der Vorlage/Hydrolysebehälter dient als Puffer für die nur während der Betriebszeiten betriebene nassmechanische Vorbehandlung. Die installierte Pufferkapazität beträgt 2 Tage.

Anzahl der Vergärungsstufen
Die Vergärung wird dreistufig betrieben:
- Hydrolyse
- Mesophile Vergärung
- Nachgärung

Hydraulische Verweilzeit im Gärbehälter (d)
Die Verweilzeit beträgt 10 Tage für die Flüssigphase und bis zu 90 Tage für die rückgeführten Faserstoffe.

Mischersystem
Das System ist eine Eigenentwicklung mit 5 MTS-Pumpen an jedem Gärbehälter, geeignet für Feststoffgehalte bis zu 25%.

Heizung
Die Suspension wird vorgeheizt mittels Dampf aus dem BHKW. Der Behälter ist isoliert und die Temperatur der Gärsuspension wird bei Bedarf durch vorgeheiztes Substrat geregelt.

Hygienisierung
Die organischen Feststoffe als Produkte der Anlage werden nur energetisch und nicht landwirtschaftlich verwertet, eine Hygienisierung ist daher nicht notwendig. Für Schlachthofabfälle, die aber nicht in der KBA Hard eingesetzt werden, wäre eine separate Hygienisierung erforderlich.

Methanproduktion (Nm³-CH4/t-Input)

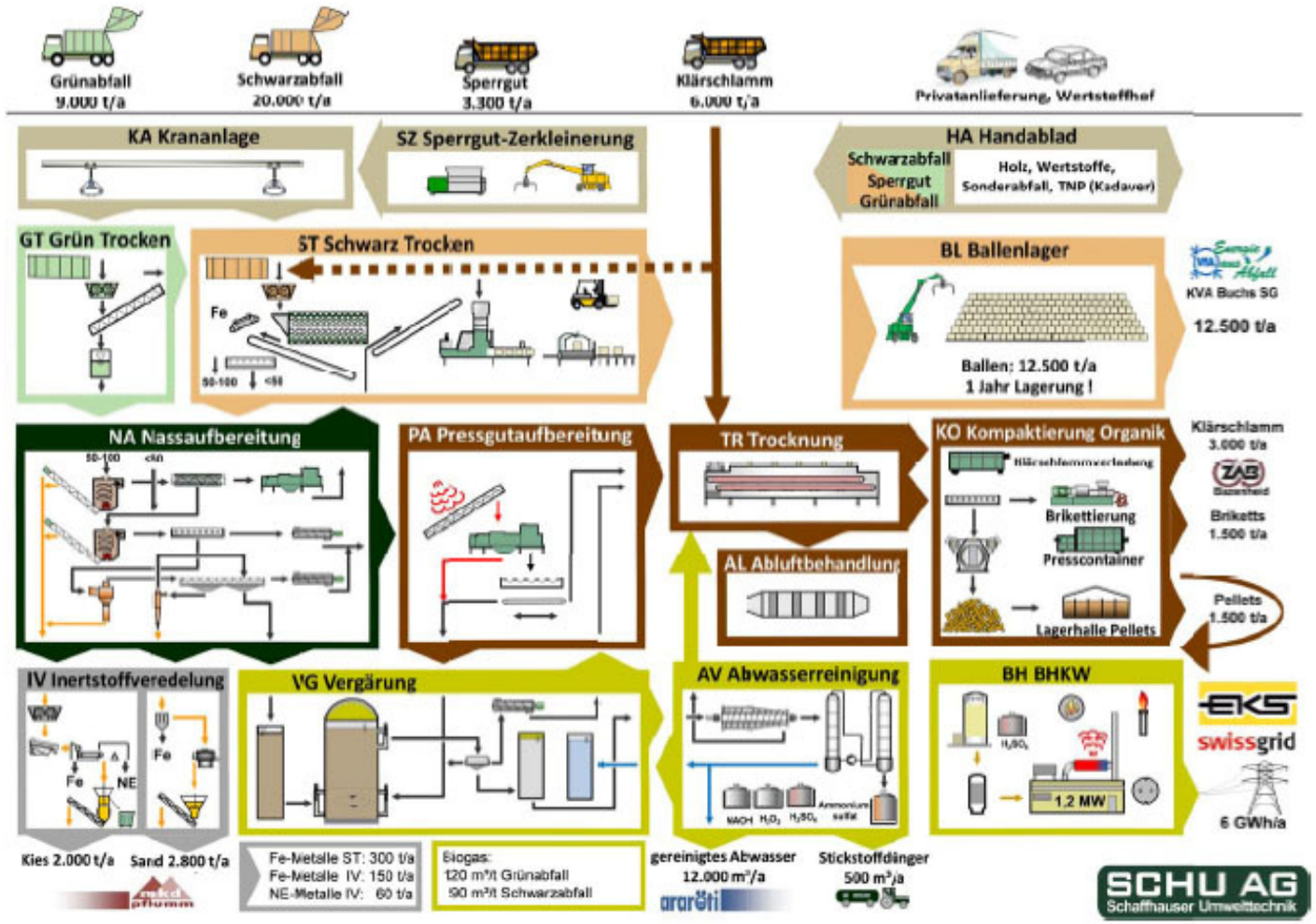
a) Methan aus Bioabfall:	78 Nm³-CH4/t-Input
Methan aus Haushaltsabfällen:	59 m³ Nm³-CH4/t-Input

Energiebilanz
Das Verfahren arbeitet mit Energieüberschuss. Biogas wird in einem BHKW zu Strom und Wärme umgewandelt. Die Abwärme wird zu 100% genutzt für Klärschlammtrocknung, Heizung der Vergärung und Gebäudeheizung.

ECOENERGY
Gesellschaft für Energie- und Umwelttechnik mbH

Datenblatt SCHUBIO®-Verfahren

Verfahrensfließbild SCHUBIO®-Verfahren



II.1a-7 Anlage 2 – Datenblatt KOMPOGAS-Verfahren

Das Kompogas-Verfahren

Ökologische Aspekte wie auch gesetzliche Forderungen, wonach eine auf die stoffliche Abfallverwertung ausgerichtete Verwertung unter Ausschöpfung des Energiepotentials ausgerichtet ist, verstärken den Trend zur Vergärung biogener Abfälle.

Immer mehr umweltbewusste Komunen, Gemeinden und Privatpersonen wählen den Weg der getrennten Entsorgung, denn mehr als ein Drittel aller Haushaltabfälle sind organischer Natur und können wiederverwertet werden.

Die separat erfassten Bioabfälle – insbesondere feuchte, leicht abbaubare Abfälle – werden unter Ausschöpfung des Energiepotentials in geschlossenen, zentralen Anlagen ökologisch und ökonomisch sinnvoll verwertet.

Was sind biogene Abfälle?

Grünabfälle, wie
- Rasen-/Baumschnitt
- Gemischte Pflanzenreste
- Gemischter Gartenabraum
- Friedhofabfälle
- Böschungsmähgut, Laub

Bioabfälle, wie
- Gemüse- und Obstreste
- Rüstabfälle
- Speisereste
- Gastro

KOMPOGAS

In den heute betriebenen KOMPOGAS-Anlagen werden die täglich angelieferten biogenen Abfälle mit einer optimalen Energieausnutzung verwertet.

Das beim Abbauprozess gewonnene Biogas wird in elektrische Energie und Wärme umgewandelt – ein autarker Betrieb mit beträchtlichem Energieüberschuss ist gewährleistet. Alternativ oder kombiniert kann das Biogas für den CO_2-neutralen Betrieb von Fahrzeugen auf Erdgasqualität aufbereitet oder im Verbund ins Erdgasnetz eingespiesen werden.

Neben dem hohen spezifischen Gasertrag zeichnet vorallem die aus Erfahrung gewonnene Betriebs- und Prozesssicherheit dieses Verfahren aus.

Mit dem neuen Modul-Anlagenkonzept werden Investitionskosten reduziert. Die Module können sowohl in Stahl als auch in Beton ausgeführt werden. Ein grosser Anteil des Anlagenbaus kann auch an örtliche Unternehmen vergeben werden.

Merkmale des Verfahrens

- Stahl- oder Betonausführung (Fermenter)
- Sichert ökologische Verwertung biogener Abfälle
- Erzeugt erhebliche Energiemengen
- Erlaubt stoffliche und energetische Nutzung
- Erfüllt Hygiene-Anforderungen
- Bildet hochwertige Endprodukte
- Keine Verschleissteile im Fermenter
- Keine Geruchsemissionen durch die Vergärung
- Beansprucht wenig Platz
- Ergänzt bestehende Kompostierungsanlagen
- Ermöglicht CO_2-neutralen Treibstoff
- Geringe Gebäudelasten
- Erdbebensicher
- Bewährtes Verfahren – zahlreiche KOMPOGAS-Anlagen weltweit in Betrieb
- über 50 Fermenter weltweit im Einsatz

Beispieldaten einer Anlage mit einer Jahreskapazität von 10'000 to

(Werte können je nach Bauart und Zusammensetzung des Abfalls abweichen)

Energieproduktion		Menge	Einheit
Biogasproduktion	ca.	1 054 000	Nm³ / Jahr
Totale Stromproduktion im BHKW*	ca.	2 078 000	kWh / Jahr
Totale Wärmeproduktion im BHKW*	ca.	3 240 000	kWh / Jahr
Energieverbrauch der Gäranlage		**Menge**	**Einheit**
Stromverbrauch	ca.	290 000	kWh / Jahr
Wärmeverbrauch	ca.	1 650 000	kWh / Jahr
Energieüberschuss der Gäranlage		**Menge**	**Einheit**
Stromüberschuss	ca.	1 788 000	kWh / Jahr
Wärmeüberschuss	ca.	1 320 000	kWh / Jahr

* BHKW = Blockheizkraftwerk

Kompogasanlagen werden mit kompakten Moduleinheiten erstellt. Dies ermöglicht eine grosse Bandbreite von Anlagengrössen. (4 000 bis 100 000 Jahrestonnen)

Referenzen weltweit

d 02/07 500 borowski/HO

Alle Anlagen im Überblick

Standort/Jahreskapazität
Betriebsbeginn

» Weitere aktuelle Anlagen im Bau finden Sie auf unserer Homepage.

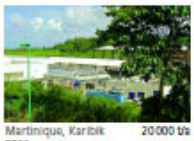
Ottenbach, CH 16 000 t/a
2006

Aarberg, CH 12 000 t/a
2006

Frattein, CH 15 500 t/a
2006

Jona/Rapperswil, CH 5 000 t/a
2000

Lenzburg, CH 5 000 t/a
2005


Martinique, Karibik 20 000 t/a
2005

Rioja, Spanien 75 000 t/a
2005

Passau, D 39 000 t/a
2004

Kyoto, Japan 20 000 t/a
2004

Weissenfels, D 12 500 t/a
2003

Bachenbolach, CH 8 500 + 4 000 t/a
2003

Oetwil am See, CH 10 000 t/a
2001

Roppen, A 10 000 t/a
2001

Volketswil, CH 5 000 t/a
2000

Frankfurt, D 15 000 t/a
1999

Alzey-Worms, D 24 000 t/a
1999

Kyoto, Japan 1 000 t/a
1999

Niederuzwil, CH 5 000 + 8 000 t/a
1998

Hunsrück, D 10 000 t/a
1997

Lustenau, A 10 000 t/a
1997

München-Erding, D 24 000 t/a
1997

Braunschweig, D 24 000 t/a
1997

Otelfingen CH 12 000 t/a
1996

Kempten, D 10 000 t/a
1996

Samstagern, CH 10 000 t/a
1995

Bachenbolach, CH 10 000 t/a
1994

Romlang, CH 3 500 + 5 000 t/a
1992

Romlang, CH 500 t/a
1989

Versuchsfermenter
1988

Lizenzen

Asien: ■ Hitachi Zosen Corp., J ■ Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co. Ltd., J ■ JFE Engineering Corporation ■ Kawasaki Heavy Industries Ltd., J ■ KOBE, Steel Ltd., J ■ Kubota Corp., J ■ Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. Ltd., J ■ Nippon Steel Corp., J ■ Takuma Co. Ltd., J ■ Toray Engineering Co. Ltd., J

Europa: ■ Thöni Umwelttechnik Telfs, A ■ Vinci Environnement, Rueil-Malmaison Cedex, F

International: ■ CTU - Conzepte Technik Umwelt AG, CH

KOMPOGAS

Kompogas AG
Flughofstrasse 54, CH - 8152 Glattbrugg, Schweiz
Tel. +41 (0)44 809 77 77, Fax +41 (0)44 809 77 00
info@kompogas.ch www.kompogas.ch

Partner der aspo

Anhang II.1b

Biokraftstoffe der 2. und 3. Generation

II.1b-1 Stand der Entwicklung von Biokraftstoffen

In der Schweiz werden gasförmige oder flüssige Treibstoffe aus Biomasse als „biogene Treibstoffe“ bezeichnet. Daneben wird der Begriff „Biokraftstoff“ am häufigsten verwendet, v.a. im Sprachgebrauch der Europäischen Union.

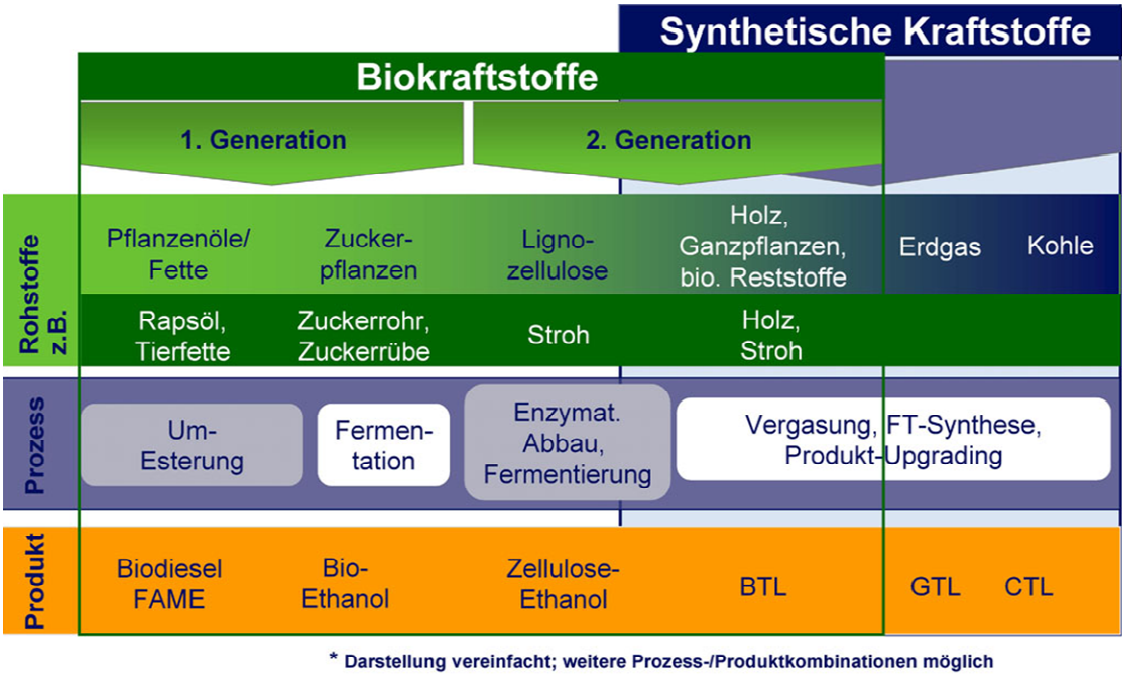
Biokraftstoffe werden ausschliesslich auf Basis pflanzlicher Rohstoffe gewonnen. Dazu zählen sowohl Pflanzen, die direkt zu diesem Zweck angebaut wurden, als auch aquatische Biomasse und biogene Rest- und Abfallstoffe.

Wenn Biokraftstoffe verbrannt werden, wird nur das zuvor durch die Pflanze gebundene Kohlendioxid freigesetzt. Auf diese Weise reduziert der Einsatz von Biokraftstoffen die Treibhausgas(THG)-Emissionen im Verkehrssektor (siehe Kap. II.1b-3). Das Ausmass der Einsparung von THG-Emissionen ist am höchsten, wenn biogene Rest- und Abfallstoffe eingesetzt werden, da bei diesen keine zusätzlichen Emissionen in der Produktionskette durch den Anbau von Energiepflanzen anfallen (s. Kap. II.1b-3).

Biokraftstoffe sind eine der favorisierten Möglichkeiten mittelfristig die **Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen im Verkehrssektor zu verringern,** indem der Anteil produzierter Biokraftstoffe am gesamten Kraftstoffbedarf sukzessive erhöht wird. Durch die steigende Nachfrage entsteht zunehmender Druck auf die in- und ausländische Produktion von Biokraftstoffen. Da Biomasse weltweit nicht unbegrenzt für zur Verfügung steht, sollen nur diejenigen Biokraftstoffe eingesetzt werden, die mit den höchsten **Treibhausgaseinsparungen** über die gesamte Wertschöpfungskette einhergehen, keine Konkurrenz zur Nahrungskette darstellen und die ökologische Leistungsfähigkeit nicht beeinträchtigen. In der Folge wurden sogenannte **Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe** eingeführt, die dazu führen, dass viele Pioniere im Bereich Biokraftstoffe in wenigen Jahren von effizienteren Pflanzen und Techniken der nächsten Biokraftstoffgeneration abgelöst werden müssen.

Innerhalb der Biokraftstoffe wird zwischen der ersten, zweiten und dritten Generation unterschieden. Biokraftstoffe erster Generation besitzen bereits Technologiereife und sind kommerziell etabliert. Biokraftstoffe zweiter und dritter Generation befinden sich derzeit grossenteils im Pilot- oder Demonstrationsmassstab. Einen Überblick über mögliche Wege zur Erzeugung von Biokraftstoffen wird in Figur II.1b-1 gegeben.

Figur II.1b-1: Wege zur Erzeugung von Biokraftstoffen



II.1b-1.1 Biokraftstoffe erster Generation

Zu den **Biokraftstoffen erster Generation** zählen **Biodiesel** oder **Bioethanol**. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass nur ein Teil der Pflanze für die Erzeugung des Kraftstoffs verwendet werden kann (Öl, Zucker, Stärke - also Fruchtanteile mit hoher Energiedichte). Diese Ausgangsstoffe, wie z. B. Raps oder Mais, können genauso auch als Nahrungs- oder Futtermittel genutzt werden. Werden zur Biokraftstofferzeugung aus Raps oder Getreide zusätzliche Anbauflächen benötigt, können sie unter Umständen in Konkurrenz zur Nutzung der Anbauflächen für Nahrungs- oder Futtermittel stehen.

Neben sogenannter „Anbaubiomasse“ können auch „Abfälle“, wie z.B. gebrauchte Pflanzenöle und alte Fette eingesetzt werden, um Biodiesel zu erzeugen.

Die Biokraftstoffe erster Generation ähneln herkömmlichen Kraftstoffen in vielen Parametern. Sie müssen etwas angepasst werden, um anstelle von Benzin oder Diesel in Verbrennungsmotoren eingesetzt werden zu können:

- **Biodiesel 1. Generation** wird überwiegend aus Rapsöl hergestellt und kann entweder mit herkömmlichem Diesel gemischt (B7 > 7 % Anteil) oder in Nutzfahrzeugflotten als reiner Biodiesel (B100) eingesetzt werden.

- **Bioethanol 1. Generation** wird durch Vergärung pflanzlicher Zucker aus Weizen, Zuckerrüben, Mais (USA) oder Zuckerrohr (Brasilien) hergestellt. Bioethanol wird entweder mit herkömmlichem Benzin gemischt (E10) oder in sogenannten Flexible-Fuel-Vehicles (FFV) als Kraftstoffmischung zu einem Anteil von 85 % eingesetzt (E85). Bioethanol kann bisher nicht wie Biodiesel als Reinkraftstoff eingesetzt werden.

II.1b-1.2 Biokraftstoffe zweiter Generation

Um **Biokraftstoffe 2. Generation** zu erzeugen, wird im Gegensatz zur ersten Generation die Pflanze im Ganzen eingesetzt und nahezu vollständig für die Energieerzeugung genutzt. Die Ausgangsmaterialien sind entweder (Energie-)Pflanzen wie z.B. Mais, Zuckerrüben, Zuckerrohr sowie Kulturhölzer oder biogene Abfälle wie u.a. Stroh, Gülle und Restholz.

Zu den Biokraftstoffen der 2. Generation zählen

- **Biomethan** v.a. aus Energiepflanzen, Pflanzenabfällen oder einem Gülle/Pflanzengemisch,
- **Zellulose-Ethanol** aus Stroh oder Energiegräsern wie z.B. Zuckerrohr oder Miscanthus,
- **Biomass to Liquid (BtL)** – ein synthetischer Kraftstoff auf Basis von Holz oder Stroh einschl. sogenanntem **Biodiesel 2. Generation**, der aus Abfallbiomasse auch auf diesem Weg hergestellt werden kann.

Alle Biokraftstoffe der 2. Generation benötigen einen hohen technischen Aufwand zur Herstellung, da die mechanisch und chemisch auf Stabilität optimierten „Statik- und Schutzelemente“ der Pflanzen mit hohen Ligninanteilen und Holzfasern mit verwendet werden. Diese müssen chemisch „geknackt“ und chemisch zu kurzkettigen Kohlenwasserstoffen oder Zuckern/Stärken umgewandelt werden. Im Folgenden wird der Entwicklungsstand der gängigsten Biokraftstoffe 2. Generation näher beschrieben.

II.1b-1.2.1 Biomethan aus Fermentierungsprozessen

Fahrzeuge mit Erdgasantrieb können anstelle von Erdgas mit Biomethan betrieben werden, das dieselbe Zusammensetzung wie Erdgas besitzt. Das Biomethan stammt aus Pflanzen oder Pflanzenresten, die in einer Biogasanlage fermentiert wurden. Als einziger Biokraftstoff 2. Generation ist die Biomethanerzeugung technisch ausgereift und wird in grosstechnischem Massstab betrieben.

II.1b-1.2.1.1 Ausgangssubstrate für Biogasanlagen

Biogasanlagen können neben Mais- oder Grassilage auch auf der Basis von Reststoffen oder Abfällen arbeiten:

Teilweise wird Gülle aus der Nutztierhaltung fermentiert und silierte Pflanzen (Mais, Gräser) oder Pflanzenreste ergänzend als sogenanntes Co-Ferment eingesetzt. Daneben eignen sich weitere biogene Abfallstoffe wie z.B. Bioabfälle, verdorbene Lebensmittel, Küchen- und Kantinenabfälle, Trester aus der Getränkeherstellung oder Molke aus der Milchwirtschaft als Einsatzstoff für die Biogaserzeugung. Seit kurzem kann auch Stroh zur Biomethanproduktion eingesetzt werden[23].

Im Vergleich zu Anbaubiomasse als Gärsubstrat kann mit dem Einsatz von Rest- und Abfallstoffen eine höhere Treibhausgaseinsparung erreicht werden, da keine anbaube-

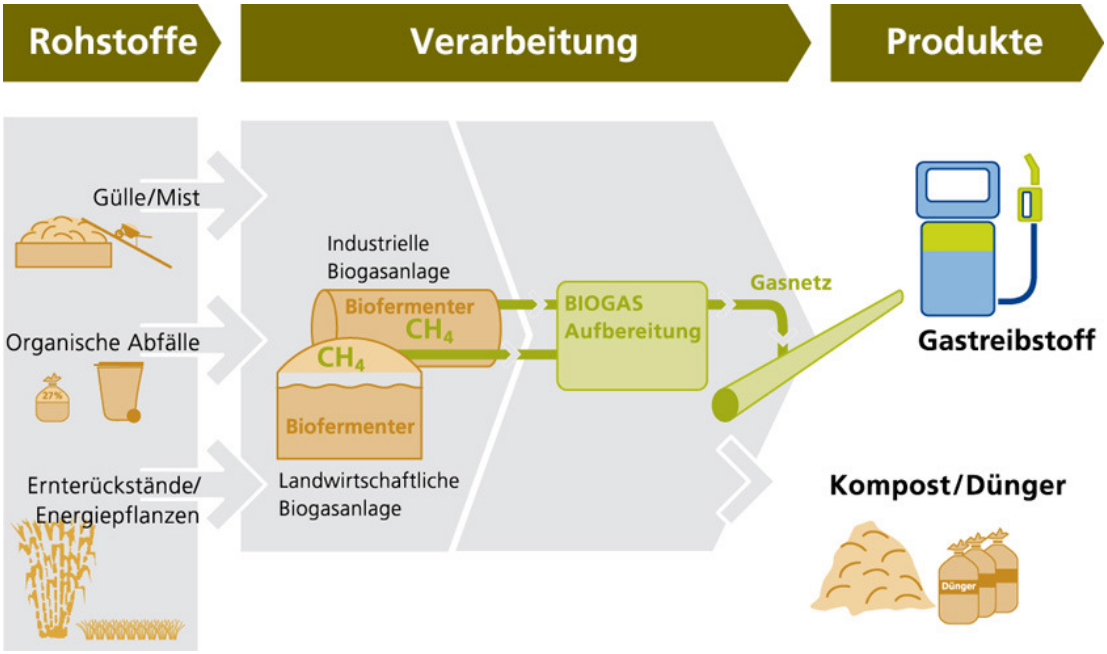
[23] Konzept der VERBIO Bioraffinerie: http://www.verbio.de/nachhaltigkeit/bioraffinerie/

dingten Emissionen für Energiepflanzen entstehen. Sofern Abfälle als Substrate eingesetzt wurden weist Biomethan insgesamt die beste Ökobilanz aller Biotreibstoffe auf.

II.1b-1.2.1.2 Prozess der Biomethanerzeugung

Die oben genannten Wege zur Biogaserzeugung sind bereits im kommerziellen Massstab realisiert und werden seit mehreren Jahren betrieben.

Figur II.1b-2: Prozess der Biomethanerzeugung[24]



Das Biogas aus der Vergärung in Biogasanlagen besitzt einen Methangehalt von ~61%. Um daraus schliesslich **Biomethan (Bioerdgas)** zu erzeugen, ist eine zusätzliche Aufbereitung nötig: Über eine Druckwechselabsorption oder Aminwäsche wird das Biogas entschwefelt, verdichtet, getrocknet und das enthaltene CO_2 abgeschieden. Das Biomethan besitzt nun eine Reinheit von >96 % und entspricht damit der Erdgasqualität. Es kann entweder in das Erdgasnetz eingespeist oder an Tankstellen direkt für die Betankung von Fahrzeugen eingesetzt werden. Die Rückstände, das sogenannte Gärgut, wird in der Landwirtschaft als Dünger und als Bodenverbesserer eingesetzt. In diesen Rückständen sind (bei pflanzlichem Input wie Stroh und Gras) noch erhebliche Mengen faseriger Anteile enthalten, die im Gärprozess noch nicht verwertet werden können. Insofern ist das heute produzierte Biomethan noch eine „Frühstufe“ der Biokraftstoffe 2. Generation.

II.1b-1.2.1.3 Biomethan in der Schweiz

In der Schweiz wird Biogas überwiegend aus Reststoffen der landwirtschaftlichen Produktion (Gülle, Mist und Ernterückstände) oder aus Grüngut und Lebensmittelabfällen gewonnen. Der Gastreibstoff in der Schweiz besteht zu 20 % aus Biomethan (Stand 2010).

---

24 www.bio-sprit.ch

Der Einsatz von Biomethan als Biokraftstoff steht vor folgenden Herausforderungen:

- Biomethan kann nur in Kraftfahrzeugen mit Erdgasmotoren eingesetzt werden kann. Wegen der vergleichsweise höheren Anschaffungs- oder Wechselkosten hat sich diese Antriebsform bei Pkw noch nicht weit durchgesetzt.

- Bisher kommt Biomethan überwiegend im Bereich der Nutzfahrzeuge zum Einsatz. Ein Beispiel hierfür ist die Umstellung von Müllsammelfahrzeugen auf Biomethan, das in eigenen Anlagen aus der Vergärung von Bioabfällen erzeugt wurde.

- Die Aufbereitung zu Biomethan ist aufwendig und teuer. Bisher kann ein wirtschaftlicher Betrieb erst ab einem Umsatz grosser Mengen an Gärsubstraten (> 40‘000 t/a) und mit finanziellen Zuschüssen zur erzeugten Bioenergie erreicht werden.

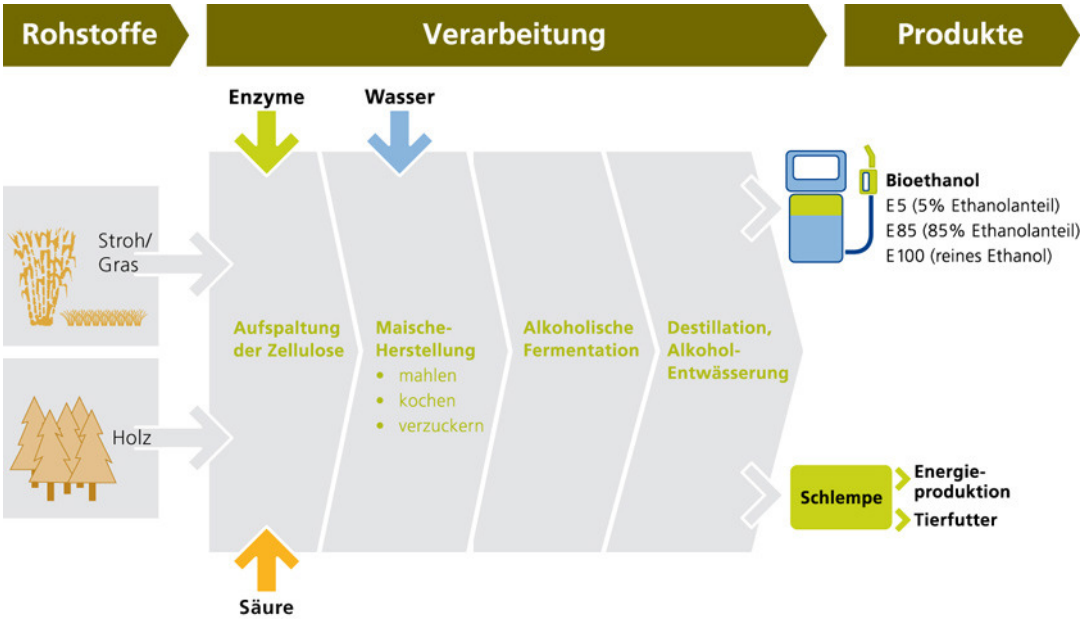
In Deutschland wird die Biogasaufbereitung und -einspeisung über das Erneuerbare-Energie-Gesetz gefördert. In der Schweiz schreibt eine Vereinbarung des Branchenverbands der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) vor, dass mindestens 10 Prozent des verkauften Gastreibstoffs aus Biomasse stammen soll. Um die Mehrkosten auszugleichen, fördert der VSG die Einspeisung von einheimischem Biogas mit einem Biogas-Ausgleichsfonds: Versorgungsunternehmen, die überdurchschnittlich viel Biogas ins Erdgas-Netz einspeisen, erhalten Ausgleichszahlungen von denjenigen, die der Branchenvereinbarung nicht nachkommen.

II.1b-1.2.2 Zellulose-Ethanol aus enzymatischem Abbau

Zellulose-Ethanol ist chemisch identisch mit Ethanol, welches aus Zucker und Stärke gewonnen wird. Ausgangsstoffe für Zellulose-Bioethanol sind Cellulose, Hemicellulose & Lignin, die mit Hilfe von hohem Druck und Temperatur, teilweise unter Zugabe von chemischen Agenzien aus Getreidestroh[25] oder Holz (Waldholz, Holz aus Kurzumtriebsplantagen) aufgeschlossen werden. Nach anschliessender Hydrolyse wird aus den daraus erhaltenen Zuckern wie bei der Bioethanol-Erzeugung 1. Generation in einem Fermentationsprozess Bioethanol erzeugt.

[25] Der Einsatz von Stroh hat den Vorteil, dass keine zusätzliche Landnutzung erforderlich wird und keine Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion besteht.

Figur II.1b-3 Verfahren zur Erzeugung von Zellulose-Ethanol[26]



Voraussetzung für den Einsatz von Stroh in der Bioethanol-Produktion ist, zum einen ein ausreichendes Potenzial an Stroh, das nicht zum Humusaufbau benötigt wird und daher für eine alternative Nutzung verfügbar ist. Zum anderen muss die logistische Herausforderung gemeistert werden, grosse Mengen an Reststroh für den Betrieb von Grossanlagen möglichst effizient bereit zu stellen.

Darüber hinaus besteht für Reststroh ebenso wie für Restholz und für extra angebaute Hölzer auch eine Nutzungskonkurrenz, da diese Biomassen auch zur Strom- und Wärmeerzeugung verbrannt werden können.

Bis Ende 2008 produzierte in der Schweiz die Borregaard Schweiz AG Ethanol aus Zellulose. Das Ethanol entstand als Nebenprodukt bei der Verarbeitung von Holz zu Spezialzellulose und Lignin. Die Borregaard Schweiz AG deckte damit den gesamten Ethanol-Bedarf für die Alcosuisse zur Beimischung in bEnzin5 (5% Ethanol, 95% Benzin) ab. Seit Anfang 2009 wird das in der Schweiz nachgefragte Bioethanol mehrheitlich aus Schweden importiert und dort ebenfalls aus holzartiger Biomasse hergestellt.[27]

Nachfolgend wird ein Überblick zur Entwicklung der Zellulose-Ethanol-Produktion auf der Basis von Stroh für Deutschland und in Betrieb befindliche Grossanlagen in Amerika und Dänemark gegeben.

- Die Süd-Chemie AG, München, ein **Konzernunternehmen der Schweizer Clariant AG, Muttenz**, hat in Straubing die bislang grösste deutsche **Demonstrationsanlage zur Herstellung von Zellulose-Ethanol** aus Agrarreststoffen (Weizenstroh) Ende Juli 2012 in Betrieb genommen. Aus jährlich ca. 4‘500 t Stroh können mit der sogenannten sunliquid®-Technologie 1‘000 t Zellulose-Ethanol raffiniert werden. Da mit dieser Technologie neben Zellulose auch Hemizellulose aufgeschlossen werden kann, ist die Ausbeute gegenüber konventionellen Gärverfahren um ca. 50 % höher, die Treibhausgaseinsparun-

[26] Quelle: EBP in www.bio-sprit.ch
[27] www.bio-sprit.ch

gen sollen nach Angaben der Betreiber bis zu 95 % gegenüber fossilen Kraftstoffen erreichen.

- In **Kalifornien (USA)** wurde 2011 von AE Biofuels eine Anlage mit einer Jahreskapazität von etwa 200 Millionen Liter Cellulose-Ethanol wieder in Betrieb genommen, die auf einem Verfahren basiert, dass gleichzeitig sowohl Stärke als auch Zellulose für die Bioethanolproduktion aufschliessen kann.

- In Kalundborg (Dänemark) betreibt Inbicon seit 2009 die aktuell **grösste, reine Zellulose-Ethanol Anlage der Welt** mit einer jährlichen Kapazität von 5.4 Millionen Litern. Das bedeutet, die Anlage setzt pro Stunde vier Tonnen Stroh um und kann daraus täglich 17‘000 Liter Ethanol herstellen[28]. Als hydrothermales Verfahren wird eine Low-Pyrolysis angewandt, bei der das zerkleinerte Stroh unter Druck erhitzt und anschliessend mit Enzymen aufgeschlossen wird. Für die enzymatische Vorbehandlung bezieht Inbicon die Enzyme vom nationalen Partner Novozymes oder von Genencor. Die Rate zur Gewinnung von Zucker durch den Aufschluss von Cellulose, Hemicellulose und Lignin ist bei dem verwendeten Verfahren doppelt so hoch wie bei bisherigen Verfahren zur Herstellung von Zellulose-Ethanol[29]. Das übrig bleibende Lignin wird pelletiert und als Brennstoff energetisch genutzt.

Figur II.1b-4: Zellulose-Ethanol-Anlage in Kalundborg (Dänemark)

II.1b-1.2.3 BtL - Synthetische Kraftstoffe aus Vergasung von Biomasse

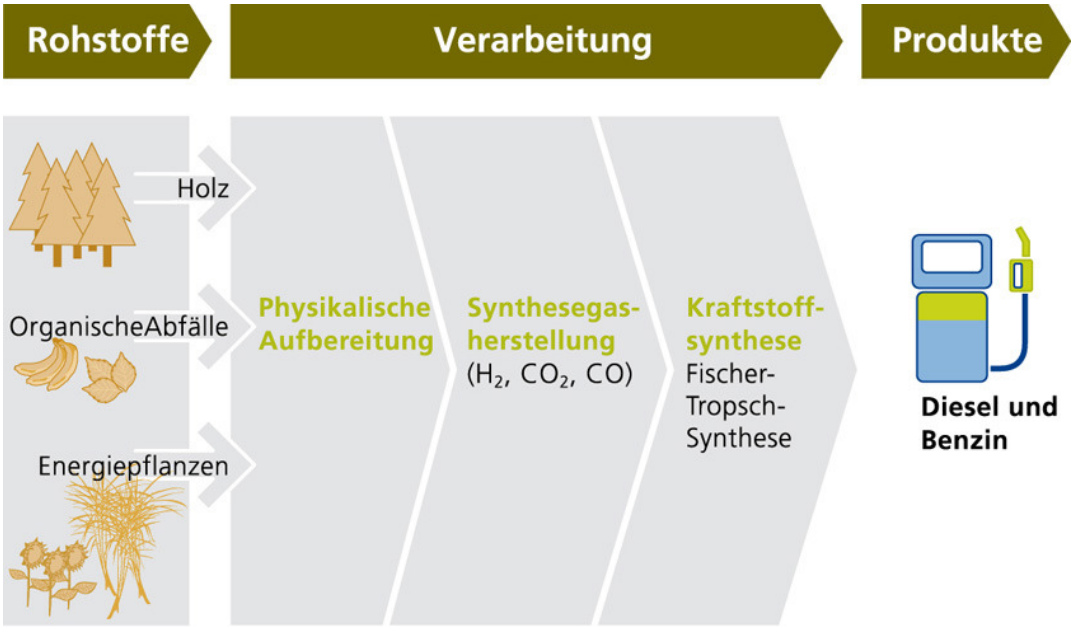
Unter „Biomass-to-Liquid“ (BtL) wird eine Prozesskette verstanden, in der Biomasse über thermochemische Vergasung in Synthesegas (ein Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff) umgewandelt wird. Aus diesem werden in einem zweiten Schritt flüssige Kohlenwasserstoffe synthetisiert. Schliesslich werden diese wie in der Erdölraffination zu marktfähigen Kraftstoffen wie Diesel oder Benzin aufbereitet.

---

28 http://www.automation.siemens.com/wcmsnewscenter/details.aspx?xml=/content/10001666/de/gc/Pages/524_10_Inbicon_SimaticPCS7.xml&xsl=publication-en-www4.xsl

29 http://www.biomasse-nutzung.de/danemark-biokraftstoffe-bioethanol-cellulose-ethanol/

Figur II.1b-5: Herstellung von Synthesekraftstoff aus Biomasse[30]



Die Entwicklung von synthetischen Kraftstoffen aus Biomasse hat mittlerweile das Stadium der Demonstrationsreife erreicht. Eine Marktreife wird in ca. fünf Jahren erwartet.

Die synthetische Biokraftstofferzeugung ist durch folgende Eigenschaften gekennzeichnet:

- Biomasse unterschiedlichster Art (v.a. agrarische Restbiomasse) ist vollständig verwendbar.
- Der Synthesekraftstoff ist frei von Schwefel und Aromaten.
- Durch eine optimierte Verbrennung werden weniger Schadstoffe wie z.B. Stickoxide und Partikel bei der Kraftstoffnutzung emittiert.
- Eine Änderung der Motorentechnik für den Einsatz synthetischer Biokraftstoffe ist nicht erforderlich.
- In der thermischen Umwandlung gehen 30 – 60% der in der Biomasse gespeicherten Energie verloren.
- Aufgrund der grossen Umsatzmengen an Biomasse benötigen BtL-Anlagen eine anspruchsvolle Logistik.
- Für die komplexe Technologie fallen hohe Investitionskosten an[31].

Zurzeit werden unterschiedliche Verfahren zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen im Pilot- und teilweise Demonstrationsmassstab von Forschungseinrichtungen oder Unter-

[30] Quelle: EBP in www.bio-sprit.ch

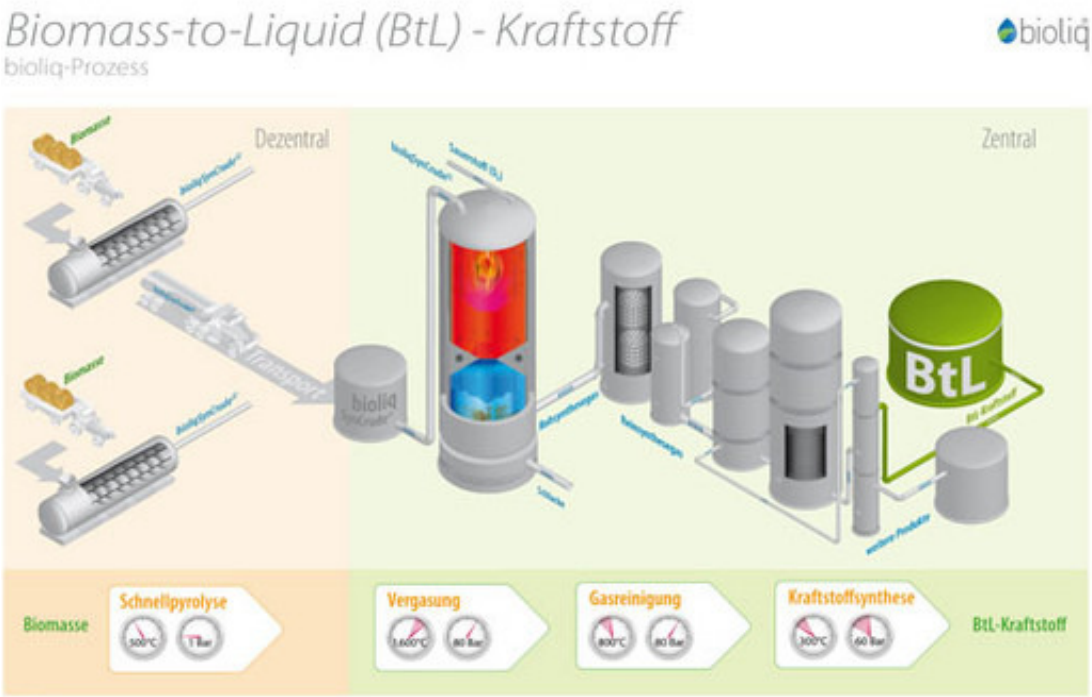
[31] Ein Grossteil dieser Aussagen stammt aus www.bio-sprit.ch.

nehmen entwickelt. Während die Synthesekraftstofferzeugung der Firma CHOREN in Freiberg/Sachsen[32] Anfang 2011 Insolvenz angemeldet hat, stellt die **bioliq-Anlage im Karlsruher Institut für Technik (KIT)** im deutschsprachigen Raum derzeit die einzige BtL-Anlage im grösseren Massstab dar.

Das **bioliq-Verfahren des KIT** basiert auf dem Einsatz von organischen Reststoffen (Stroh), die zuerst dezentral durch eine Vorbehandlung (Schnellpyrolyse) zu einem sogenannten „Slurry“ verdichtet wurden und nach dem Transport des „Slurry“ in eine Grossanlage zu Synthesegas umgewandelt und schliesslich zu Kraftstoffen verarbeitet werden können[33].

Die Demonstrationsanlage auf dem Gelände des Karlsruher Instituts für Technik (KIT) wurde im Frühjahr 2012 fertiggestellt. Danach ist die stufenweise Inbetriebnahme geplant. Sobald ein vollständiger (Versuchs-)Betrieb möglich ist, wird erwartet, dass nähere Erkenntnisse über die Prozessstabilität, zur Aufstellung einer Ökobilanz und zur Wirtschaftlichkeit des Verfahrens gewonnen werden können.

Figur II.1b-6: bioliq-Prozess des KIT zur Herstellung von BtL[34]



Daneben sind bezogen auf Synthesekraftstoffe insbesondere Aktivitäten der holzverarbeitenden Industrie in Nordeuropa zu nennen:

---

[32] Im sächsischen Freiberg sollte eine kommerzielle Produktionsanlage für synthetischen Biokraftstoff (BTL), die sogenannte Beta-Anlage der CHOREN Industries GmbH bis zu 18 Mio. Liter BTL pro Jahr erzeugen. Auf Basis des patentierte Carbo-V®-Verfahrens kann aus Holz (Sägenebenprodukte, Waldholz, Agrarholz, Recyclingholz) und Agrarbiomasse ein hochreines Synthesegas erzeugt werden, welches für die Herstellung von Methanol, Methan, Wasserstoff, Ammoniak sowie zur Produktion von synthetischem Biokraftstoff genutzt werden kann.

[33] Dinjus, E. Dahmen, N.: Das bioliq-Verfahren - Konzept, Technologie und Stand der Entwicklung; in: Motortechnische Zeitschrift, 12/2010 S. 3 - 11

[34] Quelle: www.fnr.de

Der Papierhersteller UPM hat in eine Bioraffinerie in Lappeenranta, Finnland investiert[35]. Mit dieser Bioraffinerie wird beabsichtigt, aus Roh-Tallöl, einem Produktionsrückstand aus der Zellstoffherstellung, ab 2014 etwa 100‘000 Jahrestonnen an hochwertigem **Biodiesel** für den Strassenverkehr zu produzieren.

Der Schwedische Zellstoffproduzent Domsjö Fabriker AB plant den Bau einer Anlage in Örnsköldsvik. Die Anlage wird zwar als “Demonstrationsanlage” bezeichnet, erreicht jedoch mit den angestrebten 100‘000 t **Bio-DME und Biomethanol** pro Jahr auf der Basis von **Holzabfällen aus der Zellstoffproduktion** bereits eine industrielle Grössenordnung.

II.1b-1.3 Biokraftstoffe dritter Generation

Als **Biokraftstoff 3. Generation** wird Biomasse bezeichnet, die über eine sehr hohe Effizienz der Fixierung von CO_2 verfügt und im Anschluss zur Kraftstofferzeugung dient. In diesem Rahmen wird derzeit v.a. die Produktion von Algen als Ausgangsmasse für einen sogenannten „Algen-Kraftstoff“ erforscht. Hier ist das Problem der Flächen- und Nahrungskonkurrenz von vornherein ausgeschlossen. Bei marinen Nutzungen und Produktionsstätten, über die für perspektive grosstechnischen Einsatz nachgedacht wird, sind mögliche Einflüsse auf das ökologische System sorgfältig zu prüfen.

Algen zeichnen sich durch einen vergleichsweise hohen Ertrag pro Flächeneinheit, ein schnelles Biomasse-Wachstum, ein hohes CO_2-Bindungspotenzial, flexible Einsatzmöglichkeiten und eine gute CO_2-Bilanz aus. Im Zuge einer Algen-Kultivierung im grossen Massstab sollen die Eigenschaften genutzt werden, um beispielsweise das bei fossilen Kraftwerken anfallende CO_2 aus dem Abgasstrom in Algen-Biomasse zu fixieren. Falls CO_2-Emissionen aus Biomasseumwandlungsprozessen genutzt werden, können Netto-CO_2-Senken entstehen. Die Investitions- und Betriebskosten für die sogenannten Algenreaktoren sind hoch.

Bislang werden Algenkulturen eingesetzt, um biogene Ausgangsstoffe für die chemische und pharmazeutische Industrie zu extrahieren oder um Lebensmittelzusatzstoffe zu erhalten bzw. Algen als Nahrungsmittel zu verwenden.

Folgende Optionen bestehen, um Algen einer energetischen Nutzung zuzuführen und aus ihrer Biomasse Biokraftstoffe herzustellen:

- Einiger Algenarten enthalten vergleichsweise hohe Mengen an Öl, welches abgepresst und durch Umesterung zu **Biodiesel** umgewandelt werden kann. Der Presskuchen kann zusätzlich zu Bioethanol vergoren werden.

- Kohlenhydrate aus der Algenmasse können zu **Bioethanol** vergoren werden. Hierfür werden bevorzugt Algen eingesetzt, die hohe Kohlenhydratgehalte aufweisen.

- Durch die Vergärung der Algenmasse kann ebenso auch **Biogas** (Methan und CO_2) erzeugt werden.

- Einige Algen produzieren unter bestimmten Bedingungen auch **Wasserstoff** (H_2).

---

[35] http://www.upm.com/de/medien/pressemitteilungen/Pages/UPM-baut-die-weltweit-erste-Bioraffinerie-zur-Herstellung-von-Biodiesel-auf-Holzbasis.aspx

Da für Flugzeuge ausser Biokraftstoffen keine andere alternative Antriebsform in Frage kommt und die Luftfahrt seit 2012 in den EU-Emissionshandel aufgenommen wurde, zeigten die Luftverkehrsgesellschaften in den letzten Jahren zunehmend Interesse daran, Biokraftstoffe als Flugbenzin weiterzuentwickeln und zu nutzen. Auch Algen-Kraftstoff stellt neben diversen Pflanzenölen eine Alternative dar und wird bereits erprobt:

Boeing verfolgt beispielsweise Aktivitäten mit dem Ziel, aus dem Öl kultivierter Algen **Biokerosin** zu erzeugen. Auch die EADS hat an der TU München die Optimierung von Verfahren zur effektiven Gewinnung von Öl aus Mikroalgen unterstützt. Auf der Internationalen Luftfahrtausstellung ILA in Berlin ist 2010 zum ersten Mal ein Propellerflugzeug zur Demonstration mit Algenkraftstoff geflogen. In den USA wird von der Firma Solazyme der Algenkraftstoff Solajet™ hergestellt und von United Continental in Turbinenflugzeugen seit November für ausgewählte Flüge als Beimischung in Höhe von 40 % eingesetzt.

Die folgende Auflistung gibt einen kurzen Überblick zu relevanten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zur Algenkraftstofferzeugung im deutschsprachigen Raum:

- In einer **Pilotanlage der RWE Power** wird seit Ende 2008 auf einer Algenproduktionsfläche von ca. 600 m^2 erprobt, inwieweit das CO_2 aus Kraftwerksabgasen des Braunkohlenkraftwerks Niederaussern bei Köln durch Algen gebunden werden kann. Die Algen können anschliessend selbst wieder energetisch genutzt werden, wenn auch darauf nicht der erste Fokus liegt. Die derzeitige Versuchsfläche umfasst im Idealfall 1/300‘000 der notwendigen Fläche, um die gesamten Abgasmengen des Kraftwerks zu reinigen.

- In vergleichbarer Weise betreibt die **Stadt Hamburg zusammen mit der E.ON Hanse** die Mikroalgenproduktion “Term” und die **Vattenfall Europe Mining & Generation** zusammen mit der **Gesellschaft für Montan und Bautechnik (GMB)** eine Algenfarm in Senftenberg.

II.1b-2 Regelwerke zu biogenen Treibstoffen – aktueller Stand

Schweiz

Das Schweizer Bundesamt für Energie (BFE) hat am 14.05.2008 ein „Positionspapier biogene Treibstoffe“ veröffentlicht, in dem sechs Hauptbotschaften im Einklang mit den generellen Leitlinien zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz formuliert wurden. Zusammengefasst wird darin besonderer Wert darauf gelegt, dass der Einsatz von Treibstoffen in erster Linie zu vermeiden ist und generell möglichst rationell und effizient zu nutzen sind. Demzufolge wird der Einsatz biogener Treibstoffe als zweitbeste Lösung gesehen. Aus Gründen der besseren Treibhausgasbilanz und der Vermeidung der Nutzungskonkurrenz von Ackerflächen wird darin die Erzeugung aus Abfallbiomasse bevorzugt. Die Vorgabe von Quoten zur Beimischung von biogenen Treibstoffen wird von der Schweiz derzeit v.a. aus ökologischen und sozialen Gründen abgelehnt.

Der Einsatz Umwelt schonender Treibstoffe wird in der Schweiz fiskalisch gefördert: Gestützt auf Artikel 19c Absatz 5 der Mineralölsteuer-Verordnung vom 20. November 1996 (MinöStV) gilt seit 3. April 2009 die Treibstoffökobilanz-Verordnung (TrÖbiV). Sofern der Nachweis der positiven ökologischen Gesamtbilanz von Treibstoffen aus

erneuerbaren Rohstoffen (Treibstoffe), gegeben ist, werden biogene Treibstoffe wie Biogas, Bioethanol und Biodiesel von der Mineralölsteuer befreit[36]. Innerhalb einer Vielzahl unterschiedlicher Nachhaltigkeitskriterien müssen Treibstoffe aus Biomasse mindestens eine Treibhausgaseinsparung von 40 % im Vergleich zu herkömmlichem Benzin erfüllen. Da Treibstoffe aus Abfällen oder Rückständen aus land- und forstwirtschaftlicher Produktion als ökologisch unbedenklich gelten, erhalten sie die Steuererleichterung ohne Nachweis der positiven ökologischen Gesamtbilanz.

EU und Deutschland

Die EU hat in der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen für alle EU-Mitgliedstaaten das verbindliche Ziel formuliert, dass bis zum Jahr 2020 ein Mindestanteil von 10 % erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor sicherzustellen ist. Dazu zählen neben Biokraftstoffen auch alternative Fahrzeugantriebe wie z.B. Elektroantriebe. Es werden nur Biokraftstoffe auf die Richtlinienziele angerechnet, die die EU-Nachhaltigkeitsanforderungen[37] erfüllen.

Für alle in Deutschland in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe aus Biomasse einschliesslich der Importe werden die EU-Anforderungen in der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30.09.2009 umgesetzt. Die Nachhaltigkeitsanforderungen müssen seit Anfang 2011 im Zuge eines Zertifizierungsverfahrens erfüllt und nachgewiesen werden. Neben dem Nachweis des nachhaltigen Anbaus der Biomasse wird darunter eine gestaffelte Erfüllung einer Mindesteinsparung von Treibhausgasemissionen mit einer Steigerungsrate von derzeit 35 % THG-Einsparung auf mindestens 60 % ab 2018 gefordert:

Jahr	**ab 2011/13**	**ab 2017**	**ab 2018**
THG-Einsparung	mindestens 35 %	mindestens 50 %	mindestens 60 %
THG-Emissionen in g CO_{2eq}/MJ	max. 33.5	max. 41.9	max. 54.5

In Deutschland gibt es eine Reihe zeitlich begrenzter **Steuerbegünstigungen** für biogene Treibstoffe. Zudem schreibt das **Biokraftstoffquotengesetz** die Beimischung von Biokraftstoffen vor. Die bisherigen kalorischen Mindestanteile am Kraftstoff werden ab 2015 ersetzt durch eine **Klimaschutzquote** zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen des gesamten Kraftstoffmarktes durch Biokraftstoffe um 3 % ab 2015, 4.5 % ab 2017. Das Ziel ist, bis zum Jahr 2020 7 % THG-Einsparung durch Biokraftstoffe zu erreichen. Das entspricht einem **Biokraftstoffanteil von 10 – 12 %**[38].

II.1b-3 THG-Bilanzen von Biokraftstoffen

Der Umfang der Treibhausgaseinsparung durch den Einsatz von Biomasse zur Treibstofferzeugung ist sehr unterschiedlich, wie aus der Übersicht zu Standard-THG-Emissionen für Biokraftstoffe hervorgeht (s. Figur II.1b-7). Es wird deutlich, dass der-

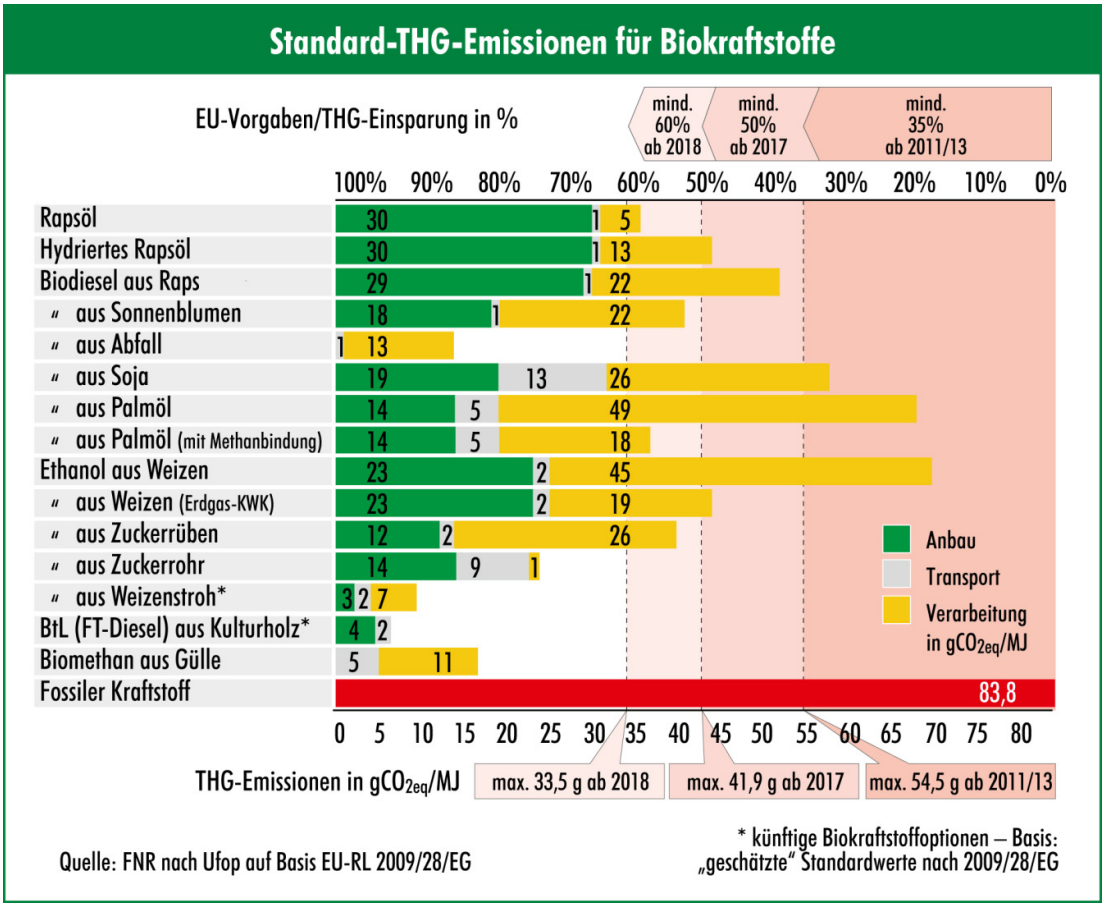
36 Steuererleichterung nach Artikel 19*a* Absatz 1 MinöStV

37 http://ec.europa.eu/energy/renewables/biofuels/sustainability_criteria_en.htm

38 gemäss § 37a Abs. 3a des Bundes-Immissionsschutzgesetzes

zeit verbreitete Biokraftstoffe 1. Generation wie Biodiesel aus Raps und Bioethanol aus Weizen oder Zuckerrüben keine ausreichenden Einsparungen an Treibhausgasen erreichen und daher in wenigen Jahren nicht mehr auf die Erfüllung der Biokraftstoffquote der EU angerechnet werden dürfen. Demgegenüber können Biokraftstoffe aus Abfällen (gebrauchte Fette und Öle aus der Gastronomie), aus Zuckerrohr, Stroh und Wirtschaftsdünger (Gülle) zu mehr als 60 % THG-Einsparung führen. Das ist ein wesentlicher Grund dafür, dass der Ausbau der Biokraftstoffe 2. Generation europaweit forciert wird.

Figur II.1b-7: Standard-THG-Emissionen für Biokraftstoffe



II.1b-4 Entwicklungsoptionen für Biokraftstoffe

Die zukünftige Entwicklung der biogenen Treibstoffe in der Schweiz hängt zum einen von den landesinternen Regelungen und der künftigen Politikstrategie ab. Da der Kraftstoffmarkt schon heute international geprägt ist, wird die Entwicklung der Biokraftstoffe in der Schweiz zum anderen auch von den internationalen Märkten und Preisen sowie deren weltweiter Entwicklung stark beeinflusst.

Im europäischen Raum sind für die zukünftige Entwicklung der Biokraftstoffe folgende Aspekte massgeblich:

- Die strikte Rahmensetzung zur Einhaltung zunehmender Mindesteinsparquoten für Treibhausgase führt dazu, dass eine Reihe von Biokraftstoffen der 1. Generation die steigenden Anforderungen künftig nicht mehr erfüllen kann.

- Es wird erwartet, dass die Verfügbarkeit von nachhaltiger, zertifizierter Biomasse– insbesondere aus Importen - europaweit in nächster Zeit zumindest vorübergehend eingeschränkt ist und die Preise für die Rohstoffbeschaffung zur Biokraftstofferzeugung ansteigen.

- In Deutschland laufen bis 2015 die bisherigen Steuervergünstigungen für alle Biokraftstoffe aus.

- Weltweit führen weiter steigende Rohstoffpreise zu höheren Produktionskosten für Biokraftstoffe. Das wirkt sich insbesondere auf den Anbau von Biomasse für Biokraftstoffe erster Generation aus, der im Vergleich zu der 2. Generation einen höheren Aufwand für den Anteil nutzbarer Biomasse benötigt.

- Bei Biodiesel besteht eine erhebliche internationale Konkurrenz für den Rohstoff Pflanzenöl. Importiertes Soja- und Palmöl ist als Rohstoff tendenziell kostengünstiger als Rapsöl aus Europa. Mittelfristig wird der Import von Pflanzenölen bzw. Biodiesel zunehmen.

- Die Wettbewerbsfähigkeit der Biokraftstoffe ist bei den derzeitigen Rohölpreisen nicht gegeben. Die Entwicklung der Rohölpreise und der landwirtschaftlichen Rohstoffpreise wird massgeblichen Einfluss auf den weiteren Ausbau der Biokraftstofferzeugung nehmen.

Bei unveränderten Rahmenbedingungen wird vorübergehend mit einem **Absinken der Mengenerzeugung von Biokraftstoffen erster Generation** im europäischen Raum gerechnet.

Die **Entwicklung der Biokraftstoffe 2. Generation** steht mit Ausnahme von Biomethan erst am Anfang. Aufgrund der noch notwendigen technischen Entwicklung für die Erzeugung von **Zellulose-Ethanol**, werden nennenswerte Produktionskapazitäten für Bioethanol der 2. Generation in Europa erst in den kommenden Jahren einsatzbereit sein. Die Geschwindigkeit der Etablierung und der Produktionsumfang von Zellulose-Ethanol im europäischen Markt hängen sowohl von den steigenden Anforderungen an die THG-Einsparpotenziale als auch von der künftigen Entwicklung in den Haupterzeugerländern ab. Beispielsweise kann Brasilien derzeit Bio-Ethanol der 1. Generation zu relativ niedrigen Kosten erzeugen. **Bioethanol wird** daher übergangsweise **weiterhin als Biokraftstoff 1. Generation erzeugt** und zunehmend nach Europa importiert.

Biomethan kann als einziger Biokraftstoff 2. Generation bereits in grösseren Mengen erzeugt werden. Die Technik ist ausgereift, wenn auch hier noch Effizienzpotenziale gehoben werden können. Im Hinblick auf den Ausbau von Biokraftstoffen ist zu bedenken, dass eine Voraussetzung für den Einsatz von Biomethan als Treibstoff neue oder umgerüstete Fahrzeugantriebe und die Verfügbarkeit von Erdgastanksäulen sind. Von entscheidender Bedeutung ist zudem, dass bei Biomethan eine Nutzungskonkurrenz vorliegt: sowohl Biogas als auch das aufbereitete Biomethan werden bisher überwiegend eingesetzt, um Strom und Wärme zu erzeugen. Förderinstrumente in der Schweiz und in Deutschland unterstützen diesen Erzeugungsweg in grossem Umfang.

Laut einer aktuellen Studie der International Energy Agency (IEA) „Sustainable Production of Second-Generation Biofuels“ aus dem Jahr 2010 [IEA, 2010a] soll weltweit ein ausreichendes Potenzial für die Erzeugung von Biokraftstoffen 2. Generation vorhanden sein: „Selbst wenn nur 10 % der Reste aus Land- und Forstwirtschaft (Abfallbiomasse) im Jahr 2030 verfügbar wäre, könnte damit 50 % des prognostizierten Biokraftstoffbedarfs aus dem World Energy Outlook 2009 abgedeckt werden. Da die Abfallbiomassen aus Land- und Forstwirtschaft bereits zur Verfügung stehen und keine zusätzliche Landnutzung bedingen, sollten sie die Grundlage für den Beginn der Produktion von Biokraftstoffen 2. Generation bilden.“

Selbst wenn die Frage der grundsätzlichen Verfügbarkeit geklärt zu sein scheint, ist bis zur Umsetzung und dem Einsatz von Biokraftstoffen 2. Generation ein weiter Weg zu gehen, der neben international gültigen Nachhaltigkeitskriterien auch eine sorgfältige Abwägung entwicklungspolitischer und sozialer Kriterien und damit viel politisches Fingerspitzengefühl erfordert.

Weiterhin werden grosse Hoffnungen auf die Herstellung von **synthetischen Biokraftstoffen (BtL)** gesetzt, weil diese weitgehend unabhängig von der Art der eingesetzten Biomasse sein werden und keine Flächen- noch Nahrungsmittelkonkurrenz mit sich bringen. Mit einer Produktion im kommerziellen Massstab wird jedoch erst in fünf bis zehn Jahren gerechnet.

Ein letzter, entscheidender Aspekt in der Diskussion über die Entwicklungsmöglichkeiten von Biokraftstoffen ist die Tatsache, dass es im Bereich Schienenverkehr und motorisiertem Individualverkehr bereits **alternative Antriebsformen** wie z.B. Elektro- oder Wasserstoffantrieb gibt und insbesondere im Bereich Pkw in den kommenden Jahren mit einer Verschiebung der Antriebstechnik hinzu Elektroantrieben und dem Bau kleinerer und leichterer Fahrzeuge mit geringerem Kraftstoffbedarf gerechnet wird. Dahingegen wird aus technischen Gründen für den Güterverkehr auf der Strasse sowie den Flug- und Schiffsverkehr bis auf weiteres **keine Alternative zu einem Antrieb mit Flüssigtreibstoff verfügbar** sein.

Anhang II.2

Stromerzeugung mit WKK-Anlagen

II.2-1 Einleitung

In diesem Exkurs Wärme-Kraft-Kopplung werden diejenigen Informationen über Wärme-Kraft-Kopplung aufbereitet, die für die Modellrechnungen im Rahmen der aktuellen Energieperspektiven 2050 für die Schweiz relevant sind. Es handelt sich hierbei weder um ein Lehrbuch der Wärme-Kraft-Kopplung noch um eine Entwicklung einer Förderstrategie oder eine Abwägung von Vor- oder Nachteilen unter verschiedenen Aspekten. Für den letzteren Punkt bietet dieser Exkurs relevante Informationen. Vertiefungen zu den einzelnen technischen Themen können jeweils der angegebenen Literatur entnommen werden. In diesen Exkurs fliessen insbesondere Erfahrungen aus den zahlreichen Arbeiten ein, die Prognos in zahlreichen Projekten im Zusammenhang mit der Förderung der Wärme-Kraft-Kopplung in Deutschland zusammen getragen hat.

In den Kapiteln II.2-1.1 und II.2-1.2 werden zunächst die technischen Grundlagen der WKK und die grundsätzliche Funktionsweise der wesentlichen WKK-Technologien dargestellt. Kapitel II.2-1.3 gibt einen kurzen Überblick über die Entwicklung der WKK in der Schweiz. Aufbauend auf den Potenzialdefinitionen in Kapitel II.2-1.4werden die technischen Potenziale der WKK-Wärme- und Stromproduktion der einzelnen Sektoren (Haushalte, Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) in den Kapiteln II.2-1.5, II.2-1.6 und II.2-1.7 bestimmt. Die Einflussfaktoren, von denen das technische und auch verschiedene Aspekte des wirtschaftlichen Potenzials abhängen, werden in den Kapiteln II.2-1.8 und II.2-1.9 näher erläutert. Eine einzelwirtschaftliche Betrachtung hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit von BHKW-Systemen (exemplarisch) gegenüber konventionellen Gasheizsystemen wird in Kapitel II.2-1.10 durchgeführt. Eine Analyse der möglichen Marktdurchdringung von WKK-Anlagen wird für den Sektor Haushalte in Kapitel II.2-1.11 dargestellt.

In Kapitel II.2-2 werden die in den Modellergebnissen erwarteten WKK-Potenziale für die im Hauptbericht der Energieperspektiven 2050 analysierten Varianten C, C&E und E wiedergegeben. Die im Hauptbericht der Energieperspektiven 2050 analysierten gesamten Gestehungskosten der WKK-Technologien werden in Kapitel II.2-2.2 angegeben. Die Modellergebnisse für die Szenarien „Weiter wie bisher“, „Neue Energiepolitik“, „Politische Massnahmen“ und die Synopse der Varianten C&D&E mit „hohem WKK-Pfad“ werden in den Kapiteln II.2-2.3 bis II.2-2.6 präsentiert.

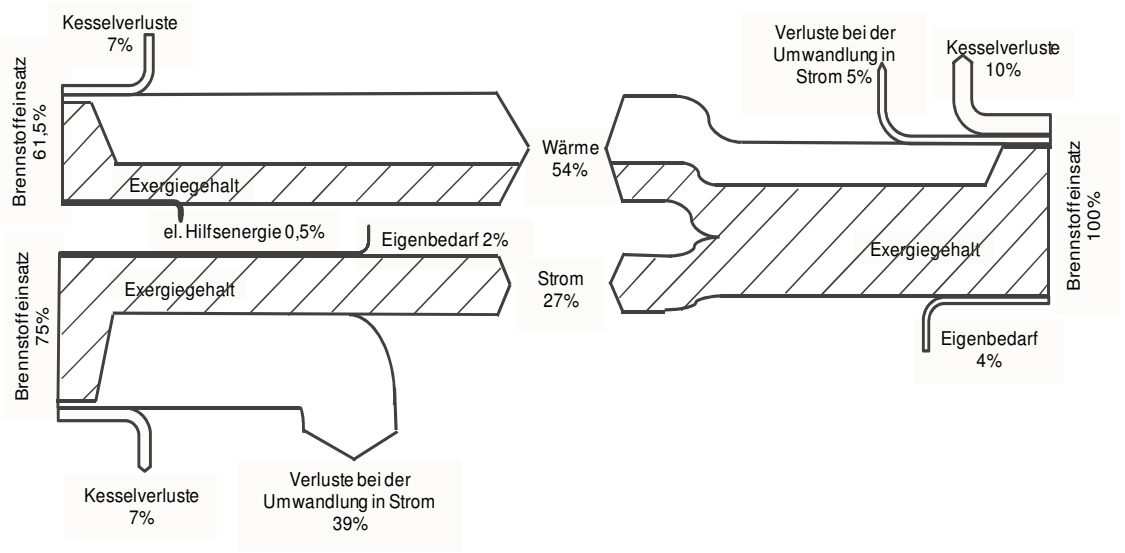
II.2-1.1 Technische Grundlagen

Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass ein Grossteil der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme für Heiz- und Prozesswärme genutzt wird. Dadurch kann die Brennstoffausnutzung gegenüber konventionellen Kraftwerken, bei denen die Abwärme weggekühlt werden muss, erheblich gesteigert werden [Prognos, 2009a].

Die Brennstoffenergie wird nicht in niederwertige Wärme umgewandelt, sondern durch Erzeugung von mechanischer Arbeit zur Stromproduktion verwendet und die dabei entstehende Umwandlungswärme auf einem genügend hohen Nutztemperaturniveau ausgekoppelt. Somit wird die im Brennstoff enthaltene Exergie, also der wertvolle Anteil der Energie, wesentlich effizienter genutzt als bei der konventionellen Deckung des Wärmebedarfs oder zur Stromerzeugung in konventionellen Grosskraftwerken [VDI, 2010] mit Ausnahme von Gaskombikraftwerken, bei denen ein erheblicher Teil der Abwärme über einen Dampfturboprozess nochmals zur Stromproduktion eingesetzt wird.

Durch optimale Konzeption und optimalen Betrieb einer WKK-Anlage kann bis zu einem Drittel der Primärenergie eingespart werden, die für die getrennte Erzeugung von elektrischer und thermischer Nutzenergie aufzuwenden werden müsste. Wenn bei der gekoppelten Erzeugung 100 % Brennstoff zur Deckung der gleichen thermischen (54 %) und elektrischen (27 %) Nutzenergie aufzuwenden sind [VDI, 2010], müssten bei der getrennten Erzeugung 136.5 % (61.5 + 75 %) an Brennstoff zur Deckung des gleichen Bedarfs an Wärme und Strom eingesetzt werden (Figur II.2-1).

Figur II.2-1: Energie-/Exergiefluss für die getrennte und gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (Dampf mit 200 °C)



Quelle: VDI 2010

Im Hinblick auf Ressourcenschonung und Umweltschutz kommt der gekoppelten Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie aufgrund des hohen Gesamtwirkungsgrades von WKK-Systemen eine besondere Bedeutung zu [VDI, 2010].

Grundsätzlich wird zwischen wärmegeführten und stromgeführten Betriebsweisen bei WKK-Anlagen unterschieden. Da bei einer WKK-Anlage Strom und Wärme als Koppelprodukt in einem bestimmten Verhältnis zueinander geliefert wird, muss für den Betrieb der WKK-Anlage entweder der Strom- oder der Wärmebedarf der Verbraucher als Führungsgrösse gewählt werden. Wird der Wärmebedarf der Verbraucher als Führungsgrösse gewählt, handelt es sich um eine wärmegeführte Betriebsweise. Die Wärmenachfrage (Raumwärme und Brauchwassererwärmung bis 90 °C, bzw. Prozesswärme bis 500 °C) bestimmt die Laststufe und den Ein- und Ausschaltzeitpunkt der WKK-Anlage. Um einen hohen Gesamtwirkungsgrad zu erzielen, werden WKK-Anlagen meistens wärmegeführt und nicht stromgeführt ausgelegt. Auf Grundlage dieser wärmegeführten Auslegung der WKK-Anlage wird der dabei erzeugte Strom in das

Stromnetz eingespeist oder zum Eigenverbrauch verwendet. Die wärmegeführte Betriebsweise von WKK-Anlagen wird häufig bei der Heizwärmeversorgung von Gebäuden angewendet. Durch eine stromgeführte Betriebsweise besteht der Nutzen in der Vermeidung von teuren Stromlastspitzen. Die dabei erzeugte Wärme sollte in einem Wärmespeicher für eine spätere Verwendung zwischengespeichert werden können. Durch die stromgeführte Betriebsweise wird meistens keine hohe Auslastung der WKK-Anlage erreicht und der wirtschaftliche Vorteil ergibt sich durch eine Optimierung des Stromlastprofils. Unter bestimmten Rahmenbedingungen ist auch eine kombinierte wärme- und stromgeführte Betriebsweise möglich. Beispielsweise können zwei WKK-Module für einen Verbraucher zum Einsatz kommen, wobei das erste zur Deckung der Wärmegrundlast konzipiert ist und das zweite zur Deckung des Strombedarfs für einige Stunden am Tag zu den Lastspitzen. Ökonomisch sinnvoll ist diese Betriebsweise nur, wenn die WKK-Anlage einen zentralen Teil der betrieblichen Stromversorgung abdecken kann und ein hoher elektrischer Leistungsbedarf besteht [ASUE, 2012].

II.2-1.2 Technologien von WKK-Anlagen

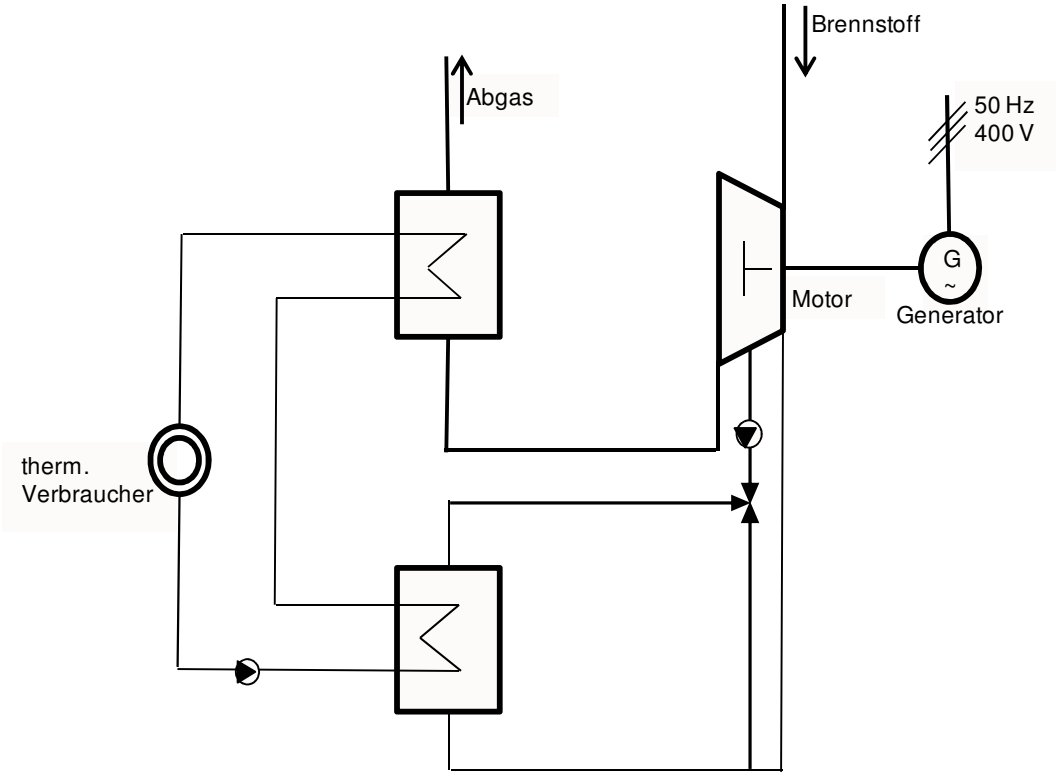
Im Folgenden wird das Funktionsprinzip von Einzeltechnologien zur Anwendung im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung beschrieben.

II.2-1.2.1 Blockheizkraftwerke

Der Verbrennungsmotor eines Blockheizkraftwerks (BHKW) treibt über eine Welle einen Generator zur Stromerzeugung an. Als Wärmequellen dienen die Verbrennungsabgase und das Motorkühlwasser. Die Abwärme der Verbrennungsabgase und des Motorkühlwassers können als Heiz- oder Prozesswärme genutzt werden. BHKW-Anlagen können als Gas-Otto-Motoren mit Katalysator, Gas-Otto-Motoren mit Magerverbrennung und Dieselmotoren mit SCR-Katalysator[39] ausgeführt werden. Mit Otto-Motor betriebene BHKWs werden weltweit mit Nennleistungen von 1 kW_{el} bis zu mehreren MW_{el} eingesetzt [Prognos, 2009a].

[39] SCR: Selektive katalytische Reaktion zur Reduktion von Stickoxiden in Abgasen.

Figur II.2-2: Schematischer Aufbau eines Gas-Ottomotor-BHKW



Quelle: TU-Berlin 2009

WKK-Anlagen auf Basis von Verbrennungsmotoren kommen zum Einsatz in der Wärmeversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern, Nahwärmenetzen, öffentlichen Gebäuden, Schwimmbädern, Krankenhäusern und Heimen, Gewerbe- und Industriebetrieben, Kläranlagen und Deponien. Charakteristisch für die in Frage kommenden Einsatzgebiete ist das niedrige Temperaturniveau der Nutzwärme von meist unter 100° C [VDI, 2010].

Die Technologie wird bereits seit Jahrzehnten zur gekoppelten Produktion von Strom und Wärme eingesetzt und gilt als bewährt. Einen Vorteil der motorisierten BHKW-Anlagen stellt die stufenlose, drehzahlabhängige Leistungsmodulation dar [Prognos, 2009a]. Es können Gesamtwirkungsgrade von über 90 % erreicht werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei Otto-Motoren zwischen 25 und 37 % je nach Leistungsklasse und Hersteller [ASUE, 2011].

II.2-1.2.2 Brennstoffzellen

Basierend auf einer elektrochemischen Reaktion zwischen Wasserstoff und Sauerstoff kommt es in Brennstoffzellen zu einer direkten Umwandlung der Enthalpie des Brennstoffs in elektrische und thermische Energie. Dadurch ist ein höherer Stromwirkungsgrad erreichbar als in Wärme-Kraft-Maschinen, bei denen der Carnot-Wirkungsgrad die physikalische Begrenzung darstellt. Je nach Zellentechnologie wird reiner Wasserstoff verwendet oder mittels eines vorgeschalteten Reformers aus anderen Brennstoffen, derzeit meistens Methan, hergestellt. Die Einbindung des Gasanschlusses und die Anbindung an das Heizungs- und Stromnetz sowie die Abgasabführung erfolgt bei Brennstoffzellen-Heizgeräten analog zu BHKW-Anlagen. Zusätzlich kann jedoch eine Wasserzuführung für die Dampfbereitstellung im Reformer erforderlich sein [Prognos, 2009a].

Derzeit sind Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEMBZ) sowie Festoxidbrennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) die für die kommerzielle Nutzung am weitesten entwickelten Brennstoffzellen-Typen. Die PEMBZ kann einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 90 % erreichen, wobei der elektrische Wirkungsgrad bis zu 40 % betragen kann. Die SOFC kann einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 85 % erreichen und einen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 50 % [Prognos, 2009a].

II.2-1.2.3 Stirling-Motoren

Bei einem Stirling-Motor wird ein Arbeitsgas auf einem niedrigen Temperaturniveau komprimiert und anschliessenden auf einem höheren Temperaturniveau expandiert. Beim Stirling-Motor findet keine interne Verbrennung statt. Das im Zylinder befindliche Arbeitsgas wird ständig zwischen einem heißen und einem kalten Reservoir bewegt, wobei die Menge des Arbeitsgases konstant bleibt. Zum Betrieb eines Stirling-Motors werden nur zwei Reservoirs mit unterschiedlicher Temperatur benötigt. Für die Erwärmung des Arbeitsgases kann nahezu jede Wärmequelle genutzt werden [Prognos, 2009a].

Die derzeit angebotenen Leistungsklassen von Stirling-Motoren reichen von 1 kW_{el} bis 10 kW_{el}. Es können Gesamtwirkungsgrade von bis zu 95 % erreicht werden, wobei der elektrische Wirkungsgrad derzeit auf 25 % begrenzt ist [Prognos, 2009a].

II.2-1.2.4 Dampfturbinen

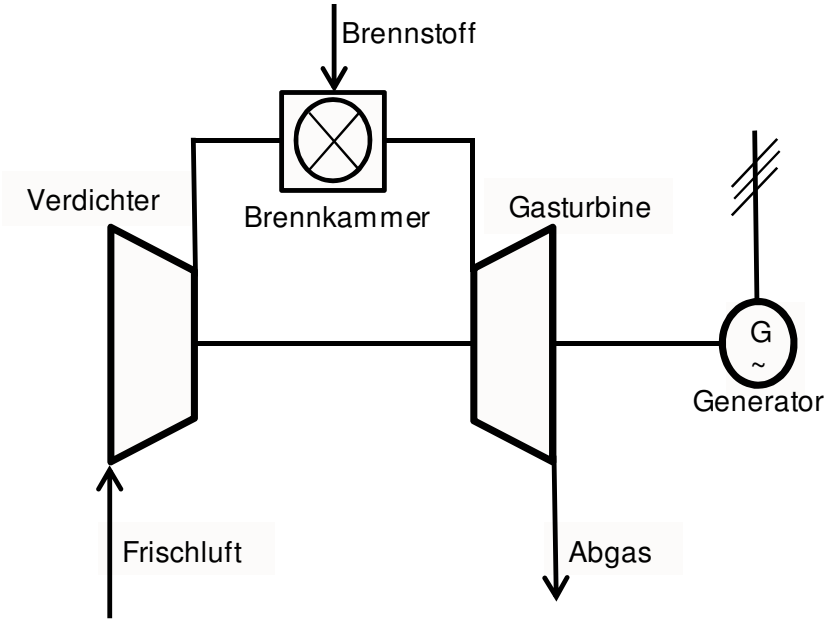
Dampfturbinen werden im Dampfkraftprozess eingesetzt. Dieser Prozess ist für alle Brennstoffe geeignet und seit Jahrzehnten erprobt. Im Gegensatz zu Motoren oder Gasturbinen können z.B. holzhaltige Biomasse oder Reststoffe aus der Produktion eines Industriebetriebs als Brennstoff eingesetzt werden. Es wird zwischen Gegendruckturbinen und Entnahme-Kondensationsturbinen unterschieden. Bei Gegendruckturbinen wird der Heissdampf in der Turbine auf einen Gegendruck mit einer bestimmten Temperatur entspannt. Im Gegensatz dazu können Strom- und Wärmeproduktion bei Entnahme-Kondensationsturbinen durch die Entnahme von Heissdampf im Mittelteil der Turbine flexibel geregelt werden. Der Leistungsbereich von Dampfturbinen reicht von 75 kW_{el} bis zu mehreren hundert MW_{el}. Das nutzbare Temperaturniveau liegt zwischen 150 °C und 500 °C. Der elektrische Wirkungsgrad liegt je nach Prozessführung zwischen 15 und 25 % [BKWK, 2011].

II.2-1.2.5 Gasturbinen

Die Leistungsklassen von Gasturbinen reichen von 500 kW_{el} bis zu mehreren hundert MW_{el}. Figur II.2-3 zeigt das Anlagenschaubild eines Gasturbinen-Prozesses. In einer Gasturbine wird die vom Verdichter angesaugte und komprimierte Frischluft der Brennkammer zugeführt. In der Brennkammer findet unter Zugabe des Brennstoffs und unter nahezu konstantem Druck die Verbrennung statt. Die entstehenden Verbrennungsgase mit einer Temperatur von bis zu 1‘500 ° C strömen mit hoher Geschwindigkeit in die Turbine. In der Turbine wird die Strömungsenergie des Verbrennungsgases in mechanische Energie umgesetzt. Ein Teil der mechanischen Energie dient zum Antrieb des Verdichters und der Rest kann mit Hilfe eines Generators zur Stromerzeugung verwendet werden [TU Berlin, 2009]. Die Gasturbinen-Abgase mit einer Temperatur zwischen 450 und 600 °C können direkt zur Trocknung oder Wärmebehandlung von Produkten oder indirekt durch Zuführung in einen Abhitzekessel zur Dampferzeugung verwendet werden [BKWK, 2011].

Der elektrische Wirkungsgrad von Gasturbinen reicht von 25 bis 40 % [BKWK, 2011]. Höhere Wirkungsgrade können durch Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (Kapitel II.2-1.2.6) erzielt werden.

Figur II.2-3: Anlagenschaubild eines Gasturbinen-Prozesses



Quelle: TU-Berlin 2009

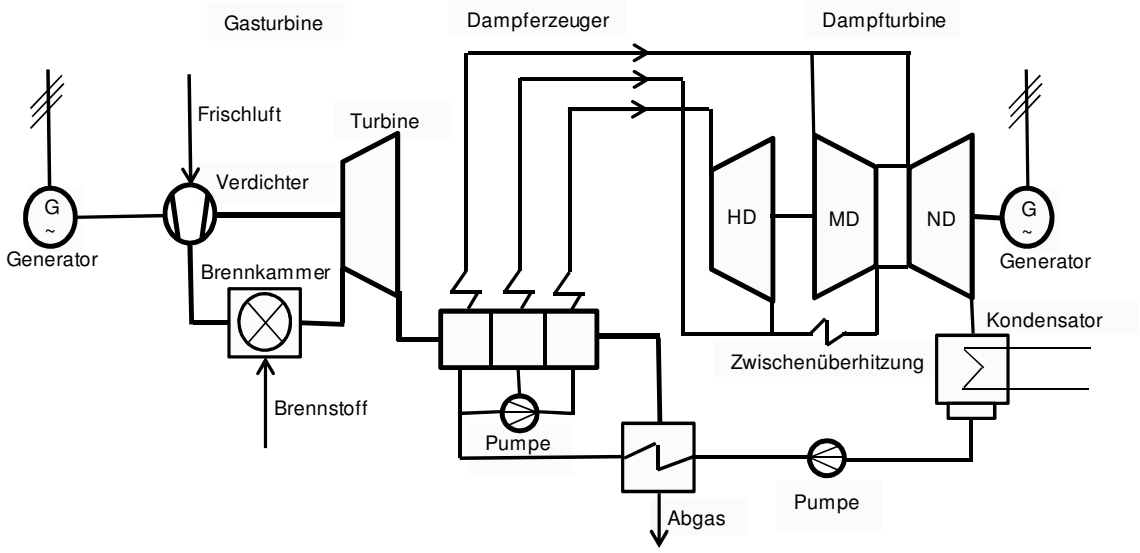
Mikro-Gasturbinen weisen im Gegensatz zu Gasturbinen geringere Leistungsklassen auf und haben dadurch eine sehr kompakte Bauweise. Das Einsatzgebiet von Mikrogasturbinen ist die Versorgung von Objekten mit Strom, Wärme und Kälte. Mikrogasturbinen werden standardmässig mit einem Abgaswärmetauscher ausgestattet, um einen höheren elektrischen Wirkungsgrad zu erzielen. Die Leistungsklassen von Mikrogasturbinen reichen von 30 kW_{el} bis 200 kW_{el}. Grössere elektrische Leistungen können durch die Kombination mehrerer Einzelsysteme erzielt werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 24 und 32 %. Der thermische Wirkungsgrad liegt zwischen 50 % und 55 %. Damit ergibt sich, in Abhängigkeit von der Leistungsklasse, bei Mikrogasturbinen ein Gesamtwirkungsgrad zwischen 80 und 85 % [Prognos, 2009a].

II.2-1.2.6 Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

Bei Gas- und Dampf-Kombikraftwerken (GuD) wird einer Gasturbine ein Hochdruckabhitzekessel mit Dampfturbine nachgeschaltet, wodurch ein höherer elektrischer Wirkungsgrad erzielt werden kann.

In Figur II.2-4 ist das Anlagenschaubild eines GuD-Prozesses mit einem nachgeschalteten ungefeuerten Dampfturbinenprozess dargestellt.

Figur II.2-4: GUD-Kraftwerk mit einem 3 Druck-Dampfprozess mit Zwischenüberhitzung



Quelle: VDI 1995

Die über 500°C heissen Abgase werden dem Abhitzekessel zur Dampferzeugung zugeführt. Der in den Abhitzekessel erzeugte Hochdruckdampf kann entweder direkt industriellen Produktionsprozessen oder zur Stromerzeugung einer nachgeschalteten Dampfturbine zugeführt werden. Die industrielle GuD-Technik wird für grössere Leistungen (>10 MW_{el}) und einem konstanten Prozesswärmebedarf eingesetzt und können elektrische Wirkungsgrade von 30 bis 45 % erreichen. Von Energieversorgern betriebene GuD-Grosskraftwerke werden zur Fernwärmeversorgung eingesetzt und können elektrische Wirkungsgrade von 50 bis 60 % erreichen [BKWK, 2011].

II.2-1.2.7 Organic-Rankine-Cycle-Anlagen

In Organic-Rankine-Cycle-Anagen (ORC-Anlagen) wird mittels einer Dampfturbine thermische in elektrische Energie umgewandelt. Während in konventionellen Dampfturbinen Wasserdampf als Arbeitsmittel verwendet wird, werden bei ORC-Anlagen verschiedene organische Flüssigkeiten mit niedrigen Verdampfungstemperaturen als Arbeitsmittel verwendet. Dadurch eignen sich ORC-Anlagen beispielsweise zur Abwärmenutzung aus Industrieprozessen. Dabei können die Arbeitstemperaturen bei der Abwärmenutzung zwischen 80°C und 320°C variieren. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei ORC-Anlagen zwischen 6 und 20 %. Es können Gesamtwirkungsgrade von 80 % erreicht werden. Die Leistungsklassen reichen von 50 kW_{el} bis 4 MW_{el} [BKWK, 2011].

II.2-1.2.8 Dampfmotoren

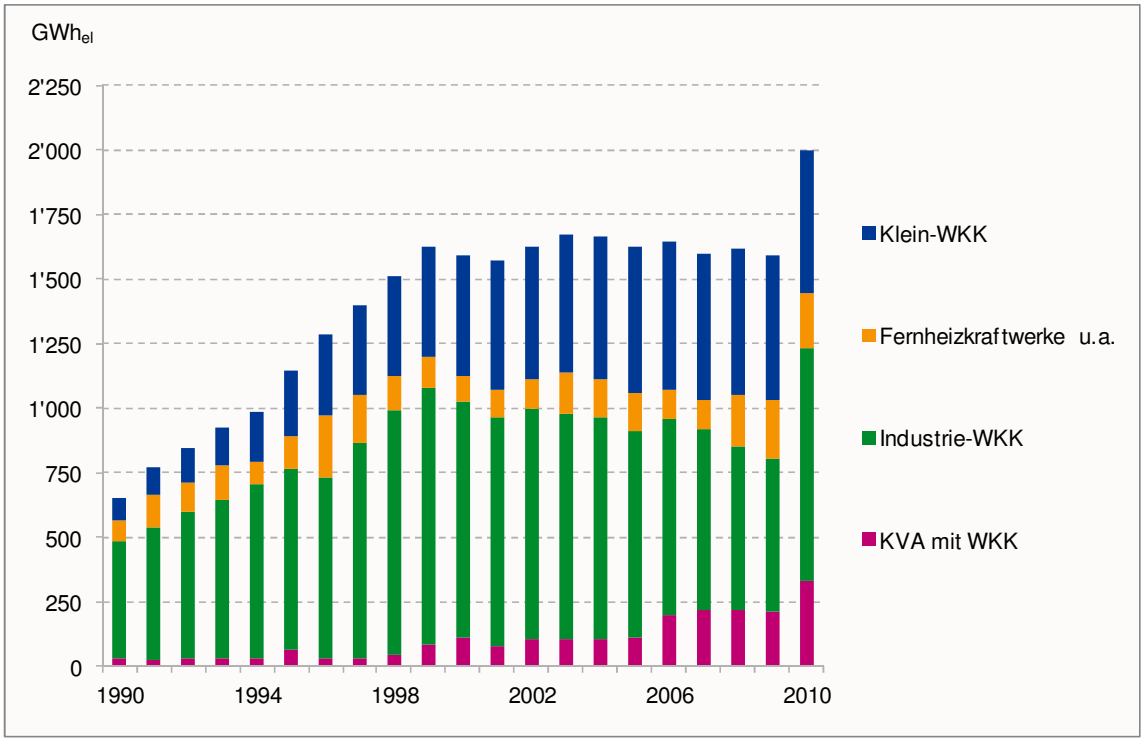
Die Funktionsweise eines Dampfmotors entspricht im Wesentlichen dem eines mehrzylindrigen Verbrennungsmotors. Dampfmotoren können mit allen gängigen flüssigen, gasförmigen und festen Brennstoffen betrieben werden. Über einen Wärmetauscher kann die Abwärme des austretenden Dampfes aus dem Dampfmotor als Heiz- oder Prozesswärme genutzt werden. Der Leistungsbereich von Dampfmotoren reicht von 100 bis 1‘000 kW_{el}. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 5 und 15 % und der Gesamtwirkungsgrad kann bis zu 80 % erreichen [BKWK, 2011].

II.2-1.3 Entwicklung der Wärme-Kraft-Kopplung in der Schweiz von 1990 bis 2010

Die in der Statistik des Bundesamts für Energie aufgeführten Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK-Anlagen) müssen definitionsgemäss mindestens 5 % der eingesetzten Energie in Elektrizität umwandeln und einen Gesamtnutzungsgrad (Wärme und Elektrizität) von mindestens 60 % ausweisen, um als solche zu gelten. Alle als Klein-WKK-Anlagen ausgewiesenen Anlagen verfügen über eine installierte elektrische Leistung bis 1 MW_{el}. Alle in der Statistik als Gross-WKK-Anlagen ausgewiesenen Anlagen verfügen über eine installierte elektrische Leistung oberhalb von 1 MW_{el} [Dr. Eicher + Pauli, 2011b].

In der Schweiz wurden im Jahr 2010 mit 966 WKK-Anlagen, welche eine elektrische Nennleistung von 597 MW_{el} besassen, 2‘002 GWh_{el} Strom produziert. Damit hatte die WKK-Stromproduktion einen Anteil von knapp 57 % an der konventionellen thermischen Stromproduktion und einen Anteil von 3 % der Stromproduktion der gesamten Schweiz [Dr. Eicher + Pauli, 2011b]. In Figur II.2-5 ist die thermische Stromproduktion in der Schweiz aus WKK-Anlagen von 1990 bis 2010 dargestellt.

Figur II.2-5: Thermische Stromproduktion aus WKK-Anlagen in der Schweiz von 2000 bis 2010



Quelle: Dr. Eicher + Pauli, 2011b

Der grösste Anteil der thermischen Stromproduktion aus WKK-Anlagen entfällt im Jahr 2010 auf Gross-WKK-Anlagen der Industrie (902 GWh_{el}). Der Beitrag der Klein-WKK-Anlagen lag bei 558 GWh_{el} [Dr. Eicher + Pauli, 2011b].

Während von 1990 bis 2005 die Stromproduktion aus Klein-WKK Anlagen und KVA mit WKK anstieg, ist für industrielle WKK-Anlagen bis 2008 kein wesentlicher Anstieg zu verzeichnen. Im Oktober 2009 wurde allerdings eine GuD-Anlage für die chemische Industrie in Monthey mit einer elektrischen Leistung von 58 MW_{el} in Betrieb genommen

(Stromproduktion von 308 GWh_{el} im Jahr 2010). Durch die Inbetriebnahme zwei neuer WKK-Anlagen in der Holzverarbeitung, drei neuer WKK-Fernheizkraftwerke sowie einer KVA ist in den Jahren 2008 bis 2010 ein weiterer Beitrag zur insgesamt steigenden WKK-Stromerzeugung zu verzeichnen. Nach 2005 ist die Stromproduktion aus Klein-WKK hingegen eher rückläufig. Die Anzahl der im Jahr 2010 betriebenen stromproduzierenden Klein-WKK-Anlagen ist beispielsweise im Vergleich zum Vorjahr um 30 Anlagen zurückgegangen [Dr. Eicher + Pauli, 2011b].

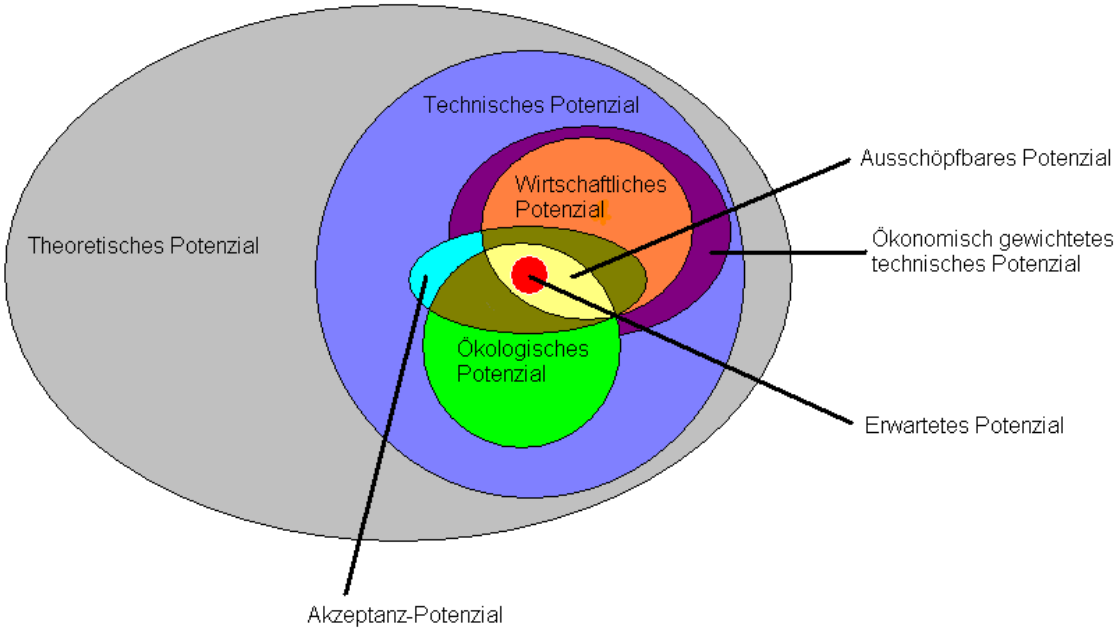
Zu den Regionen mit der höchsten installierten Leistung von WKK-Anlagen gehören die Kantone Wallis, Zürich, Basel-Stadt und Waadt (Tabelle II.2-55 im Anhang). Während im Kanton Wallis fast ausschliesslich WKK-Anlagen in der Industrie zum Einsatz kommen, tragen im Kanton Basel-Stadt Fernheizkraftwerken und KVAs mit einem Anteil von ca. drei Viertel den Grossteil zur WKK-Erzeugung bei. Im Kanton Zürich wird hingegen fast die Hälfte der installierten Leistung durch Klein-WKK-Anlagen bereitgestellt. Im Kanton Bern beträgt der Anteil von Klein-WKK-Anlagen fast 40 %. WKK-Anlagen der Industrie weisen im Kanton Bern ebenfalls einen Anteil von knapp 40 % auf [Dr. Eicher + Pauli, 2011b].

Insgesamt ist eine Konzentration in städtischen und stadtnahen Gebieten zu beobachten, wobei im urbanen Raum die Durchdringung von Klein-WKK besonders ausgeprägt ist. Die Schweiz weist eine hohe WKK-Erzeugung in einigen wenigen Kantonen auf, die Unterschiede zu Kantonen mit geringerer WKK-Erzeugung sind gross. In einigen Kantonen kann von einer praktisch nicht vorhandenen WKK-Durchdringung gesprochen werden. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Schweiz, was den Anlagenpark und die Einsatzgebiete von WKK-Anlagen betrifft, über eine sehr heterogene Struktur verfügt.

II.2-1.4 Potenzialdefinition für die Wärme-Kraft-Kopplung

Für die Bestimmung des erwarteten Potenzials sowie die Ermittlung der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Wärme-Kraft-Kopplung in der Schweiz ist es sinnvoll, zunächst einige Potenzialbegriffe zu definieren. Die Schnittmengen der verschiedenen Potenziale sind beispielhaft in Figur II.2-6 dargestellt.

Figur II.2-6: Beispielhafte Darstellung der Potenziale



Quelle: Prognos 2012, basierend auf Piot 2006

Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial einer Technologie beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. innerhalb eines bestimmten Zeitraums theoretisch physikalisch nutzbare Angebot [Prognos, 2007b]. Für die WKK-Technologie würde es dem Bedarf an Niedertemperaturwärme entsprechen.

Technisches Potenzial

Das technische Potenzial ist derjenige Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist [Prognos, 2007b]. Bezogen auf die WKK-Technologie kann das technische Potenzial als die installierten Heizsysteme (Marktkapazität) betrachtet werden, welche unter Berücksichtigung möglicher technischer Restriktionen durch WKK-Technologie ersetzt werden können. Technische Restriktionen können beispielsweise durch fehlende Infrastruktur (z.B. fehlende Wärmeverteilung) vorhanden sein. Eine Mindestzahl an Volllaststunden oder ein angestrebter mittlerer Mindestnutzungsgrad könnte ebenfalls eine vernünftige technische (bzw. technisch-betriebswirtschaftliche) Restriktion sein.

Ökologisches Potenzial

Das ökologische Potenzial bezeichnet denjenigen Anteil des technischen Potenzials, dessen Nutzung zu keiner zusätzlichen permanenten (irreversiblen) Beeinträchtigung des Lebensraumes in Bezug auf dessen Diversität und Wechselwirkungen, sowohl zwischen den Lebewesen, als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt führt. [Prognos, 2007b]. Im Bereich der Ausschöpfung der WKK-Potenziale kann der Ausstoss von Feinstaub und CO_2 und die damit einhergehenden Auswirkungen auf die Lebensbedingungen der Lebewesen und die Qualität der Umwelt als limitierend für das technische Potenzial betrachtet werden, wenn entsprechende politische Restriktionen gegeben sind. Bei dem Betrieb bestimmter WKK-Technologien können auftretende Lärmemissionen die Einsatzmöglichkeit der Anlage einschränken.

Ökonomisch gewichtetes Potenzial

Das ökonomisch gewichtete technische Potenzial berücksichtigt einige bestimmte Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb der WKK-Anlagen. Anhand einer Jahresdauerlinie (Kapitel II.2-0) kann der Deckungsanteil der Wärmeleistung einer WKK-Anlage unter Berücksichtigung der Volllaststunden der WKK-Anlage berücksichtigt werden, wodurch sich das technische Potenzial weiter eingegrenzt lässt und sich damit ein ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial ergibt.

Wirtschaftliches Potenzial

Das gesamtwirtschaftliche Potenzial wird sowohl durch volkswirtschaftliche als auch betriebswirtschaftliche Einflussfaktoren begrenzt. Als gesamtwirtschaftliches Potenzial wird dasjenige Potenzial verstanden, das unter übergeordneten Aspekten wie beispielsweise Ressourcenschonung oder bei dem Ausschluss bestimmter kostengünstiger Konkurrenztechnologien mit vertretbaren volkswirtschaftlichen Kosten umsetzbar ist. Hierbei hängen die „vertretbaren volkswirtschaftlichen Kosten“ stark von z.T. politisch gegebenen Rahmenbedingungen ab. Je nachdem, mit welchen alternativen Technologien zur Stromerzeugung verglichen wird und welche Aspekte in die Bewertung einbezogen werden (wie z.B. CO_2-Kosten), können die direkten volkswirtschaftlichen Kosten von WKK-Technologien gegenüber den Konkurrenztechnologien attraktiv oder unattraktiv ausfallen. Eine weitere Rahmenbedingung kann die Vorgabe eines gewissen Grades an Dezentralität oder ein zulässiges Mehrkosten- oder Förderbudget sein, welches die Allgemeinheit zu finanzieren bereit ist. Ein unter solchen Rahmenbedingungen bestehendes gesamtwirtschaftliches Potenzial kann höher oder niedriger als das (im Fall der WKK leichter definierbare) einzelwirtschaftliche Potenzial sein.

Das einzelwirtschaftliche Potenzial aus der Perspektive eines Investors bzw. Anlagenbetreibers kann ausgeschöpft werden, wenn die Gesamtkosten (Investition, Betrieb und Entsorgung einer Anlage) in der gleichen Bandbreite bzw. unterhalb der Gesamtkosten der konkurrierenden Technologie liegen. Die Entscheidung des Investors oder Betreibers ist stark von den getroffenen Annahmen und schwankenden Einflussfaktoren abhängig [Prognos, 2007b]. Neben Abschreibungsdauer bzw. Lebensdauer der Anlage, Investitionskosten und Zinssatz spielen bei WKK-Anlagen beispielsweise Brennstoff- und Strombezugspreise eine wichtige Rolle. Durch direkte Förderungen einer Technologie kann ein erweitert einzelwirtschaftliches Potenzial definiert werden.

Akzeptanz-Potenzial

Die soziale Akzeptanz stellt eine subjektive Komponente dar. Beispielsweise kann in der Bevölkerung durch die CO_2-Emissionen oder landschaftliche Beeinträchtigungen bei Gross-WKK-Anlagen das Potenzial durch die soziale Akzeptanz eingeschränkt sein.

Ausschöpfbares Potenzial

Die Schnittmenge des Akzeptanz- ökologischen und wirtschaftlichen Potenzials, welche innerhalb des technischen Potenzials liegt, wird als ausschöpfbares Potenzial definiert. [Prognos, 2007b].

Erwartetes Potenzial

Unter dem erwarteten Potenzial wird die Schnittmenge des ökologischen, wirtschaftlichen und des sozialen Akzeptanz-Potenzials innerhalb des technischen Potenzials verstanden. Gründe dafür, dass trotz der Berücksichtigung des technischen, wirtschaftlichen, ökologischen und sozial akzeptierbaren Potenzials Projekte nicht auf einmal umgesetzt werden, können mit dem Ausbau gem. Potenzial unvereinbare Investitionsstrategien, lange Investitionszyklen (aufgrund langlebiger Güter) und subjektive Wertvorstellungen von Akteuren, die keinem objektiv nutzenmaximalen Verhalten folgen, darstellen [Prognos, 2007b].

Nachfolgend wird das technische WKK-Potenzial der Stromproduktion in Wohngebäuden in Kapitel II.2-1.5 und für den Industriesektor in Kapitel II.2-1.6 analysiert. Auf das technische WKK-Potenzial im Gewerbe- Handel- und Dienstleistungssektor (GHD-Sektor) wird in Kapitel II.2-1.7 eingegangen. Neben dem technischen Potenzial der WKK-Stromproduktion in den Sektoren Haushalte, Industrie und GHD wird unter Berücksichtigung einiger ökonomischer Einflussfaktoren auch ein ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial ermittelt.

In Kapitel II.2-1.8 und II.2-1.9 werden Einflussfaktoren auf das ausschöpfbare WKK-Potenzial erläutert. Dabei wird sowohl auf technische als auch ökonomische Einflussgrössen eingegangen, welche das WKK-Potenzial eingrenzen. In Kapitel II.2-1.10 wird eine einzelwirtschaftliche Kostenanalyse hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit eines BHKW-Systems gegenüber einem konventionellen Heizsystem untersucht. Auf ökologische Einflussfaktoren und Faktoren welche das sozial akzeptierbare Potenzial charakterisieren, wird nur am Rande eingegangen. Abschliessend werden aus dieser Analyse die in den Szenarienrechnungen unterstellten Entwicklungen des erwarteten Potenzials abgeleitet.

II.2-1.5 Abschätzung des technischen WKK-Potenzials in Wohngebäuden

Zunächst wird das technische Potenzial der WKK-Stromproduktion im Jahr 2010 über den gesamten Wärmebedarf in Wohngebäuden bestimmt. Das ermittelte technische Potenzial wird anhand von wirtschaftlichen Einflussfaktoren eingegrenzt und damit ein ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial abgeschätzt. Anschliessend wird das technische Potenzial von BHKW-Anlagen von 1 kW_{el} bis 100 kW_{el} bis zum Jahr 2050 über eine unterstellte jährliche Erneuerungsrate von heizöl- und erdgasbetriebenen Heizanlagen für Wohngebäude ermittelt.

II.2-1.5.1 Technisches Potenzial

Der Wärmebedarf in Wohngebäuden setzt sich zusammen aus dem Heizwärmebedarf und dem Warmwasserbedarf. Die dafür in Frage kommenden WKK-Technologien in Wohngebäuden sind im Kapitel II.2-1.2 erläutert. Als Grundlage für die Ermittlung des technischen Potenzials von WKK-Anlagen in Wohngebäuden im Jahr 2010 werden die Daten über die reinen Wohngebäude verwendet. Die Anzahl der reinen Wohngebäude kann dabei unterteilt werden in Ein- bzw. Zwei- und Mehrfamilienhäuser. In Tabelle II.1-1 sind die verwendeten Eingangsdaten zur Bestimmung der Einsatzmöglichkeit von WKK-Anlagen in Wohngebäuden für das Jahr 2010 angegeben.

Tabelle II.1-1: Anzahl der reinen Wohngebäude aufgeteilt nach Ein- bzw. Zwei- und Mehrfamilienhäusern für 2010

	Anzahl der reinen Wohngebäude	Energiebezugsfläche (m²)
Ein-Zweifamilienhäuser	1‘244‘903	204‘195‘834
Mehrfamilienhäuser	2‘112‘228	219‘454‘512
Total	3‘357‘131	423‘650‘346

Quelle: BFS 2004, eigene Fortschreibungen

Der Energieträgereinsatz in den Wohngebäuden ist entscheidend, um die Einsatzmöglichkeiten der WKK-Anlagen zu bestimmen. Tabelle II.2-2 zeigt den Energieträgereinsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern im Jahr 2010.

Tabelle II.2-2: Anteile des Energieträgereinsatzes in Ein- und Mehrfamilienhäusern für 2010

Energieträger	Ein-Zweifamilienhäuser	Mehrfamilienhäuser
Heizöl	43.5 %	54.8 %
Erdgas	16.9 %	29.0 %
Elektrizität	9.1 %	1.8 %
Holz	14.2 %	2.8 %
Kohle	0.1 %	0.2 %
Solar	0.3 %	0.1 %
Fernwärme	2.3 %	5.3 %
Wärmepumpe, andere	13.5 %	5.8 %
unbeheizt	0.1 %	0.1 %
Total	100 %	100 %

Quelle: Prognos 2012

Wie aus Tabelle II.2-2 ersichtlich ist, sind die meisten Wohngebäude mit einer auf Heizöl basierenden Heiztechnik ausgestattet. Als Energieträger für WKK-Anlagen werden vor allem Erdgas, Heizöl, Biogas, Deponiegas, Gichtgas und Rapsöl verwendet [Dr. Eicher + Pauli, 2011b]. Für die Abschätzung des technischen Potenzials von WKK-Anlagen in Wohngebäuden werden nur die Wohngebäude mit dem Energieträgereinsatz von Heizöl und Erdgas betrachtet. Das technische Potenzial ergibt sich damit aus der Substitution der im Jahr 2010 auf Heizöl und Erdgas betriebenen Heizanlagen durch WKK-Anlagen. Die Anzahl der dafür in Frage kommenden Ein- bzw. Zwei und Mehrfamilienhäuser ist in Tabelle II.2-3 angegeben.

Tabelle II.2-3: Durch Energieträgereinsatz reduzierte Einsatzmöglichkeiten von WKK-Anlagen in Ein- bzw. Zwei- und Mehrfamilienhäusern für das Jahr 2010

Energieträger	Anzahl Ein-Zweifamilienhäuser	Anzahl Mehrfamilienhäuser
Heizöl	541‘533	1‘157‘501
Gas	210‘389	612‘546
Total	751‘922	1‘770‘047

Quelle: Prognos 2012

Durch die zuvor getroffenen Annahmen ergibt sich ein technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion in Ein- und Mehrfamilienhäusern von 19.87 TWh_{el} (Tabelle II.2-4).

Tabelle II.2-4: Technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion in Wohngebäuden im Jahr 2010

Energieträger	Gebäudetyp	Wärmebedarf [TWh_{th}]	WKK-Stromproduktion [TWh_{el}]
Heizöl	Ein-/Zweifamilienhäuser	13.28	6.64
Gas		5.16	2.58
Heizöl	Mehrfamilienhäuser	13.92	6.69
Gas		7.38	3.69
Total		**39.74**	**19.87**

Quelle: Prognos 2012

Aufgrund von wirtschaftlichen Einflussfaktoren kann das ermittelte technische Potenzial der WKK-Stromproduktion von 19.87 TWh weiter eingegrenzt werden. Für die Bestimmung eines ökonomisch gewichteten technischen Potenzials werden wichtige wirtschaftliche Einflussfaktoren, wie die Volllaststunden und Dimensionierung der WKK-Anlagen (Auslegung der maximal thermischen Leistung), berücksichtigt. Für die Potenzialabschätzung wird der Einfachheit halber und aus Gründen der Aufwandsbegrenzung exemplarisch angenommen, dass ausschliesslich motorische BHKW-Anlagen als WKK-Technologie zum Einsatz kommen. Diese sind für diesen Einsatzfall die am weitesten verbreitete und am stärksten ausgereifte Technologie. Die anderen Technologien (Stirling-Motoren, Mikrogasturbinen) sind in ihren technischen Eigenschaften so ähnlich, dass die Unterschiede in der Berechnung nicht sehr gross wären. Grundsätzlich können auch diese Technologien für die Umsetzung dieser Potenziale eingesetzt werden. Die wirtschaftlichen Einflussfaktoren werden in Kapitel II.2-0 erläutert.

Es werden aus den gesamten Energiebezugsflächen sowie den angenommenen spezifischen Wärmebedarfen und einer durchschnittlichen Anzahl von Wohneinheiten für Ein- bzw. Zwei- und Mehrfamilienhäuser Referenzwohngebäude ermittelt. In Tabelle II.2-5 sind die Energiebezugsflächen und die Wärmebedarfe für die angenommenen Referenzwohngebäude für ein durchschnittliches Ein- und Mehrfamilienhaus dargestellt.

Tabelle II.2-5: Verwendete Gebäudekenndaten für ein durchschnittliches Ein- bzw. Zwei- und Mehrfamilienhaus für 2010

	Durchschnittliche Energiebezugsfläche je Wohneinheit [m²]	Spez. Wärmebedarf [kWh_{th}/m^2] (inkl. WW[40])	Durchschnittliche Anzahl von Wohneinheiten	Durchschnittlicher Wärmebedarf je Wohnobjekt [kWh_{th}/a]
Ein-Zweifamilienhaus	164	115	1	18‘860
Mehrfamilienhaus	104	116	6	72‘384

Quelle: BFS 2004, eigene Fortschreibungen

Für die Bestimmung des ökonomisch gewichteten technischen Potenzials der WKK-Stromproduktion von BHKW-Anlagen in Wohngebäuden wird von einer Anzahl von

[40] WW: Warmwasser

3‘750 Volllaststunden im Jahr ausgegangen (Eingangsdaten zur Berechnung des Stromangebots in den Energieperspektiven 2050). Die Bestimmung der Leistungsklassen der eingesetzten BHKW-Anlagen in Wohngebäuden kann anhand einer geordneten Jahresdauerlinie für Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser bestimmt werden (Kapitel II.2-1.10). Sowohl für das Ein- bzw. Zwei- als auch für das Mehrfamilienhaus wird von einem Deckungsanteil der gesamten benötigten Wärmeleistung durch die BHKW-Anlage von 20 % ausgegangen [UMSICHT, 2000]. Für die BHKW-Anlagen wird von einem durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad von 60 % und einem durchschnittlichen elektrischer Wirkungsgrad von 30 % ausgegangen.

Für das Ein- bzw. Zweifamilienhaus mit den angenommenen Gebäudekenndaten liegt der durchschnittliche Wärmebedarf bei 18‘870 kWh_{th} im Jahr (Tabelle II.2-5). Aus den angenommenen Vollbenutzungsstunden der Heizanlage von 1‘450 Stunden im Jahr ergibt sich eine durchschnittlich benötigte Heizleistung von 13 kW_{th} [Prognos, 2009a]. Durch eine Jahresdauerlinie für ein Einfamilienhaus kann die thermische Leistung des BHKW-Moduls auf 2.6 kW_{th} abgeschätzt werden (Kapitel II.2-1.10).

Die kleinste derzeit zur Verfügung stehende thermische Leistungsklasse für BHKW-Anlagen beträgt jedoch 4 kW_{th} [ASUE, 2011]. Damit liegt der ermittelte durchschnittliche Wärmebedarf des Ein- bzw. Zweifamilienhauses (Tabelle II.2-5) unterhalb des möglichen Einsatzbereiches von BHKW-Anlagen. Durch diesen Ansatz kann das gesamte ökonomisch gewichtete technische Potenzial der Stromproduktion in Einfamilienhäusern nicht erfasst werden. Nur ein Teil der Einfamilienhäuser kommt für den Einsatz von BHKW-Anlagen in Betracht. In Ein- bzw. Zweifamilienhäusern müssen die Energiebezugsfläche und der Wärmebedarf genügend hoch sein, um einen Einsatz von BHKW-Anlagen aus wirtschaftlicher Sicht zu rechtfertigen. Es stehen keine statistischen Daten hinsichtlich einer Unterteilung von Ein- bzw. Zweifamilienhäusern in Grössenklassen zur Verfügung. Damit kann der Anteil von Einfamilienhäusern, welche einen genügend hohen Wärmebedarf aufweisen, nicht quantifiziert werden. Deswegen wird nachfolgend nur auf das ökonomisch gewichtete technische Potenzial der Stromproduktion aus BHKW-Anlagen in Mehrfamilienhäusern eingegangen.

II.2-1.5.2 Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion in Wohngebäuden

Unter Einbeziehung der zuvor getroffenen Annahmen und einer Anzahl von 3‘750 jährlichen Volllaststunden kann das ökonomisch gewichtete technische Potenzial der Stromproduktion aus BHKW-Anlagen im Jahr 2010 in Mehrfamilienhäusern insgesamt mit 4.42 TWh_{el} abgeschätzt werden. Dabei entfällt der grösste Anteil mit 2.89 TWh_{el} auf heizölbetriebene BHKW-Anlagen und der geringere Anteil mit 1.53 TWh_{el} auf erdgasbetriebene BHKW-Anlagen (Tabelle II.2-6).

Tabelle II.2-6: Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial der Stromproduktion aus Heizöl- und erdgasbetriebenen BHKW-Anlagen für Mehrfamilienhäuser im Jahr 2010

	Thermische Leistungsklassen der Heizanlagen in Wohngebäuden [kW_{th}]	Elektrische Leistungsklassen der BHKW-Anlagen in Wohngebäuden [kW_{el}]	Stromproduktion [TWh_{el}]
Heizöl-BHKW-Anlagen	15 bis 740	3 bis 100	2.89
Erdgas-BHKW-Anlagen	15 bis 740	3 bis 100	1.53
Total			**4.42**

Quelle: Prognos 2012

Das ermittelte ökonomisch gewichtete technische Potenzial der WKK-Stromproduktion in Mehrfamilienhäusern kann aufgrund von weiteren wirtschaftlichen Voraussetzungen weiter eingegrenzt werden. In Kapitel II.2-1.10 wird ein einzelwirtschaftlicher Kostenvergleich von BHKW-Anlagen verschiedener Leistungsklassen gegenüber konventionellen Heizanlagen aus Sicht eines Investors bzw. Anlagenbetreibers durchgeführt.

II.2-1.5.3 Abschätzung des jährlichen technischen Ausbaupotenzials bis 2050

Aufgrund einer begrenzten Lebensdauer von Heizanlagen müssen diese durch neue Heizanlagen ersetzt („erneuert") werden. Unter Einbeziehung von jährlichen Erneuerungsraten von heizöl- und erdgasbetriebenen Heizanlagen für Wohngebäude lässt sich ein Ausbau von BHKW-Anlagen bis 100 kW_{el} bis zum Jahr 2050 fortschreiben. Zusätzlich lassen sich mögliche Ausbaupfade von BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 bis 100 kW_{el} bis 2050 unter Einbeziehung jährlicher Erneuerungsraten von Heizanlagen in Wohngebäuden abbilden (Kapitel II.2-1.-11). Die Fortschreibung der Erneuerungsraten von Heizanlagen wurde aus den Energieperspektiven 2050 entnommen. Wie aus Tabelle II.2-7 ersichtlich ist, wird von einer höheren jährlichen Erneuerungsrate von erdgasbetriebenen Heizanlagen aufgrund einer Substitution des Energieträgers Heizöl durch Erdgas ausgegangen.

Tabelle II.2-7: Jährliche Erneuerungsraten von Heizanlagen in Wohngebäuden

	Jährliche Erneuerungsraten von Heizanlagen in Wohngebäuden			
	2011	2020	2035	2050
heizölbetriebene Heizanlage	8‘086	7‘683	4‘811	3‘226
erdgasbetriebene Heizanlage	14‘442	17‘152	16‘128	14‘605

Quelle: Prognos 2012

Unter Berücksichtigung der jährlichen Erneuerungsraten von Heizanlagen für Wohngebäude kann zwischen verschiedenen Heizleistungsklassen unterschieden werden. Angenommen werden drei Kategorien von Heizleistungsklassen mit unterschiedlichen Anteilen an der gesamten Erneuerungsrate für heizöl- und erdgasbetriebene Heizanlagen. Die Fortschreibung der Anteile der Erneuerungsraten von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen für Wohngebäude bis zum Jahr 2050 ist in Tabelle II.2-8 widergegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die benötigte Heizleistung zukünftig durch Einsparungseffekte minimiert werden kann. Deswegen wird von einer Abwanderung von höheren Heizleistungsklassen hin zu kleineren Heizleistungsklassen im betrachteten Zeitraum ausgegangen.

Tabelle II.2-8: Angenommene Entwicklung der Erneuerungsrate für heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen unterschiedlicher Heizleistungsklassen für Wohngebäude bis 2050

Heizleistungsklassen	Anteile an der Erneuerungsrate von Heizanlagen für Wohngebäude			
	2011	2020	2035	2050
Heizölbetriebene kleine Heizanlagen (durchschnittliche Leistung beträgt 15 kW_{th})	70 %	72 %	76 %	80 %
Heizölbetriebene mittlere Heizanlagen (durchschnittliche Leistung beträgt 75 kW_{th})	20 %	19 %	18 %	16 %
Heizölbetriebene grosse Heizanlagen (durchschnittliche Leistung beträgt 175 kW_{th})	10 %	9 %	6 %	4 %
Gasbetriebene kleine Heizanlagen (durchschnittliche Leistung beträgt 23 kW_{th})	70 %	72 %	76 %	80 %
Gasbetriebene mittlere Heizanlagen (durchschnittliche Leistung beträgt 110 kW_{th})	20 %	19 %	18 %	16 %
Gasbetriebene grosse Heizanlagen (durchschnittliche Leistung beträgt 350 kW_{th})	10 %	9 %	6 %	4 %

Quelle: Prognos 2012

Nachfolgend wird die jährliche Erneuerungsrate von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen in Wohngebäuden als jährliche Begrenzung des Ausbaus von BHKW-Anlagen bis 100 kW_{el} bis zum Jahr 2050 angesehen.

In diesem Berechnungsansatz wurde angenommen, dass die nötigen Absatzvolumina der BHKW-Anlagen von den Herstellern auch erfüllt werden können. Zusätzlich wird angenommen, dass alle altersbedingt stillgelegten WKK-Anlagen durch neue WKK-Anlagen ersetzt werden. In Tabelle II.2-9 ist die maximale zukünftige Stromproduktion bis 2050 basierend auf den jährlichen Erneuerungsraten von Heizanlagen für Wohngebäude angegeben.

Tabelle II.2-9: Kumuliertes technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion durch die vollständige Substitution von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen in Wohngebäuden durch BHKW-Anlagen bis 100 kWel auf Grundlage von jährlichen Heizanlagerneuerungsraten

Energieträger	Leistungsklassen	Stromproduktion [GWh_{el}/a]			
		2011	2020	2035	2050
Heizöl	Kleine Heizanlagen (BHKW mit 1 bis 5 kW_{el})	0	0	0	0
	Mittlere Heizanlagen (BHKW mit 6 bis 50 kW_{el})	69	707	1‘387	1‘823
	Grosse Heizanlagen (BHKW mit 51 bis 100 kW_{el})	93	906	1‘657	2‘024
Erdgas	Kleine Heizanlagen (BHKW mit 1 bis 5 kW_{el})	46	516	1‘404	2‘360
	Mittlere Heizanlagen (BHKW mit 6 bis 50 kW_{el})	121	1‘308	3‘328	5‘230
	Grosse Heizanlagen (BHKW mit 51 bis 100 kW_{el})	162	1‘674	3‘882	5‘466
Total		**491**	**5‘111**	**11‘658**	**16‘903**

Quelle: Prognos 2012

Werden die jährlich zu erneuernden heizöl- und erdgasbetriebenen Heizanlagen für Wohngebäude durch BHKW-Anlagen ersetzt, kann eine kumulierte Stromproduktion im Jahr 2050 von BHKW-Anlagen zwischen 1 kW_{el} und 100 kW_{el} von insgesamt 16.9 TWh_{el} erreicht werden. Die grössten Anteile der Stromproduktion weisen die mittleren und grossen Leistungsklassen auf.

II.2-1.5.4 Schlussfolgerungen

Das ermittelte technische Potenzial der WKK-Stromproduktion im Jahr 2010 in beträgt 19.87 TWh_{el}. Unter Berücksichtigung einiger wirtschaftlicher Einflussfaktoren liegt das ökonomisch gewichtete technische Potenzial in Mehrfamilienhäusern bei 4.42 TWh_{el}. Das ermittelte technische Ausbaupotenzial von WKK-Anlagen bis zum Jahr 2050 durch eine kontinuierliche Substitution von Heizanlagen auf Basis der jährlichen Erneuerungsraten von Heizsystemen verschiedener Leistungsklassen beträgt im Jahr 2050 unter den getroffenen Annahmen 16.9 TWh_{el} im Szenario „Weiter wie bisher“. In den Szenarien „Neue Energiepolitik“ und „Politische Massnahmen“ ist es aufgrund der verringerten Wärmenachfrage z.T. deutlich geringer (s. Kap. II.2-2).

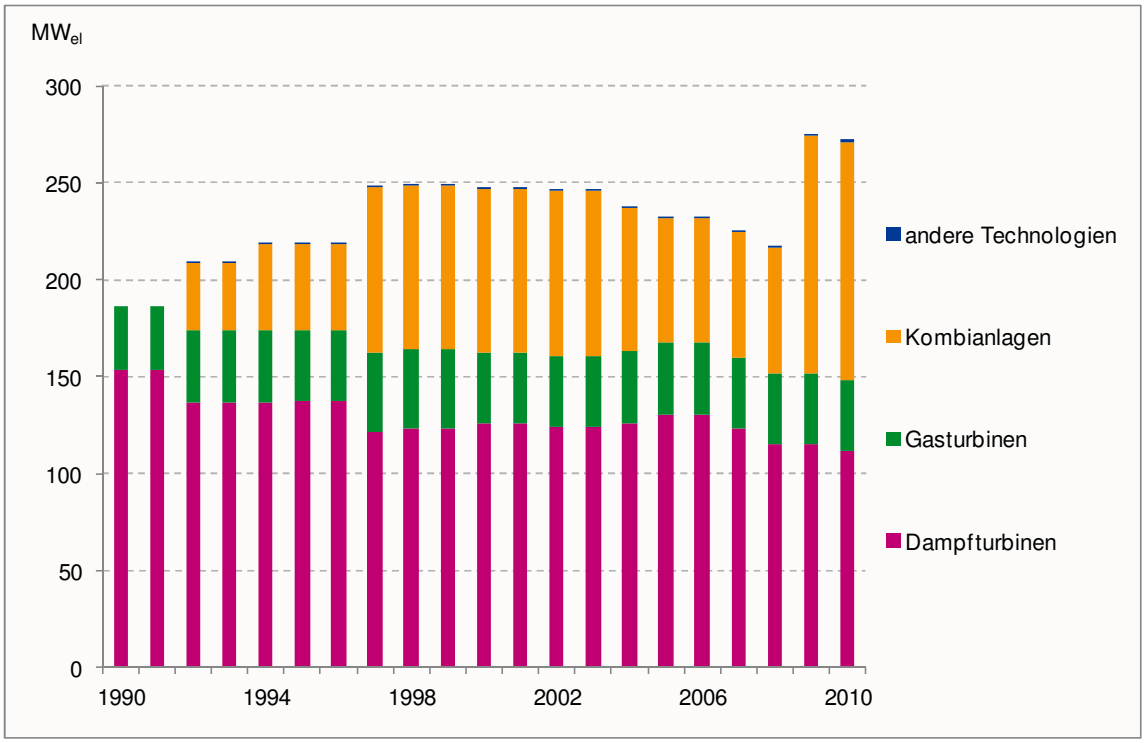
Nur unter bestimmten Voraussetzungen ergibt sich ein wirtschaftlicher Betrieb von BHKW-Anlagen gegenüber konventionellen Heizanlagen mit Fremdstrombezug. Ein einzelwirtschaftlicher Kostenvergleich von BHKW-Anlagen verschiedener Leistungsklassen und konventionellen Heizanlagen wird in Kapitel II.2-1.10 durchgeführt.

II.2-1.6 Abschätzung des technischen WKK-Potenzials im Industriesektor

Im Industriesektor kommen in der Schweiz vor allem Dampfturbinen, Kombianlagen und Gasturbinen als WKK-Technologien zum Einsatz. Die Funktionsweise dieser WKK-Technologien wird in Kapitel II.2-1.2 beschrieben.

Die Dampfturbinen hatten neben den Gasturbinen und Kombianlagen (GuD-Anlagen) den höchsten Anteil an der installierten elektrischen Leistung im Industriesektor bis 2008. Durch den Zubau der neuen Anlage in Monthey (Gaskombianlage) im Jahr 2009 ist ein deutlicher Anstieg des Anteils der installierten elektrischen Leistung von Kombianlagen zu verzeichnen (Figur II.2-7).

Figur II.2-7: Installierte elektrische Nennleistung nach WKK-Technologien in der Industrie für die Jahre 1990 bis 2010



Quelle: BFE 2011a

Die seit Oktober 2009 in Betrieb genommene Anlage in Monthey betreibt die Gesellschaft Cimo (Compagnie industrielle de Monthey SA) und ist die Leistungsstärkste GuD-Anlage in der gesamten Schweiz. Monthey zählt zu den grossen Industriezonen der Schweiz. Auf der 120 Hektar grossen Produktionsstätte sind der Chemikalienhersteller BASF, Huntsman und Syngenta ansässig, welche durch die GuD-Anlage versorgt werden. Die GuD-Anlage verfügt über eine thermische Leistung von 43 MW_{th} und eine elektrische Leistung von 15 MW_{el}. Der produzierte elektrische Strom wird zum Teil unmittelbar vom Chemiewerk benötigt, der Rest wird in das lokale Mittelspannungsnetz eingespeist. Die GuD-Anlage weist einen Gesamtwirkungsgrad von 87 % auf [Siemens, 2012].

Andere Technologien neben Gasturbinen, Dampfturbinen und Kombianlagen die als WKK-Anlagen in der Industrie eingesetzt werden sind Brennstoffzellen, Dampfmotoren, Speisepumpen-Antriebsturbinen und ORC-Turbogeneratoren. Der Anteil der installierten elektrischen Leistung dieser Technologien im Industriesektor ist jedoch seit je her gering.

II.2-1.6.1 Technisches Potenzial

Zur Bestimmung des technischen Potenzials von WKK-Anlagen für den gesamten Industriesektor der Schweiz kommt aus technischen Gründen nicht der gesamte Wärmebedarf des Industriesektors in Frage. Ein wichtiges Unterscheidungsmerkmal ist die Aufteilung des Wärmebedarfs nach Verwendungszwecken. Je nach Verwendungszweck (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) kann eine sinnvolle Einteilung der dafür erforderlichen Temperaturniveaus durchgeführt werden. Für einen Einsatz von Wärme-Kraft-Kopplung für den Industriesektor muss das bereitzustellende Temperaturniveau unterhalb von 500°C liegen [BKWK, 2011].

Der Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken und Energieträgern für den Industriesektor steht als Output der Energieperspektiven 2050 zur Verfügung. Für die Bestimmung des Wärmebedarfs im Industriesektor wird von einem durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad von 80 % ausgegangen. Es wird angenommen, dass die bereits genutzte Fernwärme zur Deckung des Wärmebedarfs nicht in direkter Konkurrenz zum Ausbau von WKK steht. Deswegen wird von dem gesamten Wärmebedarf unterhalb von 500 °C für den gesamten Industriesektor die bereits genutzte Fernwärme abgezogen. In Tabelle II.2-10 ist der gesamte Wärmebedarf (ohne Fernwärme) bis 500 °C und der gesamte Strombedarf für den gesamten Industriesektor der Schweiz im Jahr 2010 angegeben.

Tabelle II.2-10: Wärmebedarf ohne Fernwärme bis 500 °C und Strombedarf für den gesamten Industriesektor für das Jahr 2010 (Industriemodell, 2012)

Industriesektor[41]	Gesamter Wärmebedarf (ohne Fernwärme) bis 500 °C [GWh_{th}]	Gesamter Strombedarf [GWh_{el}]
Total	35‘665	19‘300

Quelle: Prognos 2012

Je nach Temperaturniveau der bereitzustellenden Wärme kommen unterschiedliche WKK-Technologien zum Einsatz [BKWK, 2011]. Deshalb wird eine Unterteilung des zu deckenden Wärmebedarfs durchgeführt. Es wird nachfolgend zwischen zwei Temperaturniveaus des Wärmebedarfs unterschieden, welche in Tabelle II.2-11 aufgeführt sind:

- Wärmebedarf bis 100 °C
- Wärmebedarf über 100 °C bis 500 °C

Die Aufteilung des Wärmebedarfs nach Temperaturniveaus für die einzelnen Industriebranchen steht als Output aus den aktualisierten Energieperspektiven 2035 zur Verfügung.

Tabelle II.2-11: Wärmebedarf in Abhängigkeit von Temperaturniveaus für den gesamten Industriesektor im Jahr 2010

Industriesektor	Wärmebedarf (ohne Fernwärme) über 100 °C bis 500 °C [GWh_{th}]	Wärmebedarf (ohne Fernwärme) bis100 °C [GWh_{el}]
Total	12‘403	23‘262

Quelle: Prognos 2012

Von dem Wärmebedarf bis 500 °C (ohne Fernwärme) des gesamten Industriesektors liegt der grösste Anteil (66 %) unter einem Temperaturniveau von 100 °C zur Bereitstellung von Raumwärme und Prozesswärme unterhalb von 100 °C. Der restliche Anteil (34 %) wird für die Bereitstellung von Prozesswärme bis 500 °C benötigt.

In Tabelle II.2-12 sind die bereits aus den Industrie-WKK-Anlagen stammende Wärme- und Stromproduktion angegeben.

[41] Industriesektor: Verarbeitendes Gewerbe/Herstellung von Waren nach NOGA 2008

Tabelle II.2-12: Bereits eingesetzte WKK-Anlagen in den Industriebranchen im Jahr 2010

Industriebranchen	Wärmeproduktion [GWh_{th}]		Stromproduktion [GWh_{el}]	
	WKK-Anlagen >100°C – 500°C	WKK-Anlagen <100°C	WKK-Anlagen >100°C – 500°C	WKK-Anlagen <100°C
Nahrungsmittelindustrie	48		28	
Holzindustrie	38		22	
Papierindustrie	362		211	
Mineralölverarbeitung	353		206	
Chemische Industrie	741		432	
Nichtmetallische Mineralien	5		2.9	
Total	**1‘547**	**105**	**902**	**69**

Quelle: Dr. Eicher+Pauli AG 2011, Prognos 2012

Die Stromproduktion der WKK-Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme von 100°C bis 500°C für das Jahr 2010 wurde aus der Statistik „Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz“ entnommen [Dr. Eicher + Pauli AG, 2011b]. Die Stromproduktion der WKK-Anlagen zur Bereitstellung von Wärme unterhalb von 100°C wurde für die untersuchten Industriebranchen abgeschätzt. Die Wärmeproduktion aus den WKK-Anlagen wurde mit Hilfe des Bruttobrennstoffeinsatzes sowie der Wirkungsgrade der einzelnen WKK-Technologien bestimmt.

Für die Ermittlung des technischen Potenzials der WKK-Stromproduktion aus den WKK-Technologien Dampfturbinen, Gasturbinen und Kombianlagen (Temperaturniveau von über 100 bis 500°C) wird von einem durchschnittlichen Gesamtwirkungsgrad von 84 % ausgegangen. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad der WKK-Technologien wird mit 27 % angenommen. Der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad für die WKK-Stromproduktion aus der Bereitstellung von Prozesswärme mit einem Temperaturniveau bis 100°C (BHKW-Anlagen) wird mit 90 % und der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad mit 30 % angenommen. Es wird von einem Durchschnittswert von 3‘563 Vollbetriebsstunden der Prozesswärmeerzeugungsanlagen und von 1‘500 Vollbetriebsstunden der Heizanlagen zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung ausgegangen.

Von dem ermittelten WKK-Wärmebedarf wird die bereits genutzte WKK-Wärme- und Stromproduktion abgezogen, um das verbleibende technische Potenzial der WKK-Wärme- und Stromproduktion für den gesamten Industriesektor zu bestimmen.

Tabelle II.2-13: Technisches Potenzial der WKK-Wärme- und Stromproduktion für den gesamten Industriesektor im Jahr 2010

	WKK-Wärmeproduktion [TWh_{th}]		WKK-Stromproduktion [TWh_{el}]	
	>100°C – 500°C	<100°C	>100°C – 500°C	<100°C
Gesamter Industriesektor	**10.86**	**23.16**	**6.07**	**11.56**

Quelle: Prognos 2012

Das ermittelte technische Potenzial der WKK-Stromproduktion für den gesamten Industriesektor liegt bei 17.63 TWh_{el}. Davon entfallen 66 % (11.56 TWh_{el}) auf WKK-

Technologien zur Bereitstellung von Prozesswärme mit einem Temperaturniveau unter 100°C. Die restlichen 34 % (6.07 TWh_{el}) entfallen auf die Bereitstellung von Prozesswärme mit dem höheren Temperarturniveau von 100°C bis 500°C (Tabelle II.2-13).

6.07 TWh_{el} des technischen Potenzials der WKK-Stromproduktion, welches sich aus der Bereitstellung von Prozesswärme mit einem Temperaturniveau zwischen 100°C und 500°C ergibt, können durch folgende WKK-Technologien bereitgestellt werden:

- Dampfturbinen
- Gasturbinen
- Kombianlagen (GuD)

Der grössere Anteil von 11.56 TWh_{el} des technischen Potenzials der WKK-Stromproduktion, welche sich aus der Bereitstellung von Prozesswärme mit einem Temperaturniveau unter 100°C ergibt, lässt sich nochmals in einen Anteil von 76 % (8.79 TWh_{el}) für Raumwärme und 24 % (2.77 TWh_{el}) für Prozesswärme unterteilen. Für die Bereitstellung von Heiz- und Prozesswärme bis 100°C kommen häufig motorische BHKW-Anlagen zum Einsatz.

II.2-1.6.2 Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial

Durch die Berücksichtigung einiger wirtschaftlicher Einflussfaktoren kann das technische Potenzial der WKK-Stromproduktion weiter eingeschränkt werden. Dazu gehört vor allem der Deckungsanteil von WKK-Anlagen an dem gesamten Wärmebedarf (Kapitel 0). Für den Industriesektor ergeben sich höhere Deckungsanteile der WKK-Wärmeproduktion am gesamten Wärmebedarf als für Wohngebäude [UMSICHT, 2000]. Für die Prozesswärme wird von einem Deckungsanteil der WKK-Wärmeleistung von 40 % der erforderlichen gesamten Wärmeleistung sowie einer durchschnittlichen Anzahl von 4‘233 Volllaststunden angenommen. Für die bereitzustellende Raumwärme wird von einem Deckungsanteil der Wärmeleistung von 20 % und einer durchschnittlichen Anzahl von 3‘750 Volllaststunden ausgegangen. Durch diese Annahmen kann ein ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion von 8.86 TWh_{el} für den gesamten Industriesektor ermittelt werden (Tabelle II.2-14).

Tabelle II.2-14: Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial der WKK-Wärme- und Stromproduktion für den gesamten Industriesektor im Jahr 2010

	WKK-Wärmeproduktion [TWh_{th}]		WKK-Stromproduktion [TWh_{el}]	
	>100°C – 500°C	<100°C	>100°C – 500°C	<100°C
Gesamter Industriesektor	**4.52**	**11.46**	**2.51**	**6.35**

Quelle: Prognos 2012

Der Grossteil des ermittelten ökonomisch gewichteten technischen Potenzials der WKK-Stromproduktion von 6.35 TWh_{el} für den gesamten Industriesektor stammt aus WKK-Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme unter 100°C. Der kleinere Anteil des ermittelten ökonomisch gewichteten technischen Potenzials der WKK-Stromproduktion von 2.51 TWh_{el} stammt aus Dampfturbinen, Gasturbinen und GuD-Anlagen.

II.b-1.6.3 Schlussfolgerungen

Für den gesamten Industriesektor ergibt sich ein technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion für das Jahr 2010 von 17.63 TWh_{el}. Das ermittelte ökonomisch gewichtete Potenzial der WKK-Stromproduktion für den gesamten Industriesektor beträgt im Jahr 2010 8.86 TWh_{el}.

Das wirtschaftliche Potenzial der WKK-Stromproduktion für den gesamten Industriesektor hängt stark von den Rahmenbedingungen der einzelnen Betriebe ab. Nur durch eine einzelwirtschaftliche Analyse eines Industriebetriebs kann festgestellt werden, ob sich eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit durch den Einsatz einer WKK-Anlage gegenüber einem konventionellen Heizsystem mit Fremdstrombezug einstellt. In Kapitel 0 wird eine betriebswirtschaftliche Analyse mit einem Jahreskostenvergleich eines motorischen BHKW-Systems und einer konventionellen Gaskesselanlage mit Fremdstrombezug für einen Betrieb aus der Nahrungsmittelindustrie aus der Sicht eines Investors durchgeführt.

Perspektivisch können weitere Faktoren interessant werden, wie Spitzenlastmanagement, Bereitstellung von Regelenergie und (positiven wie negativen) Kapazitäten, Bereitstellung oder Aufrechterhaltung einer hohen Frequenzstabilität, falls die Produktionsprozesse (z.B. hochpräzise Spritzgussmaschinen) dies erfordern. Zur (stromgeführten) Bereitstellung von Regelenergie oder Speicherkapazität könnte es auch interessant sein, Anlagen tendenziell etwas grösser und für geringere Volllaststunden sowie mit grösserem Wärmespeicher auszulegen als für den wärmegeführten Betrieb. Dies hängt jedoch stark vom künftigen Marktdesign sowie vom Anteil fluktuierender Einspeisung im Gesamtsystem ab.

II.2-1.7 Abschätzung des technischen WKK-Potenzials für den GHD-Sektor

Um das technische Potenzial der WKK-Stromproduktion im GHD-Sektor (Gewerbe-Handel- und Dienstleistungssektor) abzuschätzen, ist es notwendig die erforderlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz von WKK-Anlagen zu berücksichtigen.

II.2-1.7.1 Technisches Potenzial

Der Endenergieverbrauch für den GHD-Sektor in der Schweiz steht als Output der aktualisierten Energieperspektiven 2035 zur Verfügung. Für die Abschätzung des technischen Potenzials der Stromproduktion aus WKK-Anlagen werden nur die Energieträger Gas und Heizöl zum Betrieb von WKK-Anlagen betrachtet. Für die Ermittlung des Wärmebedarfs aus den Energieträgern Gas und Heizöl wird ein thermischer Wirkungsgrad von 80 % angenommen. In Tabelle II.2-15 ist der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser aus den Energieträgern Gas und Heizöl sowie der Strombedarf für die einzelnen Branchen[42] des GHD-Sektors für 2010 dargestellt.

[42] Branchen des GHD-Sektors nach NOGA 2008

Tabelle II.2-15: Wärmeproduktion aus Gas und Heizöl sowie Strombedarf für den GHD-Sektor nach Branchen im Jahr 2010 (GHD-Modell, 2012)

Branche	Wärmebedarf (Gas und Heizöl) [TWh_{th}]	Strombedarf [TWh_{el}]
Erziehung und Unterricht (NOGA 85)	1.79	1.17
Gastgewerbe (NOGA 55, 56)	1.81	2.30
Gesundheit und Soziales (NOGA 86, 87, 88)	2.15	1.71
Handel (NOGA 45, 46, 47)	3.16	3.99
Versicherung (NOGA 64, 65, 66)	0.70	1.22
Landwirtschaft (NOGA 01, 02, 03)	0.29	0.61
Sonstige private Dienstleistungen (NOGA 36, 37, 38, 39, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97)	5.18	5.48
Total	**15.07**	**16.49**

Quelle: Prognos 2012

Unter der Annahme eines durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrades von 60 % und eines durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrades von 30 % (BHKW-Anlagen) kann das technische Potenzial der WKK-Stromproduktion bestimmt werden. Für den GHD-Sektor ergibt sich durch den vorgegebenen Wärmebedarf von 15.07 TWh_{th} ein technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion von insgesamt 7.54 TWh_{el} (Tabelle II.2-16).

Tabelle II.2-16: Technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion für den GHD-Sektor im Jahr 2010

Branche	WKK-Stromproduktion [TWh_{th}]
Erziehung und Unterricht (NOGA 85)	0.89
Gastgewerbe (NOGA 55, 56)	0.91
Gesundheit und Soziales (NOGA 86, 87, 88)	1.07
Handel (NOGA 45, 46, 47)	1.58
Versicherung (NOGA 64, 65, 66)	0.35
Landwirtschaft (NOGA 01, 02, 03)	0.15
Sonstige private Dienstleistungen (NOGA 36, 37, 38, 39, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97)	2.59
Total	**7.54**

Quelle: Prognos 2012

Die grössten technischen Potenziale bestehen dabei in den Branchen „Sonstige private Dienstleistungen“, „Handel“ und Gesundheit und Soziales. Das geringste technische Potenzial der WKK-Stromproduktion ist in der Branche „Landwirtschaft“ vorzufinden.

Das ermittelte technische Potenzial der WKK-Stromproduktion lässt sich durch wirtschaftliche Einflussfaktoren weiter eingrenzen (Kapitel II.2-1.9). Es kann unter Berücksichtigung einiger wirtschaftlicher Einflussfaktoren auf das ökonomisch gewichtete Potenzial geschlossen werden.

II.2-1.7.2 Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial für den GHD-Sektor

Die thermische Nutzenergie, welche durch WKK-Anlagen bereitgestellt werden kann, liegt typischerweise für den GHD-Sektor unterhalb von 100°C. Hauptsächlich wird die thermische Nutzenergie für Raumwärme und für die Bereitstellung von Warmwasser benötigt. Die WKK-Anlage kann unter bestimmten Umständen eine Heizleistung über 40 % der gesamten Heizleistung bereitstellen. Am häufigsten kommen BHKW-Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs unter einem Temperaturniveau von 100°C zum Einsatz. Einige Beispiele für Anteile der BHKW-Nutzwärmeleistung am maximalen thermischen Wärmebedarf je nach Einsatzgebiet sind in Tabelle II.2-17 angegeben.

Tabelle II.2-17: Anteil der BHKW-Nutzwärmeleistung am maximalen Wärmebedarf

Gebäudekategorie	Anteil der BHKW-Nutzwärmeleistung am maximalen Wärmebedarf [%]
Hotels	13 - 35
Krankenhäuser	15 - 40
Hallenbäder	15 - 40
Bürogebäude	5 - 15
Kaufhäuser	10 - 30
Schulen	10 - 30

Quelle: Pieke 2010

Der Anteil der BHKW-Nutzwärmeleistung am maximalen Wärmebedarf ist je nach Einsatzgebiet unterschiedlich (Tabelle II.2-17). Für die Anteile der BHKW-Nutzwärmeleistung an der maximalen Wärmeleistung wird für alle Einsatzgebiete ein durchschnittlicher Wert von 20 % angenommen. Ausnahme bildet dabei die Branche Versicherungen (NOGA 64, 65, 66) für die ein durchschnittlicher Anteil der BHKW-Nutzwärmeleistung von 10 % an der maximalen Wärmeleistung angenommen wird [UMSICHT, 2000]. Für die Bestimmung der WKK-Stromproduktion wird von einer durchschnittlichen Anzahl von 3‘750 Volllaststunden ausgegangen. Für die BHKW-Anlagen wird von einem durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad von 60 % und einem durchschnittlichen elektrischer Wirkungsgrad von 30 % ausgegangen.

Tabelle II.2-18: Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion für den GHD-Sektor nach Branchen im Jahr 2010

Branche	WKK-Wärmeproduktion [GWh_{th}]	WKK-Stromproduktion [GWh_{el}]
Erziehung und Unterricht (NOGA 85)	788	394
Gastgewerbe (NOGA 55, 56)	799	399
Gesundheit und Soziales (NOGA 86, 87, 88)	947	473
Handel (NOGA 45, 46, 47)	1392	696
Versicherung (NOGA 64, 65, 66)	155	78
Landwirtschaft (NOGA 01, 02, 03)	129	65
Sonstige private Dienstleistungen (NOGA 36, 37, 38, 39, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 84, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97)	2‘285	1‘143
Total	**6‘495**	**3‘248**

Quelle: Prognos 2012

Das unter den getroffenen Annahmen ermittelte ökonomisch gewichtete technische Potenzial der WKK-Stromproduktion von 3.3 TWh_{el} für den GHD-Sektor ist für die einzelnen Branchen in Tabelle II.2-18 dargestellt.

II.2-1.7.3 Schlussfolgerungen

Für den gesamten GHD-Sektor beträgt das technische Potenzial der WKK-Stromproduktion für das Jahr 2010 7.54 TWh_{el}. Das unter Berücksichtigung einiger wirtschaftlicher Einflussfaktoren ermittelte ökonomisch gewichtete technische Potenzial beträgt für den gesamten GHD-Sektor 3.3 TWh_{el}. Je nach Betriebsgrösse können verschiedene Leistungsklassen von BHKW-Anlagen zum Einsatz kommen. Nur unter bestimmten Rahmenbedingungen sind BHKW-Anlagen gegenüber konventionellen Heizanlagen mit Fremdstrombezug wirtschaftlich konkurrenzfähig. Eine genauere Analyse hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit aus Sicht eines Investors bzw. Anlagenbetreibers wird in Kapitel II.2-1.10 durchgeführt.

II.2-1.8 Einflussfaktoren auf das technische Potenzial von WKK-Technologien

Um das erwartete Potenzial von WKK-Technologien in der Schweiz abschätzen zu können ist es erforderlich, Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Wärme-Kraft-Kopplung zu identifizieren. Im Folgenden wird zwischen, infrastrukturellen Rahmenbedingungen und Faktoren und Regelfähigkeit und Belastung bestehender Stromnetze unterschieden.

II.2-1.8.1 Einflüsse durch die bestehende Infrastruktur

Die Struktur des Energieversorgungsnetzes stellt einen wesentlichen Einfluss auf das technische WKK-Potenzial dar. Nachfolgend wird auf die Gasnetze und Fernwärmenetze eingegangen.

II.2-1.8.1.1 Bestehende Brennstoffanteile in der Wärmeerzeugung

Während im Jahr 2010 Erdgas einen Anteil von 55 % am Energieträgereinsatz für WKK-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 1‘000 kW_{el} aufweist, erreicht der Energieträger Heizöl/Diesel einen Anteil von nur 5 % [Dr. Eicher + Pauli, 2011b]. Der Anteil an mit Gas beheizten Wohngebäuden in der Schweiz liegt im Jahr 2010 bei 15 % und der Anteil der mit dem Energieträger Heizöl beheizten Wohngebäude liegt bei über 50 % (vgl. Hauptbericht, Kap. 7.1.3). Der Energieträgereinsatz von Erdgas und Heizöl bei der thermischen Stromproduktion von WKK-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 1‘000 kW_{el} verhält sich damit entgegengesetzt der in den Wohngebäuden eingesetzten Energieträger für Heizungssysteme. Für WKK-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 1‘000 kW_{el} kommen sowohl Erdgas als auch Heizöl aus technischen Aspekten in Frage.

Sollen jedoch die WKK-Technologien hauptsächlich erdgasbetrieben sein, dann ist ein möglicher Ersatz von konventionellen Heizanlagen durch neue WKK-Anlagen nur auf Gebiete mit einem verfügbaren Erdgasanschluss beschränkt. Damit wirkt, insbesondere für einen von der Netzinfrastruktur abhängigen Energieträger wie Erdgas, die bestehende Infrastruktur möglicherweise limitierend für die Ausschöpfung des theoretischen WKK-Potenzials.

Im Jahr 2010 hat das schweizerische Erdgasnetz eine gesamte Länge von 18‘000 km, womit über zwei Drittel der Schweizer Gemeinden über einen Zugang zum Erdgasnetz verfügen. Die Entscheidung, ob eine Region an das Erdgasnetz angeschlossen werden soll, trifft das Gasversorgungsunternehmen. Es werden nur Projekte, welche wirtschaftliche Rentabilitätskriterien erfüllen, realisiert. Wichtige Einflussfaktoren sind die Bevölkerungsdichte, das Vorhandensein von Industriestandorten und die vorherrschende geologische Struktur [BFE, 2011].

Die am wenigsten bevölkerten Regionen mit den meisten geologischen Hindernissen wie der Jura, der Kanton Uri, die Täler des nördlichen Tessins und ein grosser Teil Graubündens weisen eine geringe Erdgasversorgung auf. Dicht bevölkerte Regionen des Schweizer Mittellandes wie Genf, sowie die Kantone Basel-Stadt, Schwyz und Thurgau weisen hingegen eine gut Erdgasversorgung auf, sodass praktisch die gesamte Bevölkerung in diesen Regionen Zugang zum Erdgasnetz hat [BFE, 2011].

Eine weitere potentielle Beschränkung besteht durch die Kapazität von Gasimporten in die Schweiz, insbesondere bei einem gleichzeitigen Ausbau von grossen Gaskombikraftwerken. Der Verband der Schweizerischen Gasindustrie geht laut einer Analyse von Swissgas [VSG, 2011] von einer verfügbaren Exit-Kapazität (d.h. die zur Verfügung stehende Menge an Ausspeisekapazität an einem Ausspeisepunkt) von 1.5 GW Erdgas von insgesamt 22 GW am Einspeisepunkt Wallbach an der deutschen Grenze aus. Bei der von Rodersdorf an der französischen Grenze eingeführten Gaskapazität von 10 GW geht der Verband der Schweizerischen Gasindustrie von einer buchbaren Exit-Kapazität von ca. 1 GW Erdgas für die Schweiz aus. Insgesamt bestehen laut der Studie also 32 GW Exit-Kapazität, die zu einem Grossteil schon gebucht sind, wobei 2.5 GW noch nicht vergeben wurden [VSG, 2011].

II.2-1.8.1.2 Fernwärmenetze

Neue WKK-Anlagen können in bestehende Fernwärmenetze integriert werden oder zur Wärmeerzeugung für neue Fern- und Nahwärmenetze genutzt werden. Dies ist insbesondere für mittelgrosse Anlagen, welche geringere Investitionskosten besitzen und relativ hohe Wirkungsgrade aufweisen, eine Option. Fernwärmenetze bestehen in den Zentren der Städte und benötigen eine bestimmte Wärmedichte für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Im Jahr 2010 betrug die Fernwärmenetzlänge in der Schweiz 950 km. Die verkaufte Fernwärme betrug im Jahr 2010 4‘291 GWh_{th}. In 13 Kantonen besteht die Möglichkeit in bestimmten Gemeinden einen Fernwärmeanschluss zu beantragen. Die Entscheidung, ob ein Fernwärmeanschluss an Verbraucher gelegt wird, unterliegt wirtschaftlichen Kriterien [VSF, 2012].

Der Verband Fernwärme Schweiz schätzt das Potenzial der Fernwärmeerzeugung auf 5 % des Wärmebedarfs der Schweiz (6‘490 GWh_{th}). Diese Zahl bezieht sich auf das innerhalb der nächsten 10 Jahre realisierbare Potenzial [VFS, 2012].

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass hier Fernwärme definitionsgemäss diejenigen Wärmemengen (und Wärmenetze) bezeichnet, die von Energieversorgern kommerziell betrieben und in der Gesamtenergiestatistik als solche erfasst werden. Nicht enthalten und nicht in statistischer Absicherung bekannt sind Nahwärmenetze auf Gewerbegebieten oder Wohnanlagen in einer Betreiberhand, die in Betreibermodellen bewirtschaftet werden. Bei diesen könnte ein theoretisches Potenzial für mittelgrosse Anlagen bestehen. Das grundsätzliche technische Potenzial ist in

den vorangegangenen Kapiteln erfasst. Die „Unbekannte“ besteht in der Wärmeverteilung und der daraus resultierenden Verteilung von Leistungsklassen.

II.2-1.8.2 Regelfähigkeit von WKK-Anlagen und Auswirkungen auf bestehende Stromnetze

Mit dem Ausbau von Erneuerbaren Energien zur Stromproduktion nimmt die Fluktuation der Stromeinspeisung zu. Als Ausgleich häufig stärkerer Fluktuationen im Stromnetz ist eine netzorientierte Integrationsstrategie von WKK-Anlagen denkbar.

Eine netzorientierte Integrationsstrategie von WKK-Anlagen kleiner Leistungsklassen (fossil betriebene BHKW-Anlagen) in das elektrische Versorgungsnetz erfordert mehr Informationen als eine wärmegeführte Betriebsweise. Bei wärmegeführter Betriebsweise liefert der Füllstand des thermischen Pufferspeichers das Steuerungssignal. Hingegen erfordert eine netzorientierte Betriebsweise eine Regelung der BHKW-Anlage anhand verschiedener, z.T. komplex interagierender Stellgrössen. Neben einer Ausrichtung des BHKW-Betriebs an dem Lastgang des Versorgungsnetzes muss die Wärmeversorgung des Einsatzobjekts sichergestellt werden. Damit ist nicht nur eine Vorhersage des elektrischen Lastgangs des Versorgungsgebietes erforderlich, sondern auch der zu erwartende thermische Lastgang des Objektes. Während die Prognose des elektrischen Lastgangs eines Versorgungsgebiets zu der Kernkompetenz von Energieversorgungsunternehmen und von Energiehändlern gehört, stellt die Prognose des thermischen Energiebedarfslastgangs für Wohngebäude eine neue Herausforderung dar. Der thermische Bedarfslastgang von Wohnobjekten unterteilt sich in den Bedarf zur Trinkwassererwärmung sowie zur Heizenergiebereitstellung. Die thermische Bedarfsstruktur eines Haushalts hängt von zahlreichen Faktoren ab, was die Ermittlung einer charakteristischen Bedarfsstruktur der Haushalte erschwert [TU-Braunschweig, 2010].

Für die Abstimmung mehrerer BHKW-Anlagen untereinander wird eine Kommunikationsstruktur benötigt. Hier müssen herstellerunabhängige Standards und Protokolle entwickelt werden, über die verschiedene Anlagen miteinander kommunizieren können. Als Alternative wäre ein netzorientierter Stand-alone-Betrieb denkbar. Hierfür müssten alle relevanten Informationen am Ort der BHKW-Anlage generiert werden [TU-Braunschweig, 2010].

An der Technischen Universität Braunschweig wurden auf Grundlage einer modellbasierten quantitativen Analyse mögliche Effekte auf die öffentliche Energieversorgung (insbesondere auf die Niederspannungsebene) für Deutschland untersucht. Während die Zahl der Volllaststunden der Anlagen sich in der hier unterstellten stromgeführten Betriebsweise nicht wesentlich gegenüber der standardisierten wärmegeführten Betriebsweise ändert, sind gemäss der Analyse deutliche Veränderungen in der Häufigkeit der Anlagenstarts sowie in der Nutzung des WKK-Stroms zu erwarten. Ein weiteres Ergebnis aus der Modellrechnung zeigt, dass sich sowohl die Schwankungen der Lastspitze (bezogen auf ein Jahr und auch im Mittel pro Tag) als auch die Spreizung zwischen minimaler und maximaler Netzlast bei stromgeführter Betriebsweise im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb stärker reduzieren lassen. Besonders bei hohen Anteilen von WKK-Anlagen kleiner Leistungsklassen können die Lastspitzen bei stromgeführter Betriebsweise deutlich stärker gesenkt werden als bei wärmegeführter Betriebsweise. Dafür ist jedoch eine hohe Prognosegenauigkeit der thermischen Last im Objekt erforderlich. Bei einem sehr hohen Marktanteil an WKK-Anlagen können Rückspeisungen von der Niederspannungsebene in das Mittelspannungsnetz auch mit

einer stromgeführten Betriebsweise nicht vollständig vermieden werden [TU-Braunschweig, 2010].

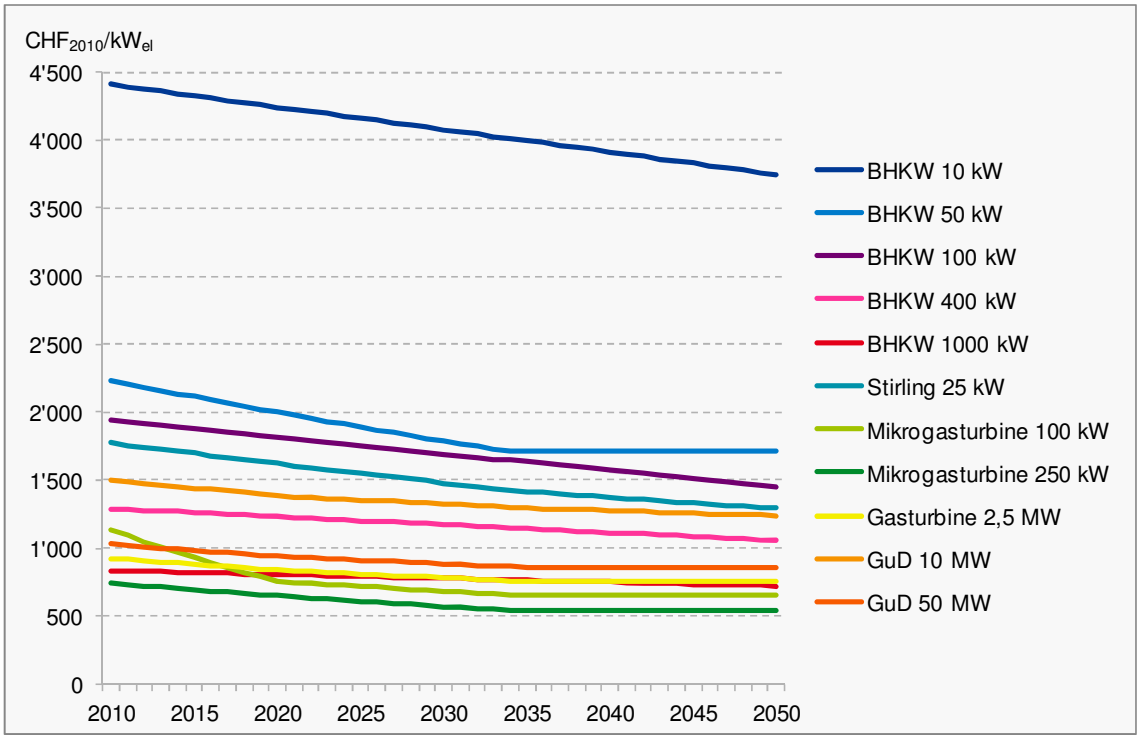
II.2-1.9 Einflussfaktoren auf das wirtschaftliche Potenzial

Die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit einer WKK-Anlage sind neben den Investitionskosten, die Brennstoffpreise und Strombezugspreise. Je nach Abnehmergruppe (Haushalte, Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen) und Standort (Tabelle II.2-56, im Anhang) differieren diese Preise.

II.2-1.9.1 Spezifische Investitionskosten

Für die Investitionsentscheidung zugunsten einer WKK-Anlage spielen die spezifischen Investitionskosten (Investitionskosten pro installierter Leistung) eine wesentliche Rolle. Die in der Modellierung unterstellte Entwicklung der spezifischen Modulkosten verschiedener WKK-Technologien (für die in der Modellierung gewählten Leistungs- und Technologieklassen) im Zeitraum 2010 bis 2050 sind in Figur II.2-8 dargestellt. Die Zahlen beruhen auf einer im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführten Analyse von Investitionskosten aus mehreren aktuellen Studien und Herstellerangaben (Quellen: Kosten von WKK-Anlagen, siehe Anhang).

Figur II.2-8: Spezifische Modulkosten von WKK-Technologien, 2010 bis 2050, in CHF_{2010}/kW_{el}



Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-8 zeigt einen kontinuierlichen, aber mässigen, Rückgang der Modulkosten von WKK-Technologien. Der Rückgang der Investitionskosten ist vor allem auf Lerneffekte zurückzuführen, die allerdings aufgrund der Verwendung grossteils etablierter Technologien und Materialien eher gering ausfallen.

Auffallend sind die Unterschiede der Investitionskosten für die verschiedenen Grössenklassen. Kleine BHKW-Module weisen deutlich höhere spezifische Investitionskosten auf als grosse Kombikraftwerke. Für fossil betriebene BHKW-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 10 kW_{el} werden im Jahr 2010 knapp 4‘500 CHF/kW_{el} angenommen. BHKW-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 50 kW_{el}, also die nächst grössere im Modell berücksichtigte Leistungsklasse, weisen im Jahr 2010 hingegen spezifische Modulkosten von 2‘200 CHF/kW_{el} auf. GuD-Kraftwerke in einer Leistungsklasse von 50 MW_{el} besitzen hingegen spezifische Modulkosten von unter 1‘000 CHF/kW_{el}.

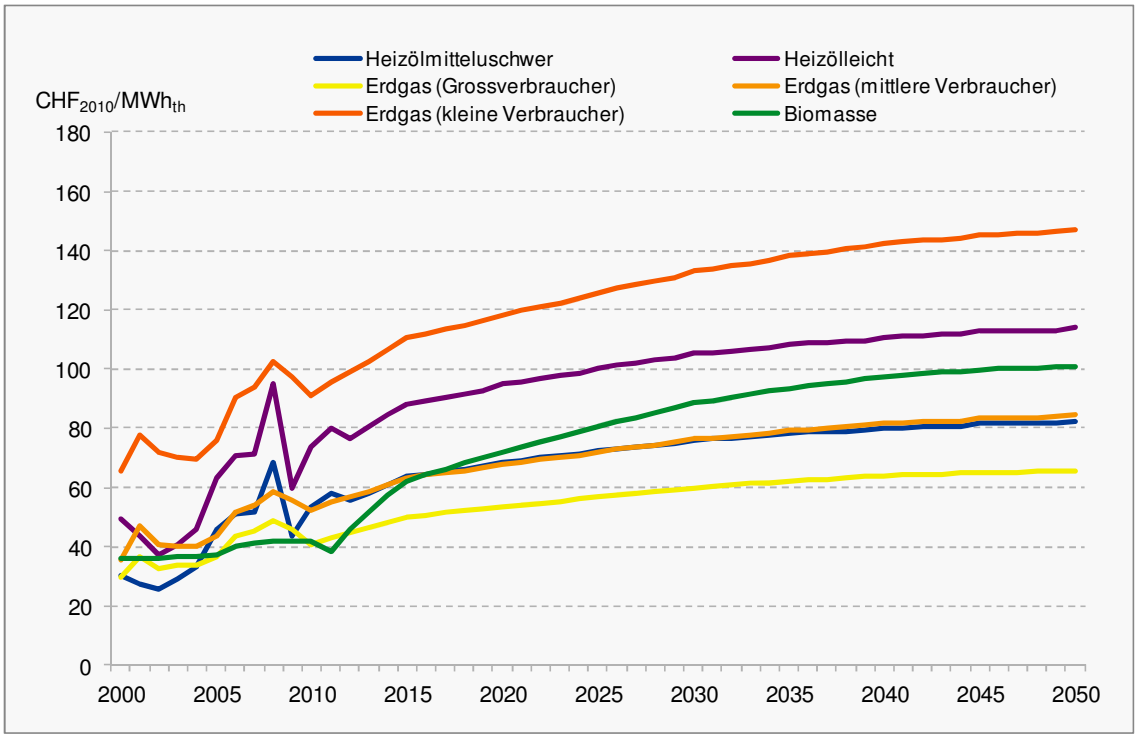
Bei den hier dargestellten Investitionskosten ist zu berücksichtigen, dass es sich nur um die Modulkosten (also Investitionskosten für das jeweilige WKK-Modul) handelt. Investitionskosten, welche die für die Installation notwendige Peripherie (z.B. Leitungen) oder den Transport betreffen, sind in diesen Zahlen nicht berücksichtigt. In der Modellierung werden jedoch auch für diese Elemente Kosten (sonstige Projekt- und Baukosten) angesetzt. Diese können für die hier analysierten Technologien durchaus in einer ähnlichen Höhe wie die Modulkosten liegen.

II.2-1.9.2 Brennstoffpreise

In der Modellierung werden Brennstoffpreise für alle relevanten Brennstoffe als Rahmendaten für den Zeitraum bis 2050 berücksichtigt. Je nach Politikszenario liegen unterschiedliche Brennstoffpreisentwicklungen vor. Für die Erdgaspreise werden zwischen verschiedenen Nachfragergruppen, unterteilt in Gross-, Mittel- und Kleinverbraucher, unterschieden. Grossverbraucher von Erdgas erhalten typischerweise geringere Tarife als Kleinverbraucher[43]. In Figur II.2-9 ist die Entwicklung der Brennstoffpreise von 2000 bis zum Jahr 2050 für das Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB) dargestellt.

[43] Die Erdgasversorgungsunternehmen in der Schweiz legen die Preise und Anschlusskonditionen gemäss ihrer Kunden-, Absatz- und Kostenstruktur, sowie ihrer Geschäftspolitik in einem eigenen Tarif fest. Die Preise hängen von der vom Kunden nachgefragten Erdgasmenge und der installierten Leistung ab (Verband der Schweizerischen Gasindustrie, 2011).

Figur II.2-9: Brennstoffpreise (inkl. CO2-Abgabe), Szenario „Weiter wie bisher", Zeitraum 2000 bis 2050, in CHF/MWh$_{th}$



Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-9 zeigt den steigenden Verlauf der Brennstoffpreise für das Szenario „Weiter wie bisher", wobei ausgehend von einem Preis von über 90 CHF/MWh$_{th}$ im Jahr 2050 ein Gaspreis von beinahe 150 CHF/MWh$_{th}$ für kleine Verbraucher (z.B. Haushalte) angenommen wird. Die Gaspreise folgen in ihren Steigerungsraten den Preisen für Heizöl leicht und Heizöl mittelschwer, wobei ab 2020 nach Erdgas ein höherer Anstieg als bei den Ölpreisen zu verzeichnen ist. Auch für den Biomasse-Preis (Holz) wird aufgrund der Konkurrenz zum Öl und der daraus resultierenden Anlegbarkeit ein kontinuierlicher Anstieg bis auf 100 CHF/MWh$_{th}$ angenommen.

Der Verlauf der Brennstoffkosten im Szenario „Neue Energiepolitik" unterscheidet sich von den hier dargestellten Daten vor allem durch höhere fossile Brennstoffpreise und geringere Preise für Biomasse aufgrund der CO_2-Kosten. Es wird aufgrund der Szenarienvoraussetzungen davon ausgegangen, dass diese auch auf die Endverbraucherpreise umgelegt werden und damit die Preisrelationen deutlich verändern.

Bei der Interpretation der Brennstoffpreise ist zu berücksichtigen, dass kleine WKK-Anlagen (z.B. BHKW) über einen geringeren Wirkungsgrad verfügen als grosse Anlagen (z.B. GuD). Dementsprechend stark ist der Einfluss von hohen Brennstoffpreisen für kleine Verbraucher von Erdgas. Auch Biomasse-WKKs verfügen über relativ geringe Wirkungsgrade, wodurch auch bei dieser Technologie den Einfluss hoher Brennstoffpreise ein wichtiger Wirtschaftlichkeitsfaktor sein kann. Steigende Brennstoffpreise können also, vor allem für Kleinanlagen, aus einzelwirtschaftlicher Sicht die Attraktivität einer solchen Anlage deutlich verschlechtern.

II.2-1.9.3 Strombezugspreise

Im Vergleich zu einer konventionellen Heizanlage produziert eine WKK-Anlage nicht nur Wärme sondern auch Strom. Damit kann ein Teil des Stromverbrauchs in einem Gebäude oder einer Industrieanlage durch die Stromerzeugung der WKK-Anlage abgedeckt werden. Strombezugskosten können durch den Betrieb einer WKK-Anlage durch Stromeigenerzeugung vermieden werden. Dementsprechend können hohe Strombezugspreise einen Anreiz zur Substitution des Stromverbrauchs mit dezentral erzeugtem Strom aus WKK-Anlagen darstellen. Andererseits können aber auch Erlöse generiert werden, wenn überschüssiger Strom in das Netz eingespeist wird und dieser Strom an den Netzbetreiber verkauft werden kann. Derzeit bestehen in der Schweiz keine bundesweit gesetzlich geregelten Abnahmebedingungen für produzierten Strom aus fossil betriebenen WKK-Anlagen durch den Netzbetreiber. Damit ist der Netzbetreiber nicht verpflichtet, den produzierten Strom einer fossil betriebenen WKK-Anlage (zu einem bestimmten Stromeinspeisetarif) abzunehmen. Je nach Höhe der Strombezugspreise, die für den Stromverbraucher anfallen und der geltenden oder ausgehandelten Stromeinspeisetarife kann eine WKK-Anlage im Vergleich zu einer konventionellen Heizanlage somit mehr oder weniger attraktiv sein.

In **Tabelle II.2-56** sind die Strombezugspreise für Endkunden in der Schweiz angegeben. Die Tarifstrukturen für den Strombezugspreis weisen Unterschiede auf, die sowohl von der Höhe des Verbrauchs, der Art des Abnehmers, als auch vom Standort (Kanton) abhängig sind. Ein Grossteil der schweizerischen Stromkunden kann ihren Stromlieferanten nicht frei wählen und zahlt einen alljährlich festgelegten Strombezugspreis. Dies betrifft Stromkunden bis zu einem Jahresverbrauch von 100 MWh[44]. Die Stromtarife der Schweiz werden durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission überwacht [ElCom, 2012].

Neben den Energiekosten enthalten die Strombezugspreise für den Endkunden Netznutzungsentgelte und Abgaben, welche in kantonale Abgaben und bundesweite Abgaben unterteilt werden [ElCom, 2012]. Hohe Strombezugspreise sind Anfang 2012 für kleine Haushalte vor allem in den Kantonen Neuenburg, Solothurn und Uri vorzufinden. Für diese Verbraucher sind die Stromtarife in den Kantonen Zürich und Genf am niedrigsten. Grössere Haushaltskunden und Unternehmen in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) erhalten in den Kantonen Neuenburg, Vaud, Basel-Stadt, Basel-Landschaft und teilweise in Graubünden relativ niedrige Strombezugspreise. In den Kantonen Zürich und Nidwalden, sowie einigen anderen Kantonen, sind die Strombezugspreise für diese Verbrauchsgruppen relativ hoch (Tabelle II.2-56 im Anhang).

II.2-1.10 Einzelwirtschaftlicher Kostenvergleich von WKK-Anlagen mit konventionellen Heizanlagen

Neben den technischen Potenzialen und möglicher infrastruktureller Rahmenbedingungen stellt sich für die Entwicklung der Wärme-Kraft-Kopplung in der Schweiz auch die Frage, inwieweit die Technologie wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber möglichen alternativen Technologien zur Wärme- und Stromerzeugung ist. Daraus kann zudem die Notwendigkeit von politischen Fördermechanismen abgeschätzt werden,

[44] Endkunden mit einem Stromverbrauch von mehr als 100 MWh können ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Elektrizitätspreise werden dann nicht mehr durch die ElCom überwacht, die ElCom kontrolliert für dieses Endkundensegment nur noch die Netztarife. Diese Regelung gilt voraussichtlich bis 2014 (ElCom, 2012).

falls ein bestimmter Pfad des Ausbaus von WKK-Anlagen in der Schweiz erreicht werden soll.

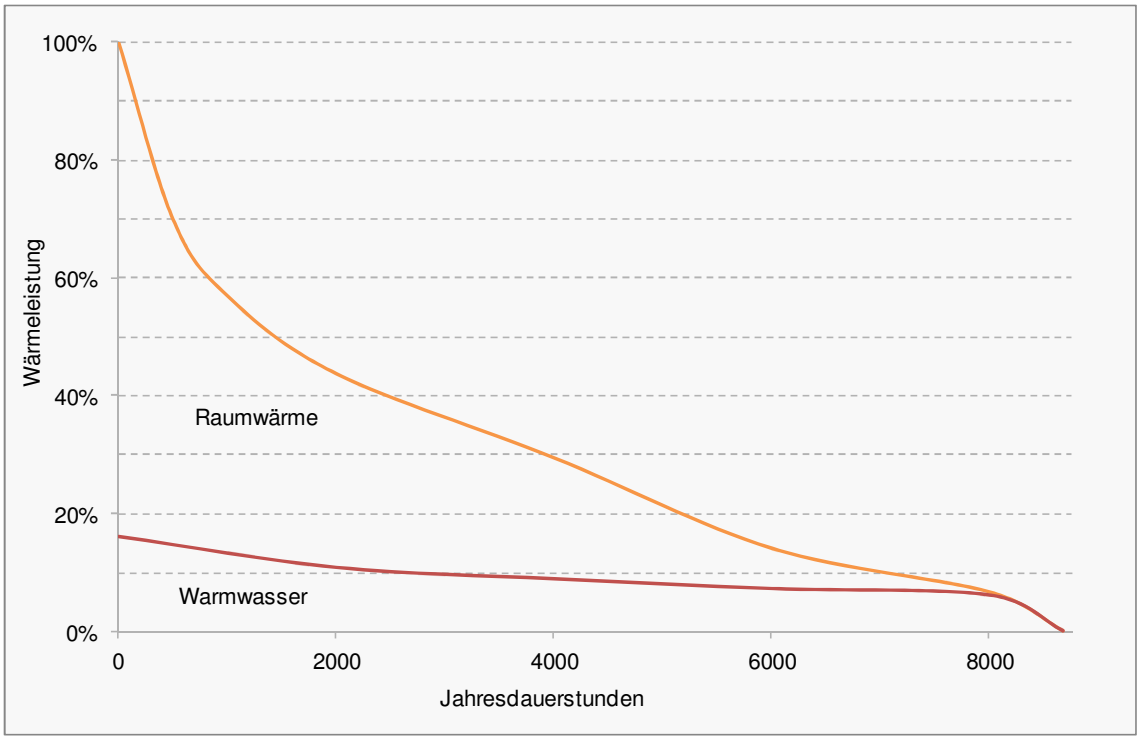
In der im Folgenden dargestellten einzelwirtschaftlichen Analyse wird daher die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von BHKW-Systemen unterschiedlicher Leistungsklassen im Vergleich zu alternativen Technologien und Konzepten zur Strom- und Wärmeversorgung aus der Sicht eines Investors abgebildet. Dabei wird die Annuitätenmethode der statischen Investitionsrechnung verwendet. Die Methodik orientiert sich im Wesentlichen an der VDI-Richtlinie 2067 [VDI, 2012]. Die Jahreskosten setzen sich dabei aus den kapitalgebundenen Kosten, den verbrauchsgebundenen Kosten und den betriebsgebundenen Kosten zusammen. Die kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus den erforderlichen Investitionskosten des jeweiligen Heizsystems. Die verbrauchsgebundenen Kosten beinhalten die Brennstoffkosten und die Hilfsenergiekosten (z.B. Pumpen). Betriebsgebundene Kosten setzten sich aus den Instandhaltungskosten und ggf. aus Personalkosten zusammen. Zusätzlich werden die jährlich anfallenden Stromkosten in den Jahreskostenvergleich aufgenommen. Die Jahreskosten der verschiedenen Möglichkeiten zur Strom- und Wärmeversorgung werden miteinander verglichen und eine Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die wesentlichen Einflussgrössen für die Höhe der Jahreskosten wird durchgeführt. In einem weiteren Schritt werden notwendige Stromeinspeisetarife bzw. Strombezugspreise für eine Konkurrenzfähigkeit der WKK-Technologie im Vergleich zu ungekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme ermittelt.

Für die einzelwirtschaftliche Analyse wird von einer wärmegeführten Betriebsweise der BHKW-Systeme (Erläuterungen dazu in Kapitel II.2-1.1) ausgegangen.

Um einen wirtschaftlichen Betrieb einer BHKW-Anlage zu gewährleisten, muss der Wärmeleistungsbedarf in Abhängigkeit von den Vollbetriebsstunden der Heizanlage bestimmt werden. Anschliessend kann aus einer geordneten Jahresdauerlinie der Anteil der thermischen Leistung, der von der BHKW-Anlage aus wirtschaftlich sinnvollen Gründen gedeckt werden kann, ermittelt werden. Für die Bestimmung von geordneten Jahresdauerlinien werden standardisierte Verfahren (z.B. VDI-Richtlinie 2067) angewendet.

In Figur II.2-10 ist beispielhaft die geordnete Wärme-Jahresdauerlinie für ein Wohngebäude dargestellt. Auf der x-Achse sind die Stunden eines gesamten Jahres aufgetragen (8‘760 Stunden). Auf der y-Achse ist die benötigte Wärmeleistung in Prozent aufgetragen.

Figur II.2-10: Beispielhafte Darstellung einer geordneten Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs eines Wohngebäudes

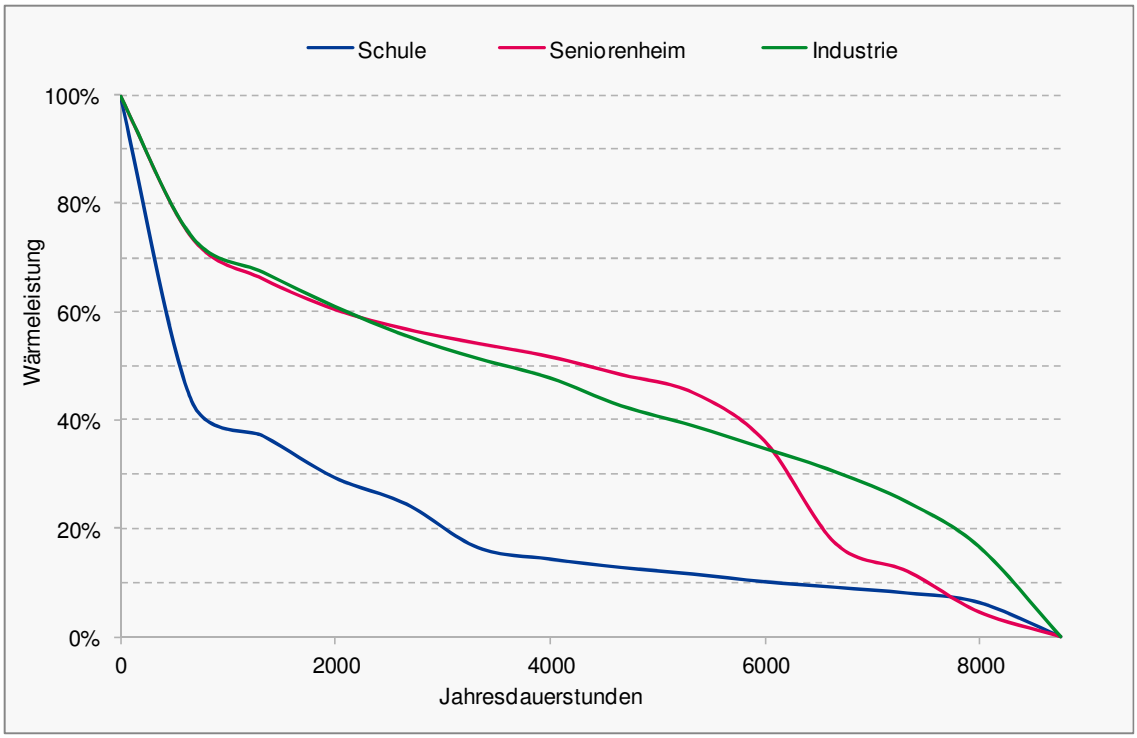


Quelle: UMSICHT 2000

Der höchste Wärmebedarf im Jahr in Wohngebäuden besteht nur an den kältesten Tagen im Jahr. Dabei muss die maximale Wärmeleistung der Anlage nur für wenige Betriebsstunden im Jahr zur Verfügung stehen. Die sogenannte Grundlast muss über das gesamte Jahr (8‘760 Stunden) von der Heizanlage bereitgestellt werden. Die Grundlast stellt in einem Wohngebäude den Wärmebedarf zur Trinkwassererwärmung dar. Die gesamte Fläche unterhalb der Jahresdauerlinie stellt die Summe aus der benötigten Jahreswärmemenge dar [UMSICHT, 2000].

Je nach Verwendungszweck des Wärmebedarfs und nach Art des Abnehmers ergeben sich unterschiedliche Verläufe der geordneten Jahresdauerlinie. Einige charakteristische geordnete Jahresdauerlinien sind in Figur II.2-11 abgebildet.

Figur II.2-11: Beispiele von charakteristischen Jahresdauerlinien



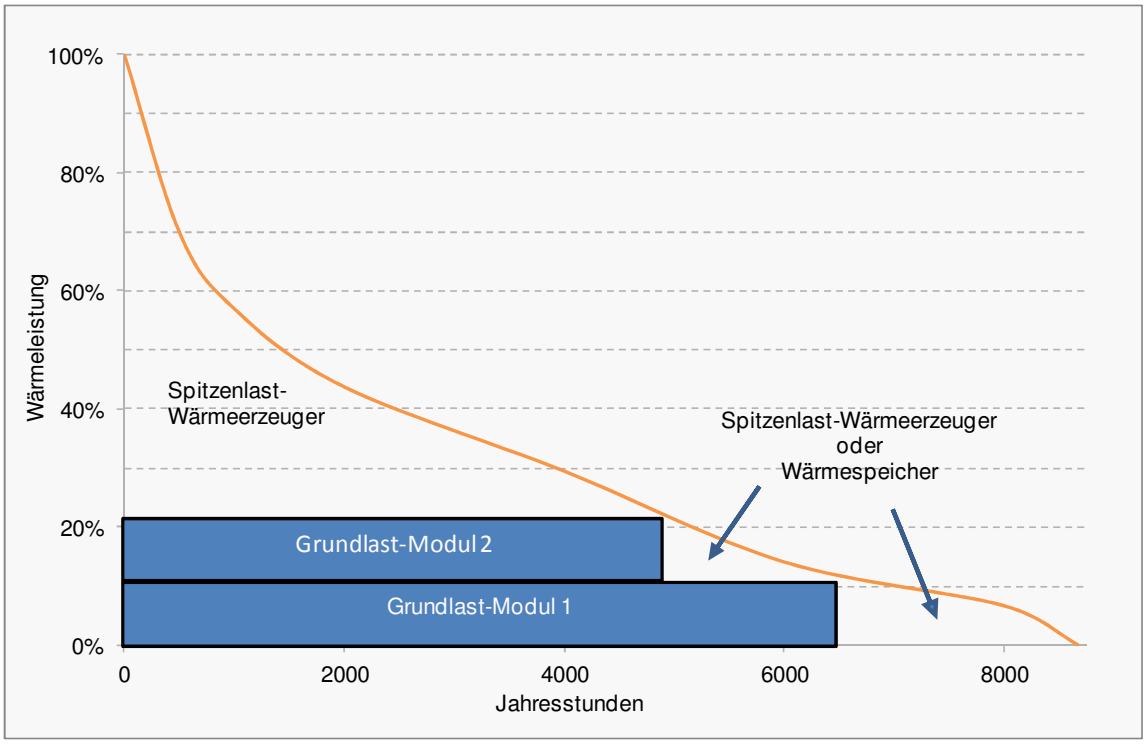
Quelle: UMSICHT 2000

Im Gegensatz zu Wohngebäuden besteht in Industriebetrieben in der Regel ein hoher Wärmebedarf als Grundlast.

Die geordnete Jahresdauerlinie dient vor allem der Auslegung der Wärmeleistung der BHKW-Anlage um sicherzustellen, dass keine über- oder unterdimensionierte BHKW-Anlage zum Einsatz kommt. Eine individuelle und exakte Bestimmung der Wärmebedarfscharakteristik ist für eine optimale Auslegung der Wärmeerzeugung und Betriebsweise der BHKW-Anlage unerlässlich [UMSICHT, 2000].

Die Jahresdauerlinie sowie die Fläche unter der Jahresdauerlinie wird in der ingenieurmässigen Betrachtung - nicht immer eindeutig - in die beiden Bereiche Grundlast und Spitzenlast aufteilen. Im Teillastbereich der Grundlast können BHKW-Anlagen aus technischen bzw. wirtschaftlichen Gründen nur begrenzt eingesetzt werden wodurch der Wärmebedarf im Teillastbereich ebenfalls durch einen Spitzenlast-Wärmeerzeuger (Spitzenlastkessel) oder teilweise durch einen Wärmespeicher abgedeckt werden muss. Bei einem sehr hohen Wärmeleistungsbedarf kann durch mehrere BHKW-Module der Deckungsanteil der Grundlast erhöht werden [UMSICHT, 2000].

Figur II.2-12: Beispielhafte Darstellung einer Jahresdauerlinie mit Deckung der Grundlast durch zwei Grundlast-Module



Quelle: UMSICHT 2000

Je nach Charakteristik der geordneten Jahresdauerlinie beträgt der wirtschaftliche Wärmeleistungsanteil der Grundlast für BHKW-Anlagen zwischen 10 und 40 % der gesamten benötigten Wärmeleistung. Dadurch können 60 bis 80 % des gesamten jährlichen Wärmebedarfs durch eine BHKW-Anlage abgedeckt werden. Es ist zu beachten, dass sich die Anforderungen von Grund- und Spitzenlast-Wärmeerzeuger voneinander unterscheiden (Tabelle II.2-57 im Anhang).

In Neubauhäusern ergibt sich gegenüber Bestandsbauten eine flachere Jahresdauerlinie. Es wird eine geringere maximale Heizleistung benötigt. Dadurch sinkt der Anteil des Spitzenlast-Wärmeerzeugers und der Anteil des Grundlast-Wärmeerzeugers steigt. Durch den Einsatz eines Wärmespeichers kann die Wärmebedarfscharakteristik geglättet werden und die Wärmeabgabe in der Grundlast erhöht werden. Die Wärmespeicherkapazität sollte mindestens 50 % der stündlichen Wärmeleistung betragen, damit bei Schwachlastzeiten zumindest ein halbstündiger Dauerbetrieb gewährleistet ist. Ein ausreichend gross dimensionierter Wärmespeicher bei BHKW-Systemen ermöglicht darüber hinaus einen zeitweise stromgeführten Betrieb der BHKW-Anlage oder Spitzen im Reststrombezug zu minimieren [UMSICHT, 2000].

Für die Durchführung eines einzelwirtschaftlichen Jahreskostenvergleichs der unterschiedlichen Heizsysteme werden zunächst die Verbrauchskategorien, die Rahmendaten und notwendige Annahmen festgelegt.

II.2-1.10.1 Analysierte Verbrauchskategorien

Der Einsatzbereich von WKK-Anlagen erstreckt sich von der Wohnungswirtschaft bzw. Haushalten, über Gewerbe, Handel und Dienstleistungen bis zur Industrie und der Fern- und Nahwärmeversorgung. Neben BHKW-Technologien existieren eine Reihe

weiterer Technologien zur Deckung der Strom- und Wärmeversorgung für diese Verbrauchergruppen (Kapitel II.2-1.2). Es wird eine betriebswirtschaftliche Analyse aus Sicht eines Investors bzw. Betreibers von motorischen BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 bis 1‘000 kW_{el} gegenüber konkurrierenden Heizsystemen mit Fremdstrombezug vorgenommen. Weitere mögliche Anwendungen von Wärme-Kraft-Kopplung, wie Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen, werden in der folgenden Analyse nicht behandelt, da aus gegenwärtiger Sicht zukünftige Kosten der Technologie nur schwer abgeschätzt werden können. Derzeit sind diese Technologien gegenüber konventionellen Konzepten zur Strom- und Wärmeversorgung nicht konkurrenzfähig. Die Betrachtung der BHKW-Anlagen bietet einen guten Anhaltspunkt.

Die Berechnung aller Kosten erfolgt in Schweizer Franken (real) mit dem Basisjahr 2010. Als Ergebnis werden die Jahreskosten unterschiedlicher Heizsysteme miteinander verglichen. Dafür werden drei prinzipielle Anwendungskategorien definiert [Prognos, 2011]. Die Wahl der Leistungsklassen und der Eigenschaften für alle Kategorien ist durch die in den Berechnungen zum Stromangebot im Rahmen der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 berücksichtigten Technologiegruppen und deren Eigenschaften vorgegeben.

Die folgenden Anwendungskategorien werden analysiert:

Kategorie 1: Motorische BHKW-Anlagen in privaten Wohnimmobilien (Einfamilienhaus) mit privater Eigenverwertung des Stroms von 60 % [Prognos, 2011]

- 1 kW_{el} mit 3‘750 Volllaststunden pro Jahr

Kategorie 2a: Motorische BHKW-Anlagen in Wohnimmobilien von Gesellschaftern (Mietobjekte oder Stockwerkeigentum) mit Eigenverwertung des Stroms für Betriebszwecke von 20 %[45]

- 10 kW_{el} mit 3‘750 Volllaststunden pro Jahr
- 100 kW_{el} mit 4‘030 Volllaststunden pro Jahr
- 400 kW_{el} mit 4‘030 Volllaststunden pro Jahr

Kategorie 2b: Motorische BHKW-Anlagen in Gewerbe-Immobilien mit Eigenverwertung des Stroms von 60 %

- 10 kW_{el} mit 3‘750 Volllaststunden pro Jahr
- 100 kW_{el} mit 4‘030 Volllaststunden pro Jahr
- 400 kW_{el} mit 4‘030 Volllaststunden pro Jahr

Kategorie 3: Motorische BHKW-Anlagen in der Industrie mit Eigenverwertung von 80 %

- 1‘000 kW_{el} mit 4‘500 Volllaststunden pro Jahr

[45] Derzeit sind uns in der Schweiz keine Betreibermodelle bekannt, bei denen Vermieter oder Contractoren als Stromversorger für Mietparteien fungieren. Dies ist in D im Rahmen des liberalisierten Markts möglich. Falls ein EVU das BHKW betreibt, macht es keinen Unterschied, ob es den Strom „direkt“ an die Nutzer des Objekts vermarktet oder ins Netz einspeist.

Der gesamte jährlich produzierte Strom der BHKW-Anlage lässt sich in die Stromeigenverwertung und die Stromeinspeisung in das Stromnetz aufteilen. Je nach Kategorie werden unterschiedliche Anteile der Eigenverwertung und der Stromeinspeisung des produzierten Stroms angenommen. Der Verwendungszweck des produzierten Stroms (Eigenverwertung und Einspeisung) hängt von der Höhe des Stromverbrauchs und des Stromlastprofils der jeweiligen Kategorie ab.

Für alle Kategorien ist zu berücksichtigen, dass keine Regelung bezüglich der Abnahme des eingespeisten Stroms durch den Netzbetreiber aus fossil betriebenen WKK-Anlagen durch gesetzliche Vorgaben besteht. Es wird jedoch angenommen, dass eine Stromeinspeisung des produzierten Stroms in das öffentliche Netz für die betrachteten Kategorien möglich ist und vergütet wird.

In Kategorie 1 werden fünf Heizsysteme, darunter auch das BHKW-System mit einer elektrischen Leistung von 1 kW_{el}, in einem Jahreskostenvergleich gegenübergestellt. Folgende Heizsysteme werden miteinander verglichen:

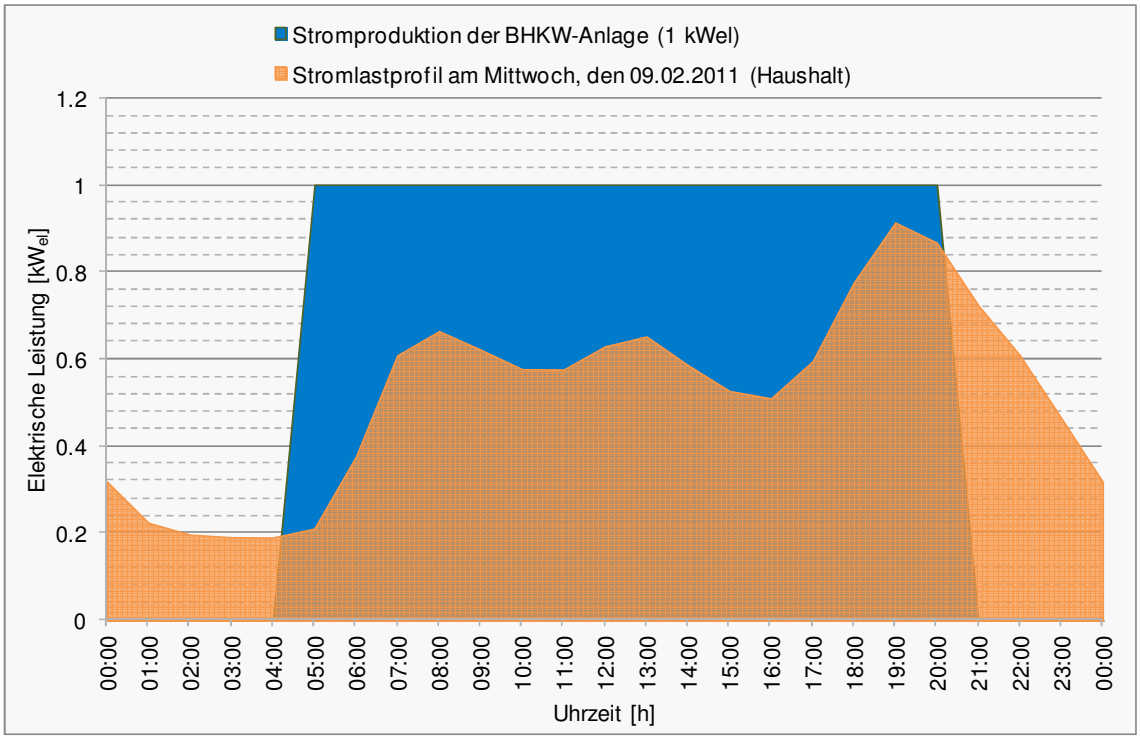
- Konventionelles Gasbrennwertsystem,
- BHKW-System,
- Sole-Wärmepumpe,
- Luft-Wärmepumpe,
- Pelletheizung.

Die Kosten von BHKW-Anlagen werden bewusst nicht mit den Kosten einer Fernwärmeversorgung verglichen. Der Ersatz einer Versorgung durch Fernwärme durch eine BHKW-Anlage erscheint nicht sinnvoll, da die in der Schweiz bestehenden Kraftwerke (zu einem grossen Teil Kehrrichtverbrennungsanlagen) zur Fernwärmeversorgung über eine bestehende Infrastruktur verfügen, deren Nutzung auch in Zukunft sinnvoll erscheint. Private kleine und mittlere BHKW-Anlagen in Fernwärmegebieten erscheinen daher nicht sinnvoll. Ein anderer Betriebsfall wäre der Ersatz der winterlichen ergänzenden Gas-Zufeuerung durch WKK-Wärme, aber das betrifft eher grosse Anlagen am Ort der KVA und ist eine betriebswirtschaftliche (oder durch ergänzende Kriterien motivierte) Entscheidung des Fernwärmeversorgers. Die Eigenverwertung des produzierten Stroms wird für Kategorie 1 mit 60 % angenommen [Prognos, 2011]. Die restlichen 40 % werden in das öffentliche Stromnetz eingespeist und mit einem Stromeinspeisetarif vergütet. Die Jahreskosten für Kategorie 1 sind in Tabelle II.2-59 im Anhang zu finden.

Der angenommene jährliche Stromverbrauch für Kategorie 1 beträgt 4‘500 kWh_{el} (Tabelle II.2-67). Durch die jährliche Stromproduktion von 3‘563 kWh_{el} durch das 1 kW_{el} BHKW-System können theoretisch 79 % des Strombedarfs gedeckt werden. Obwohl zeitweise Lastspitzen auftreten, in denen der Strombedarf grösser ist als die Stromerzeugung kann die BHKW-Anlage mit 1 kW_{el} einen Grossteil des gesamten Strombedarfs im Einfamilienhaus decken.

Zur Veranschaulichung wird der Stromlastgang für einen Haushalt an einem Wintertag und die Stromproduktion einer BHKW-Anlage mit 1 kW_{el} in Figur II.2-12 beispielhaft dargestellt [ENWG, 2012]. Die Anzahl der Volllaststunden der BHKW-Anlage am Wintertag (09.02.2011) wird mit 14 Stunden angenommen.

Figur II.2-13: Beispielhafte Gegenüberstellung des Stromlastgangs für einen Haushalt[46] an einem Wintertag und der Stromproduktion einer BHKW-Anlage mit 1 kW_{el}



Quelle: ENWG 2012

Kategorie 2 wird in die Kategorien 2a und 2b untergliedert, da sich unterschiedliche Voraussetzungen in Bezug auf die Eigenverwertung der produzierten Elektrizität ergeben.

Anlagen der Kategorie 2a werden von Wohnimmobiliengesellschaften betrieben, welche keine Energieversorgungsunternehmen sind und aufgrund der fehlenden gesetzlichen Rahmenbedingungen nur einen Teil der in den Immobilien verbrauchten Elektrizität direkt bereitstellen können (z.B. Stromverbrauch für Aufzüge oder Treppenhausbeleuchtung). Dementsprechend ist die Eigenverwertung niedrig und der Grossteil des erzeugten Stroms wird ins öffentliche Netz eingespeist. Es wird von einer Eigenverwertung des Stroms von 20 % ausgegangen. Das BHKW-System mit 10 kW_{el} kommt beispielhaft in einem grossen Mehrfamilienhaus zum Einsatz. Das BHKW-System mit 100 kW_{el} wird in einem Wohnblock mit 150 Wohneinheiten beispielhaft eingesetzt. Als Einsatzgebiet für das BHKW-System mit 400 kW_{el} wird ein Wärmeverbund betrachtet. Es wird für Kategorie 2a ein Jahreskostenvergleich zwischen BHKW-Systemen und konventionellen Gasbrennwertsystemen unterschiedlicher Heizleistungsklassen für Wohnimmobilien durchgeführt (Tabelle II.2-60, Tabelle II.2-61 und Tabelle II.2-62 im Anhang).

Im Gegensatz zu Kategorie 2a handelt es sich bei Kategorie 2b um Gewerbebetriebe. Daraus folgt die Annahme, dass der eigene Strombedarf durch die Stromproduktion des BHKW-Systems mit einem Anteil von 60 % gedeckt wird. Die BHKW-Systeme mit 10 kW_{el}, 100 kW_{el} und 400 kW_{el} kommen dabei beispielhaft in unterschiedlich grossen Gewerbebetrieben zum Einsatz (Gewerbe I, II und III). In Kategorie 2b werden die Jah-

[46] Dynamisiertes Standardlastprofil H0 für Haushalte vom Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW)

reskosten eines BHKW-Systems mit den Jahreskosten eines konventionellen Gasbrennwertsystems für unterschiedliche Heizleistungsklassen in gewerblich genutzten Immobilien verglichen (Tabelle II.2-63, Tabelle II.2-64 und Tabelle II.2-65 im Anhang).

In Kategorie 3 werden die Jahreskosten für ein BHKW-System mit einer elektrischen Leistung von 1‘000 kW_{el} für einen Industriebetrieb mit den Jahreskosten eines konventionellen Gaskessels verglichen (Tabelle II.2-66 im Anhang). Die Wärmebedarfsdeckung des BHKW-Systems für den Industriesektor wird mit 75 % des gesamten Wärmebedarfs angenommen [BEI, 2011]. Die Eigenverwertung des produzierten Stroms der BHKW-Anlage wird im Jahreskostenvergleich mit 80 % angenommen [Prognos, 2011].

Der Einfluss des Anteils der Eigenverwertung des produzierten Stroms bei BHKW-Systemen auf die Jahreskosten wird mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse für alle Kategorien in Kapitel II.2-0 genauer untersucht.

II.2-1.10.2 Sonstige Rahmendaten

Es wird von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren für alle Heizsysteme ausgegangen. Zudem wird für alle Heizsysteme eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren unterstellt [Prognos, 2011]. Außerdem wird für die betriebswirtschaftliche Betrachtung ein Realzinssatz der Investition für alle Heizsysteme von 5.5 % angenommen. Für den Jahreskostenvergleich wird je nach Kategorie von typischen Gebäudekennzahlen ausgegangen (Tabelle II.2-67 im Anhang). Es handelt sich dabei um Bestandsgebäude.

Neben den Gebäudekenndaten sind noch weitere Rahmendaten zu berücksichtigen und Annahmen zu treffen. Wichtige Eingangsgrössen sind neben dem Erdgasbezugspreis der Strombezugspreis, der Stromeinspeisetarif, sowie der Holzbezugspreis (für die Pelletheizung).

Als Endkundenbezugspreis für Erdgas wird der Gaspreis der in den Modellrechnungen der Energieperspektiven 2050 verwendeten Rahmendaten berücksichtigt. Tabelle II.2-19 zeigt die verwendeten Erdgasbezugspreise 2010 für die jeweiligen Verbrauchskategorien.

Tabelle II.2-19: Rahmendaten der Wirtschaftlichkeitsrechnung: Erdgasbezugspreise für das Jahr 2010

Abnehmer	Erdgasbezugspreis 2010
Kategorie 1 (Einfamilienhaus)	91.24 CHF/MWh
Kategorie 2a (Mehrfamilienhaus)	91.24 CHF/MWh
Kategorie 2a (Wohnblock und Wärmeverbund)	52.26 CHF/MWh
Kategorie 2b (Gewerbe I)	91.24 CHF/MWh
Kategorie 2b (Gewerbe II und Gewerbe III)	52.26 CHF/MWh
Kategorie 3 (Industrie)	52.26 CHF/MWh

Quelle: Prognos 2012

Der Holzbezugspreis für die Bestimmung der Brennstoffkosten bei einer Pelletheizung wurde ebenfalls den Rahmendaten der aktuellen Modellrechnungen der Energieperspektiven 2050 entnommen.

Die Strombezugspreise für Endkunden wurden den veröffentlichten Daten der Eidgenössischen Elektrizitätskommission entnommen [ElCom, 2012]. Die Stromtarife sind je nach jährlichem Strombedarf unterschiedlich hoch. Es wurde ein mittlerer Strombezugspreis über alle Kantone gebildet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Strompreise für dieselben Endkundenkategorien je nach Kanton und Gemeinde grosse Unterschiede aufweisen können. Die Daten der ElCom zeigen, dass für einen Stromverbrauch von 2‘500 bis 4‘500 kWh_{el}/a die Stromtarife um bis zu 8 Rp/kWh_{el} schwanken können. Unterschiedliche Strombezugspreise haben einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Konzepte zur Strom- und Wärmeversorgung. In den Modellrechnungen wurde der Einfluss unterschiedlicher Strombezugspreise auf die Jahreskosten der analysierten Anlagen in einer Sensitivitätsanalyse untersucht (Kapitel II.2-1.10.8). In Tabelle II.2-20 sind die Strombezugspreise für alle Kategorien für das Jahr 2010 angegeben.

Tabelle II.2-20: Rahmendaten der Wirtschaftlichkeitsrechnung: Strombezugspreise für das Jahr 2010

Stromtarif nach Verbrauchsgruppen	Abnehmer	Strombezugspreis 2010
2‘500 bis 4‘500 kWh_{el}/a	Kategorie 1 (Einfamilienhaus)	185.49 CHF/MWh
30‘000 bis 150‘000 kWh_{el}/a	Kategorie 2a (Mehrfamilienhaus)	183.33 CHF/MWh
	Kategorie 2a (Wohnblock)	183.33 CHF/MWh
150‘000 bis 500‘000 kWh_{el}/a	Kategorie 2a (Wärmeverbund)	168.90 CHF/MWh
	Kategorie 2b (Gewerbe I)	168.90 CHF/MWh
500‘000 bis 1‘500‘000 kWh_{el}/a	Kategorie 2b (Gewerbe II)	151.70 CHF/MWh
1‘500‘000 bis 7‘500‘000 kWh_{el}/a (Elektr. Leistung bis 400 kW_{el})	Kategorie 2b (Gewerbe III)	128.90 CHF/MWh
bis 7‘500‘000 kWh_{el}/a (Elektr. Leistung bis 1‘630 kW_{el})	Kategorie 3 (Industrie)	121.85 CHF/MWh

Quelle: Prognos 2012

Die Investitionskosten der Heizsysteme beinhalten neben den Modulkosten alle nötigen Zubehörkosten der Heizanlagen sowie den schlüsselfertigen Einbau (Montage). BHKW-Anlagen werden so ausgelegt, dass die Anlagen über einen integrierten Spitzenlastbrenner sowie einen Wärmespeicher verfügen. Diese Komponenten werden in den Investitionskosten mitberücksichtigt. Die ermittelten Investitionskosten der einzelnen Heizsysteme beinhalten keine Steuern und keine Fördermittel [Quellen: Kosten von Heizsystemen und Kosten von WKK-Anlagen im Anhang].

Die Stromkosten der konventionellen Heizanlage ergeben sich aus dem Stromverbrauch und dem Strombezugspreis der jeweiligen Verbrauchsgruppe. Für das BHKW-Heizsystem dient ein Anteil (abhängig von der Kategorie) des erzeugten Stroms zur Eigenverwertung und der restliche Anteil wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Die Differenz zwischen Stromverbrauch und Stromeigenerzeugung wird mit dem Strombezugspreis der entsprechenden Verbrauchsgruppe verrechnet, um die Stromkosten für das BHKW-System zu bestimmen. Grundlage für den angenommenen Stromeinspeisetarif bildet ein durchschnittlicher mengengewichteter Stromgrosshandelspreis des Schweizer Strommarkts gemäss SWISSIX Base [SWISSIX, 2012]. Es wurde ein durchschnittlicher mengengewichteter Stromgrosshandelspreis aus Quartalspreisen zwischen 2007 bis 2011 gebildet. Damit ergibt sich für das Jahr 2010 ein

angenommener Stromeinspeisetarif von 79.82 CHF/MWh. Es wird angenommen, dass der Stromeinspeisetarif für alle Kategorien identisch ist.

Die Betriebskosten für das konventionelle Heizsystem (Gasbrennwertkessel) wurden für die Kategorie 1 mit 1 % der Investitionskosten angenommen.

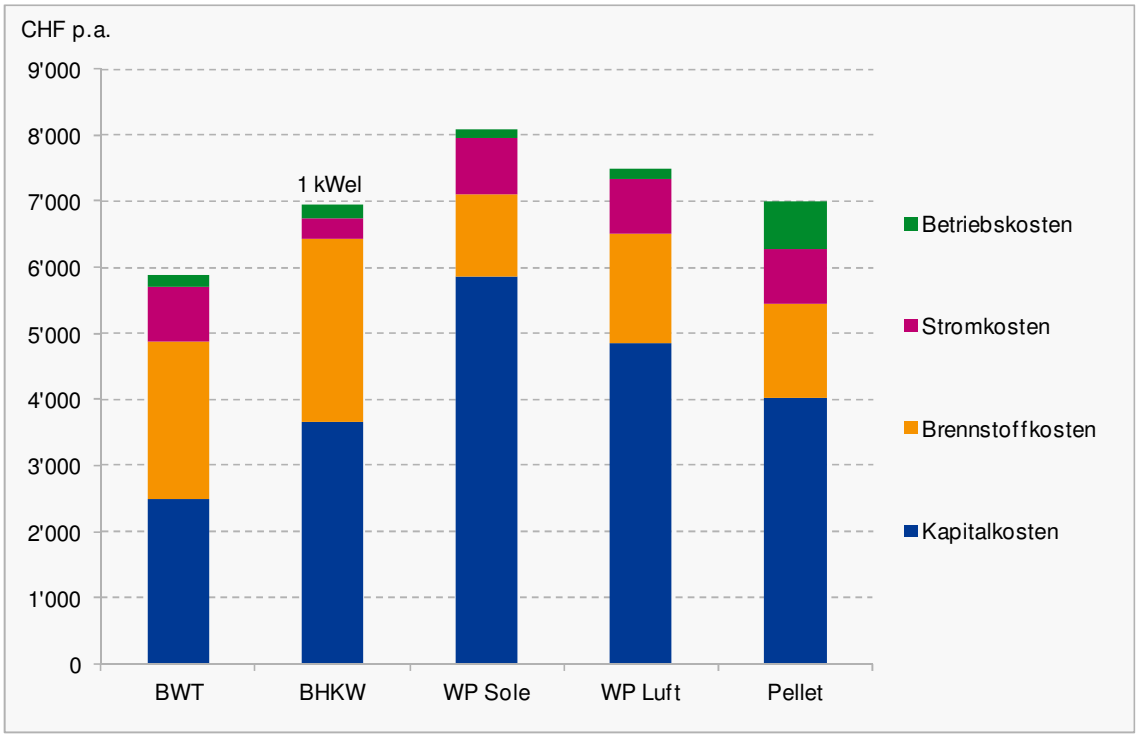
Innerhalb der Kategorie 2 wurden die Betriebskosten für ein grosses Mehrfamilienhaus (20 Wohneinheiten) mit 2 % der Investitionskosten angenommen. Für die grossen konventionellen Heizanlagen der Kategorien 2 und 3 wurden die Betriebskosten mit 3 % der Investitionskosten angenommen [Buderus, 2011].

Die folgenden Jahreskostenvergleiche unterschiedlicher Heizsysteme basieren auf den zuvor getroffenen Annahmen und Rahmendaten. Damit sind die getroffenen Schlussfolgerungen der Kategorien nur unter den gemachten Annahmen und Rahmendaten gültig. Eine detaillierte Übersicht der ermittelten Jahreskosten für die untersuchten Kategorien unter Berücksichtigung der Annahmen und Rahmenbedingungen ist im Anhang in den Tabelle II.2-59 bis Tabelle II.2-66 zu finden.

II.2-1.10.3 Ergebnisse für Kategorie 1

In Kategorie 1 werden die gesamten Jahreskosten eines BHKW-Systems (1 kW_{el}), eines konventionellen Gasbrennwertsystems (Brennwerttechnik – BWT), einer Erdsonde-Wärmepumpe (WP-Sole), einer Luft-Wärmepumpe (WP-Luft) sowie einer Pelletheizung (Pellet) gegenübergestellt.

Figur II.2-14: Jahreskostenvergleich verschiedener Heizsysteme für ein Einfamilienhaus im Jahr 2010 (Kategorie 1), in CHF p.a.



Quelle: Prognos 2012

In Figur II.2-14 sind die ermittelten Jahreskosten verschiedener Heizsysteme für ein Einfamilienhaus (Kategorie 1) gegenübergestellt. Erlöse der Stromeinspeisung wurden dabei von den jährlichen Stromkosten abgezogen.

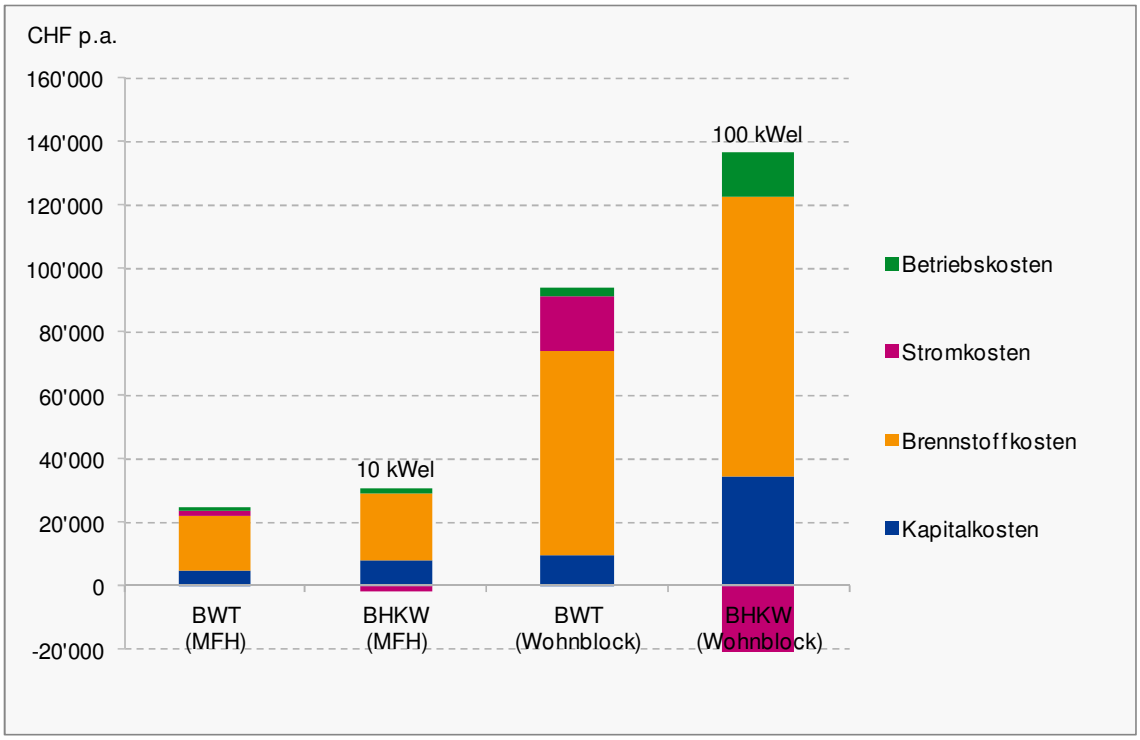
Die Jahreskosten für die konventionelle Gasbrennwerttechnik sind für diese Leistungsklasse am geringsten. Die Jahreskosten des Sole-Wärmepumpensystems (Erdsonde) liegen bei dem direkten Vergleich der untersuchten Heizsysteme hingegen am höchsten. Dies ist auf die hohen Kapitalkosten für die Installation einer Erdsonde-Wärmepumpe zurückzuführen.

Die Jahreskosten des BHKW-Systems liegen 18 % über den Jahreskosten der konventionellen Gasbrennwerttechnik. Dies ist zu einem grossen Teil auf die höheren Kapitalkosten der BHKW-Technik zurückzuführen. Zudem sind die Brennstoffkosten des BHKW höher als bei der konventionellen Brennwerttechnik. Im Vergleich liegen die Brennstoffkosten des konventionellen Gasbrennwertsystems und des BHKW-Systems deutlich über den brennstoffbezogenen Kosten der Alternativsysteme. Selbst durch eine Erhöhung der Volllaststunden der BHKW-Anlage kann eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des BHKW-Systems gegenüber dem konventionellen Gasbrennwertsystem nicht erreicht werden.

II.2-1.10.4 Ergebnisse für Kategorie 2a

Durch einen niedrigen Eigenverbrauch des produzierten Stroms für die Kategorie 2a von 20 % kommt es zu einem jährlichen Überschuss von Stromeinspeiseerlösen aufgrund der hohen Stromeinspeisung von 80 %. Diese Stromeinspeiseerlöse gehen im Gegensatz zu den Stromkosten positiv in die Jahreskosten ein. Zunächst werden in Figur II.2-15 zwei Heizleistungsklassen der Kategorie 2a miteinander verglichen. Wie aus Figur II.2-15 ersichtlich wird, sind die Anteile der Kapitalkosten an den gesamten Jahreskosten bei den BHKW-Systemen für ein grosses Mehrfamilienhaus (20 Wohneinheiten) und für einen Wohnblock mit 150 Wohneinheiten gegenüber dem BHKW-System aus Kategorie 1 gesunken. Dafür ist der Anteil der Brennstoffkosten an den gesamten Jahreskosten im Vergleich zu Kategorie 1 deutlich höher.

Figur II.2-15: Jahreskostenvergleich für zwei Heizleistungsklassen der Kategorie 2a (Mehrfamilienhaus und Wohnblock)



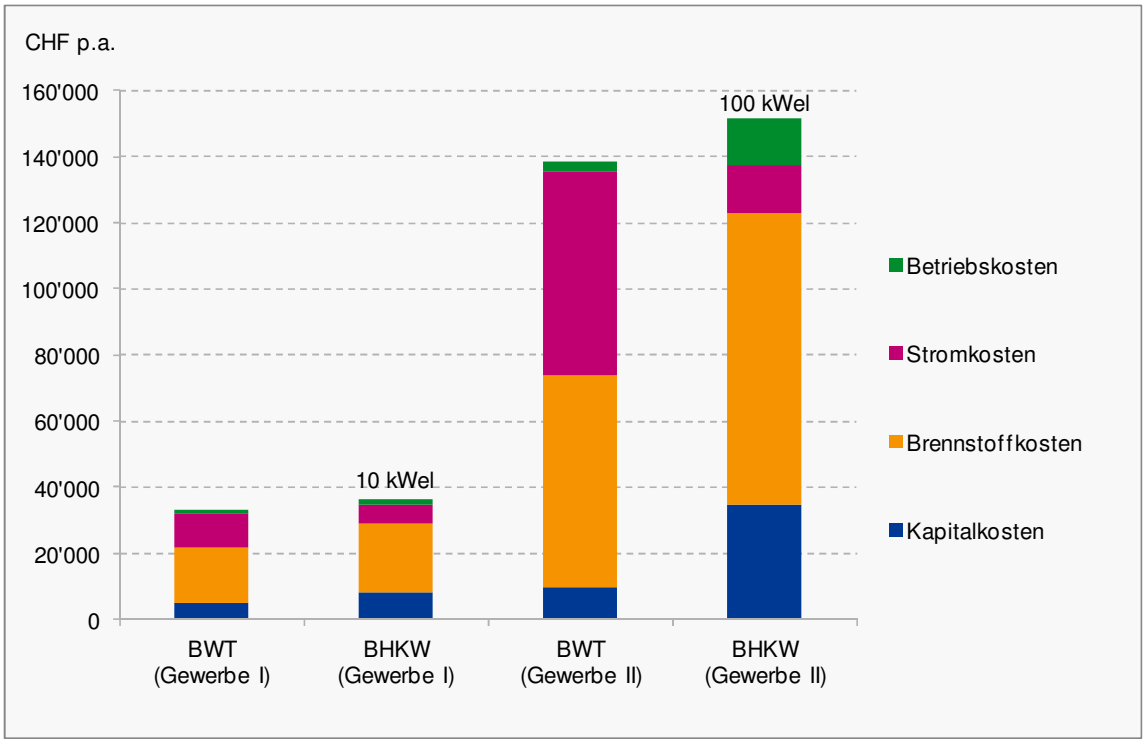
Quelle: Prognos 2012

Die Jahreskosten für ein BHKW-System mit einer elektrischen Leistung von 10 kW_{el} für ein grosses Mehrfamilienhaus (MFH) liegen 18 % über den Jahreskosten eines konventionellen Gasbrennwertsystems (BWT). Für ein BHKW-System für einen Wohnblock mit 150 Wohneinheiten mit einer installierten elektrischen Leistung von 100 kW_{el} liegen die Jahreskosten trotz einer jährlichen Stromgutschrift von 20‘000 CHF um 23 % über den Jahreskosten eines herkömmlichen Gasbrennwertsystems. Werden für Kategorie 2a die Anzahl der Volllaststunden der BHKW-Anlagen erhöht, dann kommt es sogar zu einer leichten Erhöhung der Jahreskosten der BHKW-Systeme. Die Brennstoffkosten für alle Heizsysteme der Kategorie 2a haben den grössten Anteil (deutlich über 50 %) an den gesamten Jahreskosten. Damit beeinflusst eine Erhöhung der Volllaststunden der BHKW-Anlagen die Brennstoffkosten deutlich stärker als die Stromkosten, was zu einem leichten Anstieg der Jahreskosten der BHKW-Systeme gegenüber den konventionellen Gasbrennwertsystemen führt.

II.2-1.10.5 Ergebnisse für Kategorie 2b

Im Gegensatz zu Kategorie 2a wird in Kategorie 2b der grössere Anteil (60 %) des produzierten Stroms zur Deckung des eigenen Strombedarfs verwendet. In Figur II.2-16 sind die Jahreskosten für ein BHKW-System mit 10 kW_{el} und ein konventionelles Gasbrennwertsystem für einen Gewerbebetrieb (Gewerbe I) sowie die Jahreskosten für ein BHKW-System mit 100 kW_{el} und ein konventionelles Gasbrennwertsystem für einen Gewerbebetrieb (Gewerbe II) gegenübergestellt.

Figur II.2-16: Jahreskostenvergleich für zwei Heizleistungsklassen der Kategorie 2b (Gewerbe I und Gewerbe II)

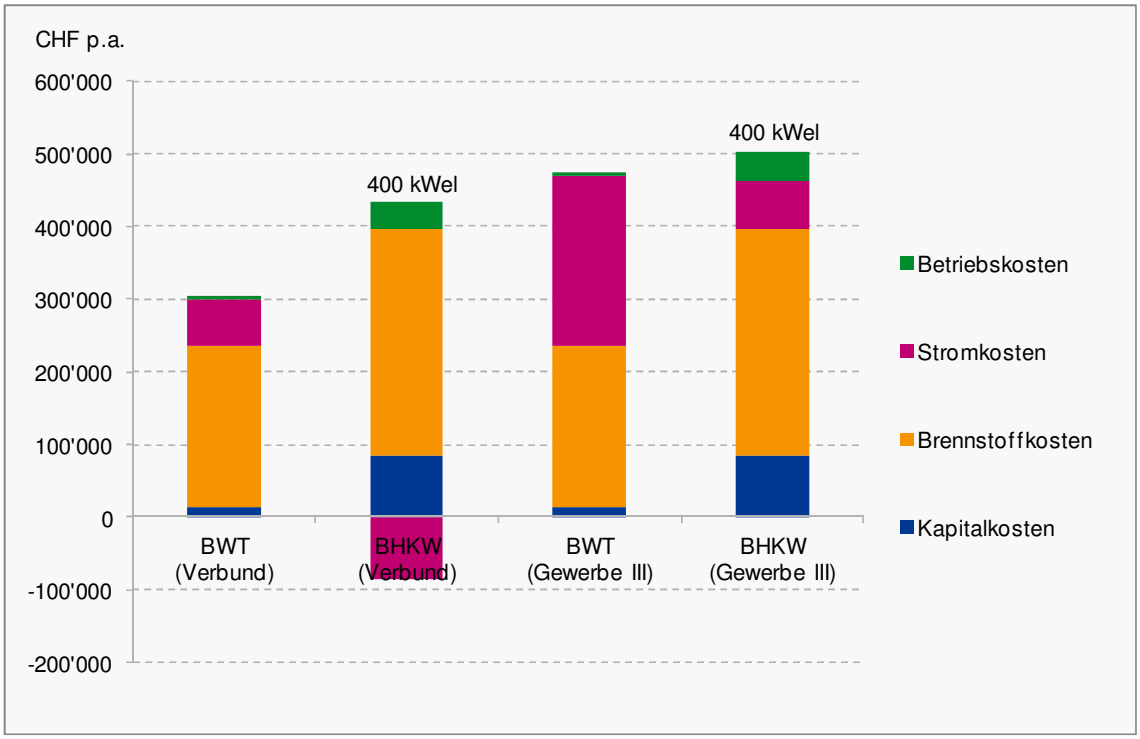


Quelle: Prognos 2012

Die Jahreskosten für ein BHKW-System mit 10 kW_{el} liegen 10 % über den Jahreskosten eines konventionellen Gasbrennwertsystems. Für das BHKW-System mit 100 kW_{el} liegen die Jahreskosten 7 % über den Jahreskosten eines konventionellen Gasbrennwertsystems. Gegenüber Kategorie 2a hat die Differenz der Jahreskosten zwischen den BHKW-Systemen und den konventionellen Gasbrennwertsystemen deutlich abgenommen. Aufgrund des höheren Eigenverbrauchs des produzierten Stroms für Kategorie 2b (Gewerbebetriebe) ergeben sich deutlich wirtschaftlichere Bedingungen als in Kategorie 2a (Wohnanlagen). Jedoch ist selbst für Kategorie 2b die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit für das 10 kW_{el} und das 100 kW_{el} BHKW-System unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen gegenüber den konventionellen Gasbrennwertsystemen nicht gegeben. Durch eine Erhöhung der Volllaststunden für die BHKW-Anlage mit 10 kW_{el} kann keine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem konventionellen Gasbrennwertsystem erreicht werden. Bei den Leistungsklassen von 100 kW_{el} und 400 kW_{el} der BHKW-Anlagen kann durch eine Erhöhung der Volllaststunden jedoch die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber den konventionellen Gasbrennwertsystemen erreicht werden.

In Figur II.2-17 werden die Jahreskosten der grossen Heizsysteme für Kategorie 2a und 2b gegenübergestellt.

Figur II.2-17: Gegenüberstellung der Jahreskosten von BHKW-Systemen mit 400 kWel gegenüber konventionellen Gasbrennwertsystemen für Kategorie 2a und 2b



Quelle: Prognos 2012

Die Jahreskosten des BHKW-Systems mit 400 kW_{el} für Kategorie 2a (Wärmeverbund) liegen trotz eines jährlichen Stromeinspeiseerlöses von 85‘000 CHF 15 % über den Jahreskosten des konventionellen Gasbrennwertsystems. Es stellt sich somit für das BHKW-System mit 400 kW_{el} in einem Wärmeverbund unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen im direkten Jahreskostenvergleich gegenüber einem konventionellen Gasbrennwertsystem keine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit ein. Die Jahreskosten des BHKW-Systems mit 400 kW_{el} in Kategorie 2b (Gewerbe III) liegen mit 4 % leicht oberhalb der Jahreskosten des konventionellen Gasbrennwertsystems. Unter den getroffenen Annahmen stellt sich für beide BHKW-Systeme mit 400 kW_{el} die Wirtschaftlichkeit gegenüber den konventionellen Gasbrennwertsystemen nicht ein. Es bleibt festzuhalten, dass die Wirtschaftlichkeit der BHKW-Systeme für Kategorie 2b mit steigender Leistungsklasse gegenüber dem konventionellen Gasbrennwertsystem stetig zunimmt.

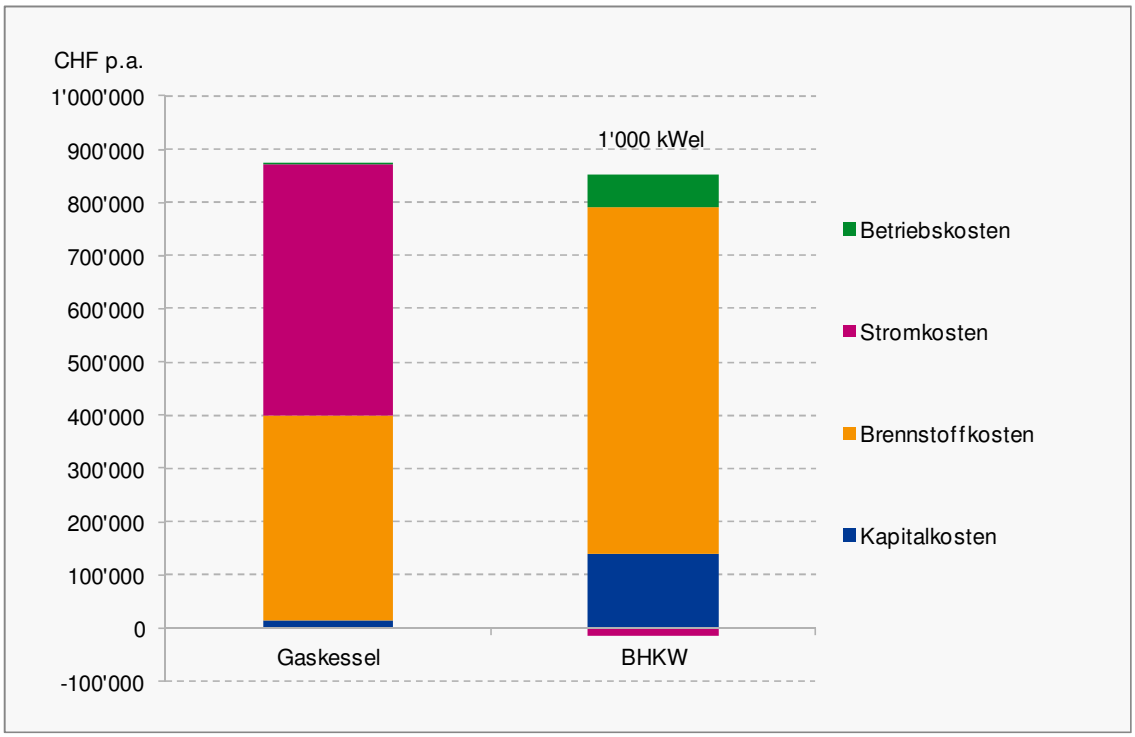
Ausserdem liegen die Jahreskosten der BHKW-Systeme aus Kategorie 2b deutlich unterhalb der Jahreskosten von den BHKW-Systemen aus der Kategorie 2a. Die Wirtschaftlichkeit von Kategorie 2b gegenüber der Kategorie 2a kann durch den höheren Anteil der Stromkosten an den gesamten Jahreskosten begründet werden. Der produzierte Strom hat in Kategorie 2b einen Anteil von 60 % am Eigenverbrauch. Der Strombedarf liegt in Kategorie 2b wesentlich höher und damit kann der Fremdstrombezug durch den Einsatz eines BHKW-Systems gegenüber einem konventionellen Gasbrennwertsystem deutlich verringert werden.

II.2-1.10.6 Ergebnisse für Kategorie 3

Die Wirtschaftlichkeit eines 1‘000 kW_{el} BHKW-Systems gegenüber eines konventionellen Gaskessels in der Industrie hängt stark von dem Verhältnis des Strombedarfs zum Brennstoffeinsatz ab. Je nach Branche ergeben sich unterschiedliche Verhältnisse zwischen Strombedarf und Brennstoffeinsatz. Für die Nahrungsmittelindustrie ergibt sich ein durchschnittliches Verhältnis vom Strombedarf und Brennstoffeinsatz von 0.3. Im Gegensatz dazu erreicht beispielsweise die Holzindustrie bei der Holzverarbeitung ein durchschnittliches Verhältnis von 1.09 [BKWK, 2011].

Wenn der Strombedarf im Verhältnis zum Wärmebedarf hoch ist haben die Stromkosten einen starken Einfluss auf die gesamten Jahreskosten, wodurch das BHKW-System gegenüber dem konventionellen Gaskessel durch die Eigenerzeugung und einen hohen Anteil der Eigennutzung des produzierten Stroms eine höhere wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit aufweist. Bei einem Anteil des Strombedarfs von 59 % vom Wärmebedarf entstehen unter Berücksichtigung der Annahmen für das 1‘000 kW_{el} BHKW-System keine Stromkosten. Liegt der Strombedarf unterhalb des Stromanteils von 59 % vom Wärmebedarf, so entstehen anstelle von Stromkosten Stromeinspeiseerlöse. D.h. die Erlöse aus der Stromeinspeisung der BHKW-Anlage liegen über den jährlichen Stromkosten des Industriebetriebs. Ein Jahreskostenvergleich ist in Figur II.2-18 beispielhaft für einen hypothetischen Betrieb aus der Nahrungsmittelindustrie, der die durchschnittlichen Verhältnisse der Branche widerspiegelt, angegeben (Tabelle II.2-66 im Anhang).

Figur II.2-18: Jahreskosten eines konventionellen Gaskesselsystems gegenüber einem 1‘000 kWel BHKW-System in der Nahrungsmittelindustrie (Kategorie 3)



Quelle: Prognos 2012

Die Jahreskosten des BHKW-Systems mit 1‘000 kW_{el} liegen beim Einsatz in der Nahrungsmittelindustrie unter den getroffenen Annahmen um 4 % unter den Jahreskosten

des konventionellen Gaskesselsystems mit Fremdstrombezug. Bei dem Einsatz des BHKW-Systems entsteht ein jährlicher geringer Stromeinspeiseerlös. Durch eine Erhöhung der Volllaststunden nimmt die Wirtschaftlichkeit des BHKW-Systems gegenüber dem konventionellen Gaskesselsystem zu.

II.2-1.10.7 Zukünftige Investitionsentscheidung

Zukünftige Investitionsentscheidungen können auf Basis fortgeschriebener Brennstoff- und Strombezugspreise aus den aktualisierten Energieperspektiven 2050 abgeschätzt werden. Es wird eine kontinuierliche Abnahme der spezifischen Investitionskosten von BHKW-Systemen und konventionellen Heizanlagen bis 2050 angenommen. Dabei ist die angenommene Kostendegression der konventionellen Heizanlagen von insgesamt 4 % bis 2050 deutlich schwächer als die angenommene Kostendegression der BHKW-Systeme aller Leistungsklassen von durchschnittlich insgesamt 10 %.

Aus der Sicht des Investors ist im Jahr 2020 das BHKW-System aus Kategorie 2b mit 400 kW_{el} (Gewerbeimmobilie) unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber dem konventionellen Gasbrennwertsystem.

Für die gleiche Leistungsklasse aus Kategorie 2a (Wärmeverbund mit 400 kW_{el}) ergibt sich für den Investor hingegen erst im Jahr 2028 eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem Gasbrennwertsystem. Das BHKW-System mit 100 kW_{el} mit einer Anzahl von 3‘750 Volllaststunden für eine Gewerbeimmobilie ergibt sich für die Investitionsentscheidung des Investors im Jahr 2024 eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem konventionellen Gasbrennwertsystem. Das BHKW-System gleicher Leistungsklasse für eine Wohnimmobilie (Wohnblock mit 150 Wohneinheiten) erreicht dagegen die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit erst im Jahr 2034. Für alle anderen untersuchten BHKW-Systeme ergibt sich unter den getroffenen Annahmen auch bis zum Jahr 2050 für den Investor kein wirtschaftlicher Vorteil der Investition gegenüber konventionellen Gasbrennwertsystemen mit Fremdstrombezug.

Im Vergleich der unter Kategorie 3 (1‘000 kW_{el}) fallenden Anlagen ist auch zukünftig (Betrachtungszzeitraum bis 2050) unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen das BHKW gegenüber dem Gaskessel wirtschaftlich konkurrenzfähig. Für Kategorie 3 (1‘000 kW_{el}) ist die Investitionsentscheidung vor allem vom Verhältnis des Stromverbrauchs zum Brennstoffverbrauch bzw. zum Wärmebedarf des Betriebs abhängig. Bei einem hohen Stromverbrauch ergibt sich eine höhere wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des BHKW-Systems im Vergleich zum konventionellen Gaskessel.

II.2-1.10.8 Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten

Die Jahreskosten sind eine Funktion mehrerer Variablen, auf die unterschiedliche Faktoren einwirken. Mit einer Sensitivitätsanalyse werden Abhängigkeiten der Jahreskosten von Veränderungen bestimmter Variablen untersucht. Ziel ist eine Abschätzung von Kostenkorridoren und möglichen Einsatzrisiken. Damit kann die Sensitivitätsanalyse Aufschluss über Stärke der verschiedenen Einflussfaktoren geben. Wichtige Fragestellungen sind unter anderem: Wie stark verändern Schwankungen in den Brennstoffkosten die Jahreskosten? Wie wirken sich hohe Zinssätze auf die Jahreskosten aus. Um den Einfluss der Variablen auf die Jahreskosten zu untersuchen, wird innerhalb einer bestimmten Bandbreite eine Variable variiert, um die Änderung des Ergebnisses zu beobachten. Die übrigen Variablen bleiben dabei konstant [Prognos, 2007b].

Im Folgenden wird eine Sensitivitätsanalyse für ein konventionelles Gasbrennwertsystem und für ein BHKW-System durchgeführt. In Tabelle II.2-21 sind die hinsichtlich der Sensitivität überprüften Variablen und deren Parameterabweichungen vom Referenzwert angegeben.

Tabelle II.2-21: Berücksichtigte Variablen auf die Sensitivität der Jahreskosten unterschiedlicher Heizsysteme für das Jahr 2010

Untersuchte variablen auf Sensitivität bei Gasbrennwertsystem	Untersuchte variablen auf Sensitivität bei BHKW-System	Referenzwert	Einheit	Parameterbereiche
Zinssatz		5.50	[%]	1.38 bis 11
Abschreibungsdauer		15	[a]	3.75 bis 30
Erdgasbezugspreis		91.24	[CHF/MWh]	22.80 bis 182.40
		52.26		13.10 bis 104.60
Strombezugspreis		185,49	[CHF/MWh]	46.37 bis 370.97
		183,33		45,83 bis 366,66
		168,90		42.20 bis 337,80
		151,74		38.10 bis 304.40
		128,87		32,22 bis 257,75
		121,85		30.46 bis 243.69
	Stromeinspeisetarif	79.82	[CHF/MWh]	55.88 bis 159.64
	Volllaststunden	3‘750	[h/a]	937.50 bis 7‘500
		4‘030		1‘007,50 bis 8‘060
		4‘500		1‘125 bis 8‘760
	Stromeigenverwertung	20	[%]	0 bis 100
		60		0 bis 100
		80		0 bis 100

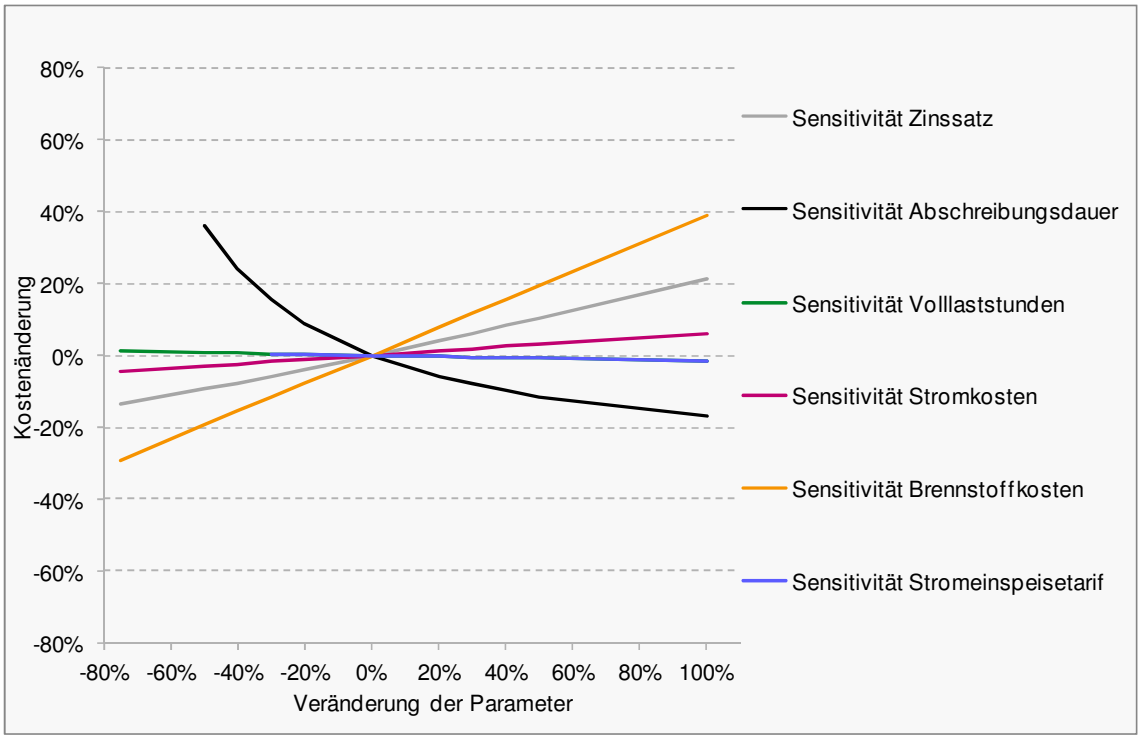
Quelle: Prognos 2012

Der Parameterbereich für die Abschreibungsdauer der Kategorie 1 wird nur von 7.5 bis 30 Jahren angegeben. Je nach Kategorie handelt es sich für den Erdgasbezugspreis um kleine oder mittlere Verbraucher. Der Strombezugspreis ist abhängig von der jeweiligen Verbrauchsgruppe nach ElCom (Tabelle II.2-20).

Nachfolgend werden die Einflüsse der Veränderung der untersuchten Parameter auf die Jahreskosten für alle untersuchten Kategorien für das BHKW-System dargestellt und erläutert.

Figur II.2-19 zeigt die Sensitivitäten auf die Jahreskostenveränderung für das BHKW-System mit einer elektrischen Leistung von 1 kW_{el} für den Einsatz in einem Einfamilienhaus (Kategorie 1).

Figur II.2-19: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 kWel (Kategorie 1)

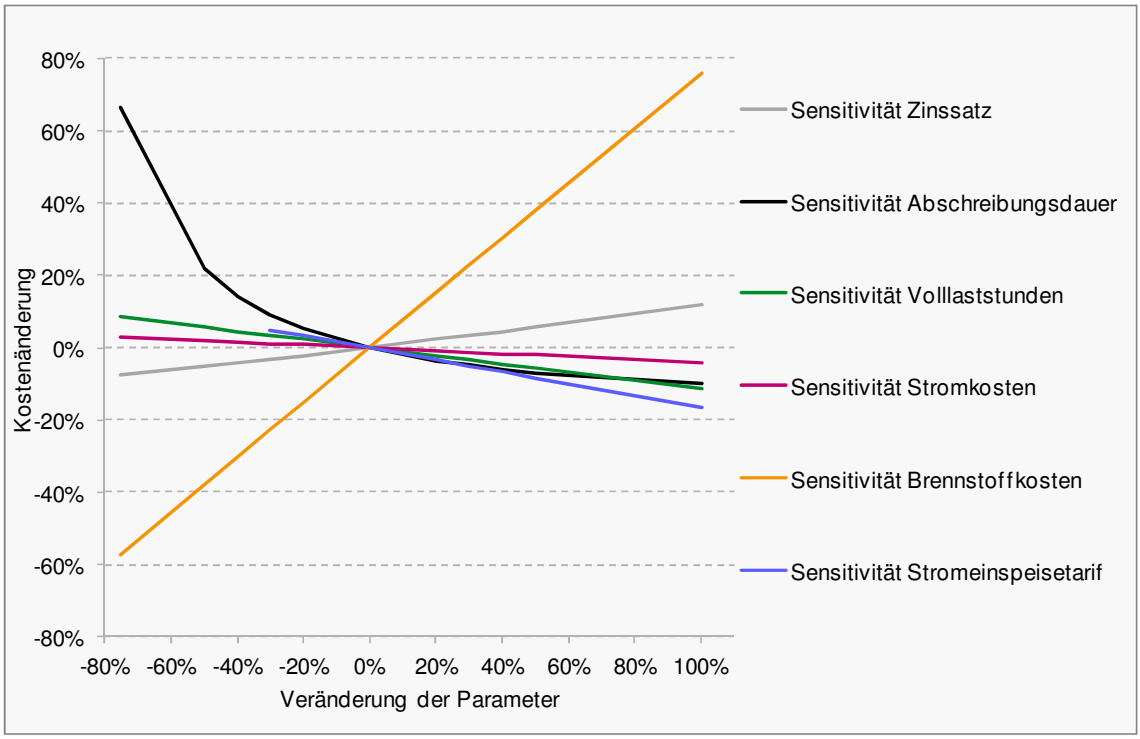


Quelle: Prognos 2012

Da die Anteile der Kapital- und Brennstoffkosten bei dem 1 kW_{el} BHKW-System am höchsten sind, bewirken eine Zunahme des Erdgasbezugspreises und des Zinssatzes sowie eine Verkürzung der Abschreibungsdauer eine Steigerung der Jahreskosten. Den stärksten Einfluss auf die Jahreskosten hat dabei der Erdgasbezugspreis.

In Figur II.2-20 sind die Einflüsse der Veränderung der Parameter auf die Jahreskosten exemplarisch für ein 100 kW_{el} BHKW-System für Kategorie 2a (Wohnblock mit 150 Wohneinheiten) dargestellt. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen für die anderen Leistungsklassen der Kategorie 2a lassen vergleichbare Schlussfolgerungen zu (siehe Figur II.2-46 und Figur II.2-48 im Anhang).

Figur II.2-20: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 100 kWel (Kategorie 2a)

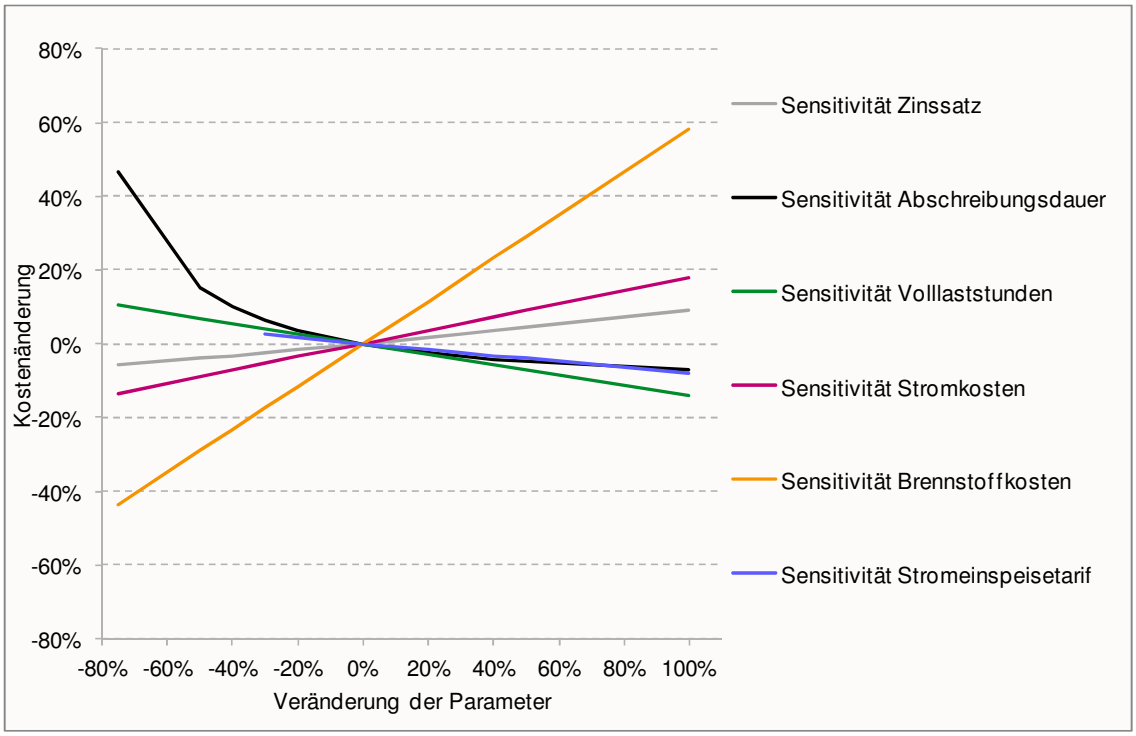


Quelle: Prognos 2012

Für die Kategorie 2a ist ein deutlich stärkerer Einfluss der Brennstoffkosten auf die Jahreskosten als bei Kategorie 1 zu erkennen. So ergibt sich bei einer Verdopplung des Erdgasbezugspreises eine Steigerung der Jahreskosten um 76 %. Der Einfluss der Änderung des Zinssatzes und der Abschreibungsdauer sind hingegen geringer als für Kategorie 1. Durch eine Erhöhung der Volllaststunden können die Jahreskosten gesenkt werden. Im Gegensatz zu Kategorie 1 ist ein deutlicher Einfluss des Stromeinspeisetarifs für das BHKW-System mit 100 kW_{el} von Kategorie 2a auf die Jahreskosten aufgrund der hohen Einspeisung des produzierten Stroms in das öffentliche Netz zu erkennen. Eine Verdopplung des Stromeinspeisetarifs bewirkt eine Abnahme der Jahreskosten um 17 %.

Auch für Kategorie 2b wird das BHKW-System mit 100 kW_{el} für einen Gewerbebetrieb (Kategorie 2b, Gewerbe II) exemplarisch auf die Sensitivität unterschiedlicher Parameter auf die Jahreskosten in Figur II.2-21 dargestellt. Für die anderen Leistungsklassen der Kategorie 2b lassen sich ähnliche Schlussfolgerungen ableiten (siehe Figur II.2-47 und Figur II.2-49 im Anhang).

Figur II.2-21: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 100 kWel (Kategorie 2b)

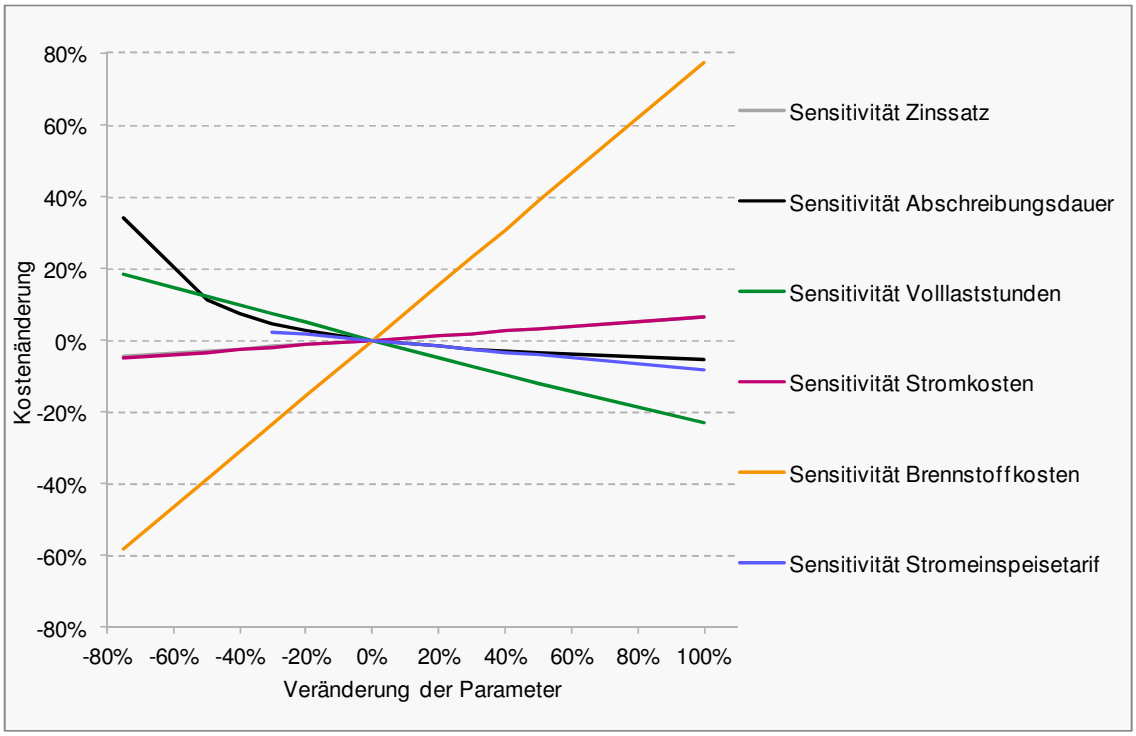


Quelle: Prognos 2012

Der Einfluss des Zinssatzes und der Abschreibungsdauer auf die Jahreskosten für das BHKW-System mit 100 kW_{el} des Gewerbebetriebs (Kategorie 2b) ist etwas niedriger als beim BHKW-System mit 100 kW_{el} für den Wohnblock (Kategorie 2a). Bei den Stromkosten ergibt sich jedoch für das BHKW-System mit 100 kW_{el} der Kategorie 2b ein deutlich stärkerer Einfluss auf die Jahreskosten als auf das BHKW-System mit der identischen Leistung aus Kategorie 2a. Diese Tatsache kann durch den höheren Anteil der Stromkosten an den gesamten Jahreskosten für Kategorie 2b gegenüber Kategorie 2a erklärt werden. Der Einfluss der Volllaststunden auf die Jahreskosten für Kategorie 2b (100 kW_{el}) ist etwas stärker als bei Kategorie 2a (100 kW_{el}). Der Einfluss der Brennstoffkosten auf die Jahreskosten für Kategorie 2b (100 kW_{el}) fällt hingegen deutlich geringer aus, als für Kategorie 2a (100 kW_{el}). Die Brennstoffkosten haben in Kategorie 2a einen grösseren Anteil an den Jahreskosten als in Kategorie 2b.

Der Einfluss von Parameteränderungen auf die Jahreskosten für ein 1‘000 kW_{el} BHKW-System (Kategorie 3) ist in Figur II.2-22 dargestellt.

Figur II.2-22: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 1‘000 kWel (Kategorie 3)



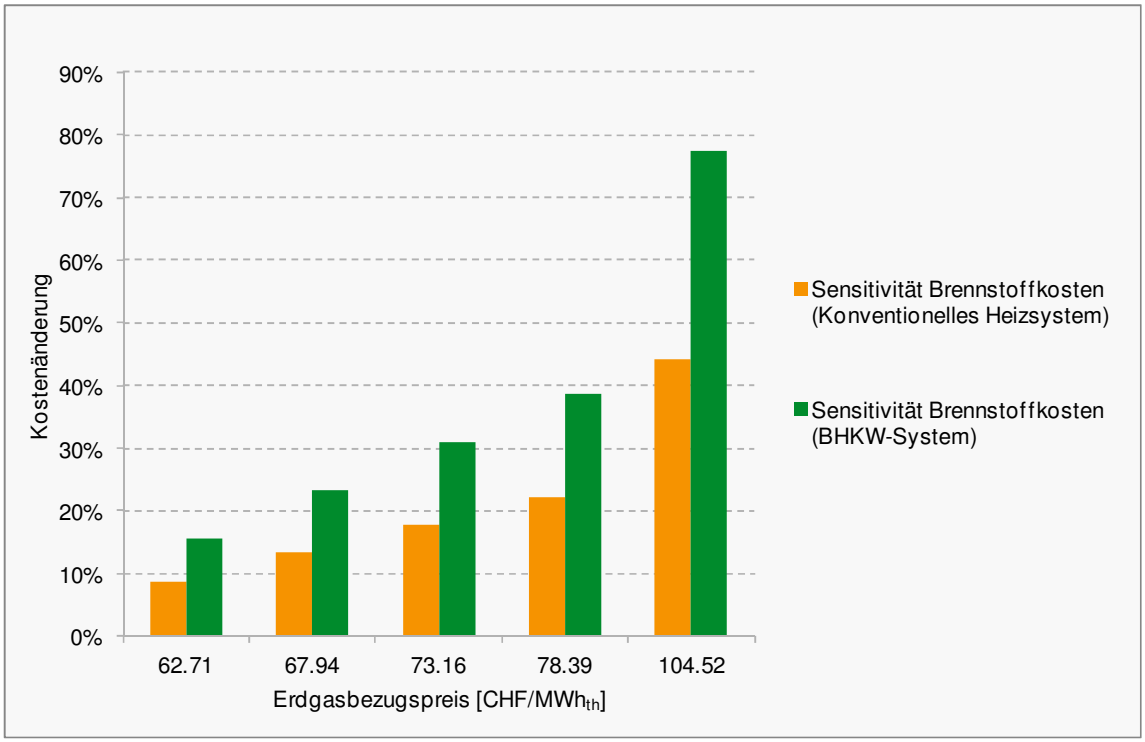
Quelle: Prognos 2012

Für das BHKW-System mit einer elektrischen Leistung von 1‘000 kW_{el} hat die Veränderung der Brennstoffkosten wie bei den anderen Kategorien auch den grössten Einfluss auf die Jahreskosten. Ausserdem hat die Anzahl der Volllaststunden des BHKW-Systems einen höheren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Kategorie 1, 2a und 2b. Gerade bei den grossen Leistungsklassen ist der Einfluss der jährlichen Volllaststunden des BHKW-Systems auf die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber den konventionellen Gasheizsystemen hoch.

Für die Jahreskosten eines Heizsystems mit konventionellem Gasheizsystem stellt sich für alle Kategorien der Erdgasbezugspreis als grösster Einflussfaktor heraus. Dabei nimmt der Einfluss des Erdgasbezugspreises auf die Jahreskosten von Kategorie 1 bis Kategorie 3 zu.

Bei der Sensitivitätsanalyse ist zu beachten, dass ein langfristig bzw. temporär stark ansteigender Erdgasbezugspreis innerhalb der nächsten Jahre durchaus vorstellbar ist. Da die Jahreskosten des BHKW-Systems und des konventionellen Gasheizsystems sehr sensitiv auf einen Anstieg der Brennstoffpreise reagieren, sollte der Einfluss eines Anstiegs der Erdgasbezugspreise auf die Investitionsentscheidung genauer untersucht werden. Daher werden im Folgenden die für den Investor entstehenden Mehrkosten bezüglich der Jahreskosten zwischen dem konventionellen Heizsystem und dem BHKW-System in Hinblick auf die Veränderung des Erdgasbezugspreises anhand eines Beispiels analysiert. Für die Interpretation der Ergebnisse sollte berücksichtigt werden, dass in den Berechnungen ein auf den Gaspreis nicht sensitiver Strompreis unterstellt wurde. Bei einem steigenden Anteil von Erdgas in der Stromerzeugung steigt der Strompreis bei steigenden Gaspreisen an, wobei aufgrund des diversifizierten Kraftwerkparks davon ausgegangen werden kann, dass ein steigender Gaspreis nicht einen in derselben Höhe steigenden Strompreis induziert.

Figur II.2-23: Gegenüberstellung eines konventionellen Heizsystems und eines BHKW-Systems (Kategorie 3, 1‘000 kWel) hinsichtlich der Sensitivität auf des Erdgasbezugspreises auf die Jahreskosten im Jahr 2010



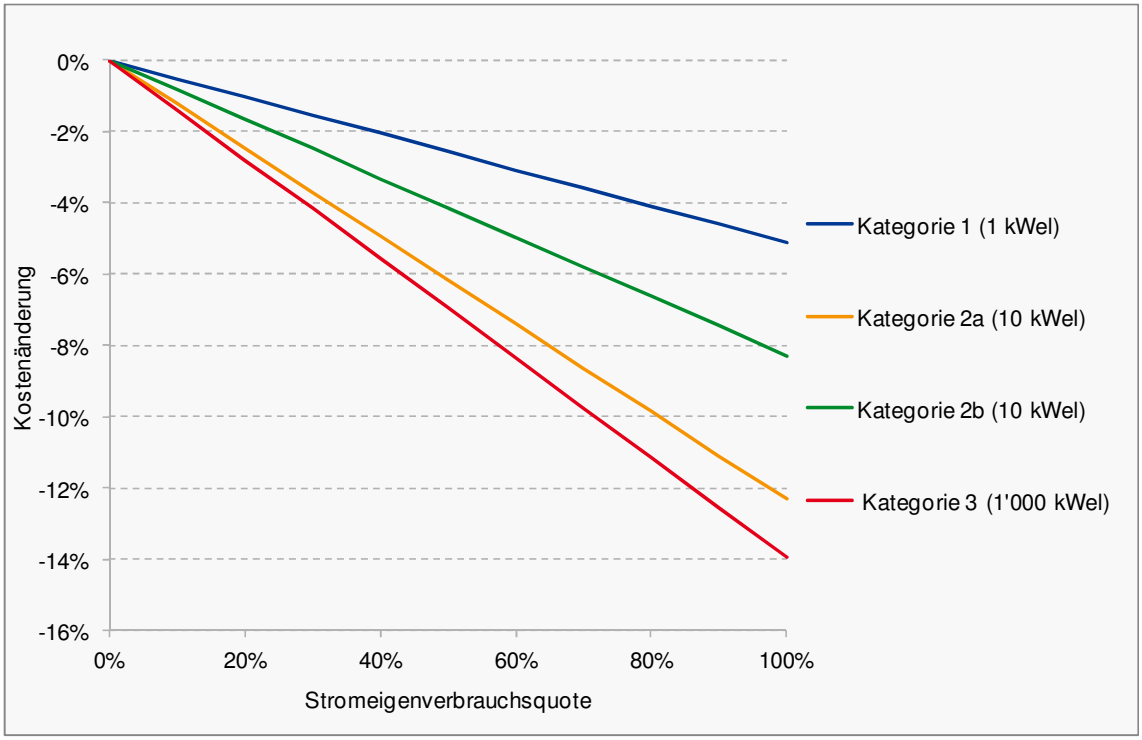
Quelle: Prognos 2012

In Figur II.2-23 ist der Einfluss der Veränderung des Ergasbezugspreises für ein BHKW-System mit 1‘000 kW_{el} (Kategorie 3) und eines herkömmlichen Gaskessels für einen Betrieb der Nahrungsmittelindustrie beispielhaft dargestellt. Der Referenzwert des Erdgasbezugspreises liegt bei 52.26 CHF/MWh (Tabelle II.2-19). Aus Figur II.2-23 wird ersichtlich, dass eine Veränderung des Erdgasbezugspreises bei einem BHKW-System einen deutlich höheren Einfluss auf die Jahreskosten hat, als bei einem herkömmlichen Gaskesselsystem. Eine Verdopplung des Erdgasbezugspreises wirkt sich auf die Jahreskosten des BHKW-System um 33 % stärker aus, als bei einem konventionellen Gaskesselsystem. Dies liegt an den höheren Brennstoffkosten bei einem Einsatz des BHKW-Systems. Die Brennstoffkosten des BHKW-Systems ergeben sich aus dem Brennstoffverbrauch der BHKW-Anlage (Wärmegrundlastdeckung) sowie des Spitzenlastgaskessels (Deckung der Spitzenlast) und dem Erdgasbezugspreis. Während beim BHKW-System die BHKW-Anlage knapp 70 % des gesamten Wärmebedarfs abdeckt, werden vom Spitzenlastkessel nur die restlichen 30 % abgedeckt. Bei dem konventionellen Gaskesselsystem deckt der Gaskessel sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast ab. Während der Spitzenlastkessel einen thermischen Wirkungsgrad von 90 % aufweist, hat die BHKW-Anlage einen elektrischen Wirkungsgrad von 42 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 46 %. Aufgrund des niedrigeren thermischen Wirkungsgrades der BHKW-Anlage und des hohen Wärmedeckungsanteils von 70 % ergeben sich höhere Brennstoffkosten gegenüber der konventionellen Gaskesselanlage.

Neben den Brennstoffkosten wird nachfolgend der Einfluss des Verwendungszwecks des produzierten Stroms der BHKW-Anlage (Eigenverwertung und Stromeinspeisung) auf die Jahreskosten genauer untersucht.

Der Einfluss der Stromeigennutzung des produzierten Stroms auf die Jahreskosten des BHKW-Systems ist für einige ausgewählte Leistungsklassen der untersuchten Kategorien in Figur II.2-24 dargestellt. Der Anteil der Stromeigennutzung variiert dabei zwischen 0 % (vollständige Einspeisung ins öffentliche Stromnetz) und 100 % (vollständige Stromeigennutzung).

Figur II.2-24: Überprüfung der Sensitivität der Stromeigennutzung des produzierten Stroms für einige Leistungsklassen



Quelle: Prognos 2012

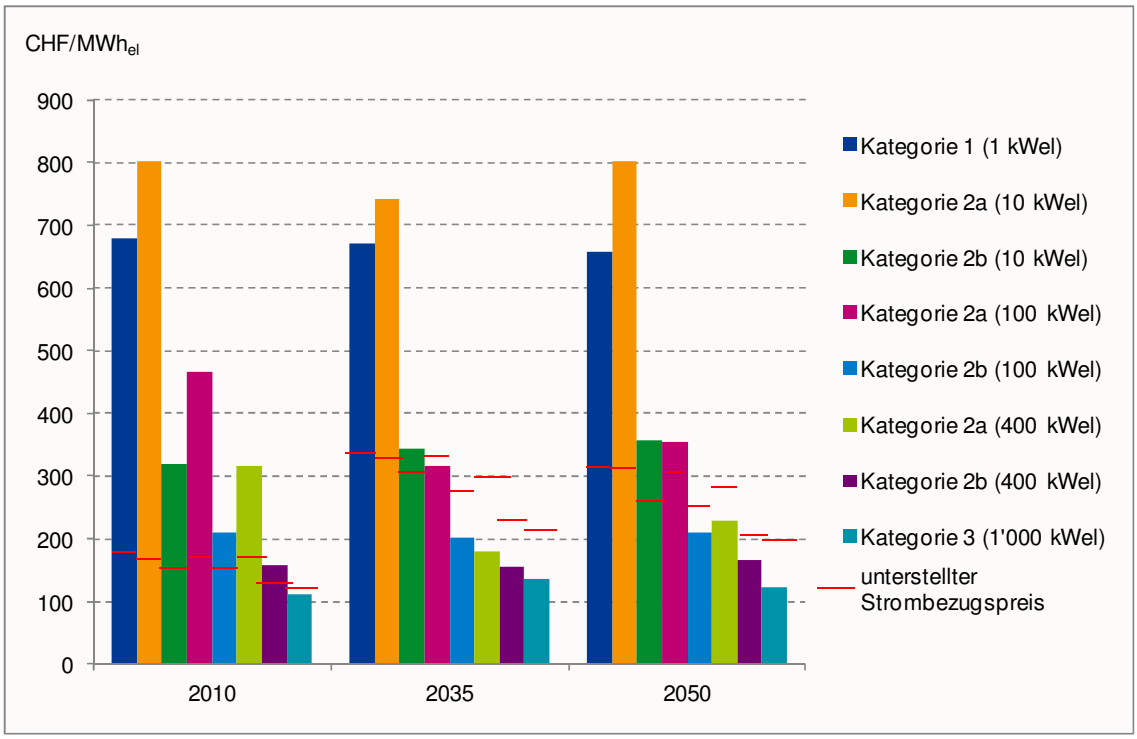
Das BHKW-System mit 1‘000 kW_{el} für die Industrie zeigt unter Berücksichtigung der Annahmen den grössten Einspareffekt der Jahreskosten von 14 % durch einen vollständigen Stromeigenverbrauch. Es ist zu erkennen, dass die Jahreskosten mit steigender Stromeigennutzung für alle Kategorien sinken.

II.2-1.10.9 Auswirkungen eines hohen Strombezugspreises

Durch eine Zunahme des Strombezugspreises steigt der Anteil der Stromkosten an den gesamten Jahreskosten. Ab einem bestimmten Strombezugspreis sind die Jahreskosten des konventionellen Heizsystems so hoch, dass ein BHKW-System konkurrenzfähig hinsichtlich der Jahreskosten ist. Je nach Eigenverbrauch des produzierten Stroms liegen die gesamten Jahreskosten unter jenen des konventionellen Heizsystems. In Figur II.2-25 ist der Strombezugspreis welcher notwendig ist, damit die Jahreskosten des BHKW-Systems den Jahreskosten des konventionellen Heizsystems (Gasbrennwertkessel bzw. Gaskessel) entsprechen, für die Kategorien beispielhaft angegeben. Für die folgenden Analysen wurde die Wirtschaftlichkeitsrechnung auf den gesamten Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 ausgeweitet. Dabei wurden die in der Modellierung der Energieperspektiven 2050 verwendeten Rahmendaten berücksichtigt (vgl. Hauptbericht, Kap. 3). Es wird nicht der wirtschaftliche Betrieb des BHKW-Systems bzw. des konventionellen Heizsystems über einen längeren Zeitraum betrach-

tet, sondern die Investitionsentscheidung des Investors zu einem bestimmten Zeitpunkt.

Figur II.2-25: Strombezugspreis, bei welchem die Jahreskosten des BHKW-Systems jenen des konventionellen Heizsystems entsprechen (Rahmendaten des Szenarios „Weiter wie bisher“)



Quelle: Prognos 2012

Neben den notwendigen Strombezugspreisen für die Kategorien sind auch die in der Modellierung unterstellten Strombezugspreise (siehe Tabelle II.2-20) in Figur II.2-25 dargestellt. Für das 1 kW$_{el}$ BHKW-System ergibt sich der höchste notwendige Strombezugspreis für die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit im Vergleich zum Gasbrennwertsystem. Der in der Modellierung unterstellte Strombezugspreis für die Kategorie 1 im Jahr 2010 beträgt 185.49 CHF/MWh$_{el}$ (Tabelle II.2-20). Die Strombezugspreise müssten aber für eine Konkurrenzfähigkeit im Jahr 2010 gegenüber einem konventionellen Gasbrennwertsystem auf 680 CHF/MWh$_{el}$ steigen. Auch für die Kategorie 2a und 2b liegen die notwendigen Strombezugspreise im Jahr 2010 über den Strombezugspreisen der Kategorien. Für das BHKW-System mit 10 kW$_{el}$ aus Kategorie 2a liegt der notwendige Strombezugspreis von 802 CHF/MWh$_{el}$ sogar über dem von Kategorie 1. Grund dafür ist ein wesentlich geringerer Anteil der Stromkosten an den gesamten Jahreskosten für das BHKW-System mit 10 kW$_{el}$ gegenüber Kategorie 1. Für das 1‘000 kW$_{el}$ BHKW-System stellt sich bereits 2010 bei den angenommenen Strombezugspreisen von 129.85 CHF/MWh$_{el}$ (Tabelle II.2-20) die Wirtschaftlichkeit gegenüber dem konventionellen Gaskesselsystem unter den getroffenen Annahmen und Rahmendaten ein.

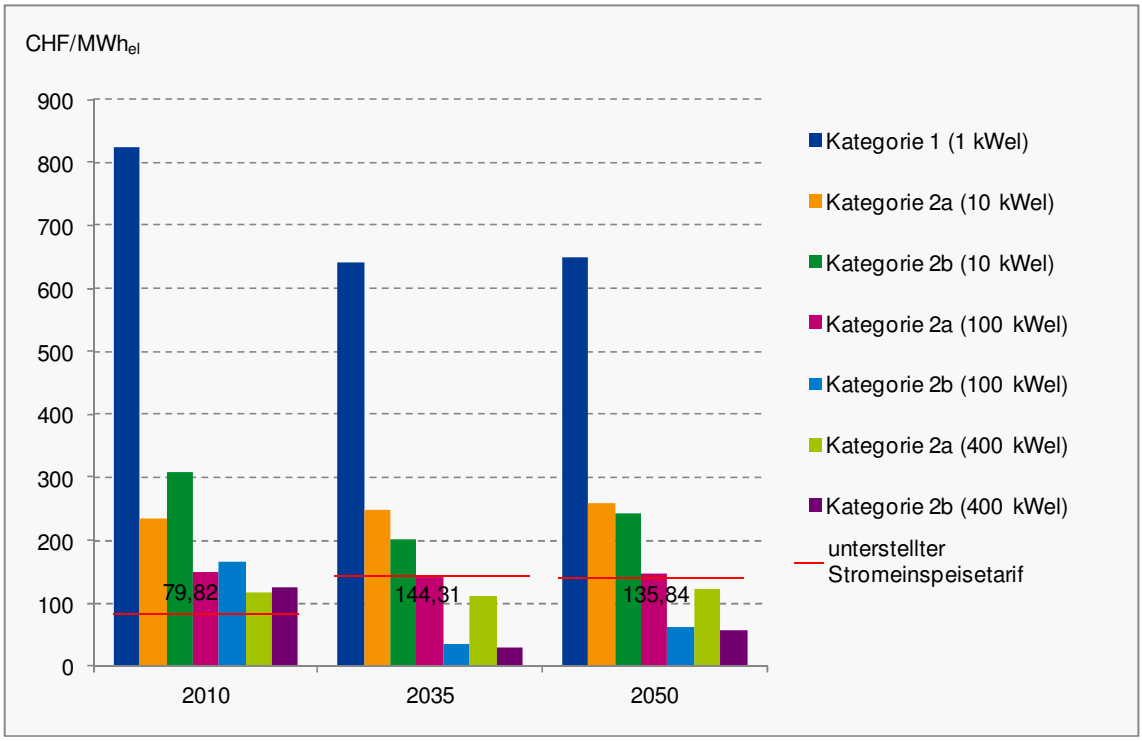
Bei den BHKW-Systemen mit 100 kW$_{el}$ der Kategorie 2b und den BHKW-Systemen mit 400 kW$_{el}$ von Kategorie 2a und 2b stellt sich eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit hinsichtlich der Investitionsentscheidung des Investors für die Jahre 2035 und 2050 gegenüber der konventionellen Gasbrennwerttechnik mit Fremdstrombezug ein. Während im Jahr 2035 sich für den Investor für das BHKW-System mit 100 kW$_{el}$ der Kate-

gorie 2a wirtschaftliche Vorteile gegenüber dem konventionellen Gasbrennwertsystem mit Fremdstrombezug ergeben, gilt dies nicht für das Jahr 2050. Das BHKW-System mit 1‘000 kW_{el} kann unter den getroffenen Annahmen in den Jahren 2035 und 2050 die Wirtschaftlichkeit gegenüber dem konventionellen Gaskessel mit Fremdstrombezug noch weiter ausbauen.

II.2-1.10.10 Auswirkungen einer erhöhten Stromeinspeisevergütung

Nachfolgend wird die Höhe einer Stromeinspeisevergütung berechnet und dargestellt, die notwendig wäre, um, die Jahreskosten eines erdgasbetriebenen BHKW-Systems konkurrenzfähig mit denjenigen eines konventionellen Heizsystems zu machen. Figur II.2-26 zeigt die Entwicklung des notwendigen Stromeinspeisetarifs, damit die Jahreskosten für das erdgasbetriebene BHKW-System jenen des konventionellen Heizsystems entsprechen.

Figur II.2-26: Notwendiger Stromeinspeisetarif, bei welchem die Jahreskosten des BHKW-Systems jenen des konventionellen Heizsystems entsprechen (Rahmendaten: Szenario "Weiter wie bisher")



Quelle: Prognos 2012

Um die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des BHKW-Systems über einen Stromeinspeisetarif zu gewährleisten (z.B. durch Anwendung einer festgelegten Einspeisevergütung), müsste der Tarif im Jahr 2010 für die Kategorie 1 (BHKW mit einer elektrischen Leistung von 1 kW_{el} in einem Einfamilienhaus) bei 823 CHF/MWh_{el} liegen. Die notwendigen Stromeinspeisetarife liegen im Jahr 2010 für alle BHKW-Systeme der Kategorie 2a und 2b über den in der Modellierung unterstellten Stromeinspeisetarifen. Das in Kategorie 3 betrachtete 1‘000 kW_{el} BHKW-System ist bereits im Jahr 2010 wirtschaftlich zu betreiben und wird deswegen hier nicht betrachtet.

Für die Jahre 2035 und 2050 liegen die notwendigen Stromeinspeisetarife der BHKW-Systeme mit 100 und 400 kW_{el} der Kategorie 2b unter den in der Modellierung ange-

nommen Stromeinspeisetarifen, wodurch sich wirtschaftliche Vorteile hinsichtlich der Investitionsentscheidung gegenüber dem konventionellen Gasbrennwertsystem mit Fremdstrombezug ergeben.

II.2-1.10.11 Schlussfolgerungen

Mit zunehmender Leistungsklasse des BHKW-Systems und bei einer genügend hohen Eigennutzung des produzierten Stroms nimmt die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem konventionellen Heizsystem zu. Die Wirtschaftlichkeit hängt zudem stark von der Entwicklung des Erdgas- und Strombezugspreises ab.

Die Jahreskostenanalyse zeigt, dass unter den getroffenen Annahmen nur das BHKW-System mit 1‘000 kW_{el} in der Industrie (Kategorie 3) im Jahr 2010 wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber einem konventionellen Heizsystem ist. Selbst bei einer hohen Anzahl von Volllaststunden ist eine Konkurrenzfähigkeit des 1 kW_{el} BHKW-Systems aus Kategorie 1 sowie des 10 kW_{el},100 kW_{el} und 400 kW_{el} BHKW-Systems aus Kategorie 2a für das Jahr 2010 in wirtschaftlicher Hinsicht mit den unterstellten Rahmenbedingungen nicht gegeben. Jedoch kann durch eine Erhöhung der Volllaststunden für die BHKW-Systeme mit 100 kW_{el} und 400 kW_{el} die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber den konventionellen Gasbrennwertsystemen bereits im Jahr 2010 erreicht werden.

Durch zukünftig steigende Brennstoff- und Strombezugspreise wird die Wirtschaftlichkeit aller BHKW-Systeme beeinflusst. Ausser der beiden Leistungsklassen von 1 und 10 kW_{el} ergeben sich zukünftig wirtschaftliche Vorteile für ein BHKW-System gegenüber dem konventionellen Heizsystem mit Fremdstrombezug.

Die Brennstoffkosten haben für alle untersuchten BHKW-Systeme, ausser für Kategorie 1, den grössten Anteil an den gesamten Jahreskosten. Der Einfluss der Brennstoffkosten auf die gesamten Jahreskosten ist beim BHKW-System stärker als beim konventionellen Heizsystem.

Die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des BHKW-Systems steigt mit einem zunehmenden Anteil der Stromkosten an den gesamten Jahreskosten.

Der Einfluss des Anteils der Stromeigennutzung auf die Jahreskosten wird besonders durch den Vergleich von Kategorie 2a (Wohnimmobilien) und 2b (Gewerbeimmobilien) verdeutlicht. Mit steigendem Anteil der Stromkosten an den Jahreskosten nimmt die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des BHKW-Systems zu. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen ist eine Vermeidung des Fremdstrombezugs einer Stromeinspeisung aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen.

II.2-1.10.12 Förderung und Forschung in Bezug auf WKK-Technologien

Direkte Förderprogramme für WKK-Technologien (seien es Investitionskostenzuschüsse oder erhöhte Einspeisevergütungen) können das ausschöpfbare Potenzial von WKK-Technologien deutlich erhöhen. Direkte Förderprogramme konkurrierender Heiztechnologien können sich hingegen als Hemmnisse auf die Potenziale von WKK-Technologien auswirken. Eine kontinuierliche Weiterentwicklung der WKK-Technologien durch Forschung kann eine mögliche Marktreife von WKK-Technologien (z.B. Brennstoffzellen) beschleunigen und damit einen Einfluss auf das (ungeförderte umsetzbare) Potenzial von WKK-Technologien haben.

II.2-1.10.12.1 WKK-Förderung in der Schweiz

Aufgrund der bisherigen Stromerzeugungsstruktur in der Schweiz (nahezu CO_2-frei) wird WKK meist nur im Rahmen der Erneuerbaren-Energien-Förderung gefördert. Fossil betriebene WKK-Anlagen werden nur in wenigen Kantonen gefördert.

Eine direkte Förderung von WKK-Anlagen findet in den Kantonen Freiburg, Schaffhausen und Thurgau statt. Die vier Kantone mit der höchsten WKK-Stromproduktion pro Einwohner (laut BFE, 2011a: Basel-Stadt, Solothurn, Wallis und Graubünden) erhalten für das Jahr 2011 keine direkten Fördermittel für neu in Betrieb genommene fossil betriebene WKK-Anlagen. Eine Übersicht der 2011 angebotenen Förderprogramme für Energieeinsparmassnahmen auf kantonaler Ebene ist in Tabelle II.2-58 im Anhang zu finden.

Es besteht keine gesetzliche Abnahmepflicht des mit fossil betriebenen WKK-Anlagen produzierten Stroms durch den Netzbetreiber. Für WKK-Anlagen welche mit erneuerbaren Energien betrieben werden bestehen durch die Energiegesetzgebung garantierte Abnahmebedingungen des produzierten Stroms.

II.2-1.10.12.2 Vergleich: Situation in Deutschland

Die WKK-Nettostromerzeugung erhöhte sich in Deutschland im Zeitraum von 2002 bis 2010 um 14 TWh_{el}. Die jährlichen Zuschlagszahlungen zwischen 2003 und 2006 betrugen etwa 800 Mio. Euro je nach Erzeugungsmenge und Zuschlagsätzen. Das Auslaufen der Förderung für alte Bestandsanlagen verringerten die Zuschlagszahlungen im Jahr 2008 auf 521 Mio. Euro. Im Jahr 2009 endeten die Zuschlagszahlungen der neuen Besandsanlagen, so dass die KWK-Gesetz-Vergütung 2010 mit 348 Mio. Euro noch weiter zurückging. Etwa 60 bis 65 % der WKK-Nettostromerzeugung wurde im Jahr 2009 durch das KWK-Gesetz gefördert. Inklusive der alten Bestandsanlagen sind es sogar 80 bis 85 % [Prognos, 2011].

Der Wärmenetzausbau in Deutschland konnte durch eine neu installierte Wärmenetzlänge gegenüber dem Jahr 2009 von 264 auf 534 km im Jahr 2010 gesteigert werden. Insgesamt konnte durch einen Fördermitteleinsatz von ca. 64 Mio. Euro im Jahr 2010 Investitionen in den Wärmenetzausbau in Höhe von 231 Mio. Euro ausgelöst werden. Dadurch konnte der Wärmeanschlusswert um ca. 2.7 GW, der elektrische Anschlusswert um ca. 1.1 GW erhöht werden. Die Förderquote betrug im Jahr 2010 für den Wärmenetzausbau 18 % [Prognos, 2011].

II.2-1.10.12.3 Forschung im WKK-Bereich

Im Rahmen der Energieforschung in der Schweiz [BFE, 2011h] wird im Bereich Effizienzverbesserungen bei WKK-Anlagen und Reduktion der Schadstoffemission eine Zusatznutzung des Abgases eines Dieselmotors durch Umwandlung der Abgaswärme in mechanische Energie untersucht.

Ein neues Entwicklungsprojekt am Institut für Wärme und Öltechnik [Institut für Wärme und Öltechnik, 2011] stellt ein Mikro-WKK-Gerät mit einem heizölbetriebenen Stirlingmotor dar. Gegenüber anderen Viertakt-Verbrennungsmotoren kann ein Stirlingmotor mit modulierendem Ölbrenner deutlich emissionsärmer betrieben werden, ähnlich wie bei Öl-Brennwerttechnik. Außerdem ist eine deutlich geringere Geräuschbelastung gegenüber herkömmlichen BHKW-Anlagen vorhanden und es wird kein Schmieröl zum Betrieb des Stirlingmotors benötigt. Hinzu kommen niedrigere Betriebskosten sowie

eine längere Lebensdauer des Stirlingmotors gegenüber BHKW-Anlagen kleiner Leistungsklasse. Ausgelegt ist der geplante modulierende heizölbetriebene Stirlingmotor für eine thermische Leistung von 5.5 bis 10 kW_{th} und eine elektrische Leistung von 1 kW_{el}. Eine gasbetriebene Variante ist bereits am Markt verfügbar (WhisperGen Stirlingmotor).

Im Bereich „Effizienzverbesserungen bei WKK-Anlagen und Reduktion der Schadstoffemission“ wurde die Zusatznutzung des Abgases eines Dieselmotors durch Umwandlung der Abgaswärme in mechanische Energie untersucht. Im Bereich der Feststoffoxid-Brennstoffzellen (SOFC) steht die Erhöhung der Lebensdauer für die Anwendung in WKK-Anlagen im Vordergrund [BFE, 2011h].

II.2-1.11 Analyse der möglichen Marktdurchdringung von WKK-Anlagen

Im Rahmen der möglichen Optionen für die Entwicklung einer neuen Energiestrategie wurde seit vielen Jahren auch ein starker Ausbau fossiler Wärme-Kraft-Kopplung diskutiert. Ein solcher Ausbau wird vor allem mit dem Argument der Dezentralität der Stromerzeugung begründet. In den Modellrechnungen wurden daher sowohl in den Energieperspektiven 2035 als auch für die aktualisierten Energieperspektiven 2050 ambitionierte Ausbaupfade für fossile WKK-Anlagen (ausser Gaskombikraftwerken) untersucht. Für die Entwicklung eines solchen Pfades gibt es ohne zusätzliche exogene Anforderungen oder Restriktionen keine eindeutige und keine optimale Lösung, da die Investitions- und Gesamtkosten aller WKK-Technologien höher sind als diejenigen der Alternativtechnologie Gaskombikraftwerke. Es wurden daher für die verschiedenen Szenarien Pfade entwickelt, bei denen prioritär die Potenziale der grösseren und mittleren Leistungsklassen ausgeschöpft werden und die teuren kleinen Leistungsklassen erst spät zugebaut werden (in den Szenarien WWB und POM). Die Potenziale für die mittleren Leistungsklassen wurden zurückhaltend eingeschätzt, da wir nicht von einem forcierten Ausbau neuer Nahwärmenetze ausgehen. Diese benötigen für einen wirtschaftlichen Betrieb dauerhaft kalkulierbare hohe Wärmeabnahmedichten. Dies ist bei Wohngebäuden in allen Szenarien aufgrund der langfristigen energetischen Sanierungstätigkeit nicht gegeben, da sich damit langfristig die Wärmedichte in Wohngebieten verringert. Wenn im Rahmen einer WKK-Strategie auch Nahwärmenetze neu gebaut werden sollten, so wäre dies nur unter verschiedenen expliziten Bedingungen möglich:

- Hohe Bebauungsdichte, damit zumindest eine kalkulierbare Grundlast durch den Warmwasserbedarf besteht.
- Möglichst gewisse Anteile an Gewerbe- und Industriebetrieben mit signifikanter Wärmenachfrage im Netz.
- Sicherstellung von förderlichen Rahmenbedingungen (z.B. steigende Wärmepreise), auch wenn die Wärmenachfrage aufgrund der notwendigen Sanierungstätigkeit zurückgeht.

Wir gehen zunächst nicht von solchen Rahmenbedingungen aus: Im Szenario „Politische Massnahmen“ existiert kein entsprechendes Instrument, und im Szenario „Neue Energiepolitik“ nimmt der Niedertemperaturwärmebedarf ohnehin ab 2035 stark ab, so dass auch keine neuen WKK-Anlagen mehr zugebaut werden. Gegenüber fossiler WKK hat der Ausbau der CO_2-freien erneuerbaren Stromerzeugung Priorität.

WKK-Anlagen werden entweder in neuen Objekten oder als Ersatz bestehender Heizanlagen zugebaut. Damit sind sie an Investitionszyklen gebunden und können nicht in einem Jahr (z.B. mit dem Abschalten eines Kernkraftwerks) in beliebiger Menge zugebaut werden. Daher lassen sich die „Lücken“ in der Stromerzeugung nicht vollständig mit WKK-Technologien vermeiden. Die Zahl der zwischenzeitlich benötigten Gaskombikraftwerke wird aber verringert.

Im Folgenden wird der ambitionierte WKK-Pfad, der in den später dargestellten Varianten „C&D&E“ gerechnet wird, mit „WKK-Pfad „hoch““ bezeichnet.

Im Folgenden wird die jährliche Ausbaurate von BHKW-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 bis 100 kW_{el}, welche durch den WKK-Pfad „hoch“ bis 2050 vorgegeben ist, mit den jährlichen unterstellten Erneuerungsraten von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen in Wohngebäuden aus den aktualisierten Energieperspektiven 2035 verglichen.

Die für den WKK-Pfad „hoch“ angenommene WKK-Stromproduktion bis 2050 aus BHKW-Anlagen bis 100 kW_{el} ist in Tabelle II.2-22 angegeben.

Tabelle II.2-22: Vorgegebener Ausbau der Stromproduktion für BHKW-Anlagen bis 100 kWel durch das Szenario „WKK-Pfad hoch“ bis 2050

	Stromproduktion [GWh_{el}]			
	2011	2020	2035	2050
BHKW 1 bis 10 kW_{el}	100	1‘000	2‘500	4‘000
BHKW 11bis 50 kW_{el}	80	800	2‘000	3‘000
BHKW 51 bis 100 kW_{el}	6	60	150	200
Total	186	1‘860	4‘650	7‘200

Quelle: Prognos 2012

Die für den WKK-Pfad „hoch“ erforderlichen Anteile an den jährlichen Erneuerungsraten von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen bis 2050 sind in Tabelle II.2-7 dargestellt. Die dabei angenommenen jährlichen Erneuerungsraten von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen bis 2050 wurden bereits in Kapitel II.2-0 verwendet (Tabelle II.2-7). Es wird angenommen, dass BHKW-Anlagen nach Ablauf ihrer Lebensdauer durch neue ersetzt werden.

Tabelle II.2-23: Einfluss auf die Erneuerungsrate von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen in Wohngebäuden durch das Szenario eines hohen Ausbaus von BHKW-Anlagen bis 100 kW_{el}

	Anteile der Erneuerungsrate von heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen in Wohngebäuden			
	2011	2020	2035	2050
Kleine und mittlere Heizanlagen (BHKW 1 bis 50 kW_{el})	76 %	71 %	74 %	74 %
Grosse Heizanlagen (BHKW 51 bis 100 kW_{el})	2 %	2 %	3 %	3 %
Total	**38 %**	**36 %**	**40 %**	**43 %**

Quelle: Prognos 2012

Das bereits ermittelte technische Potenzial der WKK-Stromproduktion durch BHKW-Anlagen in Wohngebäuden unter Einbeziehung der Erneuerungsraten aus Tabelle II.2-9 wird als Begrenzung für den angenommenen WKK-Pfad „hoch“ verwendet. Damit kann der notwendige Anteil an der jährlichen Erneuerungsrate von konventionellen Heizsystemen für den WKK-Pfad „hoch“ bestimmt werden.

Die durch den WKK-Pfad „hoch“ erforderlichen Erneuerungsraten von kleineren und mittleren Heizanlagen haben einen Anteil von über 70 %. Das bedeutet, dass sich beispielsweise im Jahr 2020 über 70 % der Besitzer einer kleinen bis mittleren heizöl- oder gasbetriebenen Heizanlage, welche altersbedingt ersetzt werden muss, sich für ein BHKW-System entscheiden müsste, um die durch den WKK-Pfad „hoch“ angenommene Stromproduktion aus kleinen und mittleren Heizanlagen für das Jahr 2020 zu erreichen. Auf die gesamten Erneuerungsraten bezogen hätten im Jahr 2020 36 % der Besitzer von alten heizöl- und gasbetriebenen Heizanlagen sich für ein BHKW-System entscheiden müssen, um die erforderliche WKK-Stromproduktion aus dem WKK-Pfad „hoch“ im Jahr 2020 zu erreichen. Bis zum Jahr 2050 bleiben die erforderlichen Erneuerungsraten auf einem ähnlichen Niveau wie 2011.

Aus den vorgegebenen durchschnittlichen BHKW-Leistungsklassen der kleineren und mittleren Anlagen aus Tabelle II.2-9 kann nicht direkt auf die in der Stromangebotsvariante C&D&E verwendeten Leistungsklassen geschlossen werden. Diese wären auch aus noch detaillierterem statistischem Datenmaterial (und unter Beizug weiterer Informationen über Heizanlagengrössen) nicht eindeutig erschliessbar. Zudem gibt es auch ein gewisses Mass an Gestaltbarkeit der Leistungsklassen in Abhängigkeit von der Raum- und Bebauungsentwicklung und - s.o. dem Bau von Wärmeverteilungen. Die BHKW-Leistungsklassen von 1 bis 10 kW_{el} und 11 bis 50 kW_{el} aus dem für die Varianten C&D&E gewählten ambitionierten WKK-Pfad gehen in den vorgegebenen durchschnittlichen BHKW-Leistungsklassen von 1 bis 5 kW_{el} und 6 bis 50 kW_{el} (Tabelle II.2-8) fliessend ineinander über.

Wie in Kapitel II.2-0 gezeigt, sind BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 100 kW_{el} in Wohngebäuden gegenüber konventionellen Heizanlagen unter den derzeit vorhandenen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig. Hingegen können BHKW-Anlagen höherer Leistungsklassen unter bestimmten Voraussetzungen wirtschaftlich gegenüber konventionellen gasbetriebenen Heizanlagen eingesetzt werden.

II.2-2 Stromangebotsvarianten mit ambitioniertem WKK-Ausbaupfad in den Szenarien (C&D&E)

Die ermittelten technischen Potenziale der WKK-Stromproduktion für das Jahr 2010 für die einzelnen Sektoren (Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie) sind noch einmal in Tabelle II.2-24 zusammengefasst.

Tabelle II.2-24: Zusammenfassung der ermittelten technischen und der ökonomisch gewichteten technischen Potenziale der WKK-Stromproduktion für die einzelnen Sektoren in der Schweiz im Jahr 2010

Sektor	Technisches Potenzial		Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial	
	WKK-Stromproduktion [TWh_{el}]		WKK-Stromproduktion [TWh_{el}]	
	WKK-Anlagen >100°C – 500°C	WKK-Anlagen <100°C	WKK-Anlagen >100°C – 500°C	WKK-Anlagen <100°C
Haushalte (Kapitel 0)		19.87		4.42[47]
Industrie (Kapitel 0)	6.07	11.56	2.51	6.35
GHD-Sektor (Kapitel 0)		7.54		3.25
Total	**6.07**	**38.97**	**2.51**	**14.02**

Quelle: Prognos 2012

Durch die Analyse der einzelnen Sektoren konnte ein gesamtes technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion für die Schweiz von insgesamt 45 TWh_{el} ermittelt werden. Das technische Potenzial der WKK-Technologie lässt sich aufgrund von Einflussfaktoren (Kapitel II.2-1.8, Kapitel II.2-1.9 und Kapitel II.2-1.10.12) noch weiter einschränken. Durch die Berücksichtigung einiger grundlegender wirtschaftlicher Einflussfaktoren kann ein ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial der WKK-Stromproduktion für die Schweiz von insgesamt 16.53 TWh_{el} abgeschätzt werden.

Im Folgenden werden unter Berücksichtigung der bisherigen Analysen Potenzialpfade für die einzelnen WKK-Technologien abgeleitet und das Stromangebot wird unter Berücksichtigung dieser Potenziale analysiert. Dabei wird die Stromnachfrage der Szenarien „Weiter wie bisher“, „Neue Energiepolitik“ und „Politische Massnahmen“ verwendet.

II.2-2.1 In den Szenarien umgesetzte Potenziale der Technologien in 2050

Für die im Hauptbericht der Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 analysierten Varianten C, C&E und E wird von einem mässigen Ausbau der fossilen WKK ausgegangen. Dabei wird ein technisches Potenzial in der Industrie (ohne Brennstoffzellen) von ca. 2.1 TWh_{el}/a [Dr. Eicher+Pauli AG, 2004] berücksichtigt. In den Varianten wird für die industrielle WKK mit einer Leistung von über 1 MW_{el} ein moderater autonomer Anstieg um ca. 0.4 TWh_{el} erwartet [Prognos, 2007]. Für kleine fossile WKK (< 1 MW) wird in den Varianten C, C&E und E im Hauptbericht ein autonomer Ausbau auf etwa 0.6 TWh_{el}/a unterstellt [Prognos, 2007].

In den Modellierungen im Rahmen des WKK-Exkurses wird zusätzlich die Variante C&D&E analysiert. In der Variante C&D&E wird davon ausgegangen, dass kleine

[47] Ökonomisch gewichtetes technisches Potenzial in Mehrfamilienhäusern (ohne Ein- bzw. Zweifamilienhäusern)

WKK-Anlagen spezifisch gefördert werden. Im Haushaltsbereich (technisches Potenzial von 20 TWh_{el}) wird davon ausgegangen, dass ein Grossteil der Anwendungen Klein-WKK-Anlagen sind. Hinzu kommen Anwendungen von kleinen WKK-Anlagen im Industrie- und GHD-Bereich. Eine flächendeckende Umsetzung von Nahwärmenetzen und die Anwendung von Gross-WKK Anlagen zur Versorgung von Haushalten und GHD-Betrieben werden nicht als wahrscheinlich erachtet, da der dauerhafte wirtschaftliche Betrieb solcher Netze aufgrund der Rückläufigkeit der Wärmenachfrage langfristig nicht sichergestellt werden kann. Theoretisch sind „viele Kleinanlagen“ und „einige Grossanlagen mit neuen Nahwärmenetzen“ austauschbar; bezüglich der volkswirtschaftlichen Kostensituation sind die Unterschiede jedoch begrenzt. Durch die in den Varianten C&D&E unterstellten verstärkten Fördermassnahmen kann bis 2050 für Klein-WKK Anlagen ein Zubaupotenzial von fast 8 TWh realisiert werden [vgl. Prognos, 2007].

In den hier analysierten Varianten C&D&E wird ein realisierbares Potenzial für Gross-WKK Anlagen von insgesamt ca. 1 TWh_{el} berücksichtigt. Die Realisierbarkeit des technischen Potenzials im Industriebereich wird vor allem aufgrund von Investitionsunsicherheiten und restriktive Vorgaben für Amortisationszeiten im Industriesektor beschränkt.

Das gesamte realisierbare Zubaupotenzial von 9.2 TWh_{el} wird bis 2050 aber nur in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“ zur Gänze ausgeschöpft. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist die Wärmenachfrage geringer und damit auch der mögliche Zubau von WKK-Anlagen beschränkt. Daher wird in diesem Szenario davon ausgegangen, dass ab 2035 WKK-Anlagen nicht mehr zugebaut werden und auch bis dahin zugebaute Anlagen nicht mehr ersetzt werden.

Die realisierbaren Potenziale für weitere Technologien mit der Möglichkeit zur Wärmeauskoppelung sind vergleichbar mit den in den Varianten C&E und E verwendeten Zahlen. Das Ausbaupotenzial der Kehrichtverbrennungsanlagen ist begrenzt durch die Abfallmenge und wird durch die Einführung weiterer finanzieller Anreize in den Varianten C&E und E zur Gänze ausgeschöpft. Diese Fördermassnahmen sind unabhängig von der Förderung von fossilen WKK-Anlagen und werden auch in der Variante C&D&E unterstellt. Die Förderung gekoppelter erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien erfolgt im Rahmen der KEV und wird als ebenfalls unabhängig von einer Förderung fossiler WKK-Anlagen betrachtet. Daher wird das realisierbare Potenzial in den Varianten C&E und E auch in der Variante C&D&E erreicht. Tabelle II.2-25 gibt einen Überblick über die in der Variante C&D&E unterstellten realisierbaren Potenziale.

Tabelle II.2-25: Potenziale in der Variante C&D&E, nach Technologie(gruppe)n, in GWhel/a

	2020	2035	2050
Wasserkraft	5.016	6.432	8.550
Fossile WKK	1.802	7.432	9.237
Klein WKK (< 1 MW_{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	1.225	6.075	7.852
Gross WKK: (> 1 MW_{el}), vor allem Industrie	397	976	1.000
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	180	381	385
Neue erneuerbare Energien	2‘249	10‘473	22'758
Biomasse Holz	405	1’075	1’104
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200
Biogas	357	1’330	1’427
Photovoltaik	434	4'355	11'036
Windenergie	624	1'723	4'222
Geothermie	182	1’418	4’384
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	180	381	385
Kernkraftwerke	gem. BR-Variante 2 keine Option		
Fossil-thermische Kraftwerke	keine Beschränkung unterstellt		
Importe	keine Beschränkung unterstellt		

Werte gerundet *Quelle: Prognos 2012*

II.2-2.2 Gesamtwirtschaftliche Gestehungskosten der WKK-Technologien

Methodisch werden die Gestehungskosten aus den Investitionskosten (Modulkosten und Kosten für einen notwendigen Wärmespeicher, inklusive Anschluss an die Elektrizitäts- und Wärmeinfrastruktur), den festen und variablen Betriebskosten sowie den Brennstoffkosten berechnet. Die Berechnungsmethode verwendet die gleichen gesamtwirtschaftlichen Grundsätze (Abschreibung über Lebensdauer, langfristiger volkswirtschaftlicher Zinssatz) wie bei den konventionellen Kraftwerken. Die hier dargestellten Gestehungskosten beinhalten keine Wärmegutschriften. Diese werden jedoch in der Bilanzierung von Gesamtkosten, CO_2-Emissionen und Energieverbräuchen in der Modellierung des Stromangebots berücksichtigt.

Auf die Stromgestehungskosten wirken zahlreiche verschiedene Einflussgrössen [Prognos, 2007]:

- Innerhalb einer Technologieklasse (Motoren, Gasturbinen, Brennstoffzellen) sind die spezifischen Investitionskosten (je Leistungseinheit) im Allgemeinen in den kleineren Leistungsklassen höher als in den grösseren Leistungsklassen. Bei allen Technologien sind noch Kostenreduktionen erreichbar. Diese sind von der jeweiligen Technologie abhängig und können sich stark unterscheiden. Für relativ neue Technologien (wie z.B. Mikrogas-

turbinen) sind unter Annahme eines steigenden Absatzes deutlich stärkere Lernkurveneffekte zu erwarten als für konventionelle Technologien (wie z.B. Gasmotoren).

- Im Industriesektor werden WKK-Anlagen besonders dann attraktiv, wenn ganzjährig Wärme abgesetzt werden kann: Dann sind einerseits die Wärmegutschriften aufgrund eines gewissen Leistungsanteils nicht vernachlässigbar, andererseits können (teure) Spitzenlastbezüge aus dem Elektrizitätsnetz reduziert werden.

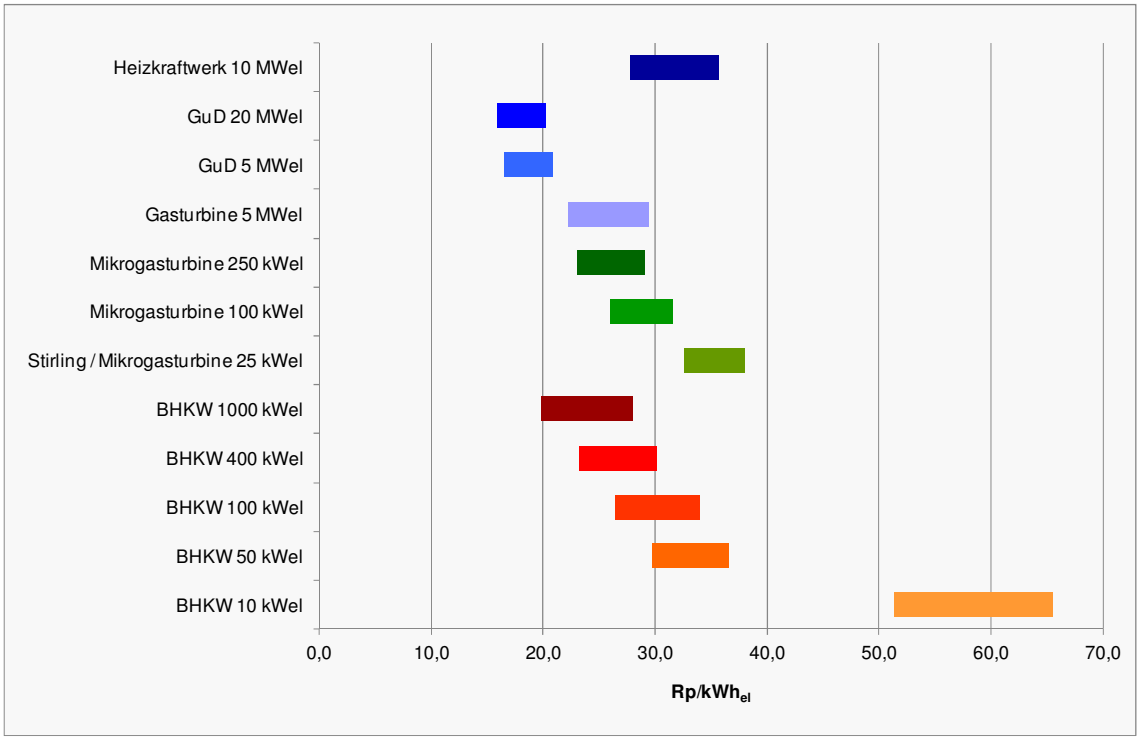
- Gaspreise sind, wie bei Gaskombikraftwerken, ein wichtiger Einflussfaktor für die Höhe der Stromgestehungskosten von fossilen WKK-Technologien. In den Einsatzbereichen in der Industrie, in grösseren Dienstleistungsobjekten und bei der Nahwärmeproduktion kann davon ausgegangen werden, dass die relativ niedrige Brennstoffpreise für industrielle Anwender zur Anwendung kommen. Für die kleinen Leistungsklassen, die in Haushalten sowie kleineren Einzelobjekten eingesetzt werden, muss damit gerechnet werden, dass die Gaspreise nach Haushaltstarifen abgerechnet werden. Für beide Verbraucherklassen kann damit gerechnet werden, dass die Gaspreise über jenen des Gaskombikraftwerks liegen. Grossverbraucher aus der Stromindustrie haben gegenwärtig meist eigene Gas-Bezugsverträge zu relativ günstigen Konditionen. Durch die damit erhöhten Brennstoffpreise erhöhen sich auch die Stromgestehungskosten.

- Es ist zu beachten, dass je nach Anwendungsfall die Gestehungskosten mit unterschiedlichen Systemen und Kostenstrukturen konkurrieren: Wenn die Anlagen im Haushalts- und Dienstleistungssektor prioritär auf Eigennutzung des produzierten Stroms ausgelegt sind und damit der Bezug aus dem Netz zu Endverbraucherpreisen vermieden wird, sind für den Investor höhere Gestehungskosten akzeptabel als im Falle einer Einspeisung ins Netz zu nicht geregelten Tarifen oder bei der Verteilung über ein Binnennetz.

- Insgesamt werden sowohl bei der Ermittlung der Kosten als auch bei der im Kraftwerksmodell unterstellten Auslegung die jeweils höchsten am Markt vorhandenen Wirkungsgrade unterstellt. Die Strom-Wirkungsgrade von WKK-Anlagen liegen trotzdem unterhalb der Wirkungsgrade von Gaskombikraftwerken. Damit werden die Brennstoffkosten der WKK-Anlagen gegenüber GuD-Kraftwerken (und damit der Brennstoffkostenanteil an der Stromproduktion) einerseits durch die höheren Brennstoffpreise, andererseits durch die geringeren Stromwirkungsgrade erhöht.

Aufgrund der genannten Punkte streuen die Gestehungskosten von WKK-Anlagen über den Betrachtungszeitraum stark. Figur II.2-27 zeigt die verwendeten Kostenbandbreiten der wichtigsten Technologien und Leistungsklassen. Als Rahmendaten (v.a. Brennstoffkosten) werden die Eingangsparameter des Szenarios „Weiter wie bisher“ unterstellt.

Figur II.2-27: Gesamtwirtschaftliche Stromgestehungskosten von neuen WKK-Anlagen in der Schweiz (2010 bis 2050, Szenario „Weiter wie bisher“), in Rp/kWhel



Quelle: Prognos 2012

Im Folgenden werden die Modellergebnisse der Varianten C&D&E in den verschiedenen Nachfrageszenarien dargestellt. Dabei wird insbesondere auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Stromangebotsvarianten C&D&E eingegangen. In Kapitel II.2-2.6 werden die Ergebnisse der CO_2-Emissionen und Kosten mit den Ergebnissen der im Hauptbericht im Detail analysierten Varianten C, C&E und E verglichen.

II.2-2.3 Szenario „Weiter wie bisher“ Variante C&D&E

Im Folgenden werden die Varianten C&D&E für die drei Szenarien betrachtet. Der Zubau der erneuerbaren Energien ist prioritär und ambitioniert (Pfad E). Von der restlichen „Lücke“ soll ein möglichst hoher und vertretbarer Anteil mit dezentraler fossiler WKK geschlossen werden und dadurch Gaskombikraftwerke ersetzt werden. Grosskraftwerke werden im Wesentlichen als Übergangstechnologien in der Zeit zwischen der Abschaltung der Kernkraftwerke und dem „Aufwuchs“ der erneuerbaren Energien und der dezentralen WKK eingesetzt. Damit verringern sich gegen Ende des Betrachtungszeitraums die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke deutlich.

II.2-2.3.1 Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“: Arbeit

Die folgenden wesentlichen Annahmen liegen dieser Variante zugrunde:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).
- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp an-

genommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.

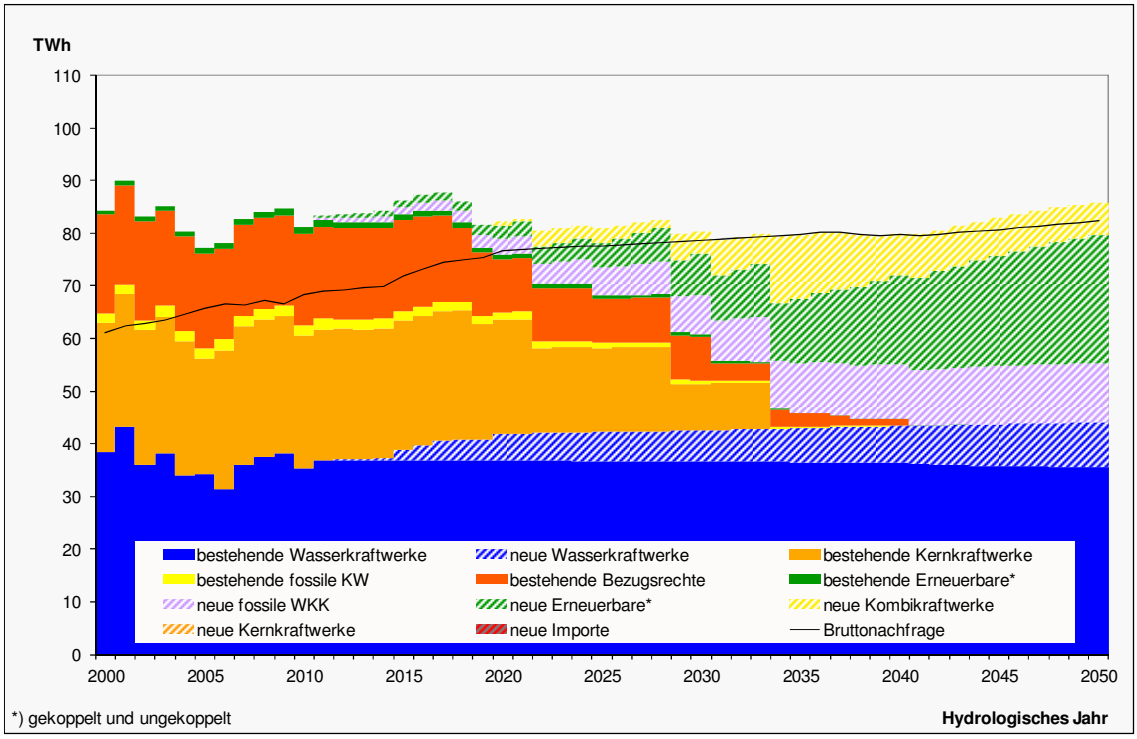
- Hoher Zubau von Wasserkraftanlagen und erneuerbaren Energien (gekoppelt und ungekoppelt) durch Ausweitung und effiziente Ausgestaltung des bestehenden Fördermechanismus über die KEV-Umlage.

- Hoher Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen durch spezifische Fördermassnahmen.

- Ersatz des Bestands und Neubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen auch nach 2035.

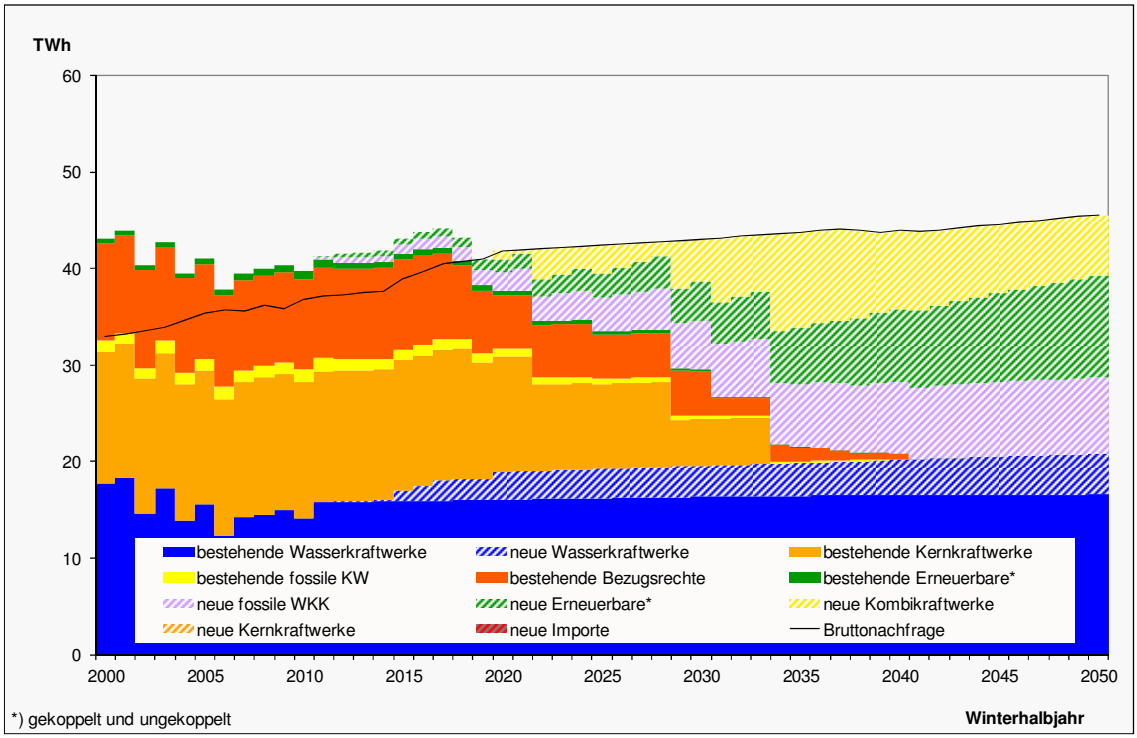
In Figur II.2-28, Figur II.2-29 und Figur II.2-30 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C&D&E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt fünf Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2020 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 werden drei Gaskombikraftwerke benötigt. Der Anteil von fossilen WKK-Anlagen an der mittleren Bruttoerzeugung beträgt im Jahr 2035 12.5 % und im Jahr 2050 13.1 %.

Figur II.2-28: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWhel/a



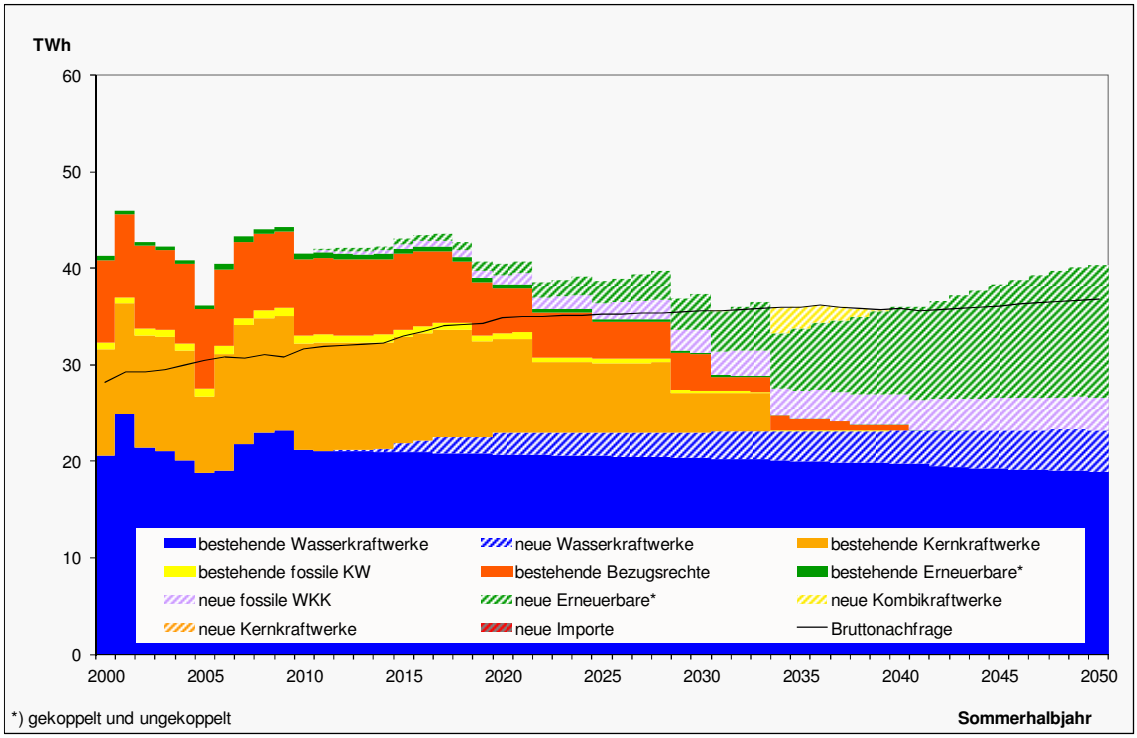
Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-29: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWhel/a



Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-30: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWhel/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle II.2-26, Tabelle II.2-27 und * gekoppelt und ungekoppelt
Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-28 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle II.2-26: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**5.25**	**12.33**	**21.73**	**18.60**	**17.57**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0.84	4.31	12.10	8.09	6.33
neue fossile WKK	-	-	2.93	7.44	9.30	10.51	11.24
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.40**	**8.25**	**12.45**	**16.69**	**24.25**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.49	7.85	12.35	16.69	24.25
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**72.30**	**72.05**	**77.20**	**78.73**	**85.97**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**64.76**	**64.51**	**69.65**	**71.19**	**78.42**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**7.85**	**4.12**	**2.26**	**0.95**	**3.63**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	5.59	1.86	-	0.29	3.63
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**2.21**	**4.30**	**0.35**	**0.36**	**- 3.63**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**66.97**	**68.81**	**70.00**	**71.55**	**74.79**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**66.97**	**68.81**	**70.00**	**71.55**	**74.79**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**76.77**	**78.61**	**79.81**	**79.75**	**82.34**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

Tabelle II.2-27: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**3.67**	**9.77**	**16.58**	**15.44**	**14.22**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0.84	4.31	9.93	8.09	6.33
neue fossile WKK	-	-	1.97	5.11	6.48	7.35	7.90
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**1.85**	**4.29**	**5.90**	**7.59**	**10.49**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.35	4.07	5.85	7.59	10.49
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**36.41**	**38.47**	**42.37**	**43.25**	**45.57**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**32.29**	**34.35**	**38.25**	**39.13**	**41.45**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.13**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**-**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	-	-	-	-	-
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**4.34**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**-**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**36.63**	**37.80**	**38.54**	**39.48**	**41.45**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**36.63**	**37.80**	**38.54**	**39.48**	**41.45**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**41.87**	**43.05**	**43.79**	**43.96**	**45.57**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

Tabelle II.2-28: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.59**	**2.56**	**5.15**	**3.16**	**3.34**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	2.18	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.96	2.33	2.83	3.16	3.34
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.55**	**3.97**	**6.55**	**9.10**	**13.76**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.13	3.78	6.50	9.10	13.76
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.89**	**33.58**	**34.83**	**35.48**	**40.39**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.47**	**30.16**	**31.40**	**32.06**	**36.97**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**6.72**	**3.00**	**1.14**	**0.59**	**3.63**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	5.59	1.86	0.00	0.29	3.63
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 2.12**	**0.85**	**0.06**	**0.01**	**- 3.63**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**30.34**	**31.01**	**31.46**	**32.07**	**33.34**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**30.34**	**31.01**	**31.46**	**32.07**	**33.34**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**34.90**	**35.57**	**36.02**	**35.79**	**36.76**

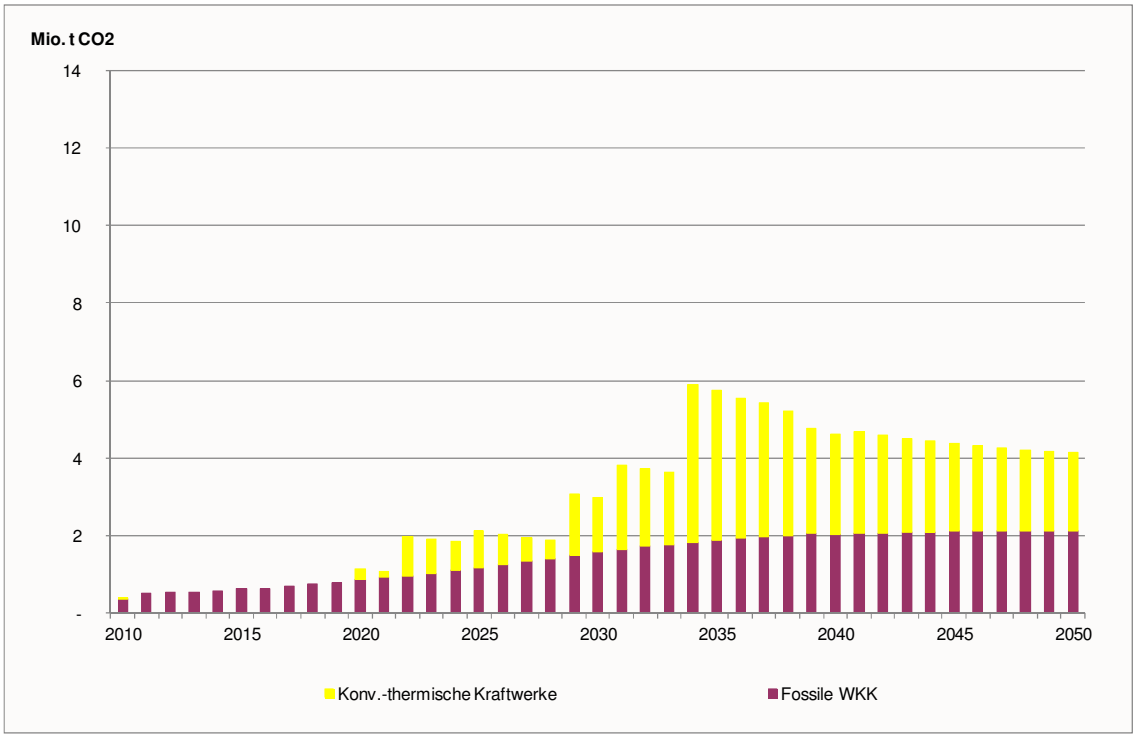
** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

II.2-2.3.2 CO_2-Emissionen

Bei der Ermittlung der CO_2-Emissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – als auch die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet (zur Methodik der Bilanzierung mittels Wärmegutschriften, siehe Kapitel 2.3.5.5 im Hauptbericht).

In der Variante C&D&E werden fünf Blöcke Gaskombikraftwerke zugebaut. Durch den hohen Zubau an dezentralen WKK-Anlagen und den geringen Wirkungsgrad dieser Anlagen erfolgt ein Anstieg auf 5.4 Mio. t im Jahr 2035. Bis 2050 sinken die CO_2-Emissionen auf 3.6 Mio. t, was vor allem auf den hohen Zubau erneuerbarer Stromerzeugung und die sinkende Erzeugung aus Gaskombikraftwerken zur Deckung der Stromnachfrage zurückzuführen ist.

Figur II.2-31: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E: CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-29: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E: CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

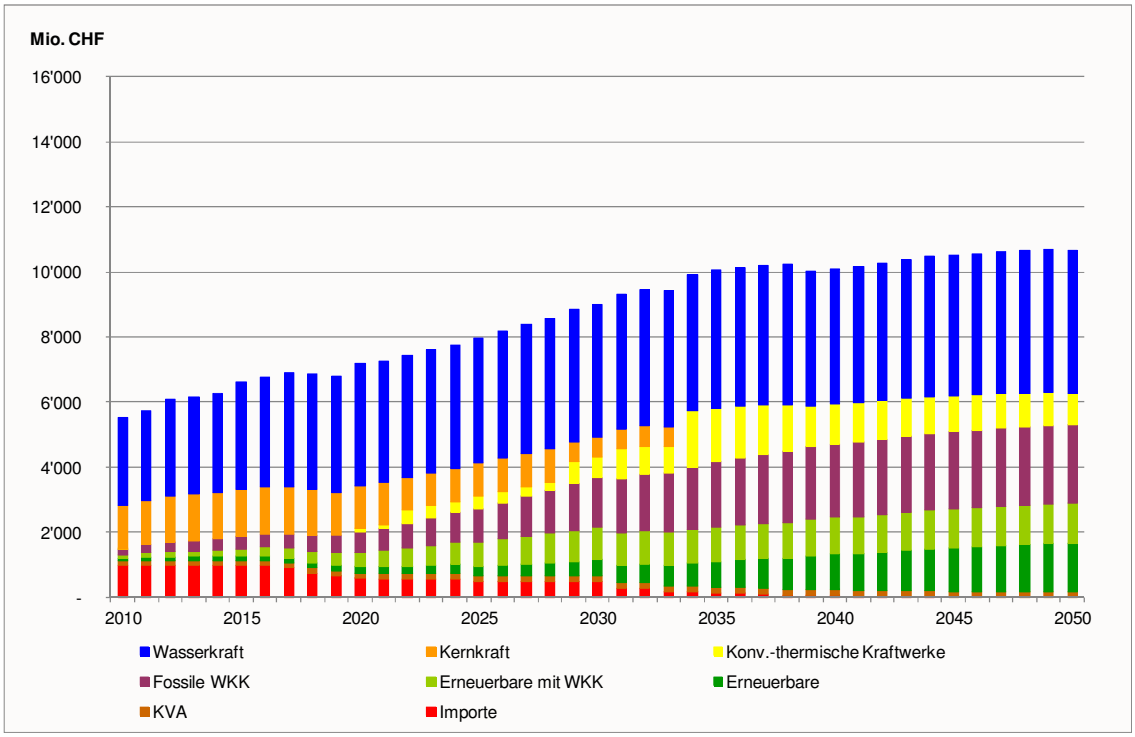
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.3	1.4	3.9	2.6	2.0
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.9	1.6	1.9	2.0	2.1
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**1.1**	**3.0**	**5.8**	**4.6**	**4.1**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	1.2	2.6	3.2	3.6	3.9
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**2.3**	**5.6**	**9.0**	**8.3**	**8.1**

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.3.3 Kosten des Zubaus

Figur II.2-32 und Tabelle II.2-30 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 10‘600 Mio. CHF an. In der Periode 2010 bis 2050 sind die Jahreskosten der Variante C&D&E auch unter Berücksichtigung der Wärmegutschriften höher als in den Varianten C sowie C&E. Die ist vor allem auf steigende Gaspreise, hohe spezifische Investitionskosten und die relativ geringen Wirkungsgrade der dezentralen fossilen WKK-Anlagen zurückzuführen.

Figur II.2-32: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E: Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-30: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E: Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	130	626	1'656	1'212	972
Fossile WKK	85	167	632	1'552	1'998	2'256	2'408
Erneuerbare mit WKK	23	89	433	981	1'057	1'133	1'230
Erneuerbare	18	77	188	480	791	1'085	1'494
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'453**	**5'528**	**7'169**	**8'998**	**10'052**	**10'084**	**10'644**
Wärmegutschriften	123	156	660	1'702	2'153	2'448	2'663
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'829**	**10'700**	**12'205**	**12'533**	**13'306**

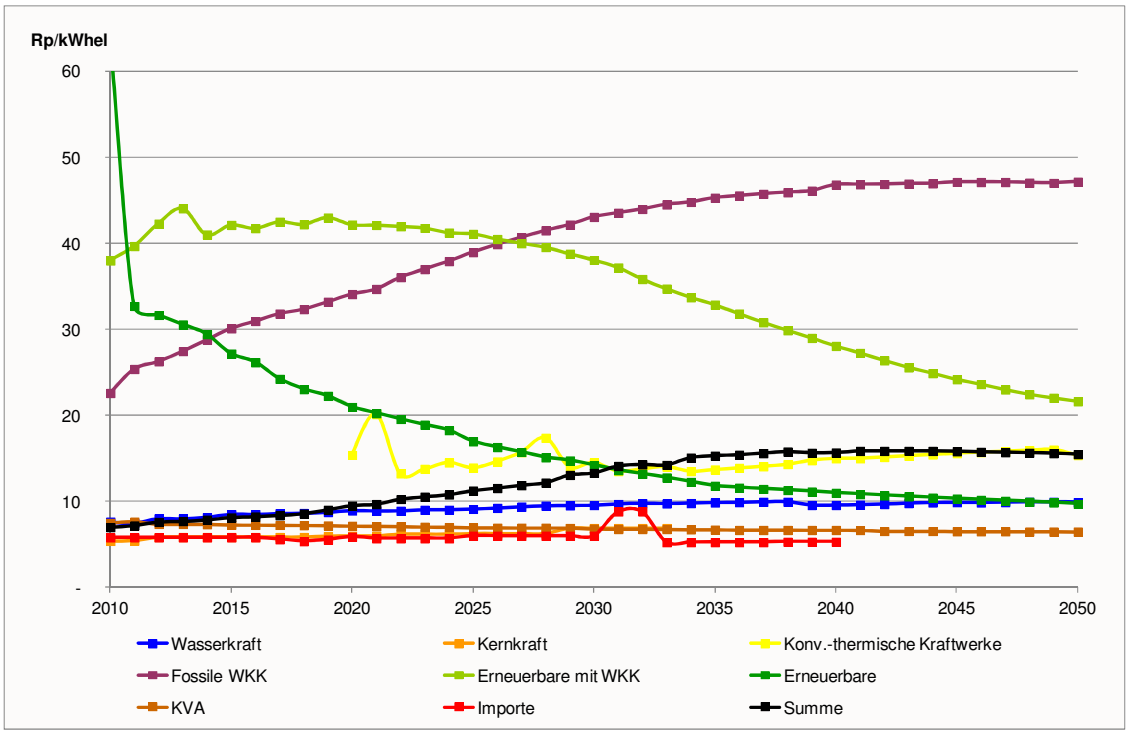
Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten ableitbar. In Figur II.2-33 und Tabelle II.2-31 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten der Erneuerbaren (reine Stromerzeugung und gekoppelte Stromerzeugung) sind vergleichbar mit Variante C&E.

Der Verlauf der Gestehungskosten bei fossilen WKK-Anlagen ist durch den schnelleren und umfangreicheren Zubau dieser Technologien (v.a. kleine BHKW-Anlagen) höher als in den Varianten C sowie C&E. Geringere Volllaststunden für Gaskombikraftwerke sorgen zudem für zumeist höhere Gestehungskosten dieser Technologie.

Insgesamt liegen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks höher als in den Varianten C und C&E und steigen von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf über 15.5 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2050.

Figur II.2-33: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&D&E: Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-31: Szenario „Weiter wie bisher", Variante C&D&E: Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	15.4	14.5	13.7	15.0	15.4
Fossile WKK	17.1	22.6	34.1	43.1	45.3	46.8	47.2
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	21.0	14.2	11.8	11.0	9.7
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**9.5**	**13.3**	**15.3**	**15.7**	**15.5**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 214 Mia. CHF (Tabelle II.2-32) dargestellt. Damit sind die Gesamtkosten höher als in den Varianten C sowie C&E.

Tabelle II.2-32: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&D&E: Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	14'131
Fossile WKK	31'508
Erneuerbare mit WKK	17'992
Erneuerbare	13'226
KVA	4'266
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**214'033**
Wärmegutschriften	33'965
Brutto-Gesamtkosten	**247'998**

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.3.4 Zusammenfassende Betrachtung Szenario „Weiter wie bisher“

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst:

Tabelle II.2-33: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Weiter wie bisher“

	Einheit	**Variante C**	**Variante C&E**	**Variante C&D&E**
Stromlücke				
Stromlücke 2035	TWh	35.2	35.2	35.2
Stromlücke 2050	TWh	41.8	41.8	41.8
Kenngrössen des Zubaus				
Anzahl Gaskombikraftwerke		9 GuD	7 GuD	5 GuD
Erneuerbare, WKK		mässiger EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, hoher WKK-Ausbau
Kosten des Kraftwerkparks				
Netto-Gesamtkosten (diskontiert)	Mio. CHF	197'454	201'321	214'033
Gestehungskosten 2035	Rp/kWh_{el}	12.1	12.5	15.3
Gestehungskosten 2050	Rp/kWh_{el}	12.3	12.1	15.5
(Netto-)CO_2-Emissionen				
CO_2-Emissionen 2035	Mio. t CO_2	8.9	6.6	5.8
CO_2-Emissionen 2050	Mio. t CO_2	9.2	4.4	4.1
Import-Anteile				
Import-Anteile 2035	%	43.6%	31.9%	36.3%
Import-Anteile 2050	%	43.1%	22.2%	30.9%

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.4 Szenario „Neue Energiepolitik“ Variante C&D&E

Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“ unter Berücksichtigung des hohen Ausbaupfades für WKK-Anlagen beschrieben.

II.2-2.4.1 Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“: Arbeit

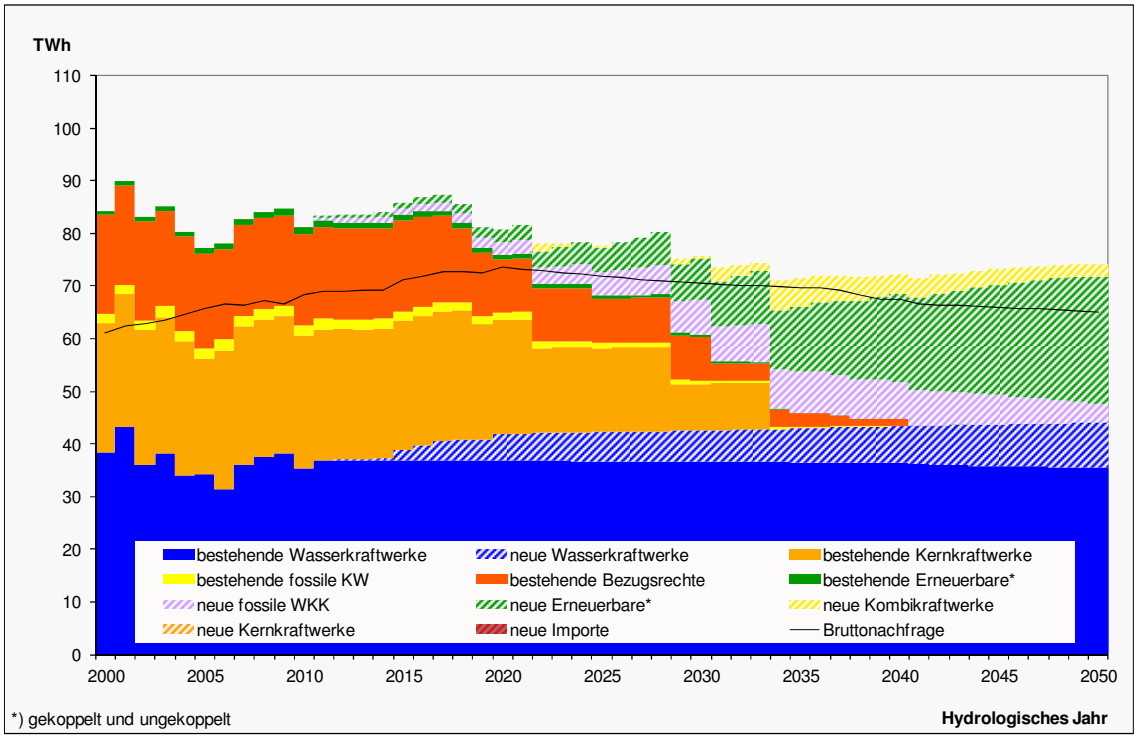
Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgerichtet. Der Zubau erfolgt bis 2050, dem Ende des Zeithorizonts der Modellierung.

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).
- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MWel bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.
- Hoher Zubau von Wasserkraftanlagen und erneuerbaren Energien (gekoppelt und ungekoppelt) durch Ausweitung und effiziente Ausgestaltung des bestehenden Fördermechanismus über die KEV-Umlage.
- Hoher Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen durch spezifische Fördermassnahmen.
- Kein Ersatz des Bestands und kein zusätzlicher Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ab 2035, da danach die Nachfrage nach der produzierten Wärme zu gering ist.

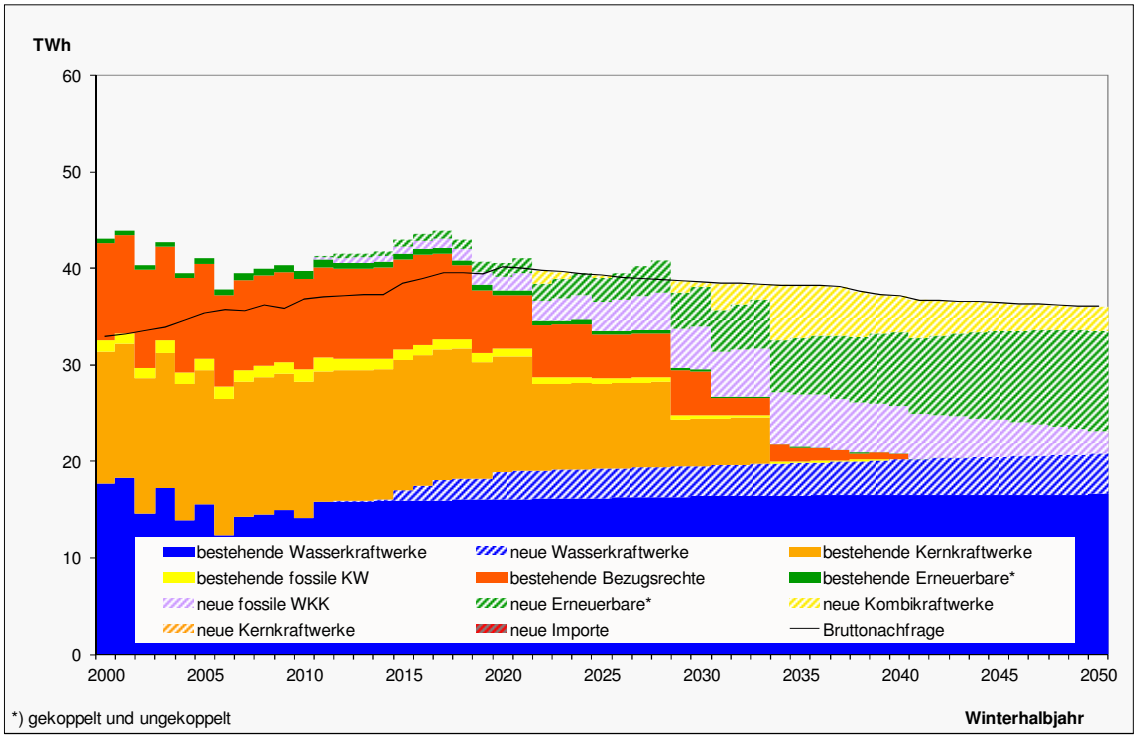
In Figur II.2-34, Figur II.2-35 und Figur II.2-36 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C&D&E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt drei Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2022 zugebaut werden. Bis zum Jahr 2030 werden keine weiteren Gaskombikraftwerke benötigt. Der Anteil von fossilen WKK-Anlagen an der mittleren Bruttoerzeugung beträgt im Jahr 2035 11.8 % und im Jahr 2050 4.7 %. Aufgrund des geringen Wärmebedarfs wird im Szenario „Neue Energiepolitik“ davon ausgegangen, dass die Potenziale für Wärmeerzeugung aus WKK-Anlagen stärker beschränkt sind, als im Szenario „Weiter wie bisher“. In der Modellierung wird dies implementiert, indem ab 2035 kein Zubau von WKK mehr stattfindet und der Bestand nicht mehr ersetzt wird. Damit sinkt die Stromerzeugung aus WKK im Zeitraum 2035 bis 2050.

Figur II.2-34 Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



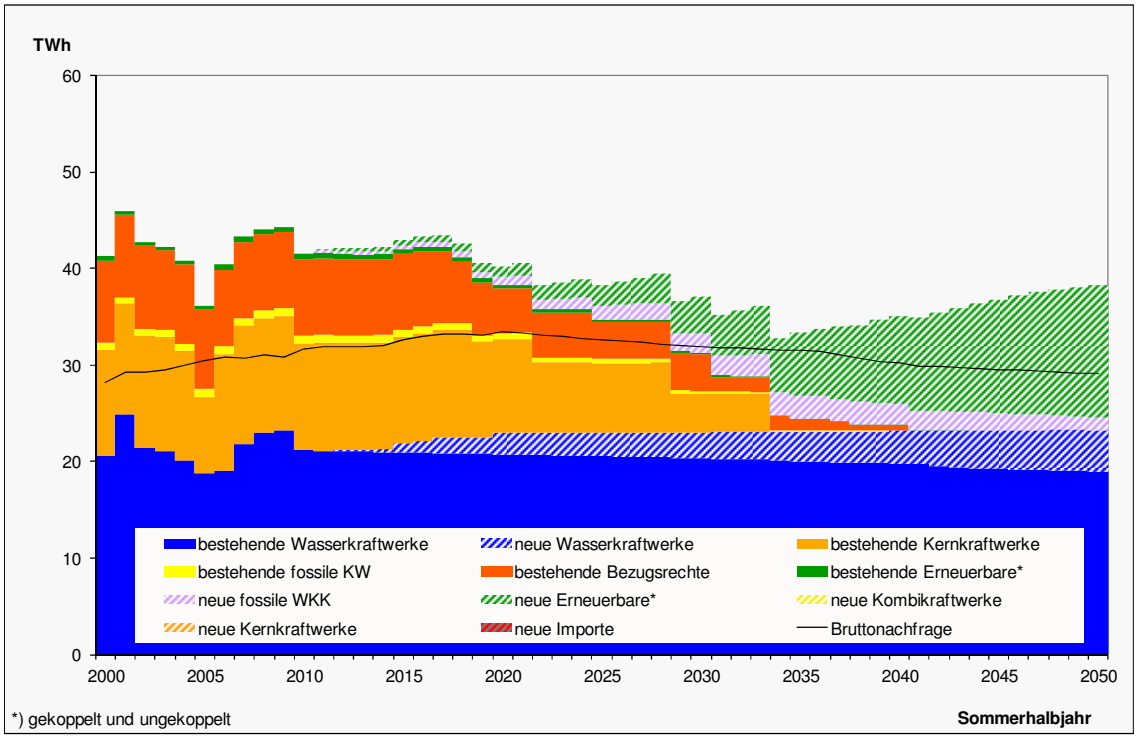
Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-35: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-36: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle II.2-34, Tabelle II.2-35 und Tabelle II.2-36 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle II.2-34: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**3.74**	**7.59**	**13.54**	**10.85**	**5.93**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	0.48	5.39	3.73	2.43
neue fossile WKK	-	-	2.26	6.53	7.83	7.12	3.50
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.40**	**8.25**	**12.45**	**16.69**	**24.25**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.49	7.85	12.35	16.69	24.25
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**70.79**	**67.31**	**69.01**	**70.99**	**74.33**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**63.24**	**59.77**	**61.47**	**63.44**	**66.78**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**9.50**	**7.47**	**4.17**	**5.53**	**9.22**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	7.24	5.21	1.91	4.87	9.22
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**0.56**	**0.95**	**- 1.56**	**- 4.23**	**- 9.22**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**63.80**	**60.72**	**59.91**	**59.22**	**57.56**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.61**	**70.52**	**69.71**	**67.42**	**65.10**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

Tabelle II.2-35: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**2.37**	**5.32**	**11.02**	**8.64**	**4.67**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	0.48	5.39	3.73	2.43
neue fossile WKK	-	-	1.51	4.50	5.45	4.90	2.25
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**1.85**	**4.29**	**5.90**	**7.59**	**10.49**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.35	4.07	5.85	7.59	10.49
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**35.11**	**34.03**	**36.81**	**36.45**	**36.02**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**30.99**	**29.91**	**32.69**	**32.33**	**31.90**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.56**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**-**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.43	-	-	0.00	-
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**3.91**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**-**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**34.90**	**33.36**	**32.98**	**32.68**	**31.90**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.14**	**38.60**	**38.23**	**37.16**	**36.02**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

Tabelle II.2-36: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.38**	**2.26**	**2.52**	**2.22**	**1.25**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.75	2.03	2.38	2.22	1.25
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.55**	**3.97**	**6.55**	**9.10**	**13.76**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.13	3.78	6.50	9.10	13.76
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.68**	**33.28**	**32.20**	**34.54**	**38.30**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.26**	**29.86**	**28.78**	**31.11**	**34.88**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**7.95**	**6.34**	**3.05**	**5.17**	**9.22**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	6.81	5.21	1.91	4.87	9.22
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 3.35**	**- 2.49**	**- 1.86**	**- 4.57**	**- 9.22**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**28.91**	**27.36**	**26.92**	**26.54**	**25.66**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.47**	**31.92**	**31.48**	**30.26**	**29.08**

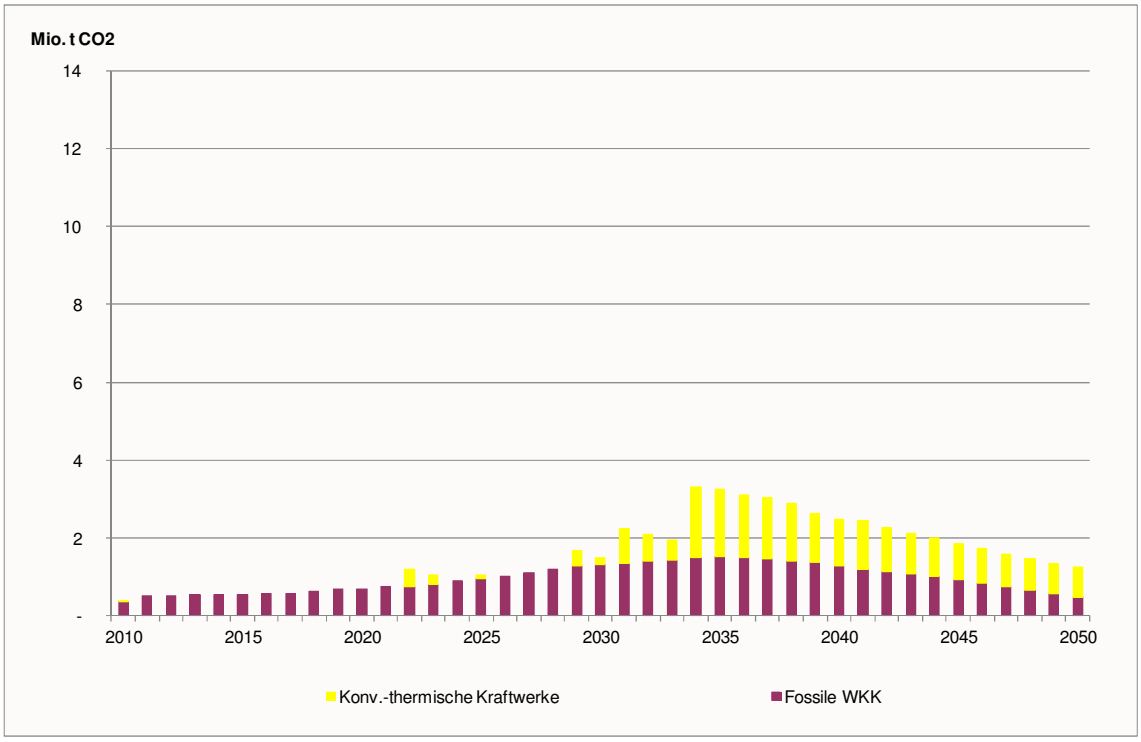
** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

II.2-2.4.2 CO_2-Emissionen

Bei der Ermittlung der CO_2-Emissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – als auch die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet.

In der Variante C&D&E werden nur drei Blöcke Gaskombikraftwerke zugebaut. Durch den hohen Zubau an dezentralen WKK-Anlagen und den geringen Wirkungsgrad dieser Anlagen sind die Brutto-Emissionen jedoch höher als in der Variante C&E. Da, unabhängig von der Stromnachfrage, bis 2030 viele fossile WKK-Anlagen zugebaut werden, liegen die CO_2-Emissionen der Variante C&D&E bis 2030 über den Emissionen der Variante C&E. Durch den Verzicht auf einen Neubau fossiler WKK-Anlagen ab 2030 sinken die Emissionen anschliessend aber unter das Niveau der CO_2-Emissionen in der Variante C&E.

Figur II.2-37: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: CO2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-37: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

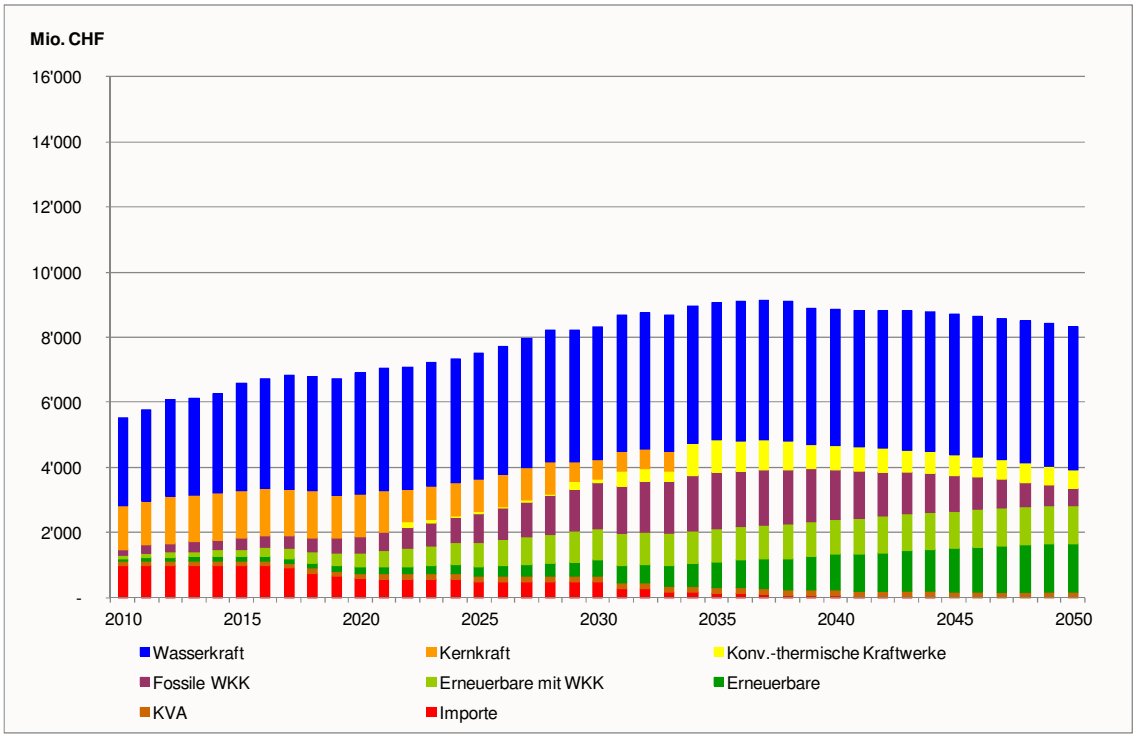
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.0	0.2	1.7	1.2	0.8
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.7	1.3	1.5	1.3	0.5
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.7**	**1.5**	**3.2**	**2.5**	**1.2**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	1.0	2.3	2.7	2.3	0.8
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**1.6**	**3.8**	**6.0**	**4.8**	**2.1**

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.4.3 Kosten des Zubaus

Figur II.2-38 und Tabelle II.2-38 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2035 bis auf ca. 9‘100 Mio. CHF an und sinken anschliessend bis 2050 auf 8‘300 Mio. CHF. In der Periode 2010 bis 2050 sind die Jahreskosten der Variante C&D&E auch unter Berücksichtigung der Wärmegutschriften höher als in den Varianten C sowie C&E. Die ist vor allem auf steigende Gaspreise, hohe spezifische Investitionskosten und die relativ geringen Wirkungsgrade der dezentralen fossilen WKK-Anlagen zurückzuführen.

Figur II.2-38: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-38: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		112	965	749	567
Fossile WKK	87	168	507	1'409	1'744	1'518	532
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1'020	1'086	1'175
Erneuerbare	18	77	188	480	791	1'085	1'494
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'457**	**5'534**	**6'918**	**8'320**	**9'070**	**8'837**	**8'309**
Wärmegutschriften	119	149	598	1'751	2'164	2'006	1'020
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'516**	**10'072**	**11'234**	**10'843**	**9'329**

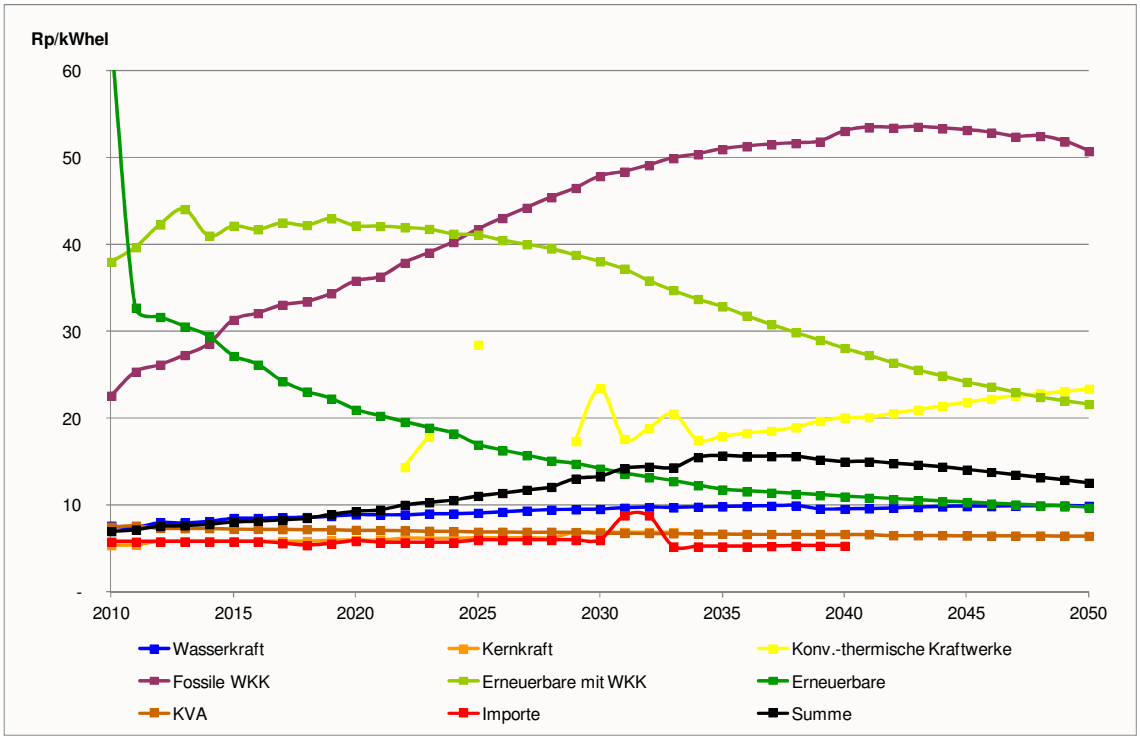
Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur II.2-39 und Tabelle II.2-39 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten der Erneuerbaren (reine Stromerzeugung und gekoppelte Stromerzeugung) sind vergleichbar mit Variante C&E.

Der Verlauf der Gestehungskosten bei fossilen WKK-Anlagen ist durch den schnelleren und umfangreicheren Zubau dieser Technologien (v.a. kleine BHKW-Anlagen) höher als in den Varianten C sowie C&E. Geringere Volllaststunden für Gaskombikraftwerke sorgen zudem für zumeist höhere Gestehungskosten dieser Technologie.

Insgesamt liegen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks höher als in den Varianten C und C&E und steigen von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf über 15.7 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2035. Bis 2050 sinken die allgemeinen Gestehungskosten dann auf 12.6 Rp/kWh$_{el}$.

Figur II.2-39: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&D&E: Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-39: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&D&E: Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.1	0.0	23.5	17.9	20.1	23.4
Fossile WKK	17.1	22.6	35.8	47.8	51.0	53.0	50.7
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	21.0	14.2	11.8	11.0	9.7
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**9.3**	**13.3**	**15.7**	**15.0**	**12.6**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 198 Mia. CHF (Tabelle II.2-40) dargestellt. Damit sind die Gesamtkosten höher als in den Varianten C sowie C&E.

Tabelle II.2-40: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&D&E: Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	7'230
Fossile WKK	22'671
Erneuerbare mit WKK	17'579
Erneuerbare	13'226
KVA	4'266
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**197'882**
Wärmegutschriften	28'659
Brutto-Gesamtkosten	**226'541**

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.4.4 Zusammenfassende Betrachtung Szenario „Neue Energiepolitik“ Variante C&D&E

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen für das Szenario „Neue Energiepolitik“ sind in Tabelle II.2-41 zusammengefasst:

Tabelle II.2-41: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“

	Einheit	Variante C	Variante C&E	Variante E	Variante C&D&E
Stromlücke					
Stromlücke 2035	TWh	25.2	25.2	25.2	25.2
Stromlücke 2050	TWh	24.5	24.5	24.5	24.5
Kenngrössen des Zubaus					
Anzahl Gaskombikraftwerke		6 GuD	4 GuD		3 GuD
Erneuerbare, WKK		mässiger EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, hoher WKK-Ausbau
Kosten des Kraftwerkparks					
Netto-Gesamtkosten (diskontiert)	Mio. CHF	184'569	190'146	186'072	197'882
Gestehungskosten 2035	Rp/kWh_{el}	12.9	13.0	12.4	15.7
Gestehungskosten 2050	Rp/kWh_{el}	13.0	12.3	11.9	12.6
(Netto-)CO_2-Emissionen					
CO_2-Emissionen 2035	Mio. t CO_2	5.7	3.5	0.6	3.2
CO_2-Emissionen 2050	Mio. t CO_2	3.8	1.3	0.5	1.2
Import-Anteile					
Import-Anteile 2035	%	33.9%	21.3%	7.5%	27.4%
Import-Anteile 2050	%	25.4%	10.1%	6.2%	10.4%

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.5 Szenario „Politische Massnahmen“ Variante C&D&E

Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Szenario „Neue Energiepolitik“ unter Berücksichtigung des hohen Ausbaupfades für WKK-Anlagen beschrieben.

II.2-2.5.1 Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“: Arbeit

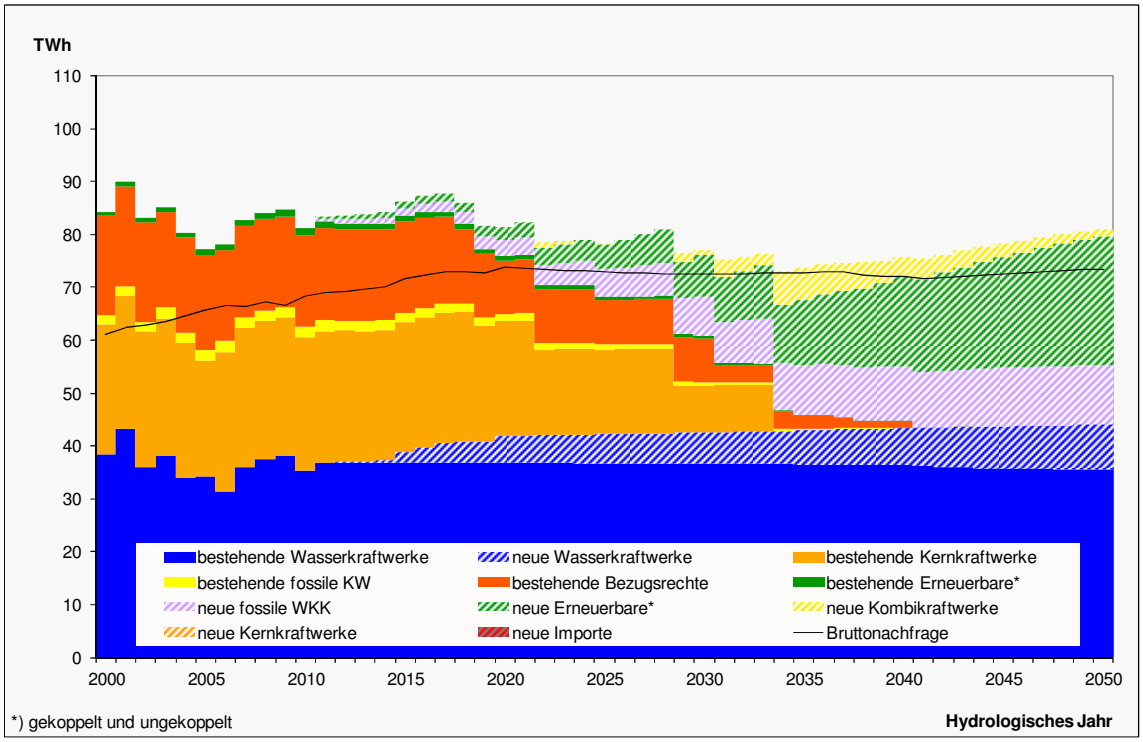
Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgerichtet. Der Zubau erfolgt bis 2050, dem Ende des Zeithorizonts der Modellierung.

Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Zubau ab 2019 möglich).
- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 550 MW_{el} bei neuen Gaskombikraftwerken ausgegangen. Zudem werden Volllaststunden von 7‘000 h/a für diesen Kraftwerkstyp angenommen. Kommt es allerdings zu einer Überdeckung der Nachfrage, werden die Volllaststunden der Gaskombikraftwerke verringert. Gaskombikraftwerke werden somit als regelfähige Kraftwerke behandelt.
- Hoher Zubau von Wasserkraftanlagen und erneuerbaren Energien (gekoppelt und ungekoppelt) durch Ausweitung und effiziente Ausgestaltung des bestehenden Fördermechanismus über die KEV-Umlage.
- Hoher Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen durch spezifische Fördermassnahmen.
- Ersatz des Bestands und Neubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen auch nach 2035, jedoch in geringerem Masse als im Szenario WWB aufgrund der verringerten Wärmenachfrage.

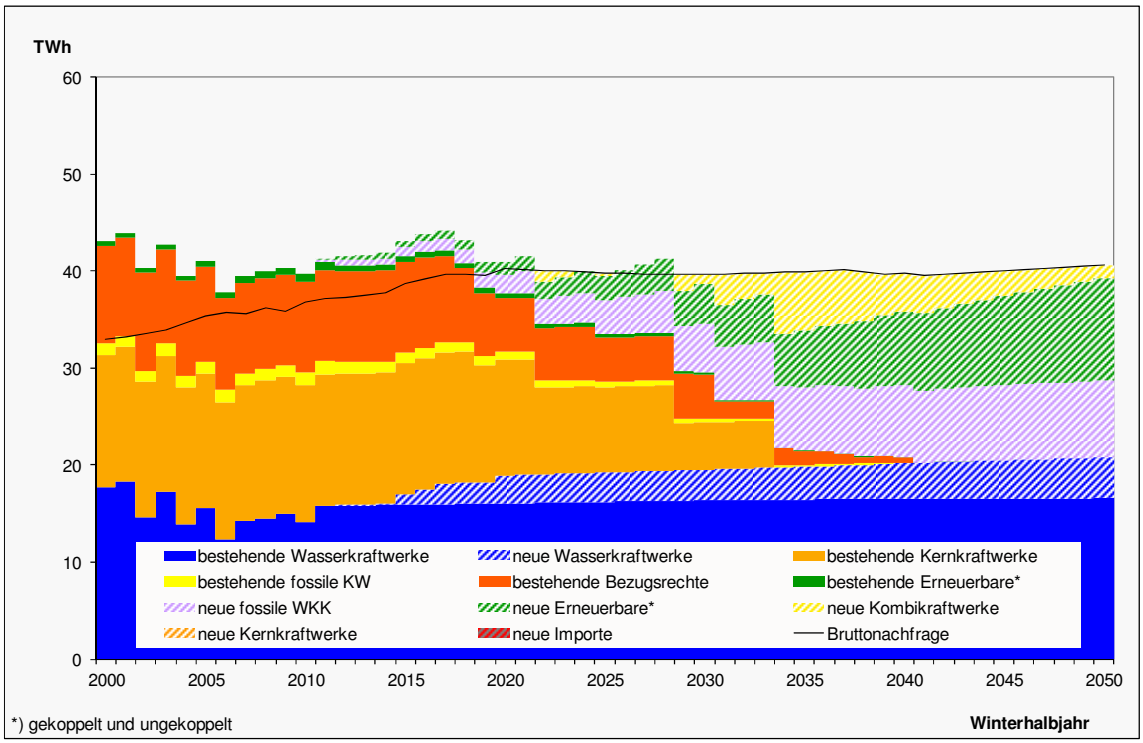
In Figur II.2-40, Figur II.2-41 und Figur II.2-42 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C&D&E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt drei Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2022 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 müssen keine weiteren Gaskombikraftwerke installiert werden. Der Anteil von fossilen WKK-Anlagen an der mittleren Bruttoerzeugung beträgt im Jahr 2035 13.5 % und im Jahr 2050 13.9 %.

Figur II.2-40: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



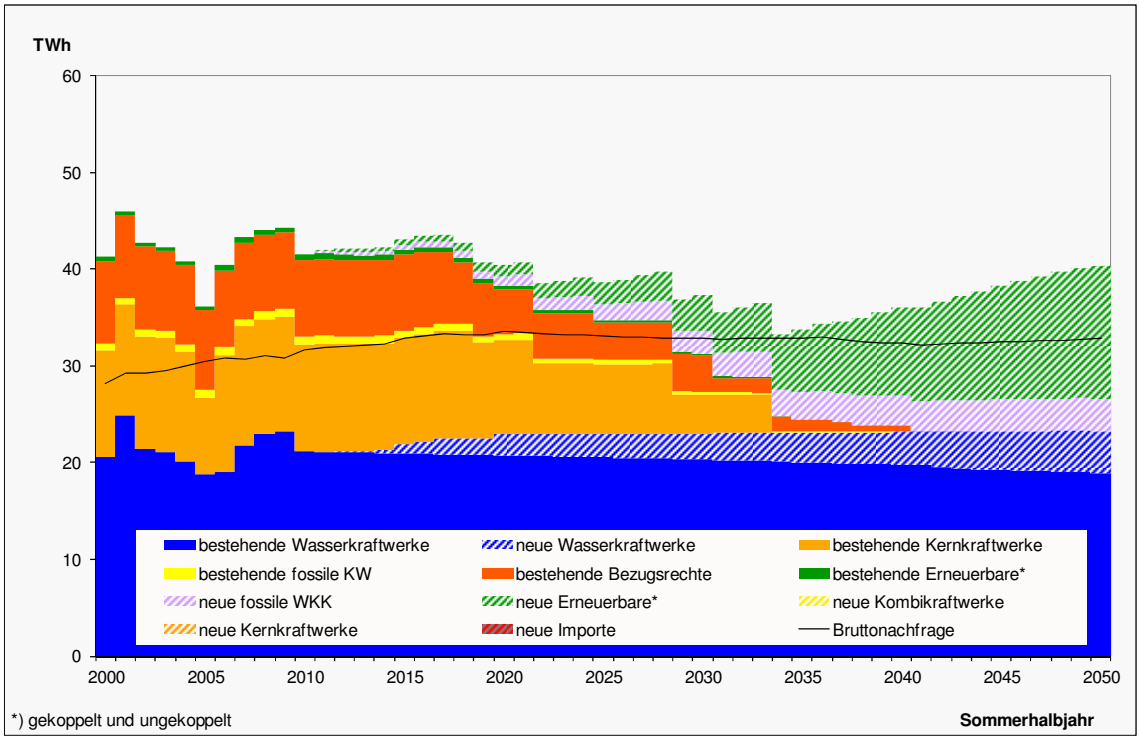
Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-41: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur II.2-42: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

In Tabelle II.2-42, Tabelle II.2-43 und Tabelle II.2-44 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle II.2-42: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**38.38**	**35.42**	**41.96**	**42.67**	**43.02**	**43.44**	**44.15**
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
Kernkraftwerke	**24.73**	**25.13**	**21.68**	**8.81**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.79**	**2.18**	**4.41**	**8.96**	**15.67**	**14.40**	**12.67**
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	0.94	6.05	3.89	1.43
neue fossile WKK	-	-	2.93	7.44	9.30	10.51	11.24
Erneuerbare *	**0.81**	**1.38**	**3.40**	**8.25**	**12.45**	**16.69**	**24.25**
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	2.49	7.85	12.35	16.69	24.25
Mittlere Bruttoerzeugung	**65.70**	**64.10**	**71.46**	**68.69**	**71.15**	**74.53**	**81.07**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
Mittlere Nettoerzeugung	**63.49**	**61.54**	**63.91**	**61.14**	**63.60**	**66.98**	**73.52**
Importe	**18.72**	**17.24**	**10.06**	**8.42**	**2.61**	**1.30**	**-**
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**26.07**	**15.19**	**9.97**	**6.89**	**3.25**	**4.36**	**7.57**
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	7.71	4.63	0.99	3.70	7.57
Mittlerer Saldo	**- 7.35**	**2.05**	**0.09**	**1.54**	**- 0.64**	**- 3.06**	**- 7.57**
Mittlere Beschaffung	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Landesverbrauch	**56.14**	**63.59**	**64.01**	**62.68**	**62.97**	**63.93**	**65.95**
Bruttonachfrage	**61.18**	**68.41**	**73.81**	**72.48**	**72.77**	**72.13**	**73.49**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

Tabelle II.2-43: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**17.71**	**14.16**	**18.98**	**19.59**	**19.89**	**20.22**	**20.86**
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
Kernkraftwerke	**13.72**	**14.17**	**11.91**	**4.84**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**1.11**	**1.30**	**2.83**	**6.40**	**12.70**	**11.24**	**9.32**
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	0.94	6.05	3.89	1.43
neue fossile WKK	-	-	1.97	5.11	6.48	7.35	7.90
Erneuerbare *	**0.45**	**0.76**	**1.85**	**4.29**	**5.90**	**7.59**	**10.49**
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.35	4.07	5.85	7.59	10.49
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.99**	**30.39**	**35.57**	**35.11**	**38.50**	**39.05**	**40.67**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
Mittlere Nettoerzeugung	**32.10**	**29.37**	**31.45**	**30.99**	**34.38**	**34.93**	**36.55**
Importe	**10.16**	**9.36**	**5.46**	**4.57**	**1.42**	**0.71**	**-**
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**11.67**	**4.10**	**1.90**	**1.13**	**1.13**	**0.36**	**-**
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.78	-	-	-	-
Mittlerer Saldo	**- 1.51**	**5.26**	**3.56**	**3.45**	**0.29**	**0.35**	**-**
Mittlere Beschaffung	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Landesverbrauch	**30.59**	**34.63**	**35.01**	**34.43**	**34.67**	**35.27**	**36.55**
Bruttonachfrage	**32.95**	**36.77**	**40.25**	**39.68**	**39.91**	**39.76**	**40.67**

** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

Tabelle II.2-44: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraftwerke	**20.67**	**21.26**	**22.98**	**23.08**	**23.13**	**23.22**	**23.29**
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
Kernkraftwerke	**11.01**	**10.96**	**9.77**	**3.97**	**-**	**-**	**-**
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
Fossile KW *	**0.67**	**0.88**	**1.59**	**2.56**	**2.97**	**3.16**	**3.34**
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.96	2.33	2.83	3.16	3.34
Erneuerbare *	**0.36**	**0.62**	**1.55**	**3.97**	**6.55**	**9.10**	**13.76**
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.13	3.78	6.50	9.10	13.76
Mittlere Bruttoerzeugung	**32.72**	**33.71**	**35.89**	**33.58**	**32.65**	**35.48**	**40.39**
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
Mittlere Nettoerzeugung	**31.39**	**32.18**	**32.47**	**30.16**	**29.23**	**32.06**	**36.97**
Importe	**8.56**	**7.88**	**4.60**	**3.85**	**1.19**	**0.60**	**-**
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
Exporte	**14.39**	**11.09**	**8.07**	**5.76**	**2.12**	**4.00**	**7.57**
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	6.93	4.63	0.99	3.70	7.57
Mittlerer Saldo	**- 5.84**	**- 3.21**	**- 3.47**	**- 1.91**	**- 0.93**	**- 3.41**	**- 7.57**
Mittlere Beschaffung	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Landesverbrauch	**25.55**	**28.97**	**29.00**	**28.25**	**28.30**	**28.65**	**29.40**
Bruttonachfrage	**28.23**	**31.64**	**33.56**	**32.80**	**32.86**	**32.37**	**32.82**

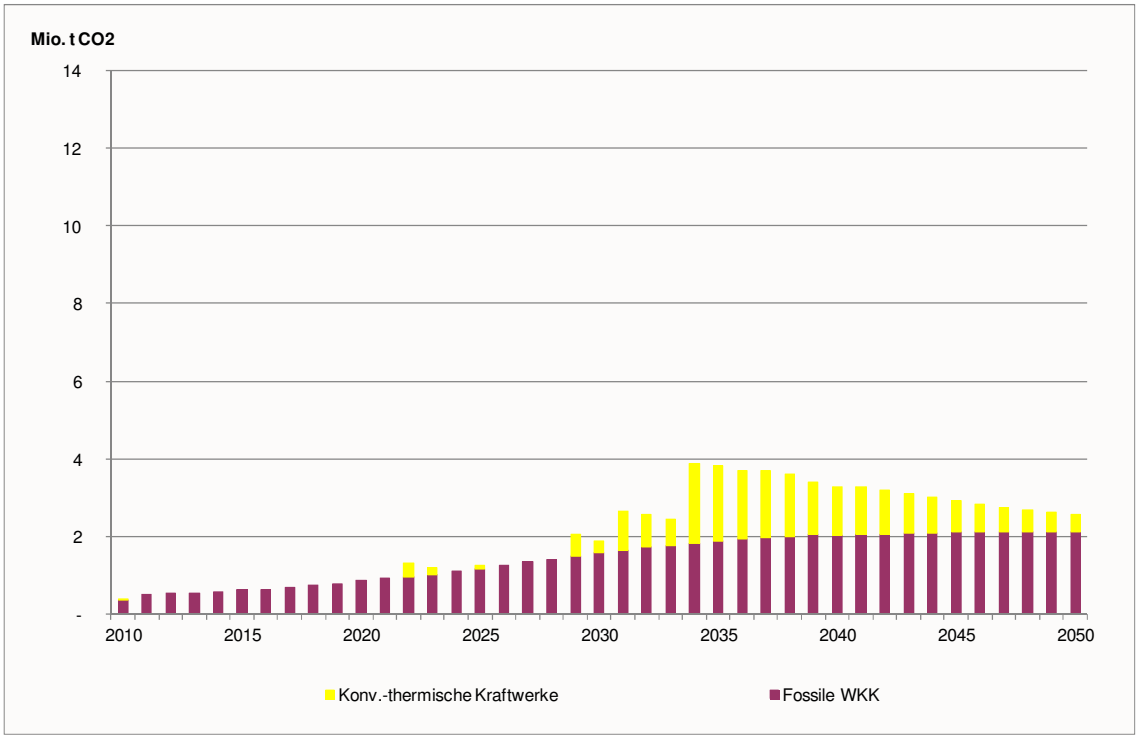
** gekoppelt und ungekoppelt* *Quelle: Prognos 2012*

II.2-2.5.2 CO_2-Emissionen

Bei der Ermittlung der CO_2-Emissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – als auch die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet.

In der Variante C&D&E werden drei Blöcke Gaskombikraftwerke zugebaut. Durch den hohen Zubau an dezentralen WKK-Anlagen und den geringen Wirkungsgrad dieser Anlagen sind die Brutto-Emissionen jedoch höher als in der Variante C&E. Allerdings können durch den Zubau von WKK-Anlagen auch CO_2-Emissionen bei der Wärmeerzeugung eingespart werden, wodurch die Netto-Emissionen zu einem grossen Teil unter jenen der Variante C&E liegen.

Figur II.2-43: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: CO_2-Emissionen inkl. Wärmegutschriften, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-45: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: CO_2-Emissionen, hydrologisches Jahr, in Mio. t CO_2/a

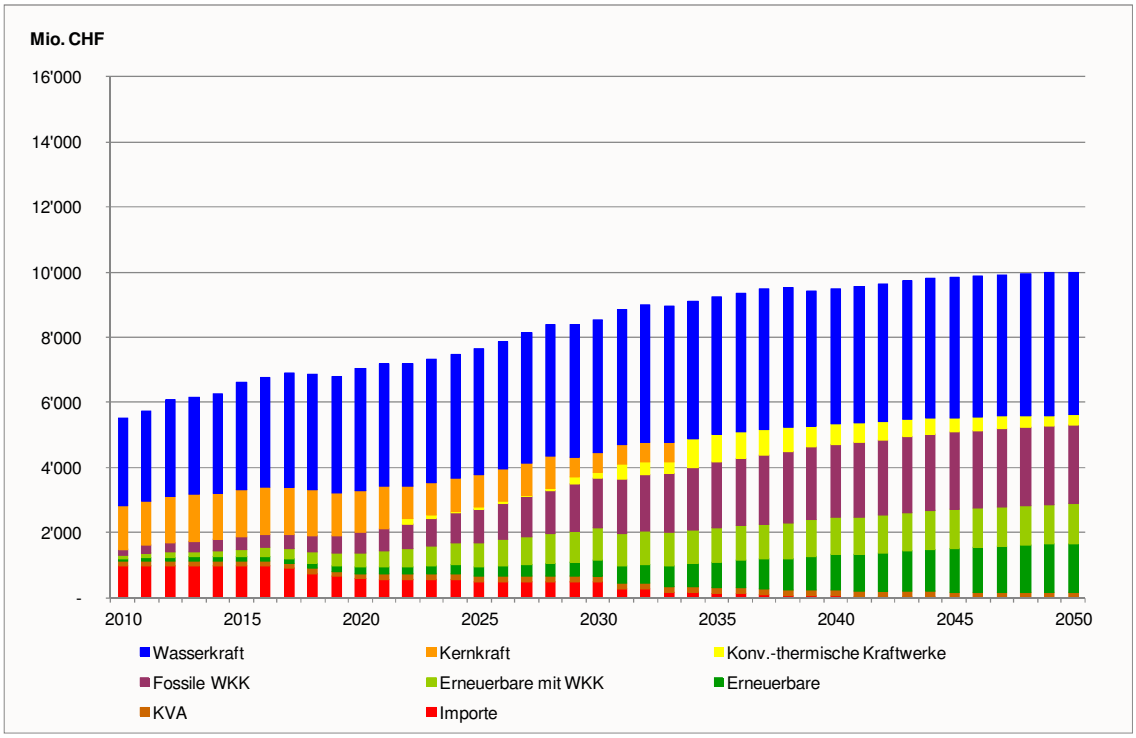
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Fossile KW (ungekoppelt)	0.0	0.0	0.0	0.3	1.9	1.2	0.5
Fossile KW (gekoppelt)	0.4	0.4	0.9	1.6	1.9	2.0	2.1
Netto CO_2-Emissionen	**0.4**	**0.4**	**0.9**	**1.9**	**3.8**	**3.3**	**2.6**
Wärmegutschriften	0.4	0.4	1.2	2.6	3.2	3.6	3.9
Brutto CO_2-Emissionen	**0.8**	**0.8**	**2.1**	**4.5**	**7.0**	**6.9**	**6.5**

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.5.3 Kosten des Zubaus

Figur II.2-44 und Tabelle II.2-46 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2050 bis auf ca. 10‘000 Mio. CHF an. In der Periode 2010 bis 2050 sind die Jahreskosten der Variante C&D&E auch unter Berücksichtigung der Wärmegutschriften höher als in den Varianten C sowie C&E. Die ist vor allem auf steigende Gaspreise, hohe spezifische Investitionskosten und die relativ geringen Wirkungsgrade der dezentralen fossilen WKK-Anlagen zurückzuführen.

Figur II.2-44: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-46: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Jahreskosten des Kraftwerkparks, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		152	849	607	311
Fossile WKK	85	167	632	1'552	1'998	2'256	2'408
Erneuerbare mit WKK	23	89	433	981	1'057	1'133	1'230
Erneuerbare	18	77	188	480	791	1'085	1'494
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	504	137	69	
Netto-Gesamtkosten	**5'453**	**5'528**	**7'040**	**8'525**	**9'244**	**9'480**	**9'983**
Wärmegutschriften	123	156	660	1'702	2'153	2'448	2'663
Brutto-Gesamtkosten	**5'576**	**5'684**	**7'700**	**10'227**	**11'398**	**11'928**	**12'646**

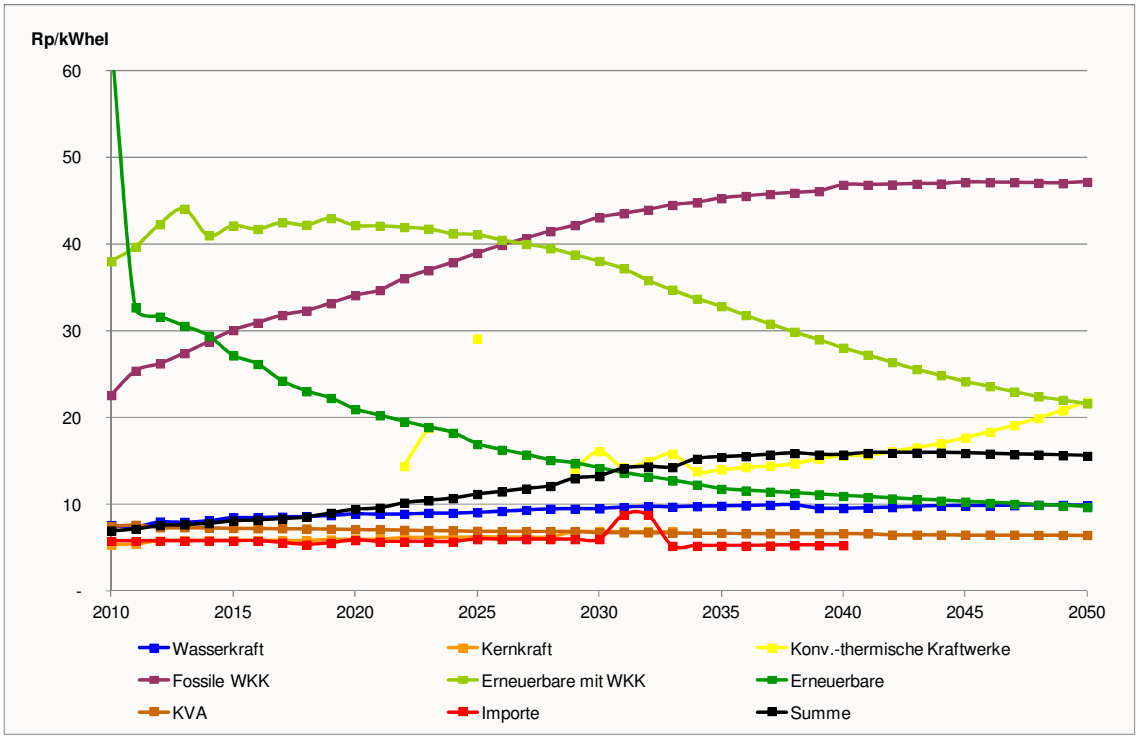
Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Kosten und der Erzeugung des Kraftwerkparks sind die durchschnittlichen Kosten abzuleiten. In Figur II.2-45 und Tabelle II.2-47 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh$_{el}$ nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Durchschnittskosten der Erneuerbaren (reine Stromerzeugung und gekoppelte Stromerzeugung) sind vergleichbar mit Variante C&E.

Der Verlauf der Gestehungskosten bei fossilen WKK-Anlagen ist durch den schnelleren und umfangreicheren Zubau dieser Technologien (v.a. kleine BHKW-Anlagen) höher als in den Varianten C sowie C&E. Geringere Volllaststunden für Gaskombikraftwerke sorgen zudem für zumeist höhere Gestehungskosten dieser Technologie.

Insgesamt liegen die Gestehungskosten des Kraftwerkparks höher als in den Varianten C und C&E und steigen von ca. 7 Rp/kWh$_{el}$ auf über 15.6 Rp/kWh$_{el}$ im Jahr 2050. Damit sind die Gestehungskosten auch deutlich höher als in der Variante C&D&E des Szenarios „Neue Energiepolitik“. Dabei ist zu berücksichtigen, dass fossile WKK-Anlagen im Szenario „Politische Massnahmen“ auch nach 2035 zugebaut werden (im Unterschied zum Szenario „Neue Energiepolitik“).

Figur II.2-45: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$



Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-47: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Gestehungskosten des Kraftwerkparks, in Rp/kWh$_{el}$

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	7.3	7.6	8.9	9.5	9.8	9.6	9.9
Kernkraft	5.4	5.4	6.0	6.9	0.0	0.0	0.0
Konv.-thermische Kraftwerke	70.3	60.9	0.0	16.1	14.0	15.6	21.8
Fossile WKK	17.1	22.6	34.1	43.1	45.3	46.8	47.2
Erneuerbare mit WKK	23.6	38.0	42.2	38.0	32.9	28.1	21.6
Erneuerbare	129.0	64.4	21.0	14.2	11.8	11.0	9.7
KVA	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.7	6.5
Import	5.7	5.8	5.9	6.0	5.2	5.3	0.0
Gestehungskosten Gesamt	**6.6**	**7.0**	**9.4**	**13.3**	**15.5**	**15.7**	**15.6**

Quelle: Prognos 2012

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2010 bis 2050, Basisjahr 2010) ergeben sich die Gesamtkosten des Kraftwerkparks der Schweiz in Höhe von ca. 206.0 Mia. CHF (Tabelle II.2-48). Damit sind die Gesamtkosten höher als in den Varianten C sowie C&E.

Tabelle II.2-48: Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&D&E: Gesamtkosten des Kraftwerkparks, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	98'265
Kernkraft	21'264
Konv.-thermische Kraftwerke	5'897
Fossile WKK	31'508
Erneuerbare mit WKK	17'992
Erneuerbare	13'226
KVA	4'266
Import	13'381
Netto-Gesamtkosten	**205'798**
Wärmegutschriften	33'965
Brutto-Gesamtkosten	**239'763**

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.5.4 Zusammenfassende Betrachtung Szenario „Politische Massnahmen“ Variante C&D&E

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen für das Szenario „Politische Massnahmen“ sind in Tabelle II.2-49 zusammengefasst:

Tabelle II.2-49: Zusammenfassung der Modellergebnisse für das Szenario „Politische Massnahmen“

	Einheit	**Variante C**	**Variante C&E**	**Variante E**	**Variante C&D&E**
Stromlücke					
Stromlücke 2035	TWh	28.2	28.2	28.2	28.2
Stromlücke 2050	TWh	32.9	32.9	32.9	32.9
Kenngrössen des Zubaus					
Anzahl Gaskombikraftwerke		7 GuD	5 GuD		3 GuD
Erneuerbare, WKK		mässiger EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, mässiger WKK-Ausbau	hoher EE-Ausbau, hoher WKK-Ausbau
Kosten des Kraftwerkparks					
Gesamtkosten (diskontiert)	Mio. CHF	185'104	191'462	189'751	205'798
Gestehungskosten 2035	Rp/kWh_{el}	12.0	12.5	12.2	15.5
Gestehungskosten 2050	Rp/kWh_{el}	12.1	12.0	11.8	15.6
(Netto-)CO_2-Emissionen					
CO_2-Emissionen 2035	Mio. t CO_2	6.7	4.3	0.6	3.8
CO_2-Emissionen 2050	Mio. t CO_2	6.4	2.8	0.5	2.6
Import-Anteile					
Import-Anteile 2035	%	37.2%	24.4%	7.5%	30.8%
Import-Anteile 2050	%	35.2%	16.4%	6.2%	26.3%

Quelle: Prognos 2012

II.2-2.6 Synopse der Varianten C&D&E, mit hohem WKK-Pfad

In den folgenden Kapiteln werden die wichtigsten Ergebnisse aus der Modellierung des Stromangebots unter Berücksichtigung des hohen Ausbaupfades zusammengefasst. Dabei werden insbesondere die sich ergebenden Kosten und CO_2-Emissionen beschrieben und mit den Ergebnissen der Stromangebotsvarianten C, C&E und E verglichen.

II.2-2.6.1 Modellergebnisse: Kosten

Die hier dargestellten Kosten wurden gesamtwirtschaftlich ermittelt. Das bedeutet, dass der reale Zinssatz für alle Anlagetypen 2.5 Prozent beträgt und die Abschreibungsdauer gleich der technischen Lebensdauer ist. Zu bemerken ist, dass sich die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen nicht an den jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Kosten orientieren. Die Betrachtung der Kosten auf einzelwirtschaftlicher Ebene führt zu anderen Ergebnissen als die gesamtwirtschaftliche Perspektive (vgl. dazu Kapitel II.2-1.10 in welchem eine einzelwirtschaftliche Analyse von WKK-Anlagen durchgeführt wurde). Sie lässt aber keine Schlüsse darüber zu, was bestimmte Investitionen für die Schweiz als Ganzes bedeuten.

Die jährlichen Gesamtkosten des Kraftwerkparks nach Szenarien und Varianten sind in Tabelle II.2-50 zusammengefasst. Es wurde die gleiche Methodik wie in der Analyse der Varianten im Hauptbericht verwendet. Jährliche Gesamtkosten sind im Falle von Brennstoff- und Betriebskosten die durch die Stromerzeugung über das jeweilige Betrachtungsjahr anfallenden Kosten. Im Falle von Investitionskosten sind dies Kosten, welche durch die Bildung einer, über die gesamte Abschreibungsdauer gleichbleibenden, Annuität jährlich zu berücksichtigen sind. In den hier dargestellten Kosten sind Wärmegutschriften aus der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme mitberücksichtigt. CO_2-Kosten wurden ebenfalls berücksichtigt, Netzkosten sind nicht enthalten. Neue Stromimporte werden in den hier dargestellten Kosten als zusätzliche variable Kosten berücksichtigt.

Im Jahr 2035 fallen in der Variante C&D&E des Szenarios „Weiter wie bisher“ die höchsten Gesamtkosten an. Dies ist vor allem auf den hohen Nachfragepfad und den dadurch notwendigen Zubau an Gaskombikraftwerken bei einem gleichzeitig hohen Ausbau von WKK-Anlagen zurückzuführen. WKK-Anlagen verfügen über einen geringeren elektrischen Wirkungsgrad als Gaskombikraftwerke, wodurch steigende Gaspreise stärkere Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Stromerzeugung besitzen. Zudem sind zukünftige spezifische Investitionskosten für kleine WKK-Anlagen höher als für Gaskombikraftwerke. Daher steigen die Gesamtkosten der Variante C&D&E im Szenario „Weiter wie bisher“ bis 2050 noch deutlich an und sind auch zum Ende des Betrachtungszeitraums im Vergleich mit den sonstigen Varianten am höchsten. Die Berücksichtigung von Wärmegutschriften aufgrund der eingesparten Wärmeerzeugung aus konventionellen Anlagen kompensiert diese Effekte nur zum Teil.

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinken die jährlichen Gesamtkosten in der Variante C&D&E von 2035 bis 2050. Dies ist vor allem auf den durch die fehlende Wärmenachfrage beschränkten Zubau von WKK-Anlagen zurückzuführen. Im Jahr 2050 liegen die Gesamtkosten der Variante C&D&E im selben Bereich wie die Gesamtkosten der Variante C&E. Dies ist darauf zurückzuführen, dass höhere Fixkosten durch den Zubau von teuren Klein-WKK-Anlagen in der Variante C&D&E durch die mit dem Zubau von

einem zusätzlichen Gaskombikraftwerk verbundenen Kosten in der Variante C&E kompensiert werden.

Im Szenario „Politische Massnahmen“ sind die Relationen ähnlich, auch in diesem Nachfrageszenario sind die Kosten der Variante C&D&E zu beiden Betrachtungszeitpunkten am höchsten.

Steigende Gaspreise und die im Vergleich zu Gaskombikraftwerken geringen Stromwirkungsgrade von WKK-Anlagen sind die wesentlichen Einflussfaktoren für hohe Gesamtkosten in der Variante C&D&E. Zudem ist bei den spezifischen Investitionskosten von WKK-Anlagen, im Vergleich zu erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, nur mit einem geringen Absinken der Investitionskosten neuer Anlagen im Lauf der Zeit zu rechnen.

Tabelle II.2-50: Jährliche Gesamtkosten der Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Wärmegutschriften, in Mio. CHF

	2035				2050			
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E
Szenario	GuD	GuD und EE	EE und Importe	EE und WKK	GuD	GuD und EE	EE und Importe	EE und WKK
„Weiter wie bisher“	9’121	9’290		10’052	9’574	9’449		10’644
„Neue Energiepolitik“	8’424	8’354	7’889	9’070	7’827	8’291	8’000	8’309
„Politische Massnahmen“	8’193	8’363	8’195	9’244	8’392	8’789	8’630	9’983

Quelle: Prognos 2012

Aus den jährlichen Gesamtkosten und der Stromerzeugung bzw. -beschaffung ergeben sich die Gestehungskosten pro kWh_{el}. In den in Tabelle 5-75 dargestellten Gestehungskosten sind keine Wärmegutschriften berücksichtigt. Ansonsten gelten dieselben Kostenabgrenzungen wie bei der Beschreibung der jährlichen Gesamtkosten. D.h. es handelt sich im Folgenden um gesamtwirtschaftliche Gestehungskosten (Zinssatz von 2.5 % und die Abschreibungsdauer entspricht der technischen Lebensdauer).

Im Jahr 2035 fallen die höchsten Gestehungskosten für jedes Nachfrageszenario jeweils in der Variante C&D&E an. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der Betrachtung der Stromgestehungskosten keine Wärmegutschriften enthalten sind. Deshalb sind die Unterschiede zwischen den Stromangebotsvarianten auch ausgeprägter als im Vergleich der Gesamtkosten (siehe Tabelle II.2-51).

Abgesehen vom Szenario „Neue Energiepolitik“, in welchem ab 2035 kein Ersatz des Bestands und kein Neubau von WKK-Anlagen stattfinden, steigen die Gestehungskosten der Variante bis 2050 leicht an. Am Ende des Betrachtungszeitraums liegen die Gestehungskosten mit 15.5 bzw. 15.6 Rp/kWh_{el} bis zu 3.6 Rp/kWh_{el} über den Gestehungskosten der Stromangebotsvarianten C, C&E und E.

Tabelle II.2-51: Gesamtwirtschaftliche Gestehungskosten der Stromerzeugung (2035 und 2050), exkl. Wärmegutschriften, in Rp/kWhel

	2035				2050			
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E
Szenario	GuD	GuD und EE	EE und Importe	EE und WKK	GuD	GuD und EE	EE und Importe	EE und WKK
„Weiter wie bisher“	12.1	12.5		15.3	12.3	12.1		15.5
„Neue Energie-politik“	12.9	13.0	12.4	15.7	13.0	12.3	11.9	12.6
„Politische Massnahmen“	12.0	12.5	12.2	15.5	12.1	12.0	11.8	15.6

Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-52 zeigt die in den Szenarien und Varianten anfallenden und über den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 kumulierten Gesamtkosten. Die kumulierten Gesamtkosten sind diskontiert. Diskontiert heisst, dass die künftigen Kosten nach ihrem gegenwärtigen Wert bewertet werden. In der Zukunft entstehende Kosten, z.B. für Investitionen, erhalten aufgrund der Zeitpräferenz ein geringeres Gewicht als heute anfallende Kosten. Ansonsten gelten dieselben Kostenabgrenzungen wie bei der Beschreibung der jährlichen Gesamtkosten (d.h. die kumulierten Gesamtkosten enthalten u.a. auch Wärmegutschriften).

In allen Szenarien sind die kumulierten Gesamtkosten der Variante C&D&E im Variantenvergleich am höchsten. Besonders ausgeprägt ist der Unterschied zu den sonstigen Stromangebotsvarianten in den Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Politische Massnahmen“, da in diesen Szenarien auch nach 2035 ein hoher Ausbaupfad für WKK-Anlagen vorliegt. Die Differenz der Gesamtkosten in der Variante C&D&E zu den sonstigen Stromangebotsvarianten beläuft sich auf 7.8 bis 14.5 Mia. CHF und ist damit grösser als die Differenz zwischen den Varianten C, C&E und E.

Bei der Interpretation der kumulierten Gesamtkosten ist zu berücksichtigen, dass auch der Bestand an Kraftwerken mitbewertet wurde. Die kumulierten Gesamtkosten des Bestands betragen für alle Varianten 125.9 Mia. CHF. In Tabelle II.2-53 sind zusätzlich die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Kraftwerkzubaus dargestellt. Die Gesamtkosten für den Kraftwerkzubau in der Variante C&D&E belaufen sich auf 71.9 Mia. CHF (Szenario „Neue Energiepolitik“) bis 88.2 Mia. CHF (Szenario „Weiter wie bisher“).

Tabelle II.2-52: Kumulierte und diskontierte Gesamtkosten der Stromerzeugung, 2010 bis 2050, inkl. Wärmegutschriften, in Mia. CHF

	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E
Szenario	Gaskombikraft-werke	Gaskombikraft-werke und EE	EE und Importe	EE und WKK
„Weiter wie bisher“	197.5	201.3		214.0
„Neue Energiepolitik“	184.6	190.1	186.1	197.9
„Politische Massnahmen“	185.1	191.5	189.8	206.0

Quelle: Prognos 2012

Tabelle II.2-53: Kumulierte und diskontierte Gesamtkosten der Kraftwerkzubaus, 2010 bis 2050, inkl. Wärmegutschriften, in Mia. CHF

	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E
Szenario	Gaskombikraft-werke	Gaskombikraft-werke und EE	EE und Importe	EE und WKK
„Weiter wie bisher“	71.6	75.4		88.2
„Neue Energiepolitik“	58.6	64.2	60.1	71.9
„Politische Massnahmen“	59.2	65.6	63.9	79.9

Quelle: Prognos, 2012

II.2-2.6.2 Modellergebnisse: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung

Die in Tabelle II.2-54 dargestellten CO_2-Emissionen stellen die Netto-Emissionen der Stromerzeugung des gesamten Stromerzeugungsparks in 2035 dar. Dies versteht sich inklusive Abzug von Wärmegutschriften. Die hier betrachteten CO_2-Emissionen sind ausschliesslich direkt in der Stromerzeugung anfallende Emissionen. CO_2-Emissionen, welche beim Bau der Anlagen, bei der Gewinnung und dem Transport der Brennstoffe oder bei der Entsorgung bzw. Aufbereitung der Brennstoffe anfallen, werden dabei nicht berücksichtigt. Zudem werden nur inländische CO_2-Emissionen betrachtet, die modellbezogene Systemgrenze ist die Schweiz.

Im Vergleich zur Stromangebotsvariante C&E liegen die CO_2-Emissionen in der Stromangebotsvariante C&D&E in den Jahren 2035 und 2050 etwas tiefer. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums reduziert sich die Differenz jedoch vor allem aufgrund der geringeren Erzeugung aus (regelfähigen) Gaskombikraftwerken. Den CO_2-Emissionen von WKK-Anlagen können zwar Wärmegutschriften aus der vermiedenen ungekoppelten Wärmeerzeugung gegengerechnet werden, allerdings werden diese Gutschriften zum Teil durch relativ geringe Wirkungsgrade und damit höhere CO_2-Emissionen kompensiert.

Tabelle II.2-54: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung (2035 und 2050), inkl. Wärmegutschriften, in Mio. t CO_2

	2035				2050			
	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E	Var. C	Var. C&E	Var. E	Var. C&D&E
Szenario	GuD	GuD und EE	EE und Importe	EE und WKK	GuD	GuD und EE	EE und Importe	EE und WKK
„Weiter wie bisher“	8.9	6.6		5.8	9.2	4.4		4.1
„Neue Energiepolitik“	5.7	3.5	0.6	3.2	3.8	1.3	0.5	1.2
„Politische Massnahmen“	6.7	4.3	0.6	3.8	6.4	2.8	0.5	2.6

Quelle: Prognos 2012

II.2-3 Anhang

Datenquellen zu Kosten von WKK-Anlagen

ASUE (2011). *BHKW-Kenndaten 2011, Module Anbieter Kosten*. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch E.V., Frankfurt am Main. http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf

VKU (2011). *Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen*. Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V., Berlin. http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-142011.html

TU-Wien (2010). *Langfristige Szenarien der gesamtwirtschaftlich optimalen Integration von Mikro-KWK Anlagen in das österreichische Energiesystem*. Technische Universität Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (EEG), Wien.

BMU (2010). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Datenanhang II zum Schlussbericht, Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Arbeitsgemeinschaft Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitstudie_2011_Datenanhang-II_final.pdf

EnergieAgentur.NRW (2009). *Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit fossilen Brennstoffen*. EnergieAgentur.NRW, MBA/Dipl.-Ing. (FH) M. Kabus, Wuppertal. http://www.badoeynhausen.de/fileadmin/user_upload/bereich_65/bilder/Klimaengagiert/kwk_wirtschaftlichkeitsbetrachtung.pdf

Universität Stuttgart (2010). *Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015*. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Prof. Dr.-Ing. A. Voß, Stuttgart. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_08.pdf

Datenquellen zu Kosten von Heizsystemen

Viessmann (2012). *Preislisten Viessmann (Schweiz) AG, Gas-Brennwertkessel bis 2‘000 kW$_{th}$*. http://www.viessmann.ch/de/Nahwaermenetze/preislisten.html

WWF (2005). *Jahreskostenvergleich von Heizsystemen 2005*. World Wide Fund For Nature Schweiz & Agentur für Erneuerbare Energien, http://www.wwf.ch/heizen/

EBL (2011). *Kostenvergleich verschiedener Heizsysteme*. Genossenschaft Elektra Baselland (EBL), Baselland. http://www.ebl.ch/fileadmin/benutzergruppen/waerme/Waermesysteme/Heizsysteme/Jahreskostenvergleich_Heizsysteme_2010-08-05.pdf

Tabellen

Tabelle II.2-55: Kantonale Verteilung der installierten Leistung und der Stromproduktion von WKK-Anlagen

Kanton	Installierte Leistung [MW_{el}]	Stromproduktion [GWh_{el}]
Wallis	171.9	577.49
Zürich	78.22	286.24
Basel-Stadt	70.68	204.96
Waadt	69.26	154.97
Bern	44.53	171.58
Solothurn	29.26	110.07
Basel-Land	22.08	109.79
Luzern	20.6	68.97
Graubünden	19.51	56.15
Thurgau	14.92	34.74
Sankt Gallen	11.13	40.89
Genf	8.94	35.85
Aargau	8.01	34.59
Neuenburg	7.39	33.55
Zug	4.7	15.33
Schaffhausen	4.12	17.35
Freiburg	3.63	15.62
Appenzell Ausserrhoden	1.91	9.46
Schwyz	1.89	9.34
Nidwalden	1.63	2.53
Tessin	0.89	3.56
Obwalden	0.67	3.17
Jura	0.53	2.58
Uri	0.33	1.29
Glarus	0.25*	0.95*
Appenzell Innerrhoden	0.12*	0.48*

**geschätzte Werte* *BfE 2011a*

Tabelle II.2-56: Strombezugspreise für Endkunden in der Schweiz

Abnehmer	**Preise von 2012**	**Kantone mit hohem Preis**	**Kantone mit niedrigem Preis**
Strombezugspreis, Haushalte, 1‘600 kWh pro Jahr (2-Zimmerwohnung mit Elektroherd)	20 – 30 Rp./kWh	NE, JU, BE, SO, LU, OW, NW, UR	ZH, GE
Strombezugspreis, Haushalte, 2‘500 kWh pro Jahr (4-Zimmerwohnung mit Elektroherd)	20 – 30 Rp./kWh	NE, SO, UR	ZH
Strombezugspreis, Haushalte, 4‘500 kWh pro Jahr (4-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Elektroboiler)	14 – 25 Rp./kWh	NE	ZH
Strombezugspreis, Haushalte, 7‘500 kWh pro Jahr (5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd und Elektroboiler und Tumbler)	14 – 20 Rp./kWh	NE, VD, BS	ZH
Strombezugspreis, GHD , 8‘000 kWh pro Jahr (Kleinstbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 8 kW)	17 – 25 Rp./kWh	NE, BL, BS	AG, ZH, TH, SZ, GL, NW, AR, AI
Strombezugspreis, GHD , 30‘000 kWh pro Jahr (Kleinbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 15 kW)	15 – 25 Rp./kWh	NE, BS	NW
Strombezugspreis, GHD , 150‘000 kWh pro Jahr (Mittlerer Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 50 kW)	14 – 22 Rp./kWh	NE, BS	NW, ZH, AR
Strombezugspreis, GHD , 500‘000 kWh pro Jahr (Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Niederspannung)	12 – 20 Rp./kWh	NE, BS, GR	NW

ElCom 2012

Tabelle II.2-57: Anforderungen von Grund- und Spitzenlast-Wärmeerzeuger

Grundlast-Wärmeerzeuger (z.B. BHKW-Anlage)	Spitzenlast-Wärmeerzeuger (Spitzenlastkessel)
Betrieb am Auslegungspunkt	Betrieb auch im Teillastbereich
Hohe Vollaststunden	Geringe Vollbetriebsstunden
Seltene Lastwechsel	Häufige Lastwechsel
	Sehr hohe Verfügbarkeit

UMSICHT 2000

Tabelle II.2-58: Finanzielle Förderprogramme für Energieeinsparmassnahmen auf kantonaler Ebene

Gezielte finanzielle Förderprogramme auf kantonaler Ebene (2011)	Anzahl Kantone
Thermische Solaranlage	18
Gebäudesanierung	18
Holzheizung	15
Wärmepumpe	14
Photovoltaik	8
Energieberatung	8
Fernwärmeanschluss	7
Fernwärmenetz	6
Abwärmenutzungsanlage	6
Industrie oder GHD	5
Biogasproduktion	3
Wärme-Kraft-Kopplung	3
Ersatz von Beleuchtungsanlagen	3
Ersatz von Lüftungs- und Klimaanalagen	2

[BFE 2011i]

Tabelle II.2-59: Jahreskostenvergleich für die Kategorie 1 (Einfamilienhaus)

Szenario: "Weiter wie bisher"	Einfamilienhaus (Bestand)				
	Gasbrennwertkesselsysten	BHKW-Syster	WP Sole	WP Luft	Pellet
Jahr der Investition: 2010					
Energiebezugsfläche [m²]	200.00	200.00	200.00	200.00	200.00
Wärmeleistung [kW_{th}]					
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	17.10	17.10	17.10	17.10	17.10
BHKW [kW_{th}]		2.94			
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		0.95			
Strombedarf [kWh/a]	4'500.00	4'500.00	4'500.00	4'500.00	4'500.00
Gesamtwirkungsgrad [%]	95%	92%	340%	260%	90%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	95%	66%			90%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		26%			
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		13'770.00			
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	24'795.00	11'025.00	24'795.00	24'795.00	24'795.00
Stromerzeugung [kWh/a]		3'562.50			
Stromeigenverbrauchsquote [%]		60%			
Stromeinspeisequote [%]		40%			
Stromeigennutzung [kWh/a]		2'137.50			
Stromeinspeisung [kWh/a]		1'425.00			
Volllaststunden [h/a]		3'750.00			
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82			
Energiebezugspreise					
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	91.24	91.24			
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	185.49	185.49	185.49	185.49	185.49
Palletbezugspreis [CHF/MWh]					51.42
WP-Strombezugspreis [CHF/MWh]			172.43	172.43	
Gesamte Investitionskosten [CHF]	24'974.83	36'679.50	58'732.42	48'692.69	40'409.91
Heizsystemanlage					
Regelung					
Zubehör					
Speicher (Annahme: Standard Puffervolumen mit 50 Liter/kWth)					
Kamin					
Betriebskosten [CHF/a]	174.82	189.57	146.83	146.08	727.38
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		15.95			
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		173.62			
Instandhaltung					
Service, Reparatur					
Kaminfeger					
Versicherung, Gebühren					
Realzins [%]	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	2'488.13	3'654.22	5'851.25	4'851.04	4'025.86
Brennstoffkosten [CHF/a]	2'381.41	2'769.26	1'257.50	1'644.42	1'416.55
Stromkosten [CHF/a]	834.69	324.46	834.69	834.69	834.69
Betriebskosten [CHF/a]	174.82	189.57	146.83	146.08	727.38
Jahreskosten [CHF/a]	**5'879.06**	**6'937.51**	**8'090.27**	**7'476.22**	**7'004.48**

Tabelle II.2-60: Jahreskostenvergleich der Kategorie 2a (grosses Mehrfamilienhaus)

Szenario: "Weiter wie bisher"	Großes Mehrfamilienhaus mit 20 Wohneinheiten	
	Gasbrennwertkesselsystem	BHKW-System
Jahr der Investition: 2010		
Energiebezugsfläche [m²]	2'000.00	2'000.00
Wärmeleistung [kW_{th}]		
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	117.00	117.00
BHKW [kW_{th}]		24.50
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		9.50
Strombedarf [kWh/a]	10'800.00	10'800.00
Gesamtwirkungsgrad [%]	95%	92%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	95%	64%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		28%
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		83'625.00
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	175'500.00	91'875.00
Stromerzeugung [kWh/a]		35'625.00
Stromeigenverbrauchsquote [%]		20%
Stromeinspeisequote [%]		80%
Stromeigennutzung [kWh/a]		7'125.00
Stromeinspeisung [kWh/a]		28'500.00
Volllaststunden [h/a]		3'750.00
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82
Energiebezugspreise		
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	91.24	91.24
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	183.33	183.33
Gesamte Investitionskosten [CHF]	49'939.82	82'724.93
Heizsystemanlage		
Regelung		
Zubehör		
Speicher (Annahme: Standard Puffervolumen mit 50 Liter/kWth)		
Kamin		
Betriebskosten [CHF/a]	998.80	1'895.73
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		159.53
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		1'736.20
Instandhaltung		
Service, Reparatur		
Kaminfeger		
Versicherung, Gebühren		
Realzins [%]	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	4'975.28	8'241.52
Brennstoffkosten [CHF/a]	16'855.75	20'676.63
Stromkosten [CHF/a]	1'979.96	-1'601.18
Betriebskosten [CHF/a]	998.80	1'895.73
Jahreskosten [CHF/a]	**24'809.79**	**29'212.70**

Tabelle II.2-61: Jahreskostenvergleich für Kategorie 2a (Wohnblock mit 150 Wohneinheiten)

Szenario: "Weiter wie bisher"	Wohnblock mit 150 Wohneinheiten	
	Gasbrennwertkesselsystem	BHKW-System
Jahr der Investition: 2010		
Energiebezugsfläche [m²]	14'250.00	14'250.00
Wärmeleistung [kW_{th}]		
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	705.38	705.38
BHKW [kW_{th}]		147.00
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		95.00
Strombedarf [kWh/a]	94'600.00	94'600.00
Gesamtwirkungsgrad [%]	95%	90%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	95%	54%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		36%
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		571'458.75
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	1'163'868.75	592'410.00
Stromerzeugung [kWh/a]		382'850.00
Stromeigenverbrauchsquote [%]		20%
Stromeinspeisequote [%]		80%
Stromeigennutzung [kWh/a]		76'570.00
Stromeinspeisung [kWh/a]		306'280.00
Volllaststunden [h/a]		4'030.00
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82
Energiebezugspreise		
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	52.26	52.26
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	183.33	183.33
Gesamte Investitionskosten [CHF]	97'071.49	347'240.44
Heizsystemanlage		
Regelung		
Zubehör		
Speicher		
Kamin		
Anschlussgebühr		
Betriebskosten [CHF/a]	2'912.14	14'101.54
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		1'845.99
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		12'255.54
Instandhaltung		
Service, Reparatur		
Kaminfeger		
Versicherung, Gebühren		
Realzins [%]	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	9'670.80	34'594.04
Brennstoffkosten [CHF/a]	64'024.92	88'066.19
Stromkosten [CHF/a]	17'343.02	-21'142.38
Betriebskosten [CHF/a]	2'912.14	14'101.54
Jahreskosten [CHF/a]	**93'950.89**	**115'619.39**

Prognos 2012

Tabelle II.2-62: Jahreskostenvergleich für Kategorie 2a (Wärmeverbund)

Szenario: "Weiter wie bisher"	Wärmeverbund (Nahwärmenetz)	
	Gasbrennwertkesselsystem	BHKW-System
Jahr der Investition: 2010		
Energiebezugsfläche [m²]	20'333.33	20'333.33
Wärmeleistung [kW_{th}]		
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	1'525.00	1'525.00
BHKW [kW_{th}]		538.02
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		380.95
Strombedarf [kWh/a]	382'781.00	382'781.00
Gesamtwirkungsgrad [%]	95%	93%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	95%	55%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		38%
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		1'878'086.40
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	4'046'307.00	2'168'220.60
Stromerzeugung [kWh/a]		1'535'228.50
Stromeigenverbrauchsquote [%]		20%
Stromeinspeisequote [%]		80%
Stromeigennutzung [kWh/a]		307'045.70
Stromeinspeisung [kWh/a]		1'228'182.80
Volllaststunden [h/a]		4'030.00
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82
Energiebezugspreise		
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	52.26	52.26
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	168.90	168.90
Gesamte Investitionskosten [CHF]	132'828.90	849'794.37
Heizsystemanlage		
Regelung		
Zubehör		
Speicher		
Kamin		
Anschlussgebühr		
Betriebskosten [CHF/a]	3'984.87	38'800.45
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		7'402.43
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		31'398.02
Instandhaltung		
Service, Reparatur		
Kaminfeger		
Versicherung, Gebühren		
Realzins [%]	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	13'233.16	84'661.27
Brennstoffkosten [CHF/a]	222'589.09	311'423.92
Stromkosten [CHF/a]	64'650.22	-85'244.35
Betriebskosten [CHF/a]	3'984.87	38'800.45
Jahreskosten [CHF/a]	**304'457.34**	**349'641.30**

Prognos 2012

Tabelle II.2-63: Jahreskostenvergleich für Kategorie 2b (Gewerbe I)

Szenario: "Weiter wie bisher"	Gewerbe I	
	Gasbrennwertkesselsystem	BHKW-System
Jahr der Investition: 2010		
Energiebezugsfläche [m²]	2'000.00	2'000.00
Wärmeleistung [kW_{th}]		
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	117.00	117.00
BHKW [kW_{th}]		24.50
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		9.50
Strombedarf [kWh/a]	61'425.00	61'425.00
Gesamtwirkungsgrad [%]	95%	92%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	95%	64%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		28%
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		83'625.00
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	175'500.00	91'875.00
Stromerzeugung [kWh/a]		35'625.00
Stromeigenverbrauchsquote [%]		60%
Stromeinspeisequote [%]		40%
Stromeigennutzung [kWh/a]		21'375.00
Stromeinspeisung [kWh/a]		14'250.00
Volllaststunden [h/a]		3'750.00
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82
Energiebezugspreise		
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	91.24	91.24
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	168.90	168.90
Gesamte Investitionskosten [CHF]	49'939.82	82'724.93
Heizsystemanlage		
Regelung		
Zubehör		
Speicher		
Kamin		
Betriebskosten [CHF/a]	998.80	1'895.73
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		159.53
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		1'736.20
Instandhaltung		
Service, Reparatur		
Kaminfeger		
Versicherung, Gebühren		
Realzins [%]	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	4'975.28	8'241.52
Brennstoffkosten [CHF/a]	16'855.75	20'676.63
Stromkosten [CHF/a]	10'374.44	5'626.83
Betriebskosten [CHF/a]	998.80	1'895.73
Jahreskosten [CHF/a]	**33'204.27**	**36'440.71**

Prognos 2012

Tabelle II.2-64: Jahreskostenvergleich für Kategorie 2b (Gewerbe II)

Szenario: "Weiter wie bisher"	Gewerbe II	
	Gasbrennwertkesselsystem	BHKW-System
Jahr der Investition: 2010		
Energiebezugsfläche [m²]	14'250.00	14'250.00
Wärmeleistung [kW_{th}]		
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	705.38	705.38
BHKW [kW_{th}]		147.00
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		95.00
Strombedarf [kWh/a]	407'354.06	407'354.06
Gesamtwirkungsgrad [%]	95%	90%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	95%	54%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		36%
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		571'458.75
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	1'163'868.75	592'410.00
Stromerzeugung [kWh/a]		382'850.00
Stromeigenverbrauchsquote [%]		60%
Stromeinspeisequote [%]		40%
Stromeigennutzung [kWh/a]		229'710.00
Stromeinspeisung [kWh/a]		153'140.00
Volllaststunden [h/a]		4'030.00
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82
Energiebezugspreise		
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	52.26	52.26
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	151.74	151.74
Gesamte Investitionskosten [CHF]	97'071.49	347'240.44
Heizsystemanlage		
Regelung		
Zubehör		
Speicher		
Kamin		
Anschlussgebühr		
Betriebskosten [CHF/a]	2'912.14	14'101.54
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		1'845.99
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		12'255.54
Instandhaltung		
Service, Reparatur		
Kaminfeger		
Versicherung, Gebühren		
Realzins [%]	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	9'670.80	34'594.04
Brennstoffkosten [CHF/a]	64'024.92	88'066.19
Stromkosten [CHF/a]	61'813.56	14'732.52
Betriebskosten [CHF/a]	2'912.14	14'101.54
Jahreskosten [CHF/a]	**138'421.43**	**151'494.29**

Prognos 2012

Tabelle II.2-65: Jahreskostenvergleich für Kategorie 2b (Gewerbe III)

Szenario: "Weiter wie bisher"	Gewerbe III	
	Gasbrennwertkesselsystem	BHKW-System
Jahr der Investition: 2010		
Energiebezugsfläche [m²]	20'333.33	20'333.33
Wärmeleistung [kW_{th}]		
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	1'525.00	1'525.00
BHKW [kW_{th}]		538.02
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		380.95
Strombedarf [kWh/a]	1'820'838.15	1'820'838.15
Gesamtwirkungsgrad [%]	95%	93%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	95%	55%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		38%
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		1'878'086.40
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	4'046'307.00	2'168'220.60
Stromerzeugung [kWh/a]		1'535'228.50
Stromeigenverbrauchsquote [%]		60%
Stromeinspeisequote [%]		40%
Stromeigennutzung [kWh/a]		921'137.10
Stromeinspeisung [kWh/a]		614'091.40
Volllaststunden [h/a]		4'030.00
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82
Energiebezugspreise		
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	52.26	52.26
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	128.87	128.87
Gesamte Investitionskosten [CHF]	132'828.90	849'794.37
Heizsystemanlage		
Regelung		
Zubehör		
Speicher		
Kamin		
Anschlussgebühr		
Betriebskosten [CHF/a]	3'984.87	38'800.45
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		7'402.43
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		31'398.02
Instandhaltung		
Service, Reparatur		
Kaminfeger		
Versicherung, Gebühren		
Realzins [%]	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	13'233.16	84'661.27
Brennstoffkosten [CHF/a]	222'589.09	311'423.92
Stromkosten [CHF/a]	234'659.91	66'930.80
Betriebskosten [CHF/a]	3'984.87	38'800.45
Jahreskosten [CHF/a]	**474'467.03**	**501'816.45**

Prognos 2012

Tabelle II.2-66: Jahreskostenvergleich für Kategorie 3 (Beispiel Nahrungsmittel-industrie)

Szenario: "Weiter wie bisher"	**Industrie (Beispiel Nahrungsmittelindustrie)**	
	konventioneller Gaskessel	BHKW-System
Jahr der Investition: 2010		
Energiebezugsfläche [m²]		
Wärmeleistung [kW_{th}]		
Benötigte Kesselleistung [kW_{th}]	2'899.10	2'899.10
BHKW [kW_{th}]		1'097.60
Elektrische Leistung des BHKW [kW_{el}]		950.00
Strombedarf [kWh/a]	3'867'393.60	3'867'393.60
Gesamtwirkungsgrad [%]	90%	88%
Thermischer Wirkungsgrad [%]	90%	46%
Elektrischer Wirkungsgrad [%]		42%
Spitzenlastkesselverbrauch [kWh/a]		2'222'640.00
Heizung und Warmwasserbedarf [kWh/a]	7'161'840.00	4'939'200.00
Stromerzeugung [kWh/a]		4'275'000.00
Stromeigenverbrauchsquote [%]		0.80
Stromeinspeisequote [%]		0.20
Stromeigennutzung [kWh/a]		3'420'000.00
Stromeinspeisung [kWh/a]		855'000.00
Volllaststunden [h/a]		4'500.00
Stromeinspeisetarif [CHF/MWh]		79.82
Energiebezugspreise		
Erdgasbezugspreis [CHF/MWh]	52.26	52.26
Strombezugspreis [CHF/MWhel]	121.85	121.85
Gesamte Investitionskosten [CHF]	128'661.55	1'404'281.17
Heizsystemanlage		
Regelung		
Zubehör		
Speicher		
Kamin		
Anschlussgebühr		
Betriebskosten [CHF/a]	3'859.85	62'984.51
Sontige variable Betriebskosten [CHF/a]		17'026.22
Fixe Betriebskosten [CHF/a]		45'958.29
Instandhaltung		
Service, Reparatur		
Kaminfeger		
Versicherung, Gebühren		
Realzins [%]	5.50%	5.50%
Abschreibungsdauer [a]	15.00	15.00
Kapitalkosten [CHF/a]	12'817.98	139'902.35
Brennstoffkosten [CHF/a]	415'863.45	678'756.56
Stromkosten [CHF/a]	471'223.12	-13'734.90
Betriebskosten [CHF/a]	3'859.85	62'984.51
Jahreskosten [CHF/a]	**903'764.40**	**867'908.53**

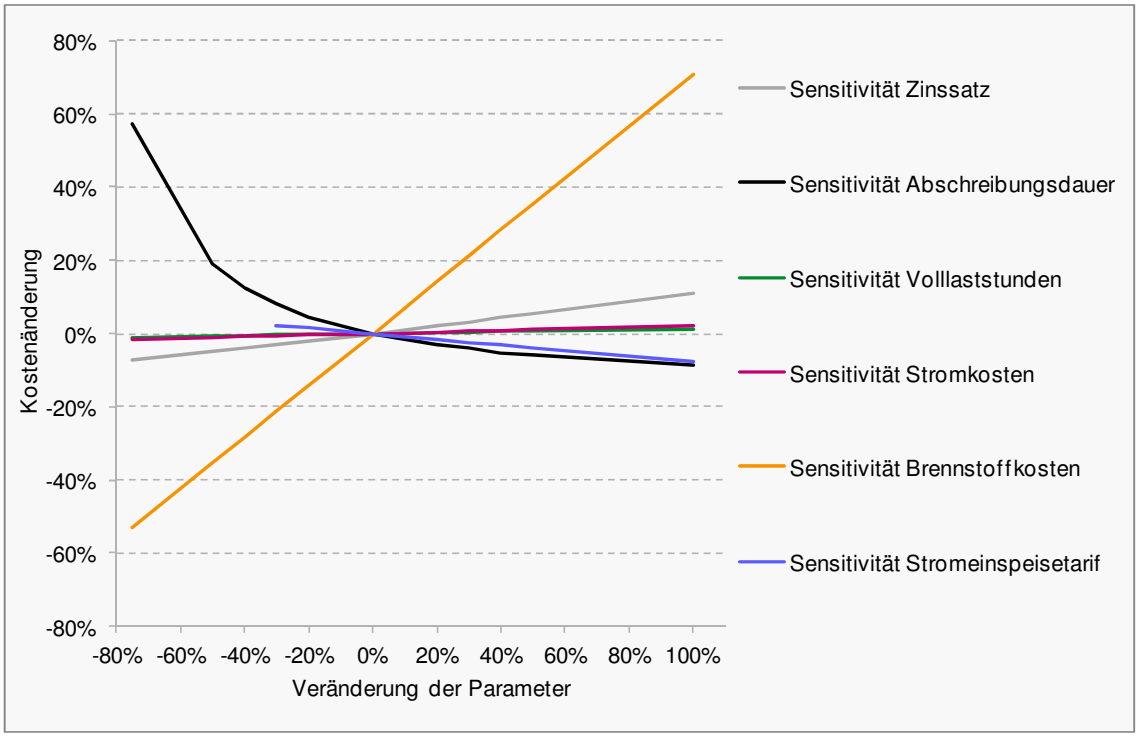
Prognos 2012

Tabelle II.2-67: Gebäudekennzahlen für alle Kategorien

	Energiebezugs-fläche [m²]	Wohneinheiten	Jahreswärme-bedarf [kWh/a]	Jahresstrombe-darf [kWh/a]
Kategorie 1	200	1	24‘795	4‘500
Kategorie 2a	2'000	20	175‘500	45‘000
	14‘250	150	1‘163‘869	430‘000
	20‘333		4‘046‘307	1‘739‘912
Kategorie 2b			175‘500	61‘425
			1‘163‘869	465‘548
			4‘046‘307	1‘820‘838
Kategorie 3			7‘161‘840	3‘979‘118

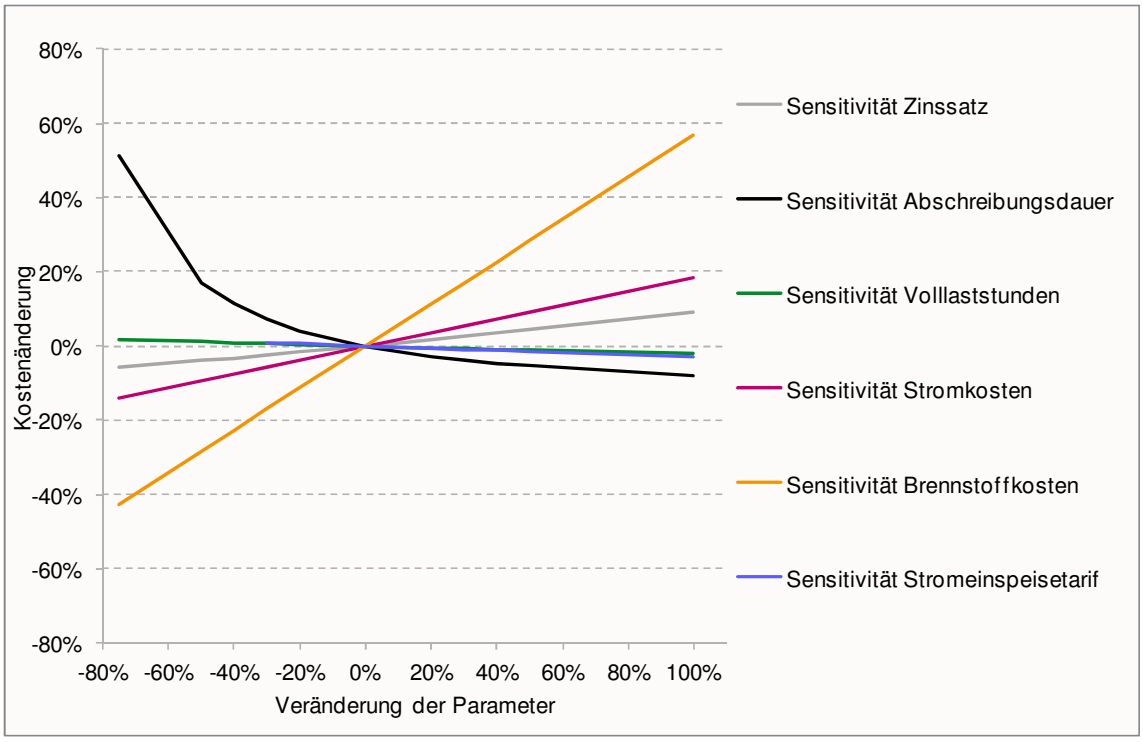
Prognos 2012

Figur II.2-46: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 10 kWel (Kategorie 2a)



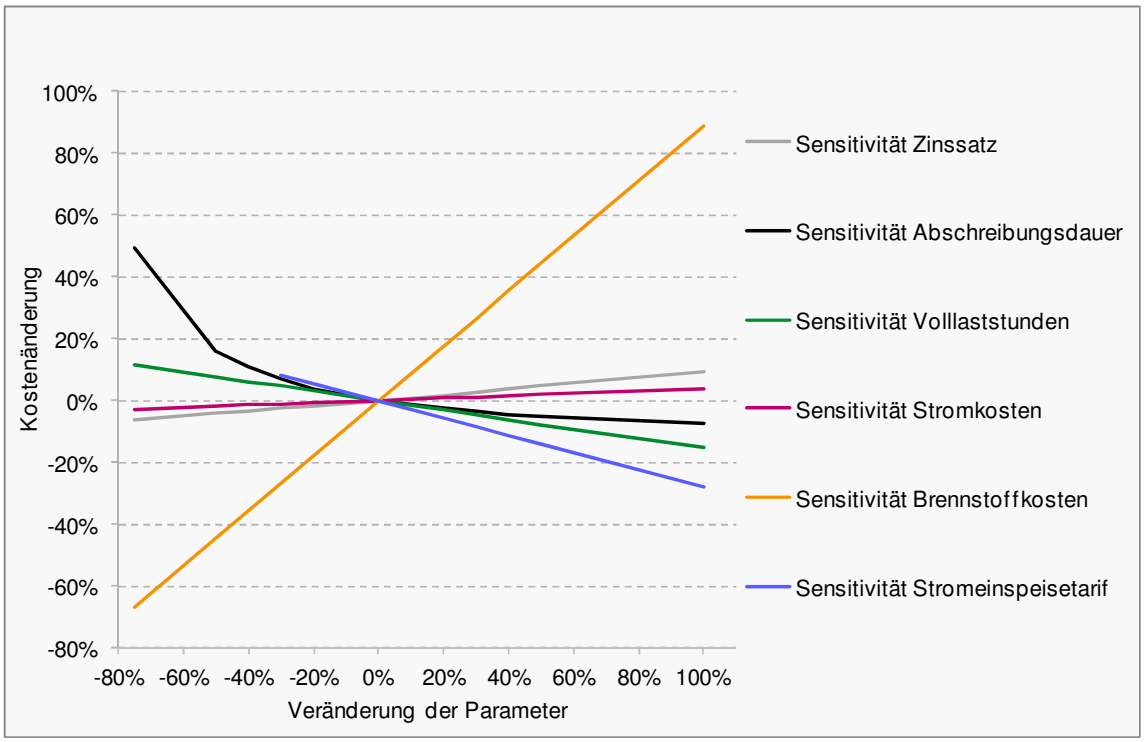
Prognos 2012

Figur II.2-47: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 10 kWel (Kategorie 2b)



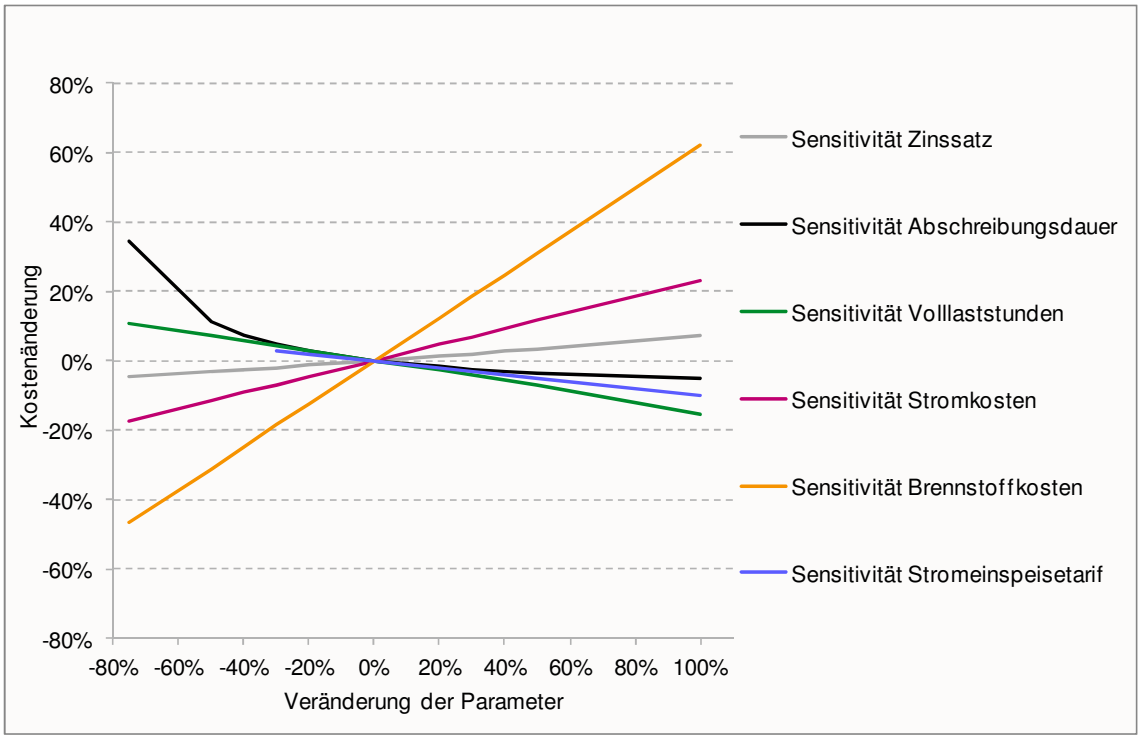
Prognos 2012

Figur II.2-48: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 400 kWel (Kategorie 2a)



Prognos 2012

Figur II.2-49: Sensitivitätsanalyse der Jahreskosten für eine BHKW-Anlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 400 kWel (Kategorie 2b)



Prognos 2012

Anhang II.3

Fluktuierende Stromerzeugung

II.3-1 Einleitung

In der Aktualisierung der Energieperspektiven aus 2007 wird für die Entwicklung des Stromangebots in einigen Varianten für den Kraftwerkspark ein hoher Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung berücksichtigt. Erneuerbare Stromerzeugungstechnologien umfassen einerseits Technologien, welche einen Brennstoff bzw. Primärenergieträger nutzen, die im Allgemeinen immer im notwendigen Ausmass verfügbar sind (z.B. Biomasse, Biogas, Geothermie) und andererseits Technologien, deren Primärenergieangebot Schwankungen unterworfen ist (z.B. Photovoltaik, Windenergie, teilweise Wasserkraft). Diese Schwankungen können sich zudem auf unterschiedliche Zeitintervalle beziehen (Monate, Wochen, Tag/Nacht). Im Stundenverlauf sind daher fluktuierende Erzeugungsprofile dieser Technologien zu erwarten.

Die Erzeugung aus erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien mit fluktuierenden Eigenschaften beträgt für den hohen Ausbaupfad Erneuerbarer im hydrologischen Jahr 2050 ca. 35 TWh (bzw. installierte Leistung von ca. 16 GW). Dabei berücksichtigt sind Photovoltaik-Anlagen, Windkraftwerke und Kleinwasserkraft- sowie Laufwasserkraftwerke. Damit beträgt die Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren ungefähr die Hälfte der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2050. Das bedeutet, dass zu diesem Zeitpunkt ein grosser Teil der Stromerzeugung nicht als zu einem bestimmten Zeitpunkt gesichert betrachtet werden kann. Zudem sind auch auf der Nachfrageseite im Verlauf eines Jahres deutliche Schwankungen erkennbar. Diese betreffen den Tagesverlauf (Tag/Nacht), den Wochenverlauf (Arbeitswoche/Wochenende) und die Saisonalität der Nachfrage (Winter-/Sommerhalbjahr).

Die Anforderung der Versorgungssicherheit schliesst unter anderem die Bedingung ein, dass zu jedem Zeitpunkt die Stromnachfrage durch das verfügbare Stromangebot gedeckt werden können. Falls zusätzlich gefordert wird, dass die Versorgungssicherheit inländisch gesichert werden soll, können zudem ggf. ausländische Kraftwerkskapazitäten in kritischen Fällen nicht berücksichtigt werden. Bei einem hohen erneuerbaren Ausbaupfad ist ein grosser Teil der installierten Leistung nicht als zu jedem Zeitpunkt gesichert zu betrachten. Es müssen daher genügend hohe regelfähige Kapazitäten verfügbar sein, um diese Schwankungen auszugleichen. Als weitere Herausforderung ergeben sich in Perioden hoher erneuerbarer Stromerzeugung Situationen, in denen die verfügbare Erzeugung die Stromnachfrage übersteigt. In solchen Situationen stellt sich die Frage, ob genügend Speicherkapazitäten vorhanden sind, um derartige Erzeugungsüberschüsse speichern und später nutzbar machen zu können.

Die Stromerzeugungsstruktur der Schweiz in den Stromangebotsvarianten mit einem hohen erneuerbaren Ausbaupfad ist durch einen hohen Anteil regelfähiger Erzeugungskapazitäten charakterisiert. Darunter fallen insbesondere regelfähige Wasserkraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) sowie im Allgemeinen thermische Kraftwerke (z.B. Gaskombikraftwerke, Geothermie). Bei der Benutzung regelfähiger Stromerzeugungskapazitäten sind allerdings auch gewisse Einschränkungen zu berücksichtigen. Für die regelfähige Wasserkraft sind dies vor allem die Saisonalität des

Wasserdargebots (Wasserzufluss bzw. Niederschlag), die Speicherkapazität von Speicherseen und die installierte Turbinen- bzw. Pumpleistung. Bei thermischen Kraftwerkskapazitäten ist eher die Frage, wie viel CO_2-emittierende Stromerzeugung in Kauf genommen werden soll, relevant.

Es stellt sich somit die Frage, ob die verfügbaren regelfähigen Kraftwerkskapazitäten ausreichen, um die Kriterien der Deckung der Nachfrage und der Speicherung von Erzeugungsüberschüssen zu jedem Zeitpunkt zu erfüllen. Diese Fragestellung erfordert eine hohe zeitliche Auflösung, da z.B. eine Jahresbetrachtung die Schwankungen der Stromerzeugung innerhalb eines Jahres nicht abbilden kann. In diesem Exkurs wird eine physikalischen Analyse der Stromerzeugung und Stromnachfrage in den Optionen für das zukünftige Stromversorgungssystem, beruhend auf den Szenarien und Varianten der Aktualisierung der Energieperspektiven 2007, vorgenommen. Durch eine derartige Analyse können Risiken möglicher zukünftiger Versorgungsengpässe und Situationen mit theoretischen Versorgungsüberschüssen abgeschätzt werden. Damit können Handlungsnotwendigkeiten zur Reduzierung dieser Unsicherheiten und zur Optimierung des Stromversorgungssystems sowohl auf technischer als auch - in nächsten Schritten, die über den Betrachtungsraum dieser Arbeit hinausgehen - auf politischer Ebene identifiziert werden.

II.3-2 Modellansatz

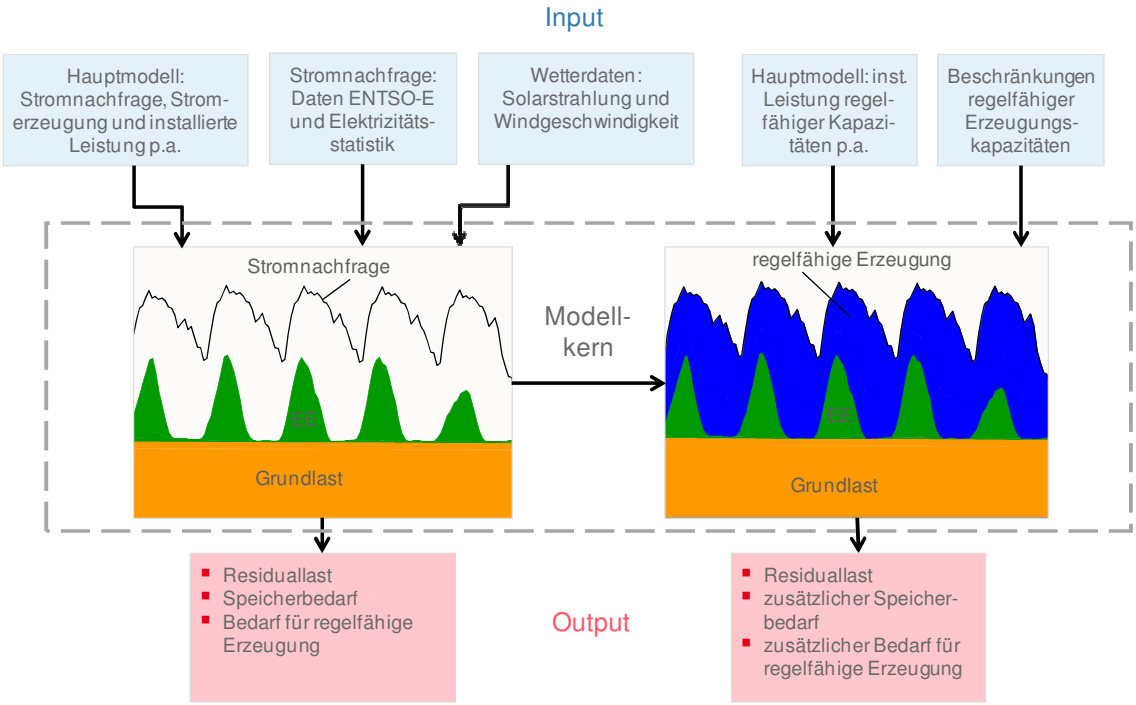
II.3-2.1 Methodik

In den Simulationsrechnungen wird eine stundengenaue Modellierung von Stromnachfrage und Stromangebot durchgeführt. Dabei wird im ersten Schritt eine Prognose des Standardlastprofils der Stromnachfrage für den Zeitraum 2011 bis 2050 ermittelt. Die Summe der Stromnachfrage über das gesamte hydrologische Jahr entspricht dabei der im Hauptmodell (der Modellierungen zur Aktualisierung der Energieperspektiven 2007) ermittelten Stromnachfrage.

Anschliessend wird unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Modellrechnungen für das Stromangebot (lt. Hauptmodell) die Stromerzeugung zur Deckung der Stromnachfrage ermittelt. Dabei wird zwischen Technologien zur Grundlasterzeugung, Erneuerbaren mit Einspeisevorrang und regelfähigen Erzeugungskapazitäten unterschieden. Die entsprechenden Eigenschaften der Stromerzeugungstechnologien werden in der Simulation berücksichtigt. Zudem werden bestehende und zukünftige Beschränkungen der regelfähigen Erzeugung (z.B. Kapazitäten von Speicherseen) mitberücksichtigt. Durch Veränderung der Eingangswerte ist neben der Modellierung eines Referenzfalls die Analyse von Extremereignissen möglich.

Figur II.3-1 zeigt die prinzipielle Modellstruktur und die Input- und Outputgrössen des verwendeten Modells und die Simulation im Modellkern. Im Folgenden wird auf die einzelnen Elemente im Detail eingegangen.

Figur II.3-1: Modellstruktur



Quelle: Prognos 2012

Aus der Modellierung der Stromversorgung im Hauptmodell werden die Werte der Stromnachfrage (für das Winter- und Sommerhalbjahr) und der Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien (Winter- und Sommerhalbjahr) implementiert. Die in der Stundensimulation berücksichtigte Jahreserzeugung ist somit durch diese Werte begrenzt (d.h. das Integral der Stundenerzeugung über das gesamte Jahr ist prinzipiell kleiner oder gleich gross wie die Stromerzeugung im Hauptmodell). Die jährliche Summe der Stromnachfrage entspricht ebenfalls der Stromnachfrage im hydrologischen Jahr (lt. Hauptmodell).

II.3-2.2 Stromnachfrage

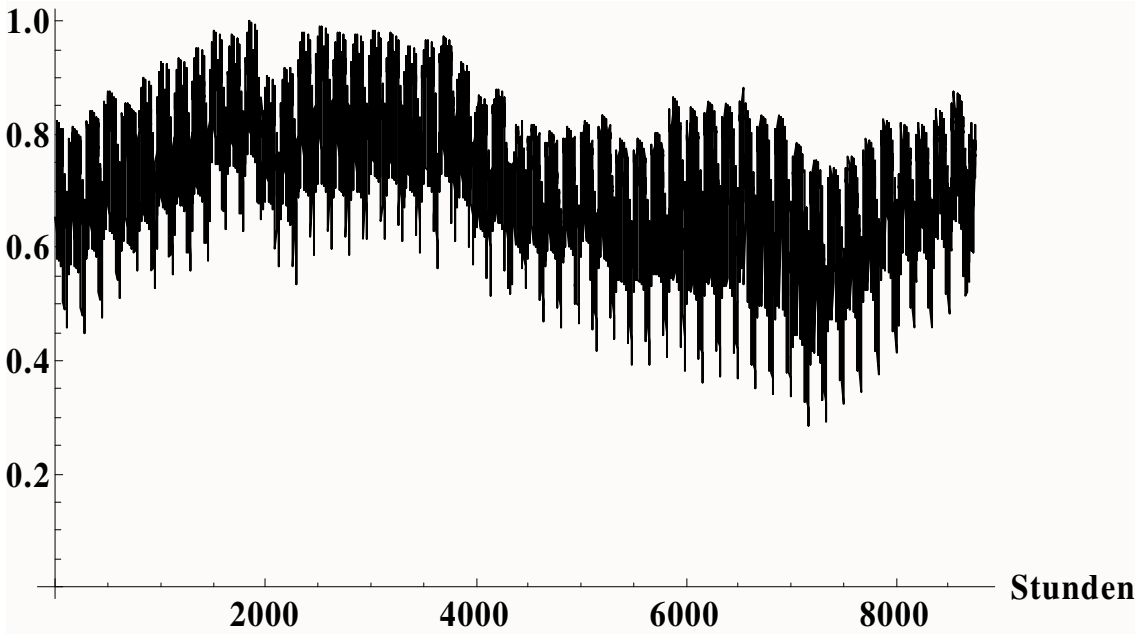
Für die Stromnachfrage wurde auf Basis veröffentlichter Vergangenheitsdaten eine Zeitreihenanalyse durchgeführt. Dazu wurden stundengenaue Daten der ENTSO-E [ENTSO-E, 2011] und Daten zur Elektrizitätsstatistik der Schweiz [BFE, 2011c] über einen Zeitraum von vier Jahren (2007 bis 2011) herangezogen. In der Zeitreihenanalyse erfolgt eine Trend-Bereinigung der Zeitreihe aus Vergangenheitswerten und es werden die Beiträge zum gesamten Stromnachfrageprofil in unterschiedlichen Zeitperioden extrahiert. Die Zeitperioden werden so gewählt, dass für die Stromnachfrage typische Profile (d.h. Tages-, Wochen- und Monatsbeiträge) abgebildet werden können. Es wird ein stilisiertes Standard-Lastprofil ermittelt, welches für die folgenden Jahre, unter Berücksichtigung der Entwicklung der Stromnachfrage im hydrologischen Jahr (bzw. im Winter- und Sommerhalbjahr) fortgeschrieben wird.

Das verwendete Lastprofil beinhaltet den Stromverbrauch durch die Pumpen der Pumpspeicherkraftwerke nicht. Dieser Verbrauch wird in der Berücksichtigung der regelfähigen Stromerzeugung als zusätzliche Stromnachfrage berücksichtigt. Davon abgesehen beinhaltet das implementierte Lastprofil die gesamte inländische Stromnachfrage. Somit ist auch die in den Verteilnetzen anfallende Last, welche nicht in den Da-

ten der ENTSO-E [ENTSO-E, 2011] enthalten ist, im berücksichtigten Nachfrageprofil enthalten.

Figur II.3-2 zeigt das in der Modellierung verwendete (normierte) Profil der Stromnachfrage für das hydrologische Jahr 2011. Das hydrologische Jahr startet in der ersten Stunde des 1. Oktobers und endet am 30. September. Der Verlauf der Stromnachfrage zeigt unter anderem den Beitrag der einzelnen Wochen durch die Spitzenlast der Wochentage und das Absinken der Stromnachfrage am Wochenende, den Anstieg der Stromnachfrage im Winterhalbjahr sowie das typische Absinken der Stromnachfrage zum Jahreswechsel.

Figur II.3-2: Verlauf der normierten (Maximum = 1.0) stündlichen Stromnachfrage für das hydrologische Jahr



Quelle: Prognos 2012

II.3-2.3 Stromangebot

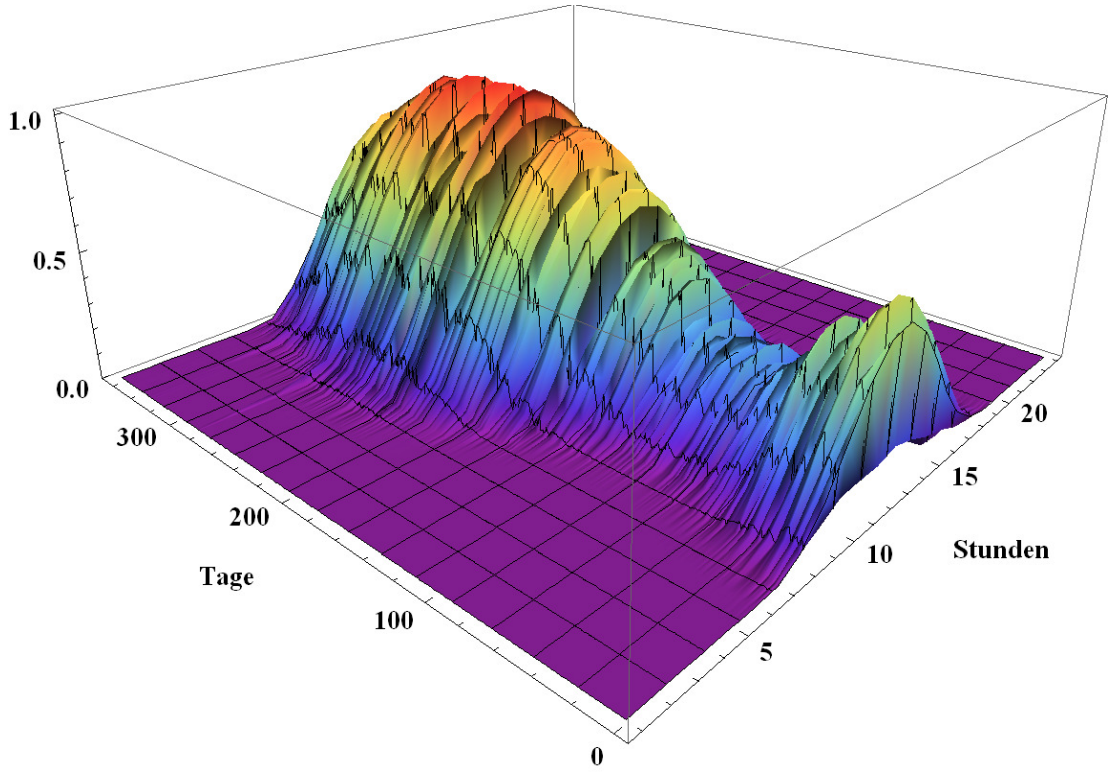
Die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien werden gemäss ihrer spezifischen Eigenschaften in der Modellierung berücksichtigt. Für die erneuerbare Erzeugung muss einerseits der bestehende Einspeisevorrang, andererseits für viele Technologien aber auch deren Dargebotsabhängigkeit berücksichtigt werden. Diese beiden Charakteristika treffen insbesondere auf Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu.

II.3-2.3.1 Fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung

Für die Berücksichtigung der Erzeugung von Photovoltaik-Anlagen wurde eine Analyse regionaler Strahlungsdaten der Schweiz durchgeführt. Dafür wurde eine Zeitreihe (2004 bis 2011) aus Strahlungsdaten von 25 Wetterstationen [MeteoSchweiz, 2011] für das Gebiet der gesamten Schweiz herangezogen. Aus diesen Strahlungsdaten wurde ein normiertes Lastprofil für die Photovoltaik-Erzeugung ermittelt. Dabei wird von einem Schwerpunkt der Erzeugung in den bevölkerungsreichen Landesteilen und insbesondere im Mittelland ausgegangen. Unter Berücksichtigung dieses Standard-Lastprofils wird die stundengenaue Photovoltaik-Erzeugung des Zeitraums 2011 bis 2050 modelliert. Dabei ist die Erzeugung im gesamten hydrologischen Jahr (sowie im Winter- und

Sommerhalbjahr) wiederum durch die Modellergebnisse des Hauptmodells für das Stromangebot vorgegeben. Figur II.3-3 zeigt das in der Modellierung verwendete normierte Profil der Photovoltaik-Einspeisung.

Figur II.3-3: Normiertes Profil der Photovoltaik-Einspeisung für das hydrologische Jahr (Maximum = 1.0) im Tages- und Stundenverlauf



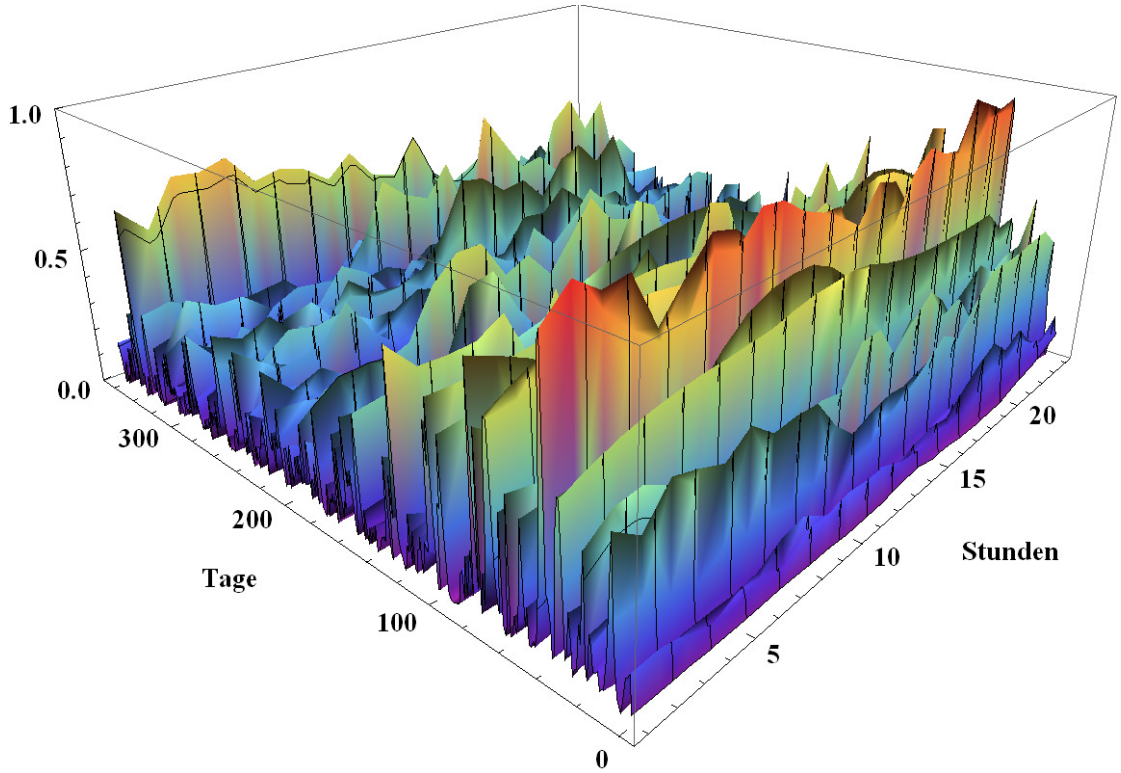
Quelle: Prognos 2012

Die Photovoltaik-Einspeisung ist vor allem durch den Verlauf der Sonneneinstrahlung charakterisiert. In Figur II.3-3 äussert sich daher die geringe Sonneneinstrahlung in den Wintermonaten (Tag 0 bis ca. Tag 180) in der sinkenden Dauer der Einstrahlungsperiode pro Tag und geringeren Tagesmaxima. Zudem ist das fluktuierende Anfallen der Sonneneinstrahlung im Vergleich der aufeinanderfolgenden Tage ersichtlich.

Für die Modellierung der Windkrafterzeugung wird eine ähnliche Vorgangsweise gewählt. Für die Schweiz existieren langjährige Messdaten zur Windgeschwindigkeit von Messstationen der MeteoSchweiz [MeteoSchweiz, 2011]. Aus den Daten zur Windgeschwindigkeit kann die potenzielle Stromerzeugung aus Windkraftanlagen und damit ein Lastprofil abgeleitet werden. Für Windkraftanlagen ist in der Schweiz allerdings ein deutlich weniger flächendeckender Ausbau zu erwarten. Dies ist einerseits auf den Mangel an geeigneten Regionen mit genügend hoher Windgeschwindigkeit über längere Zeitperioden zurückzuführen. Andererseits existieren in einigen Regionen andere Ausschlussgründe, wie das Vorhandensein von Umweltschutzvorgaben oder ungeeignete Baugründe. Aus einer von suisse-éole [suisse-éole, 2012] veröffentlichten Analyse geht hervor, dass die wesentlichen Potenzialgebiete für Windkraftanlagen, unter Berücksichtigung aller bekannten Einschränkungen, auf den Jurahöhen und in einigen Tälern des Alpenhauptkamms sowie den dem Alpenhauptkamm vorgelagerten Gebirgszügen im Norden liegen. Diese regionale Aufteilung wurde bei der Ermittlung des Erzeugungsprofils für Windkraftanlagen berücksichtigt, wobei von einem Schwerpunkt des Ausbaus von Windkraftanlagen auf dem Jurakamm ausgegangen wird. Aufgrund

der Messhöhe der Windgeschwindigkeitsdaten von MeteoSchweiz wurde zudem eine Korrektur der Rohdaten durchgeführt. Figur II.3-4 zeigt das in der Modellierung verwendete normierte Profil der Windkrafteinspeisung.

Figur II.3-4: Normiertes Profil der Windkraft-Einspeisung für das hydrologische Jahr (Maximum = 1.0) im Tages- und Stundenverlauf

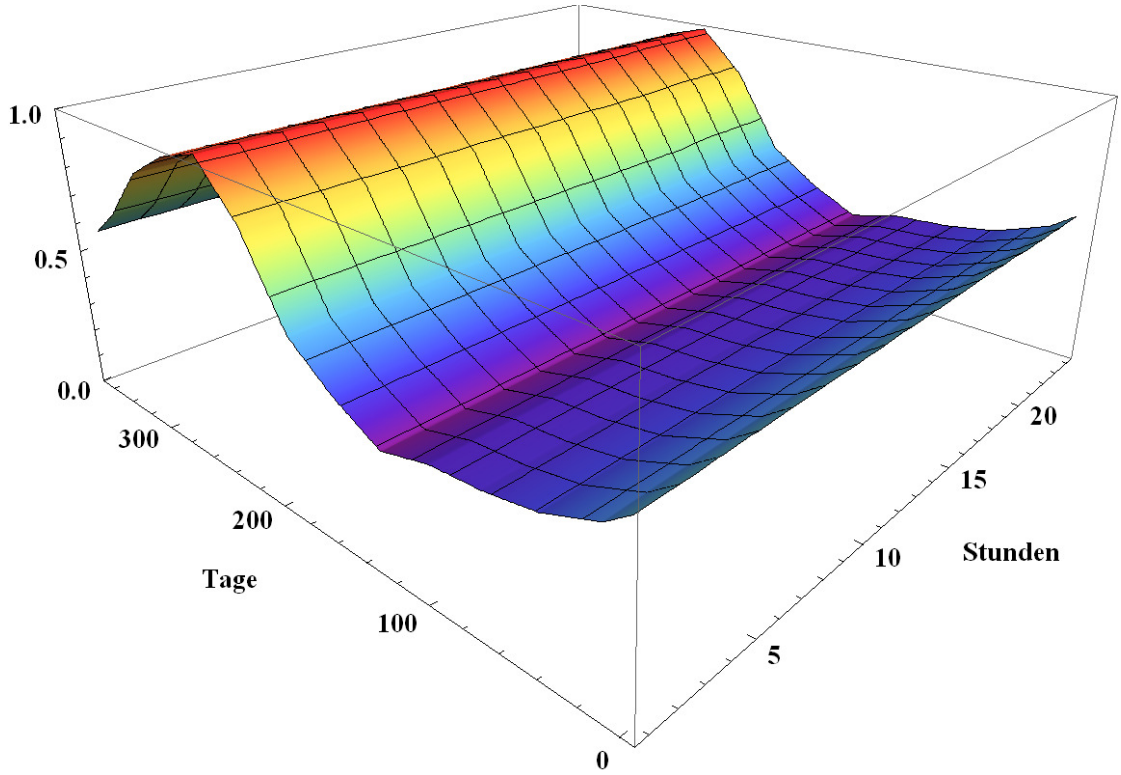


Quelle: Prognos 2012

In Figur II.3-4 ist das stark fluktuierende Profil der Windkraft-Einspeisung erkennbar. Im Vergleich zum Profil der Photovoltaik-Einspeisung verfügt das Profil der Windkraft-Einspeisung kaum über wiederkehrende Strukturen. Dies äussert sich in Schwankungen im Verlauf eines Tages und im Vergleich mehrerer aufeinanderfolgender Tage. Zudem ist, im Gegensatz zur Photovoltaik, ein höherer Beitrag in den Wintermonaten erkennbar.

Die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken ist vor allem vom Wasserzufluss abhängig. Unterschiedliche Niederschlagsbedingungen im Betrachtungsjahr bzw. in den vorangegangenen Jahren führen zu einem veränderten Wasserzufluss der schweizerischen Laufwasserkraftwerke. Für die Modellierung des Erzeugungsprofils der Laufwasserkraft werden Werte der Laufwasserkrafterzeugung der Schweiz im Zeitraum 2000 bis 2010 aus der schweizerischen Elektrizitätsstatistik [BFE, 2011c] herangezogen. Aus diesen Werten wird ein Standard-Jahresprofil für die Laufwasserkrafterzeugung berechnet. Dieses wird, unter Berücksichtigung der Stromerzeugung lt. Hauptmodell, für den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 fortgeschrieben. Dabei wird unter anderem auch der Einfluss der Klimaveränderung auf den Jahresverlauf der Laufwasserkrafterzeugung berücksichtigt. Es ist im Allgemeinen davon auszugehen, dass ein wärmeres Klima in den Jahren bis 2050 ein früheres Eintreffen des Maximums der Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken innerhalb eines Jahres bewirkt [SGHL und CHy, 2011]. Figur II.3-5 zeigt das in der Modellierung verwendete normierte Profil der Laufwasserkrafteinspeisung für das Jahr 2011.

Figur II.3-5: Normiertes Profil der Laufwasserkraft-Einspeisung für das hydrologische Jahr 2011 (Maximum = 1.0) im Tages- und Stundenverlauf



Quelle: Prognos 2012

Das Profil in Figur II.3-5 zeigt das Maximum der Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken in den Sommermonaten. Das dargestellte Profil zeigt, dass der Unterschied zwischen Winter- und Sommererzeugung bei Laufwasserkraftwerken mehr als 50 % beträgt. Im gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 wandert das Maximum der Laufwasserkrafterzeugung aufgrund der Klimaänderung in Richtung Winterhalbjahr (also in der Figur nach rechts unten).

Die Analyse der Daten aus BFE [2011c] zeigt, dass Laufwasserkraftwerke im Rahmen ihrer Möglichkeiten auch zur Bereitstellung von regelfähiger Stromerzeugung genutzt werden. Der Betrieb von Laufwasserkraftwerken erlaubt prinzipiell ein flexibles Management, da ein Teil des Wasserzuflusses nicht sofort turbiniert werden muss, sondern gestaut werden kann. Im verwendeten Modell ist diese Option implementiert, wurde aber für die im Folgenden beschriebenen Simulationsrechnungen nicht berücksichtigt.

II.3-2.3.2 Sonstige nicht regelfähige Stromerzeugung

WKK-Anlagen (erneuerbar und nicht-erneuerbar) werden als wärmegeführte Anlagen modelliert, d.h. WKK-Anlagen können nicht als regelfähige Kapazität berücksichtigt werden. Die Struktur der Stromerzeugung dieser Anlagen folgt somit der bereitzustellenden Wärme. Industrie-WKK werden als über das gesamte Jahr konstante Stromerzeugung berücksichtigt. Kleinere WKK-Anlagen für Anwendungen im Dienstleistungs- und Haushaltsbereich werden als Anlagen zur Bereitstellung von Warmwasser modelliert.

Sonstige Grundlastkraftwerke werden als im Tagesverlauf konstante Stromerzeugung implementiert. Darunter fallen vor allem Kernkraftwerke und Gaskombikraftwerke.

Gaskombikraftwerke können im Modell flexibel als Grundlast- oder regelfähige Erzeugung berücksichtigt werden. Insbesondere nach der Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken und bei einem hohen Nachfragepfad ist ein hoher Anteil der Gaskombikraftwerke als Grundlasterzeugung notwendig. Für alle Grundlastkraftwerke wird eine bestimmte Dauer zur Durchführung von Wartungsarbeiten berücksichtigt, in welcher keine Stromproduktion möglich ist. Es wird angenommen, dass die Wartung der Kraftwerke über die Sommermonate verteilt wird, sodass zu jedem Zeitpunkt ein Grossteil der Grundlasterzeugung verfügbar ist.

Kraftwerke zur Bereitstellung von Grundlast und erneuerbare Stromerzeugungstechnologien mit Einspeisevorrang werden im Betrachtungszeitraum der Modellierung durch ein einziges Jahresprofil beschrieben. Dieses Standardprofil entspricht einem typischen Profil aus Beobachtungen der vergangenen Jahre. Im Falle der erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft wird ein typisches Jahresprofil aus dem verfügbaren Beobachtungszeitraum (2004 bis 2011) herangezogen. Für die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken wird ein mittleres Profil aus den beobachteten Jahren (2000 bis 2010) berechnet. Sonstige Grundlastkraftwerke werden unter den beschriebenen Annahmen zur Wartung und mit den im Hauptmodell implementierten Volllaststunden pro Jahr betrieben.

II.3-2.3.3 Regelfähige Erzeugung

Nach Berücksichtigung sämtlicher Grundlasterzeugung und Erneuerbarer mit Einspeisevorrang ergibt sich durch Subtraktion von der modellierten Stromnachfrage eine Kurve der Residuallast. Positive Werte der Residuallast bedeuten, dass zusätzliche Erzeugung zur Deckung der Nachfrage notwendig ist. Negative Residual last bedeutet hingegen, dass Situationen mit Erzeugungsüberschüssen auftreten und die Überschusserzeugung, wenn möglich, gespeichert werden soll. Regelfähige Kraftwerkskapazitäten können einerseits zusätzliche Erzeugung zur Deckung der positiven Residuallast und andererseits (teilweise) zusätzliche Nachfrage (durch den Verbrauch der Speicherpumpen) zur Deckung der negativen Residuallast bereitstellen.

Als regelfähige Erzeugung werden Pumpspeicherkraftwerke und Speicherkraftwerke berücksichtigt. Zudem können in der Modellierung auch Gaskombikraftwerke, Geothermie-Kraftwerke und Kehrrichtverbrennungsanlagen regelfähige Erzeugung bereitstellen. Bei diesen Technologien kann der regelfähige Anteil exogen vorgegeben werden.

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherkraftwerke verursachen keine CO_2-Emissionen und besitzen daher in der Modellierung die höchste Priorität zur Bereitstellung von regelfähiger Stromerzeugung (Turbinieren) bzw. Stromnachfrage (Pumpen). Dabei ist eine Reihe von Beschränkungen zu berücksichtigen:

- Speicherkraftwerke benützen das in Speicherseen gesammelte Wasser zur Stromerzeugung. Speicherseen werden durch Zuflüsse bzw. Niederschlag vor allem während der Monate des Sommerhalbjahres gefüllt. Somit besteht eine Beschränkung zum Ende des Winterhalbjahres (meist im April), wenn die Füllstände der Speicherseen ihren Minimalstand erreichen. Bei einer zu starken Auslastung der Speicherkraftwerke in den Wintermonaten kann gegen Ende des Winterhalbjahres ein inländischer Versorgungsengpass auftreten, wenn keine Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken möglich ist und die sonstigen Kapazitäten nicht zur Deckung der inländischen Last ausreichen. Diese Beschränkung der Stromerzeugung im Winterhalbjahr ist in der Modellierung näherungsweise

durch die Berücksichtigung des langjährigen Mittels der Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken im Winterhalbjahr implementiert.

- Pumpspeicherkraftwerke nutzen ebenfalls Wasser in den Speicherseen zur Stromerzeugung, allerdings gelangt das Wasser nach der Stromerzeugung in den Turbinen in einen tiefer gelegenen Speichersee. Von dort aus kann das Wasser wiederum in den Obersee gepumpt werden, wodurch zusätzliche Stromnachfrage entsteht. Eine wesentliche Einschränkung für den Turbinier- und Pumpbetrieb stellen die Kapazitäten der Ober- und Unterseen dar. Vor allem die Unterseen besitzen meist eine relativ geringe Speicherkapazität, wodurch nur eine beschränkte Zeit turbiniert (oder umgekehrt gepumpt) werden kann, bevor wieder Wasser hochgepumpt (oder umgekehrt turbiniert) werden muss, um den Speichersee zu füllen. Gegenwärtig werden Pumpspeicherkraftwerke vor allem zur kurzfristigen Optimierung der Stromversorgung eingesetzt, d.h. es wird beispielsweise über die Nachtstunden gepumpt und untertags turbiniert. Bei einem zukünftig hohen Anteil fluktuierender Stromerzeugung und möglichen langanhaltenden Versorgungsdefiziten bzw. -überschüssen werden aber Speichertechnologien interessant, welche über flexible und, wenn notwendig, auch längere Zeiträume Strom speicher können. Daher sind die dargestellten Beschränkungen durch die Speicherseen im Modell implementiert (als Basiswert wird langfristig von einer Kapazitätsbeschränkung in Höhe von 200 GWh ausgegangen). Berücksichtigt werden die bekannten Bauprojekte für Pumpspeicherkraftwerke bis 2020. Von den bestehenden und geplanten Pumpspeicherkraftwerken wurden die Kapazitäten der Speicherseen anlagengenau recherchiert (jeweils lt. Daten von Kraftwerksbetreibern; ausführliche Liste siehe Literaturverzeichnis).

- Neben der Beschränkung der installierten Turbinen- und Pumpleistung muss für den Pump- und Turbinierbetrieb der Gesamtwirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass nur ein Teil der im Untersee gespeicherten Energie durch Turbinieren (und vorangegangenes Pumpen) wieder als Stromerzeugung zur Verfügung gestellt werden kann. In der Modellierung wird ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 77 % berücksichtigt [BFE, 2008a], der sich aus einem Pumpenwirkungsgrad von 85 % und einem Turbinenwirkungsgrad von 90 % ergibt.

Kehrichtverbrennungsanlagen und Geothermie-Kraftwerke werden in der Modellierung nur zum Teil als regelfähige Kapazitäten berücksichtigt. Für Kehrrichtverbrennungsanlagen ist aufgrund der Einbindung dieser Anlagen in den Prozess der Kehrrichtverwertung, fehlender Speicherkapazitäten bzw. der Bereitstellungspflicht von ausgekoppelter Fernwärme unklar, ob diese Anlagen sich überhaupt zur Bereitstellung von regelfähiger Stromerzeugung eignen. Geothermie-Kraftwerke sind prinzipiell regelfähig, aber in der Schweiz noch nicht in Betrieb. Dementsprechend wird die Regelfähigkeit dieser Anlagen in der Modellierung eher vorsichtig eingeschätzt.

Gaskombikraftwerke stellen in der Modellierung vor allem aufgrund der hohen CO_2-Intensität die regelfähigen Kapazitäten der letzten Instanz dar. Deshalb wird auch ein möglichst geringer Anteil der Gaskombikraftwerke als Grundlast betrieben. Allerdings besteht vor allem in den Szenarien mit einem hohen Nachfragepfad ein gewisser Bedarf an Grundlasterzeugung aus Gaskombikraftwerken, weil sonst die Stromnachfrage im Winterhalbjahr durch inländische Kapazitäten nicht gedeckt werden kann.

Nach Berücksichtigung aller Stromerzeugungstechnologien kann in der Modellierung ausgewiesen werden, ob die Stromnachfrage zu jeder Stunde gedeckt werden kann bzw. ob theoretische Versorgungsüberschüsse gespeichert werden können. Ist dies nicht der Fall, so kann die über eine bestimmte Periode zusätzlich notwendige Stromerzeugung bzw. Speicherkapazität ausgewiesen werden. Anhand von Sensitivitäts-

abschätzungen zu den eingehenden Stromerzeugungsprofilen und bezüglich des berücksichtigten Nachfrageprofils können die Auswirkungen von Änderungen exogener Einflussgrössen auf das betrachtete Stromversorgungssystem überprüft werden.

II.3-2.4 Einschränkungen

In der Modellierung und für die Interpretation der Ergebnisse ist eine Reihe von Einschränkungen zu berücksichtigen, die im Folgenden im Detail erläutert werden:

- Die Modellierung besitzt als Systemgrenze die Schweiz. Das bedeutet insbesondere, dass Importe als Option bei einem Versorgungsdefizit oder Exporte im Falle eines Versorgungsüberschusses nicht berücksichtigt werden. Eine Ausnahme stellen die über einen bestimmten Zeitraum vertraglich gesicherten Bezugsrechte an französischen Kernkraftwerken dar, welche in derselben Weise wie inländische Grundlastkraftwerke behandelt werden. Ebenso werden regelfähige Kraftwerkskapazitäten ausschliesslich zur Versorgung der inländischen Nachfrage bzw. zur Speicherung inländischer Versorgungsüberschüsse verwendet. Eine derartige Betrachtungsweise kann selbstverständlich nicht auf das derzeit praktizierte Management von regelfähigen Kraftwerken (z.B. der Speicherung eines grossen Anteils ausländischer Grundlasterzeugung durch schweizerische Pumpspeicherkraftwerke) umgelegt werden. Die Motivation der hier gewählten Betrachtungsweise liegt in der Überprüfung der zukünftigen inländischen Versorgungssicherheit für die Schweiz begründet. Ausgehend von diesen Ergebnissen kann auch ein möglicher internationaler Beitrag der regelfähigen Erzeugungskapazitäten der Schweiz abgeschätzt werden.

- Es handelt sich hierbei um eine rein physikalische Modellierung. Kraftwerke werden entweder entsprechend der Verfügbarkeit der benützten Primärenergiequelle (z.B. Solarstrahlung für Photovoltaik-Anlagen) oder anderweitig festgesetzter Erzeugungsprofile (Grundlast und WKK) betrieben oder sie decken, unter Berücksichtigung möglicher Beschränkungen, die sich ergebende Residuallast. Dabei wird kein Strommarkt und insbesondere keine Merit Order der eingesetzten Stromerzeugungstechnologien unterstellt. Das Modell soll ganz im Gegenteil dazu dienen, unabhängig von einem Marktregime, unter rein physikalischen Gesichtspunkten das System der Stromversorgung und Stromerzeugung zu analysieren. Mögliche Fragen eines notwendigen und effizienten Marktdesigns stellen einen nächsten Schritt dar, der innerhalb der in diesem Exkurs verwendeten Modellierung nicht präzisiert wird. Dies wird auch damit begründet, dass über den Betrachtungszeitraum von 40 Jahren die Unterstellung eines bestimmten Marktregimes, insbesondere eines rein grenzkostenbasierten Strommarktes, eine unter Umständen zu starke Einschränkung der physikalischen Möglichkeiten zum Management des Stromversorgungsystems darstellen würde.

- Für Pumpspeicherkraftwerke wird ausschliesslich der Zubau geplanter Projekte bis zum Jahr 2020 berücksichtigt. Mögliche neue Pumpspeicherkraftwerke nach 2020 und neue, möglicherweise auch dezentrale, Stromspeichertechnologien werden nicht berücksichtigt. Ein wesentlicher Output der Analyse ist aber der in den Szenarien und Stromangebotsvarianten zusätzlich notwendige Bedarf an Speicherkapazitäten. Pumpspeicherkraftwerke werden zudem in diesem ersten Modellierungsansatz vereinfacht als von Speicherkraftwerken getrennte Einheiten betrachtet.

Das Modell verwendet, vor allem hinsichtlich der Erzeugungsprofile von Photovoltaik-Anlagen und Windkraftanlagen und der Modellierung der Stromnachfrage, keine interne stochastische Modellierung. Es werden hingegen für jedes Modelljahr bekannte und

typische Erzeugungsprofile betrachtet. Die Abschätzung der Auswirkung stochastischer Eigenschaften von Windgeschwindigkeit, Solarstrahlung und Wasserdargebot ist in der Modellierung in einem ersten Schritt über individuelle Sensitivitätsabschätzungen möglich. Das bedeutet, dass (noch) keine Korrelationen der betrachteten Sensitivitäten in der Modellierung untersucht wurden. Insbesondere die zu geringe Länge der Zeitreihen ermöglicht bisher keine umfassende derartige Analyse.

II.3-2.5 Auswahl von Szenarien und Stromangebotsvarianten

In den folgenden Kapiteln werden die Modellergebnisse der Stundensimulation dargestellt und Implikationen daraus abgeleitet. Dabei werden zwei Kombinationen aus Szenarien und Stromangebotsvarianten analysiert. In der ersten Simulation wird das Szenario „Weiter wie bisher“ mit der Stromangebotsvariante C analysiert. Diese Kombination stellt den Referenzfall dar. In der zweiten Simulation wird das Szenario „Neue Energiepolitik“ mit der Stromangebotsvariante C&E betrachtet. Die beiden Szenarien umfassen die folgenden Implikationen für die berücksichtigte Stromnachfrage:

- Im Szenario „Weiter wie bisher“ wird die bisherige schweizerische Energiepolitik fortgeführt, d.h. die bestehenden politischen Instrumente werden weitergeführt und effektiver gestaltet. Daraus ergibt sich ein Anstieg der gesamten Elektrizitätsnachfrage um 34.3 %.

- Das Szenario ist ein „Zielszenario“, es verfolgt die Logik: „Was muss technisch umgesetzt werden, damit das für die Schweiz formulierte Emissionsziel erreicht wird?“ Daraus ergibt sich ein auch ein leichtes Absinken der gesamten Elektrizitätsnachfrage über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Die Stromangebotsvariante C ist durch die folgenden Eigenschaften gekennzeichnet:

- Kernkraftwerke werden, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Kraftwerksblöcke zu je 550 MW) ersetzt.

- Erneuerbare Energien werden unter Berücksichtigung einer KEV-Umlage von 0.9 Rp/kWh ausgebaut.

- Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen werden nicht spezifisch gefördert und erreichen einen niedrigen autonomen Zubau.

Die Stromangebotsvariante C&E ist durch die folgenden Eigenschaften gekennzeichnet:

- Kernkraftwerke werden, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke (Kraftwerksblöcke zu je 550 MW) ersetzt.

- Hoher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (gekoppelt und ungekoppelt) und Wasserkraftwerken, v.a. durch Ausweitung des bestehenden Fördermechanismus der KEV.

- Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen werden nicht spezifisch gefördert und erreichen einen niedrigen autonomen Zubau.

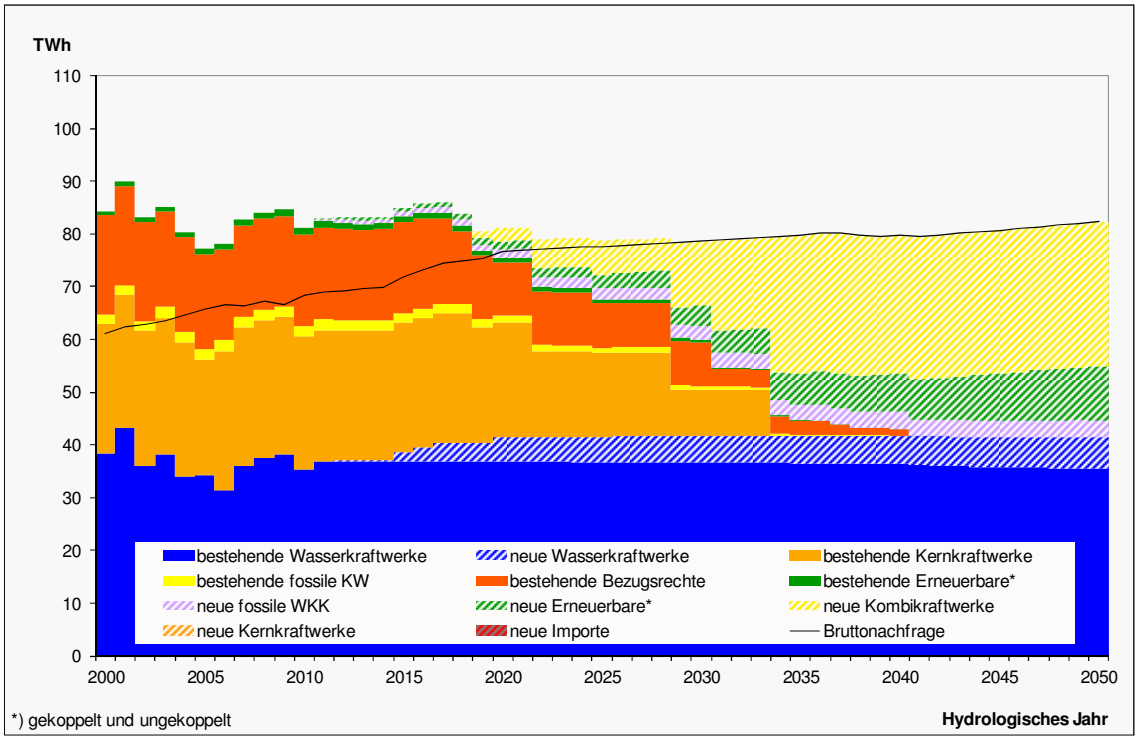
II.3-3 Modellergebnisse

II.3-3.1 Halbjahresbetrachtung

II.3-3.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C

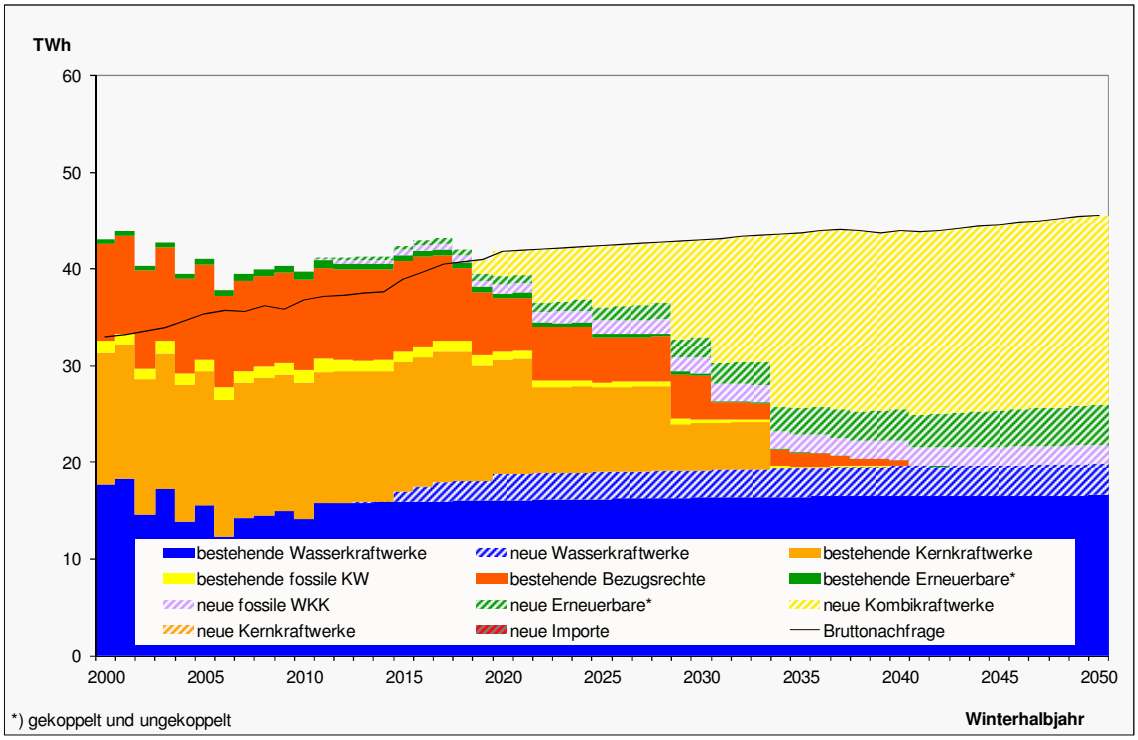
In Figur II.3-6, Figur II.3-7 und Figur II.3-8 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt neun Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2019 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 werden fünf Gaskombikraftwerke benötigt. In den Figuren ist zudem der Anstieg der Elektrizitätsnachfrage und des Wasserkraftausbaus durch die fünf neuen Pumpspeicherwerke ab 2014 zu erkennen.

Figur II.3-6: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



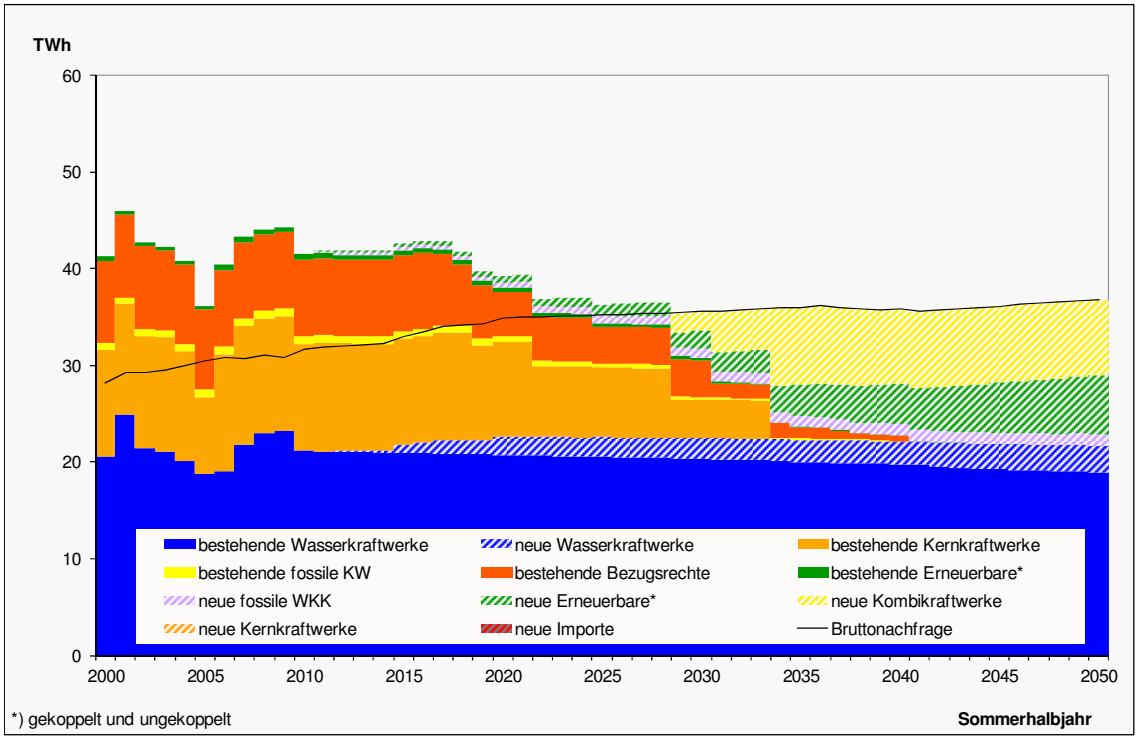
Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-7: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-8: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



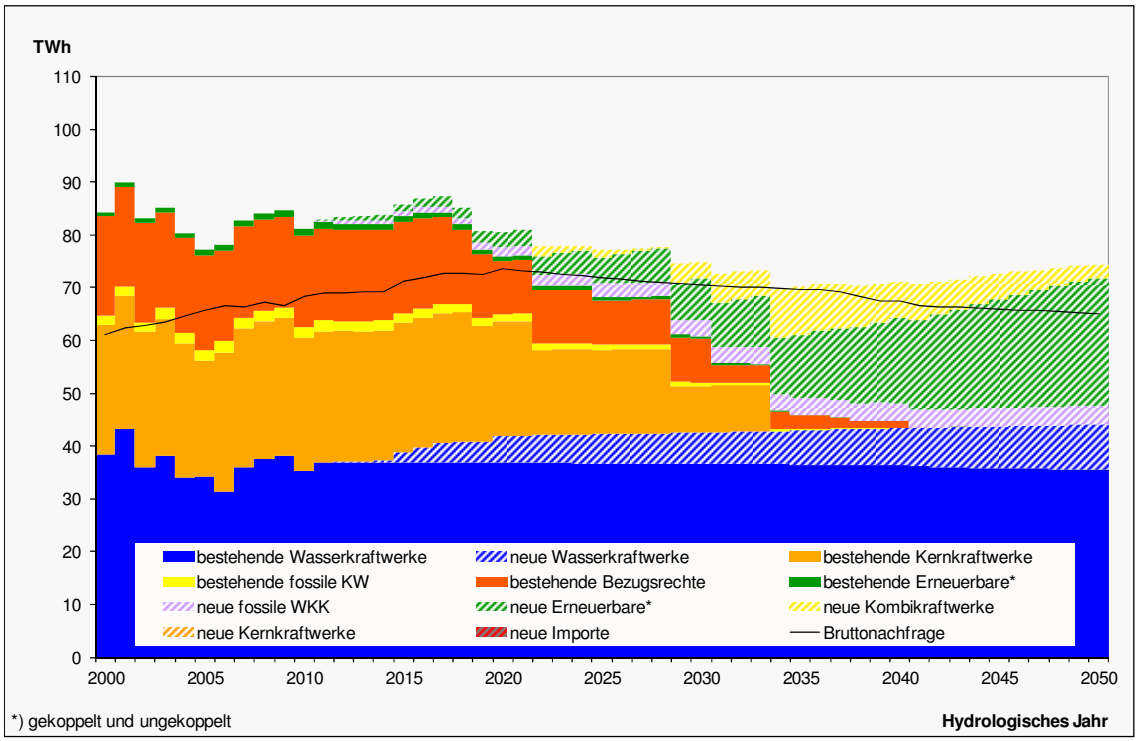
Quelle: Prognos 2012

II.3-3.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E

In Figur II.3-9, Figur II.3-10 und Figur II.3-11 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante C&E für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Für die Schliessung der Lücke werden insgesamt vier Gaskombikraftwerke benötigt. Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2022 zugebaut werden, bis zum Jahr 2030 müssen zwei Gaskombikraftwerke installiert werden.

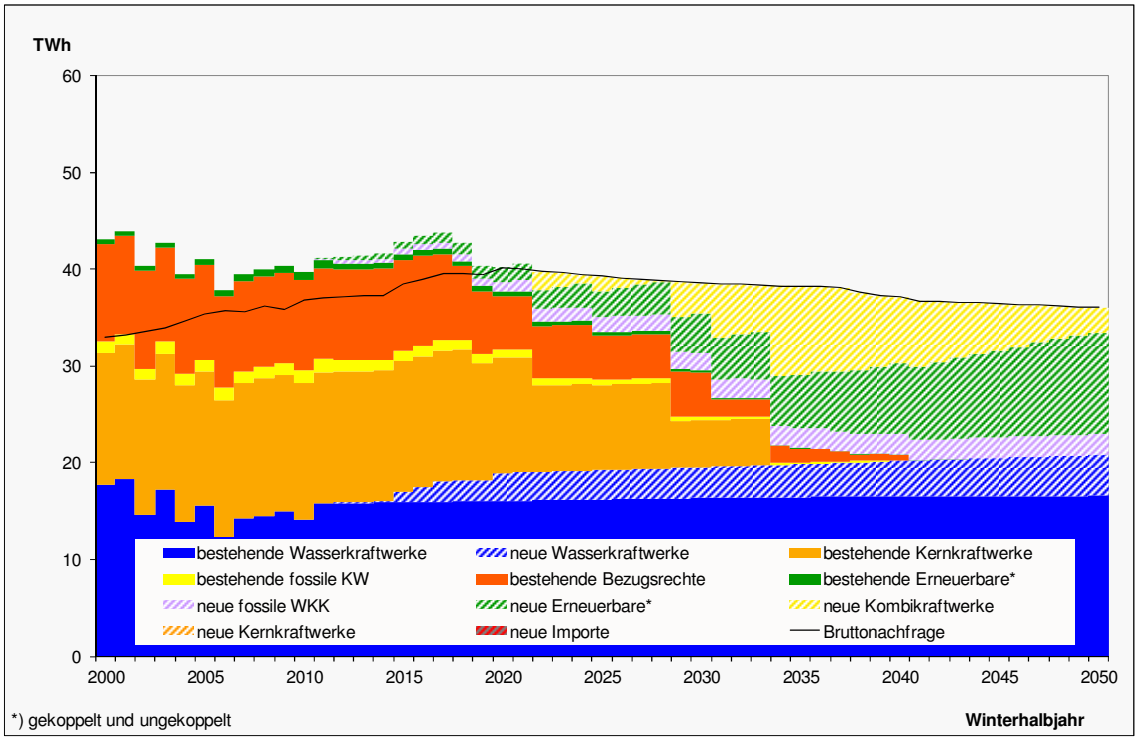
Durch den Einspeisevorrang für erneuerbare Stromerzeugung kommt es im Sommerhalbjahr ab 2035 zu deutlichen Erzeugungsüberschüssen, die bis zum Jahr 2050 auf ca. 9 TWh ansteigen. Wenn diese Überschüsse nicht abgeregelt werden sollen, muss die zusätzliche Erzeugung entweder gespeichert und zu Zeitpunkten mit Erzeugungsdefiziten zur Verfügung gestellt werden, oder es muss ein Export der Überschusserzeugung möglich sein.

Figur II.3-9: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



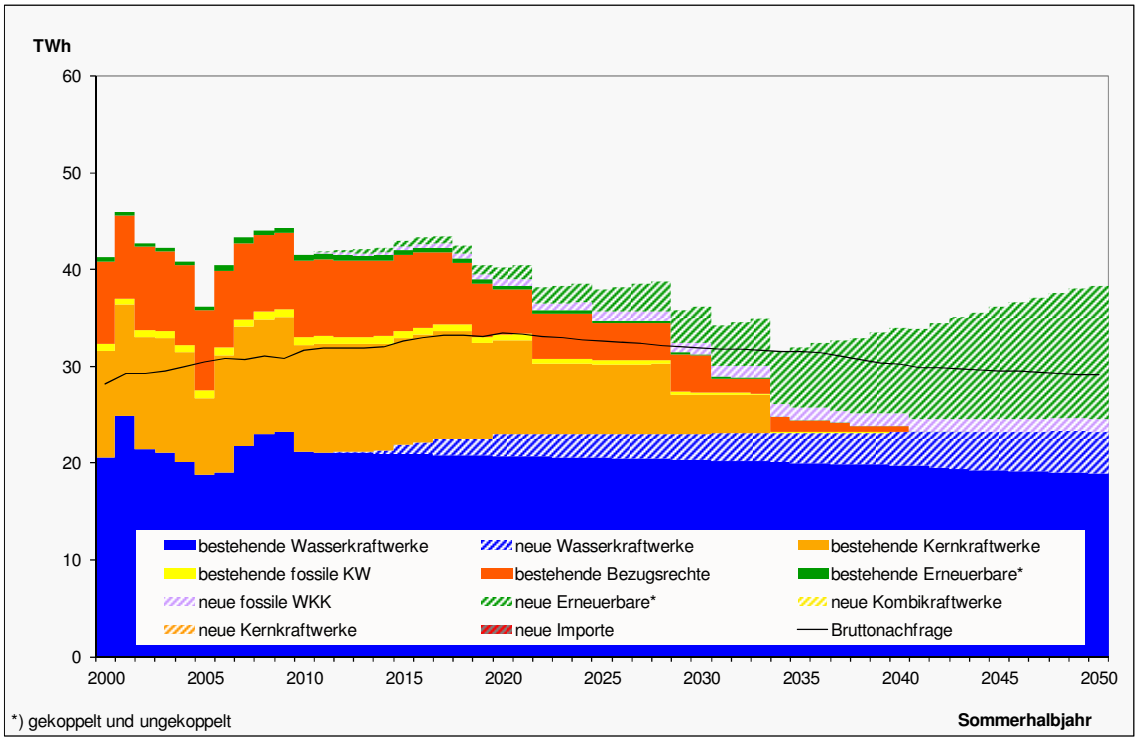
Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-10: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-11: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Die in den Figuren II.3-9, II.3-10 und II.3-11 dargestellte Entwicklung zeigt die Deckung der Stromnachfrage durch die Stromerzeugung der verschiedenen Technologien für

den Zeitraum eines Jahres bzw. eines Halbjahres. Für die im Rahmen der Energieperspektiven 2007 [Prognos, 2007] durchgeführten Analysen zum Stromangebot war eine derartige Betrachtung ausreichend, da die Schweiz über eine hohe installierte Leistung an regelfähiger Erzeugung (v.a. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) verfügt. Die wesentliche Herausforderung eines solchen Kraftwerkparks liegt in der Deckung der Winternachfrage, da im Winterhalbjahr eine hohe Stromnachfrage und gleichzeitig eine geringe Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken sowie die Beschränkung der Speicherkraftwerke durch die vorhandenen Speicherseen zu berücksichtigen ist.

In den berücksichtigten Stromangebotsvarianten ändern sich durch den Zubau an erneuerbarer Stromerzeugung und den Kernenergieausstiegs bis 2034 die Charakteristika des schweizerischen Kraftwerkparks grundlegend. Diese Veränderungen der Kraftwerksstruktur bringt neue Herausforderungen vor allem mit den veränderten Verhältnissen von Leistung und Produktion im Tages- und Wochenverlauf bei fluktuierenden Einspeisungen mit sich. Daher wird die Modellierung zusätzlich um eine in detailliertere zeitliche Auflösung ergänzt, mit der sehr kleinschrittige Simulationen möglich sind.

Insbesondere wird mit dem neuen Modellansatz untersucht,

- ob mit dem erreichten Ausbau an Kraftwerkskapazitäten die Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt (d.h. zu jeder Stunde des Betrachtungszeitraums) möglich ist,

- ob Erzeugungsüberschüsse aus Erneuerbaren im Sommerhalbjahr durch Stromspeicherung in Zeiten hoher Stromnachfrage bzw. geringer Stromerzeugung (z.B. Winterhalbjahr, Nachtstunden) verschoben werden können,

- ob durch Schwankungen im Wasserdargebot oder in der Verfügbarkeit sonstiger erneuerbarer Primärenergieträger (Sonne, Wind) die Wahrung der inländischen Versorgungssicherheit gefährdet ist.

Die angesprochenen Fragestellungen sind insbesondere für die Stromangebotsvariante C&E, mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung, relevant. Durch den hohen erneuerbaren Ausbau existiert über das gesamte Sommerhalbjahr (und damit auch im hydrologischen Jahr) eine Überdeckung der Stromnachfrage. Durch den niedrigen Stromnachfragepfad des Szenarios „Neue Energiepolitik“ besteht aber auch die Möglichkeit einer fast ausschliesslichen Stromversorgung durch erneuerbare Energien. Im Folgenden wird daher analysiert, ob mit dem geplanten Ausbau an Stromerzeugungstechnologien und Speichertechnologien zu jeder Stunde die Stromversorgung gesichert ist. Insbesondere wird auch auf das Management von temporären Erzeugungsüberschüssen im Sommerhalbjahr eingegangen.

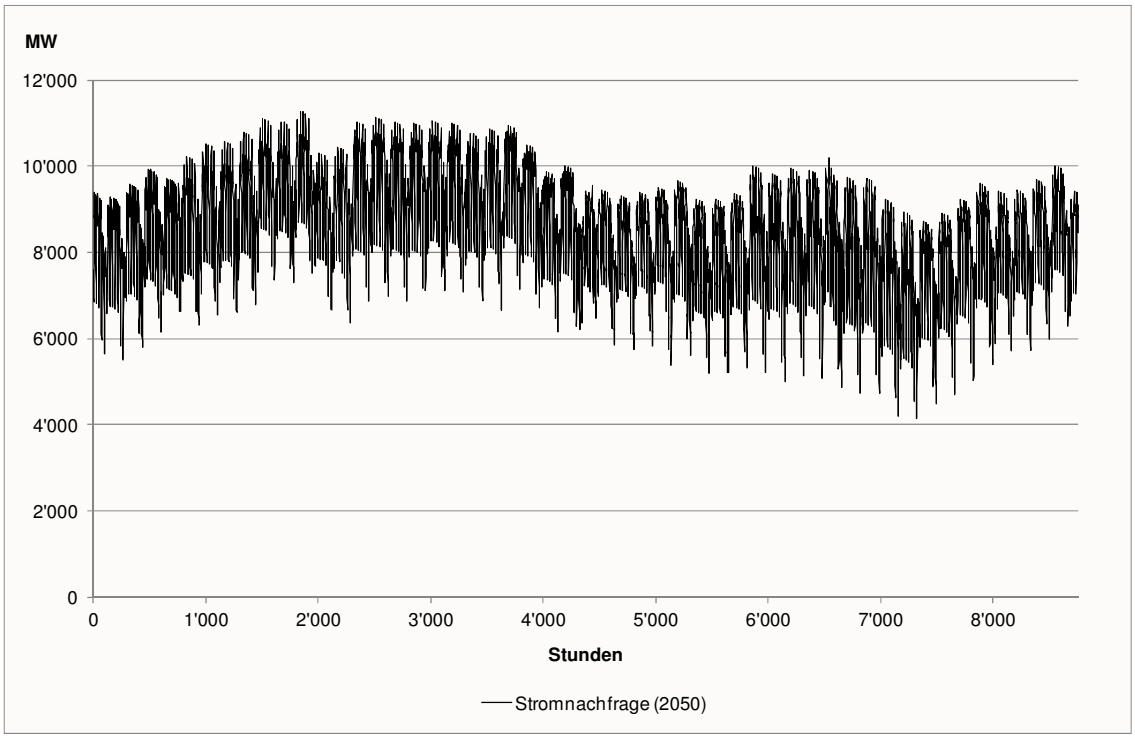
Dabei wird zuerst der Referenzfall des Szenarios „Weiter wie bisher“ mit der Stromangebotsvariante C analysiert. Anschliessend wird das Szenario „Neue Energiepolitik“ mit der Stromangebotsvariante C&E untersucht. In der letztgenannten Kombination aus Szenario und Stromangebotsvariante sind aufgrund umfassender struktureller Änderungen im Stromangebot und der Stromnachfrage die grössten Herausforderungen für die zukünftige Stromversorgung der Schweiz zu erwarten.

II.3-3.2 Stromnachfrage und Residuallast

II.3-3.2.1 Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C

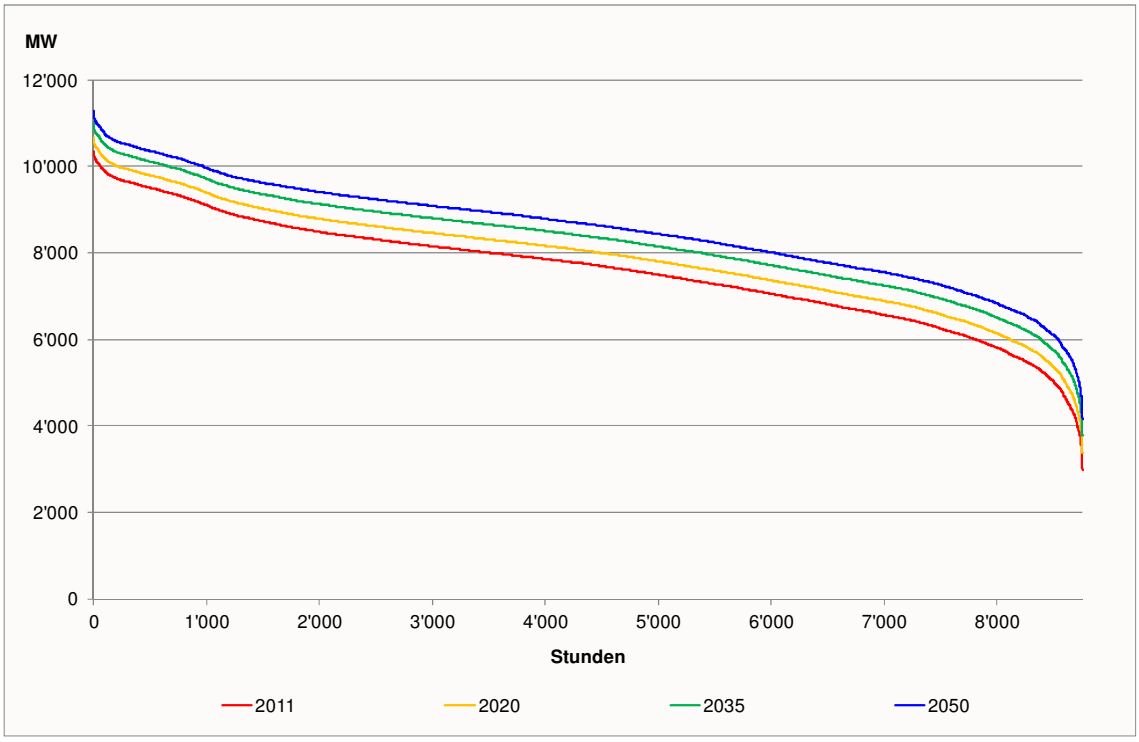
Der prognostizierte Verlauf der Stromnachfrage (Szenario „Weiter wie bisher“) im hydrologischen Jahr 2050 ist in Figur II.3-12 dargestellt. Dabei zeigt sich einerseits, dass die Stromnachfrage innerhalb einer Woche Schwankungen von bis zu 5‘000 MW aufweist. Andererseits sind auch bestimmte Strukturen zu erkennen. Beispielsweise zeigt sich der Verlauf der einzelnen Wochen durch die Spitzenlast der Wochentage und das Absinken der Stromnachfrage am Wochenende, der Anstieg der Stromnachfrage im Winterhalbjahr sowie das typische Absinken der Stromnachfrage zum Jahreswechsel.

Figur II.3-12: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Verlauf der stündlichen Stromnachfrage im hydrologischen Jahr, in MW (2050)



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-13: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Dauerlinie der Stromnachfrage, in MW (2011, 2020, 2035 und 2050)



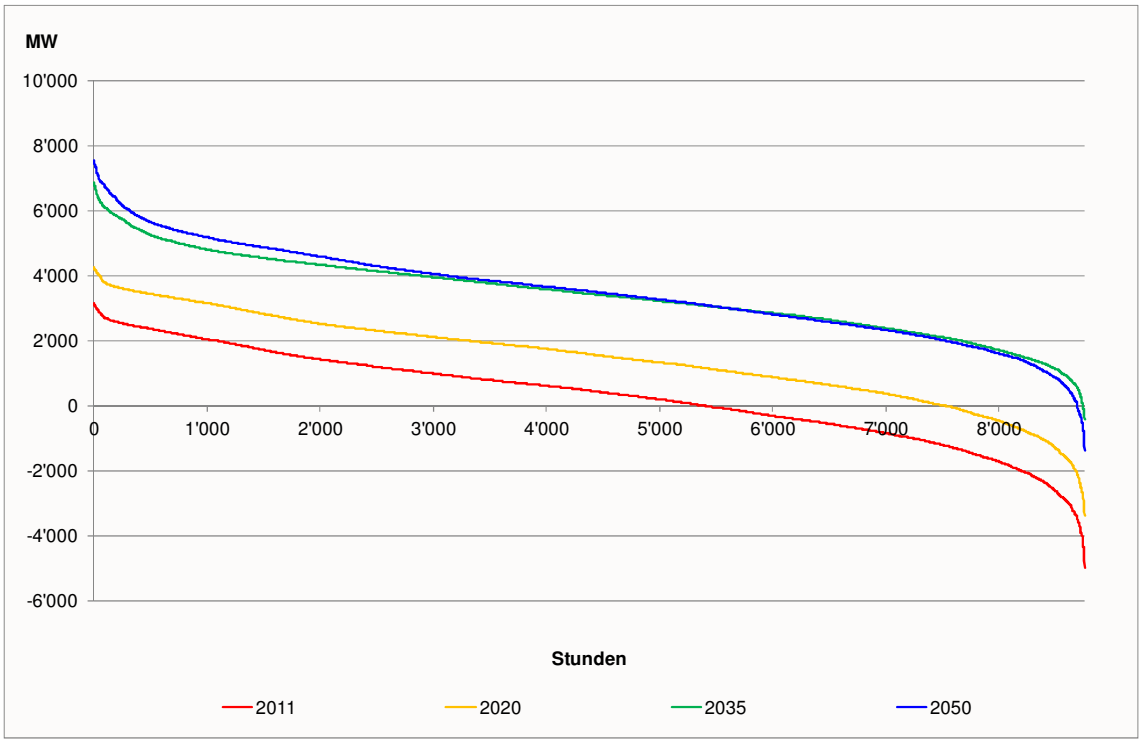
Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-13 zeigt die Dauerlinie (d.h. die nach der Grösse geordneten Stundenwerte) der Stromnachfrage. Aufgrund des Anstiegs der Stromnachfrage im hydrologischen Jahr verschiebt sich auch die Dauerlinie im Betrachtungszeitraum 2011 bis 2050 nach oben. Die Maximallast steigt im Jahr 2050 auf über 11‘200 MW (vgl. 2011: 10‘400 MW). In dem verwendeten stilisierten Stromnachfrageprofil fällt die Maximallast in der dritten Dezemberwoche des jeweiligen Jahres an.

Diese maximale Lastnachfrage muss durch den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien und sonstiger Stromerzeugung gedeckt werden. Aufgrund der geringen Erzeugung von Laufwasserkraftwerken und Photovoltaik-Anlagen im Winterhalbjahr wird eine Analyse der Residuallast (d.h. der Stromnachfrage abzüglich erneuerbarer Stromerzeugung und Grundlasterzeugung) durchgeführt. Auf diese Weise kann der durch regelfähige Stromerzeugung notwendige Beitrag zur Stromerzeugung ermittelt werden.

Figur II.3-14Figur II.3-14 zeigt die geordnete Residuallast für die Jahre 2011, 2020, 2035 und 2050. Insgesamt ergibt sich im Jahresverlauf ein steilerer Verlauf der hohen Werte der Residuallast in etwas weniger als 1‘000 Stunden des Jahres. Dies ist einerseits auf die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke und damit dem Wegfall eines Grossteils der Grundlasterzeugung und andererseits auf die geringe erneuerbare Stromerzeugung zu den Zeitpunkten der Lastspitzen im Winterhalbjahr zurückzuführen. Der Effekt eines steigenden erneuerbaren Anteils zeigt sich vor allem auch im Kippen der Dauerlinie der Residuallast im Vergleich der Jahre 2035 und 2050: In beiden Jahren sind keine Kernkraftwerke mehr in Betrieb, der notwendige Beitrag von regelfähigen Kraftwerken zum Zeitpunkt der Spitzenlast erhöht sich aber um mehr als 700 MW. Gleichzeitig sinkt die Residuallast zu Zeitpunkten geringer Stromnachfrage.

Figur II.3-14: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Dauerlinie der Residuallast (Stromnachfrage abzüglich erneuerbare Stromerzeugung und Grundlasterzeugung), in MW (2011, 2020, 2035 und 2050)

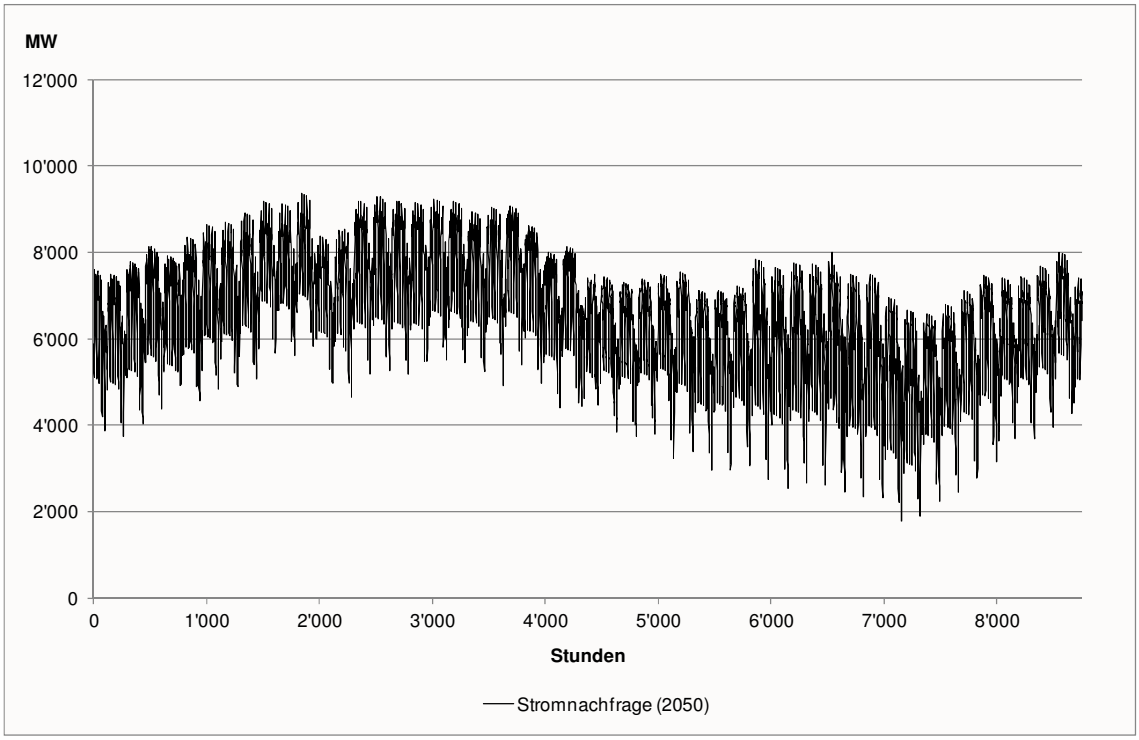


Quelle: Prognos 2012

II.3-3.2.2 Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E

Der prognostizierte Verlauf der Stromnachfrage im hydrologischen Jahr 2050 für das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist in Figur II.3-15 dargestellt. Das Niveau des Stromnachfrageprofils liegt tiefer als im Szenario „Weiter wie bisher“, die Strukturen der Wochen-, Tages- und Jahresschwankungen sind jedoch vergleichbar mit dem in Kapitel II.3-3.2.1 dargestellten Verlauf.

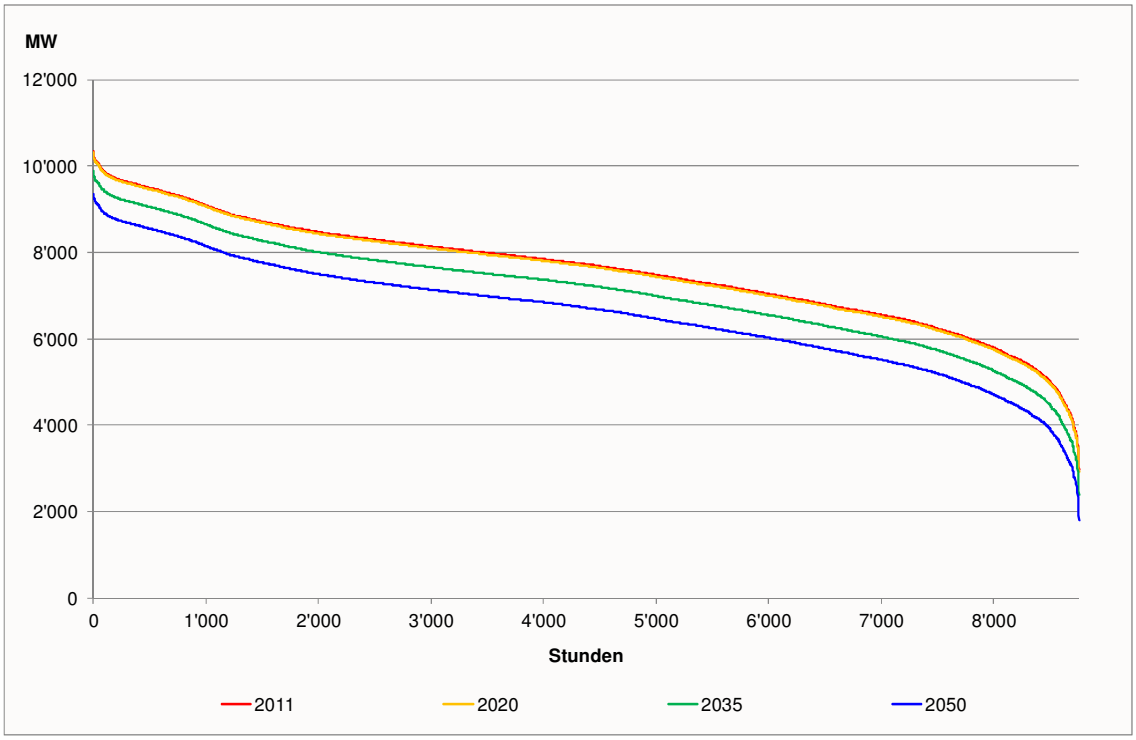
Figur II.3-15: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Verlauf der stündlichen Stromnachfrage im hydrologischen Jahr, in MW (2050)



Quelle: Prognos 2012

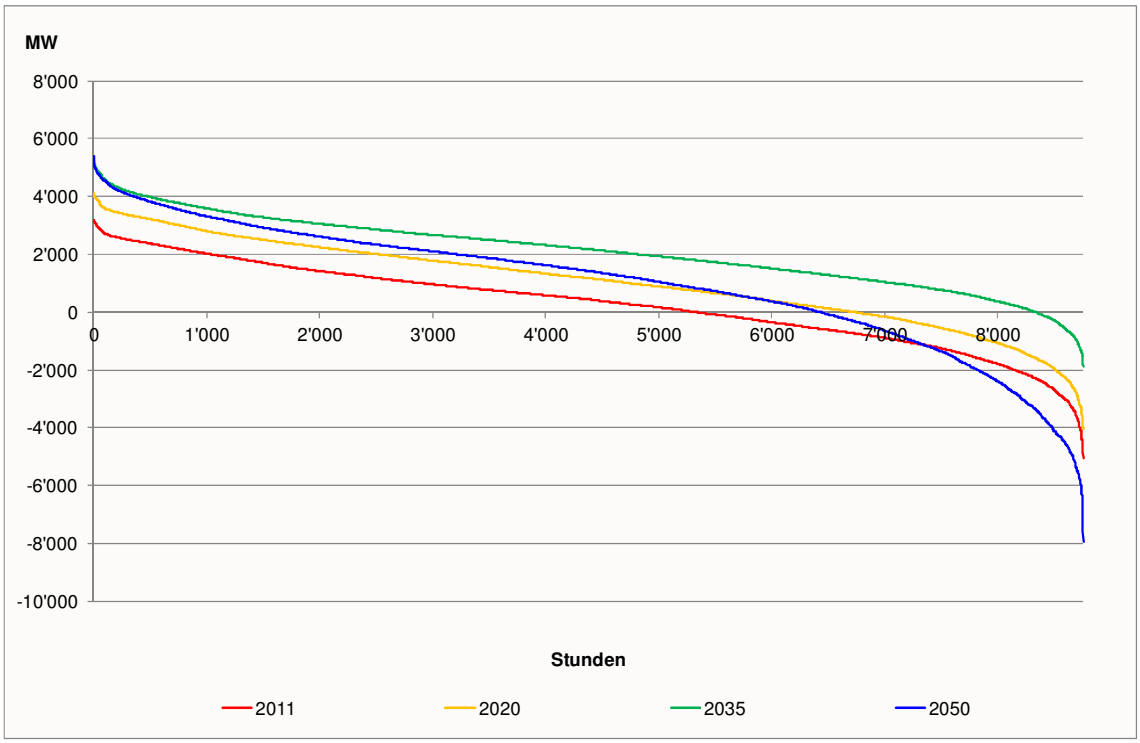
Figur II.3-16 zeigt die Dauerlinie der Stromnachfrage. Aufgrund des Absinkens der Stromnachfrage im hydrologischen Jahr verschiebt sich auch die Dauerlinie im Betrachtungszeitraum 2011 bis 2050 nach unten. Damit sinkt die Maximallast auf ca. 9‘400 MW im Jahr 2050 (vgl. 2011: 10‘400 MW).

Figur II.3-16: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Dauerlinie der Stromnachfrage, in MW (2011, 2020, 2035 und 2050)



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-17: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E
Dauerlinie der Residuallast (Stromnachfrage abzüglich erneuerbare Stromerzeugung und Grundlasterzeugung), in MW (2011, 2020, 2035 und 2050)



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-17 zeigt die geordnete Residuallast für die Jahre 2011, 2020, 2035 und 2050. Durch den hohen Anteil erneuerbarer Stromerzeugung steigt die zu deckende maximale Residuallast und es treten in mehr als 2‘000 Stunden Situationen mit teilweise hohen Erzeugungsüberschüssen auf. Insbesondere im Zeitraum 2035 bis 2050 ist die Änderung des Verlaufs der Residuallast ersichtlich, was vor allem auf den hohen erneuerbaren Ausbau in diesem Zeitraum zurückzuführen ist.

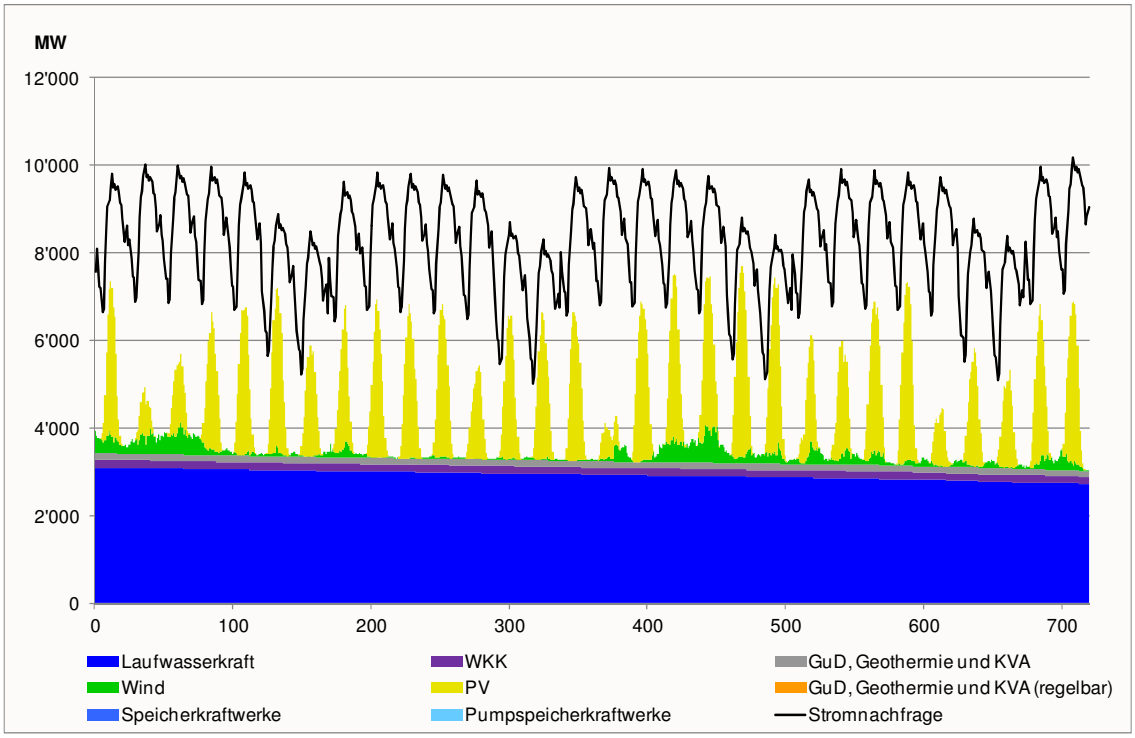
II.3-3.3 Exemplarische Betrachtung Wintermonat und Sommermonat

Im Folgenden wird die modellierte Stromversorgung der Schweiz exemplarisch für ausgewählte Monate eines bestimmten Jahres dargestellt. Zuerst erfolgt die Deckung der Stromnachfrage mit der vorhandenen Grundlasterzeugung und den verfügbaren erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten. In einem zweiten Schritt erfolgt die Deckung der Stromnachfrage unter Berücksichtigung der regelfähigen Stromerzeugungskapazitäten. Als Betrachtungsjahr wird das hydrologische Jahr 2050 ausgewählt, da sich die Herausforderungen durch den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke gegen Ende des Betrachtungszeitraums verstärken.

II.3-3.3.1 Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C

Figur II.3-18 zeigt die Situation in der Modellierung des Monats Juni im Jahr 2050. Die Grundlasterzeugung besteht zum grössten Teil aus Laufwasserkraftwerken, sowie teilweise WKK-Anlagen und sonstiger Grundlast (KVA, Geothermie, Gaskombikraftwerke). Figur II.3-18 zeigt die an den meisten Tagen hohe Erzeugung aus Photovoltaik-Anlagen und die fluktuierende Windkrafterzeugung. Dabei ist zu erkennen, dass zu keinem Zeitpunkt eine Überdeckung der Nachfrage durch die Erzeugung aus Grundlastkraftwerken und erneuerbarer Erzeugung erfolgt. Vor allem zu Zeitpunkten von Photovoltaik-Spitzen am Wochenende kommt es aber zu Situationen, in denen das bestehende Stromangebot die Stromnachfrage nur knapp nicht übersteigt.

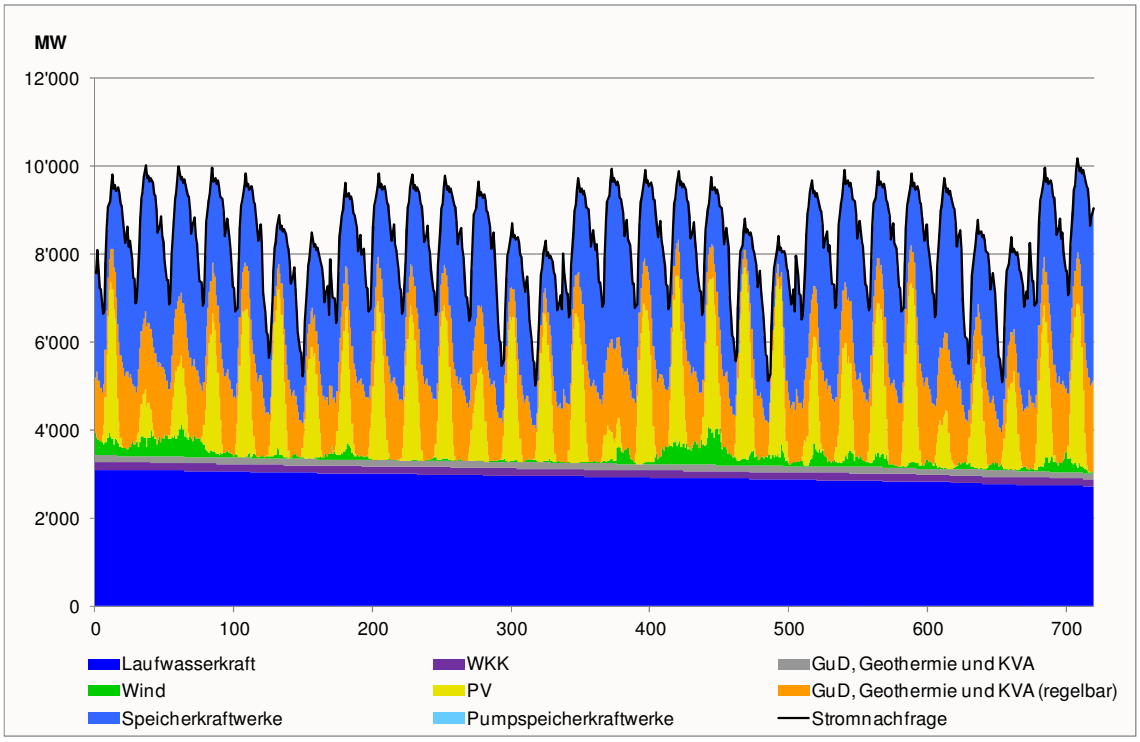
Figur II.3-18: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke und Erneuerbare und Stromnachfrage im Juni 2050, in MW



Quelle: Prognos 2012

Im Juni 2050 kann die Stromnachfrage unter Berücksichtigung der installierten regelfähigen Kapazitäten zu jeder Stunde gedeckt werden. Zudem entsteht zu keiner Stunde eine Situation mit Erzeugungsüberschüssen. Figur II.3-19 zeigt die Deckung der Stromnachfrage unter Berücksichtigung der regelfähigen Stromerzeugungskapazitäten.

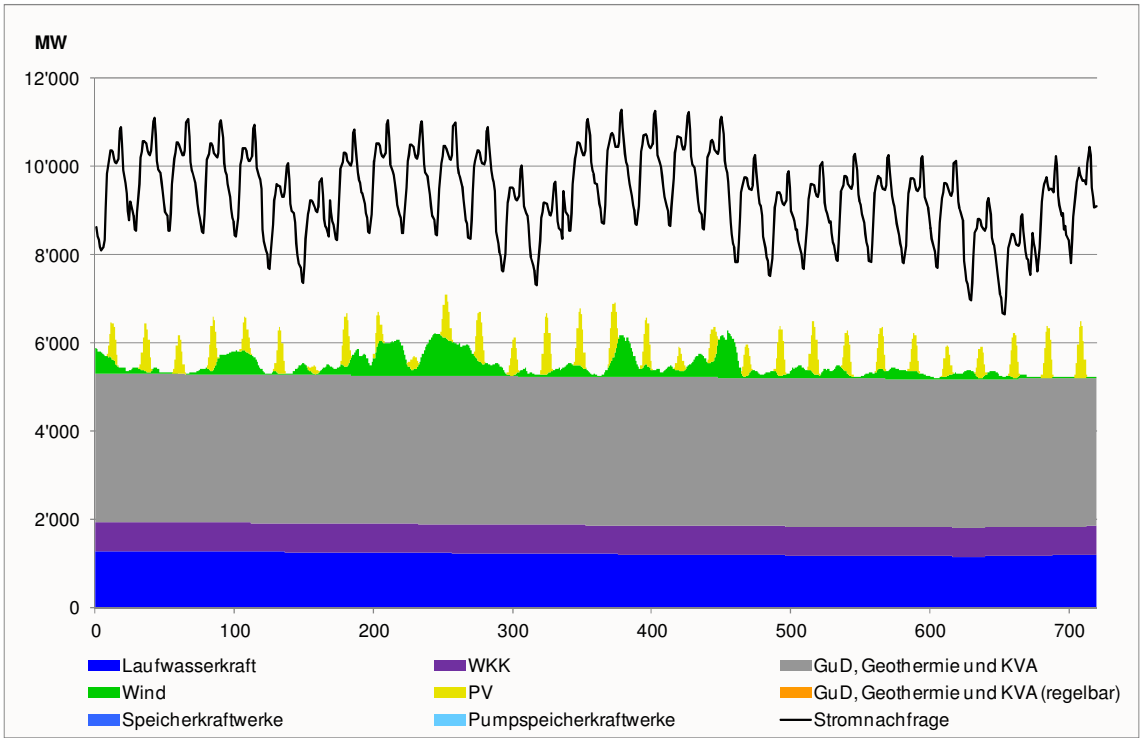
Figur II.3-19: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Gesamte Stromerzeugung und Stromnachfrage im Juni 2050, in MW



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-20 zeigt die Situation in der Modellierung des Monats Dezember im Jahr 2049. Der Anteil an Gaskombikraftwerken an der Grundlasterzeugung ist höher als im Juni. Zudem erfolgt aufgrund der hydrologischen Bedingungen weniger Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen ist aufgrund der geringeren Sonneneinstrahlung geringer und an einigen Tagen kaum vorhanden. Demgegenüber liefert die Erzeugung aus Windkraftanlagen einen höheren Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage. Der Bedarf an regelfähiger Kapazität beträgt in einzelnen Stunden bis zu 5‘500 MW.

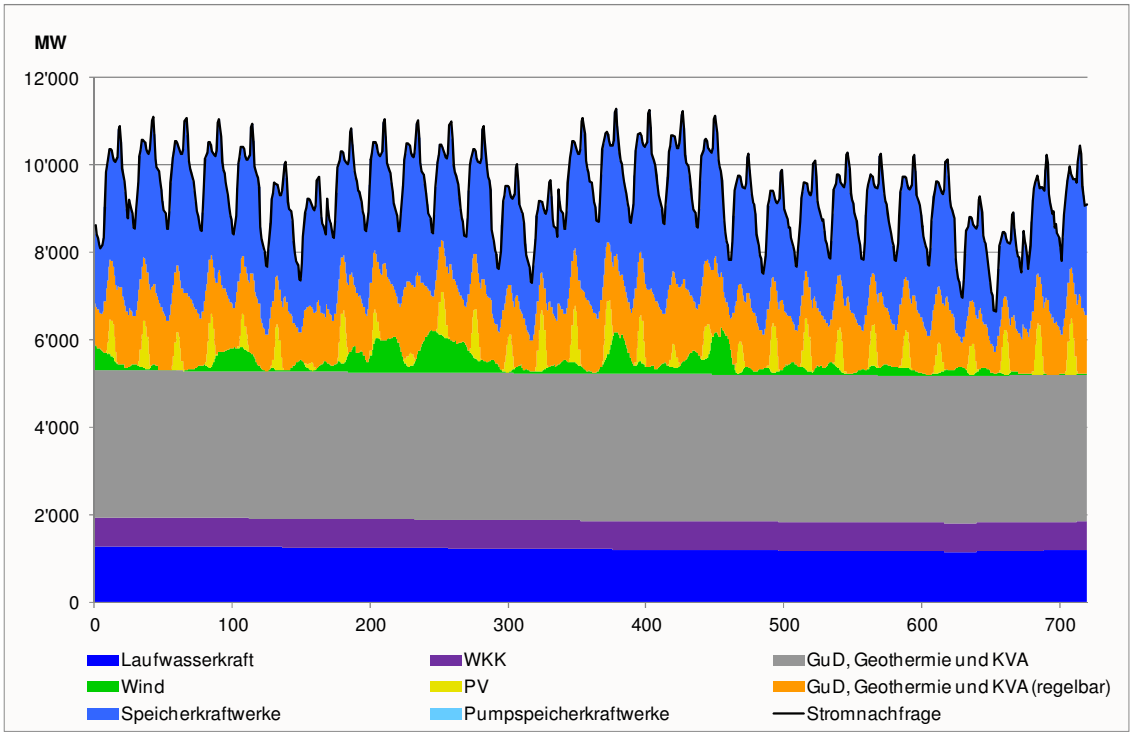
Figur II.3-20: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke und Erneuerbare und Stromnachfrage im Dezember 2049, in MW



Quelle: Prognos 2012

Auch im Dezember 2049 kann die Stromnachfrage unter Berücksichtigung der regelfähigen Kapazitäten zu jeder Stunde gedeckt werden. Durch die installierte Leistung an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, sowie die bereitgestellte regelfähige Kapazität aus Gaskombikraftwerken tritt über den gesamten Monat kein Versorgungsdefizit auf (siehe Figur II.3-21).

Figur II.3-21: Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C
Gesamte Stromerzeugung und Stromnachfrage im Dezember 2049, in MW

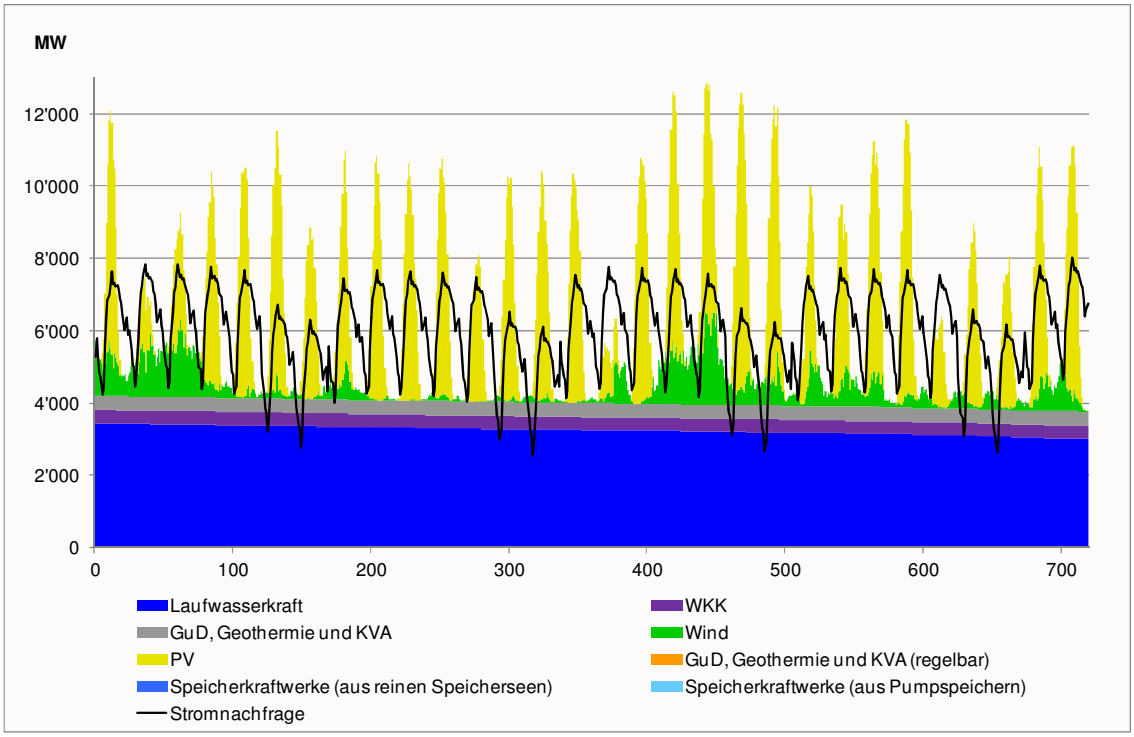


Quelle: Prognos 2012

II.3-3.3.2 Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E

Figur II.3-22 zeigt die Modellierung des Monats Juni im Jahr 2050. Die Grundlasterzeugung besteht zum grössten Teil aus Laufwasserkraftwerken, sowie teilweise WKK-Anlagen und sonstiger Grundlast (KVA, Geothermie, Gaskombikraftwerke). Figur II.3-22 zeigt, dass an mehreren Tagen, vor allem aufgrund der Einspeisung durch Photovoltaik-Anlagen (installierte Leistung 2050 ca. 9 GW), die verfügbare Stromerzeugung die Stromnachfrage übersteigt. In Stunden hoher Windkrafterzeugung verstärkt sich dieser Effekt.

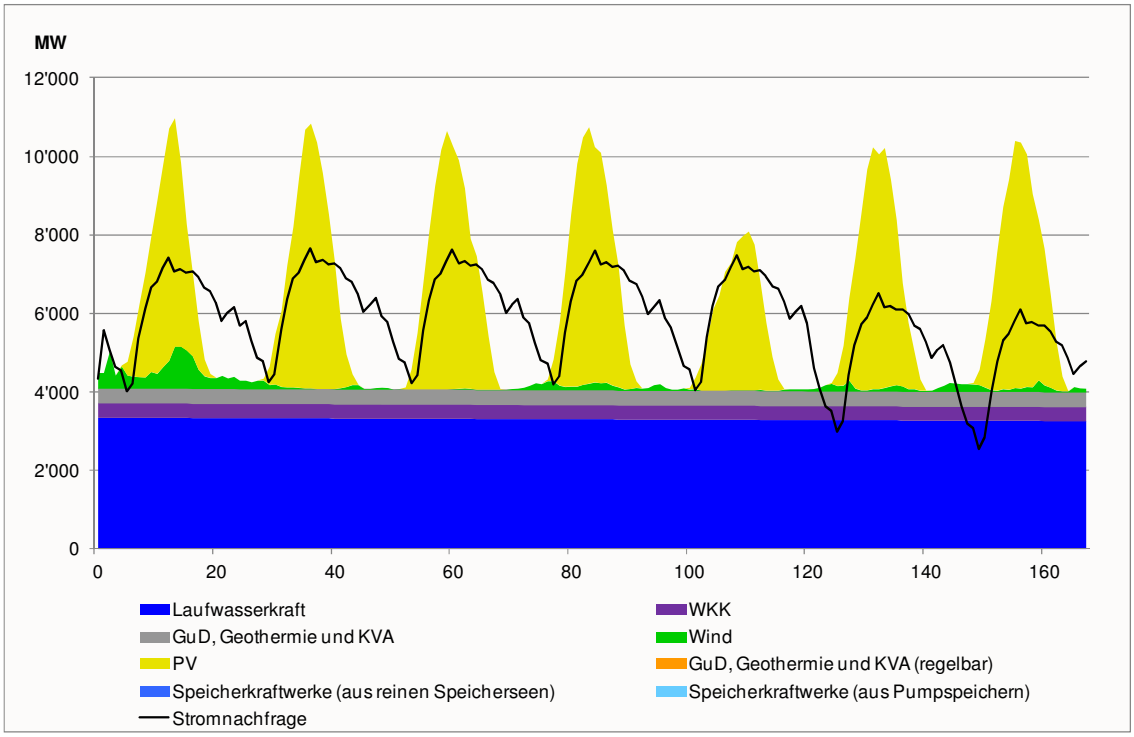
Figur II.3-22: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke und Erneuerbare und Stromnachfrage im Juni 2050, in MW



Quelle: Prognos 2012

Zur genaueren Analyse wird in Figur II.3-23 die zweite Juniwoche genauer betrachtet. An allen Tagen der ausgewählten Woche übersteigt die verfügbare Stromerzeugung die Stromnachfrage. In den Nachtstunden treten aber, trotz geringerer Stromnachfrage, in mehreren Stunden Situationen mit Versorgungsdefiziten auf. Mit den verfügbaren Pumpspeicherkraftwerken ist prinzipiell die Verschiebung von Erzeugungsüberschüssen in Stunden mit vorherrschenden Versorgungsdefiziten möglich. Zudem kann unter Benutzung der sonstigen regelfähigen Kraftwerke die Residuallast in Stunden geringer erneuerbarer Erzeugung gedeckt werden. Die dabei bestehenden Beschränkungen (Speicherseen, installierte Leistung) werden in der Modellierung berücksichtigt.

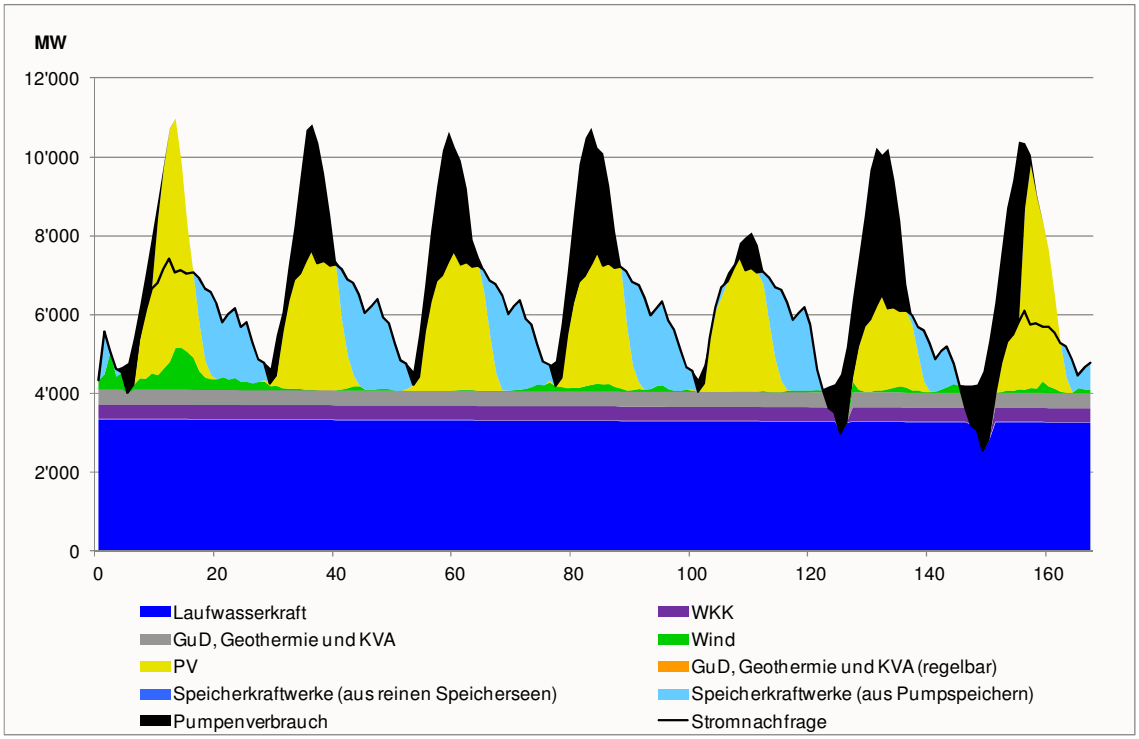
Figur II.3-23: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke und Erneuerbare und Stromnachfrage in der zweiten Juniwoche 2050, in MW



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-24 zeigt das Ergebnis der Modellierung nach Berücksichtigung der regelfähigen Kraftwerkskapazitäten. Durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke kann nur ein Teil der Erzeugungsüberschüsse gespeichert (und in Stunden nicht ausreichender Nachfragedeckung turbiniert) werden. Die beschränkende Grösse ist somit die Kapazität der Speicherseen der Pumpspeicherkraftwerke. Dadurch ist in der betrachteten Woche eine Speicherung der Erzeugungsüberschüsse über maximal fünf Tage möglich. Unter Verwendung der in den Oberseen gespeicherten Energie kann die gesamte notwendige Stromerzeugung in Stunden mit Erzeugungsdefizit zur Verfügung gestellt werden. Damit ist im betrachteten Zeitraum der zweiten Juniwoche insbesondere kein Betrieb von Gaskombikraftwerken zur Bereitstellung von regelfähiger Erzeugung notwendig.

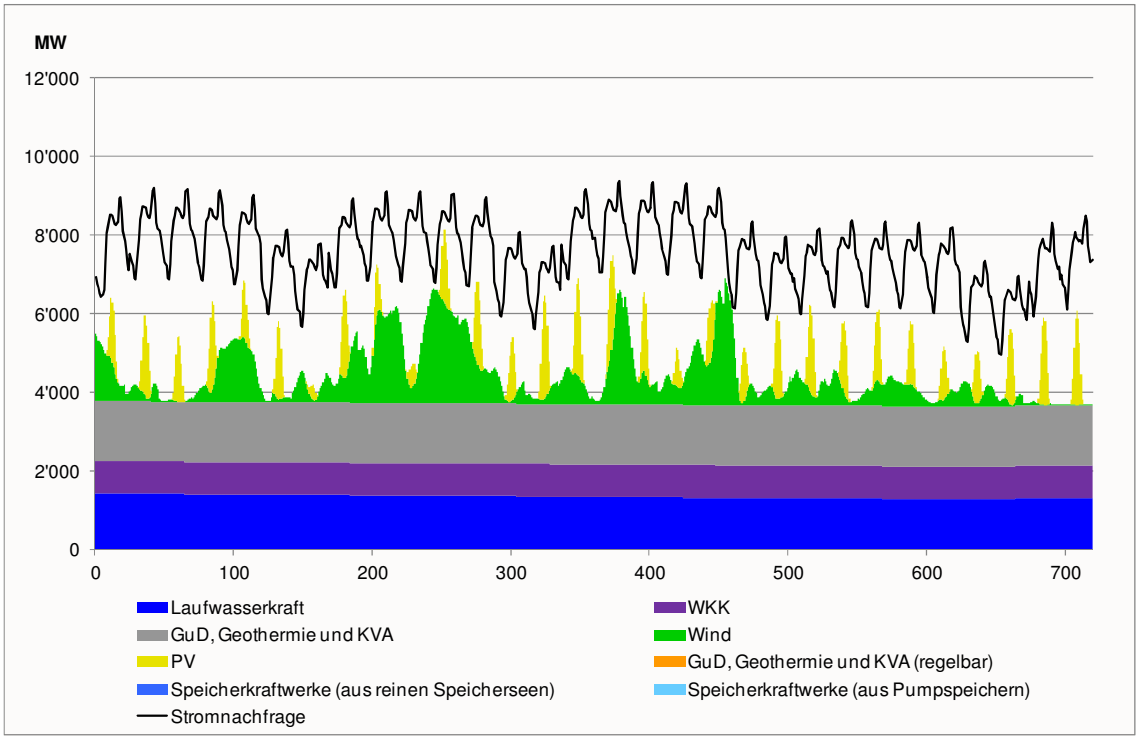
Figur II.3-24: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Gesamte Stromerzeugung und Stromnachfrage in der zweiten Juniwoche 2050, in MW



Quelle: Prognos 2012

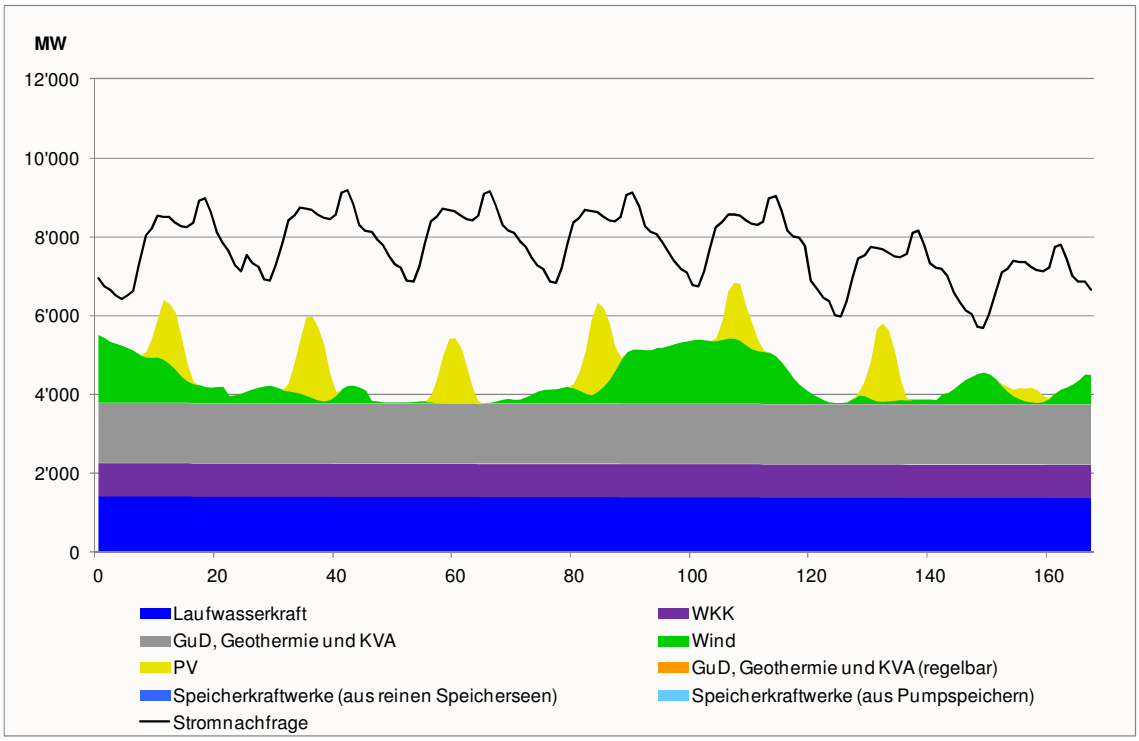
Figur II.3-25 zeigt die entsprechende Analyse für den Dezember 2049 (ohne regelfähige Erzeugung). Durch den geringen Wasserzufluss und die niedrige Sonneneinstrahlung sowie die höhere Stromnachfrage in den Wintermonaten liegt an keinem Tag des Betrachtungszeitraums ein Erzeugungsüberschuss vor. Trotz des höheren Beitrags (und teilweise deutlicher Spitzen) der Windkrafteinspeisung liegt die Stromnachfrage zu jeder Stunde über dem Stromangebot an Grundlastkraftwerken und erneuerbarer Stromerzeugung. Allerdings besteht, trotz des Betriebs von Geothermie-Kraftwerken und Kehrrichtverbrennungsanlagen als Grundlast an mehreren Tage ein Erzeugungsdefizit von bis zu 5‘000 MW. Es stellt sich somit die Frage, ob durch Betrieb von Speicherkraftwerken und sonstiger regelfähiger Erzeugung die Stromnachfrage gedeckt werden kann. Aus Figur II.3-25 ist zudem ersichtlich, dass im betrachteten Monat kein direkter inländischer Bedarf an zusätzlicher Stromnachfrage aus Pumpspeicherkraftwerken besteht. In Figur II.3-26 ist das Ergebnis der Modellierung für die zweite Dezemberwoche dargestellt.

Figur II.3-25: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke und Erneuerbare und Stromnachfrage im Dezember 2049, in MW



Quelle: Prognos 2012

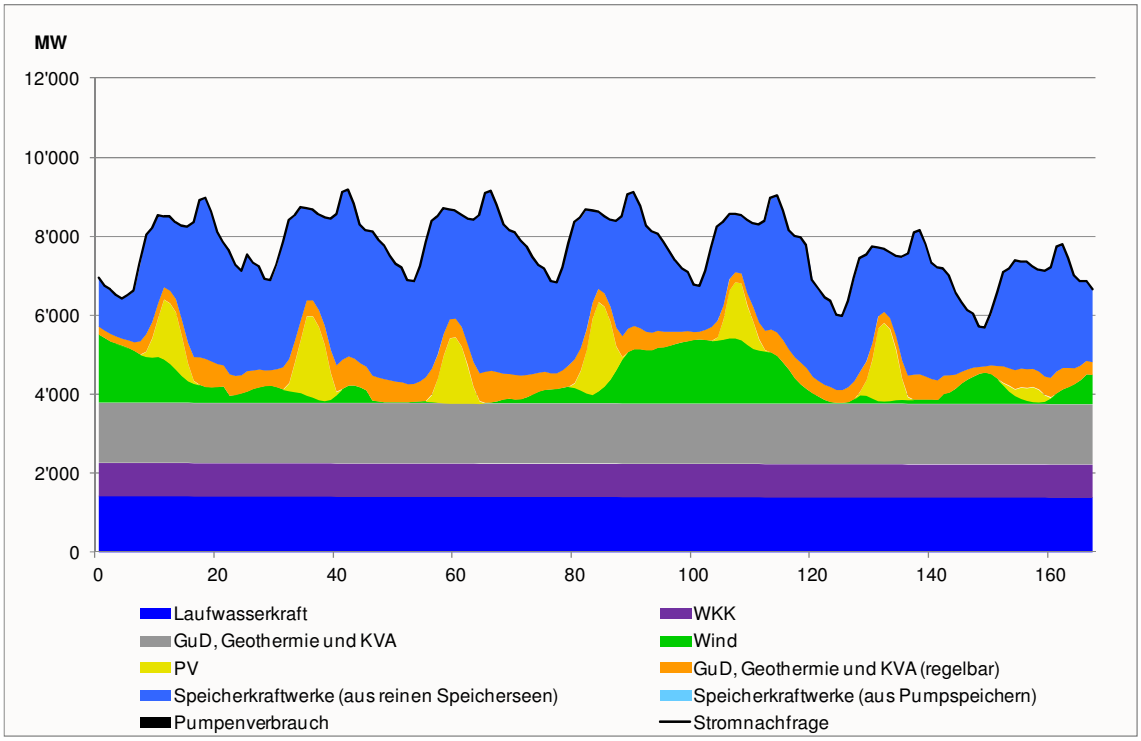
Figur II.3-26: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke und Erneuerbare und Stromnachfrage in der zweiten Dezemberwoche 2049, in MW



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-27 zeigt die Analyse unter Berücksichtigung der regelfähigen Stromerzeugungskapazitäten. Dabei wird ersichtlich, dass unter Benutzung der verfügbaren Speicherkraftwerke und sonstiger regelfähiger Stromerzeugungskapazitäten die Deckung der Nachfrage für den gesamten Zeitraum möglich ist. Dieses Ergebnis gilt auch für den gesamten Dezember des hydrologischen Jahres 2050.

Figur II.3-27: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&E Gesamte Stromerzeugung und Stromnachfrage in der zweiten Dezemberwoche 2049, in MW



Quelle: Prognos 2012

Insgesamt zeigen die Modellergebnisse der Stundensimulation für das Szenario „Neue Energiepolitik" in Kombination mit der Stromangebotsvariante C&E einen hohen Bedarf an Kapazität zur Speicherung der Erzeugungsüberschüsse im Sommerhalbjahr, der in mehreren Stunden nicht gedeckt werden kann. Zudem zeigt sich die erhöhte Notwendigkeit für regelfähige Stromerzeugung im Winterhalbjahr, da die Photovoltaik-Einspeisung geringer ausfällt und die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen zwar im Winterhalbjahr höher ist, aber hohe Fluktuationen aufweist.

Im Folgenden werden die bereits für ausgewählte Perioden aufgezeigten Herausforderungen für den Verlauf eines Jahres bzw. für mehrere Jahre analysiert. Für die Jahresbetrachtung wird das hydrologische Jahr 2050 ausgewählt, da in diesem Jahr mit den grössten Herausforderungen zu rechnen ist.

II.3-3.4 Ergebnisse Jahresbetrachtung

II.3-3.4.1 Szenario „Weiter wie bisher", Variante C

Im gesamten hydrologischen Jahr 2050 tritt unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten und des stilisierten Nachfrageprofils zu keiner Stunde ein Ver-

sorgungsengpass oder ein Erzeugungsüberschuss auf. Dies gilt auch für die sonstigen Jahre des Betrachtungszeitraums 2011 bis 2050.

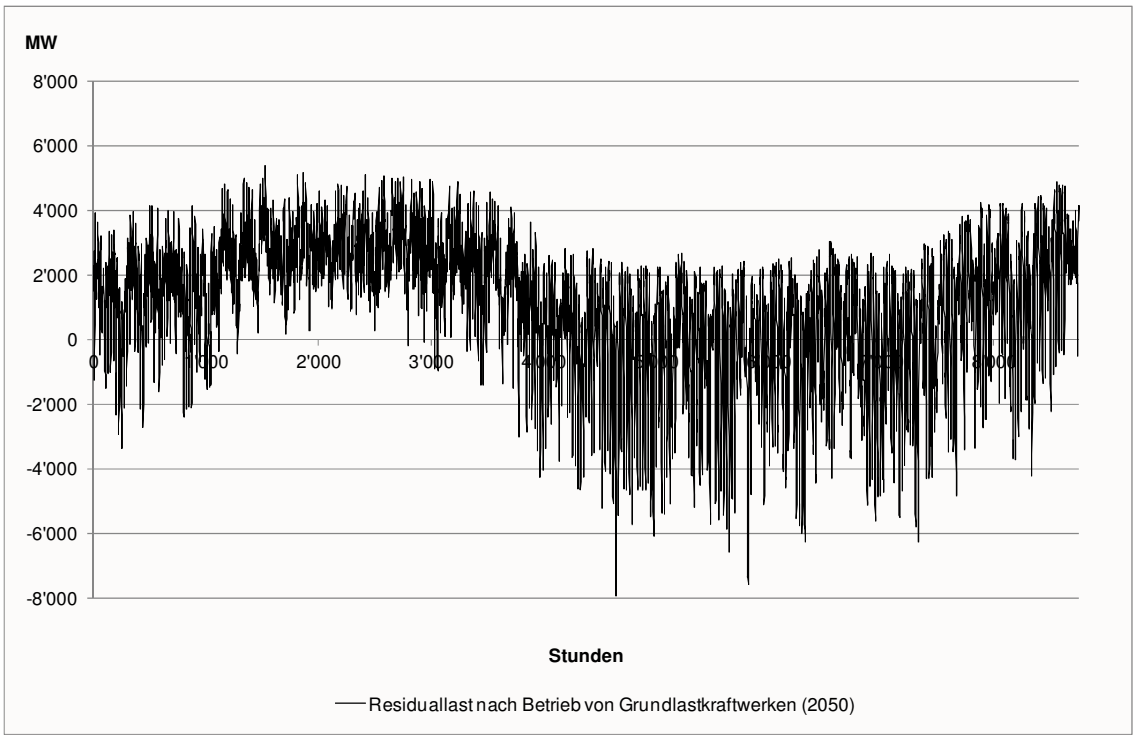
Die Analyse zeigt somit, dass in der Modellierung des Szenarios „Weiter wie bisher“ und der Stromangebotsvariante C die regelfähigen Kapazitäten ausreichen, um die Stromversorgung der Schweiz zu jeder Stunde sicherzustellen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der Stromangebotsvariante C nur ein mässiger Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung unter Beibehaltung bestehender Fördermechanismen erreicht wird. Ausserdem werden in der beschriebenen Analyse vorerst nur Standard-Profile (siehe Kapitel II.3-2.3.1) berücksichtigt. Die Analyse dient somit als Referenzfall.

II.3-3.4.2 Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E

Im Folgenden wird eine Analyse der Residuallast (nach Berücksichtigung von Grundlastkraftwerken) unter Einbezug von regelfähigen Wasserkraftwerken und sonstigen regelfähigen Kraftwerken Schritt für Schritt für den gesamten Verlauf des hydrologischen Jahres 2050 durchgeführt. Dabei wird der sich in der Modellierung ergebende Bedarf an regelfähiger Stromerzeugung und Stromspeicherung veranschaulicht.

Figur II.3-28 zeigt den Verlauf der Residuallast (positive Werte: hypothetische Überschussnachfrage; negative Werte: Überschusserzeugung) nach Einsatz von Erneuerbaren und Kraftwerken mit Grundlastcharakter. Im Vergleich zum Verlauf der Stromnachfrage in Figur II.3-15 (Kapitel II.3-3.2.2) weist die Kurve deutlich weniger erkennbare Strukturen auf, was vor allem auf die stochastischen Eigenschaften der erneuerbaren Einspeisung zurückzuführen ist.

Figur II.3-28: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Residuallast (Stromnachfrage abzüglich Erneuerbare und Grundlasterzeugung) im Jahresverlauf (2050), in MW

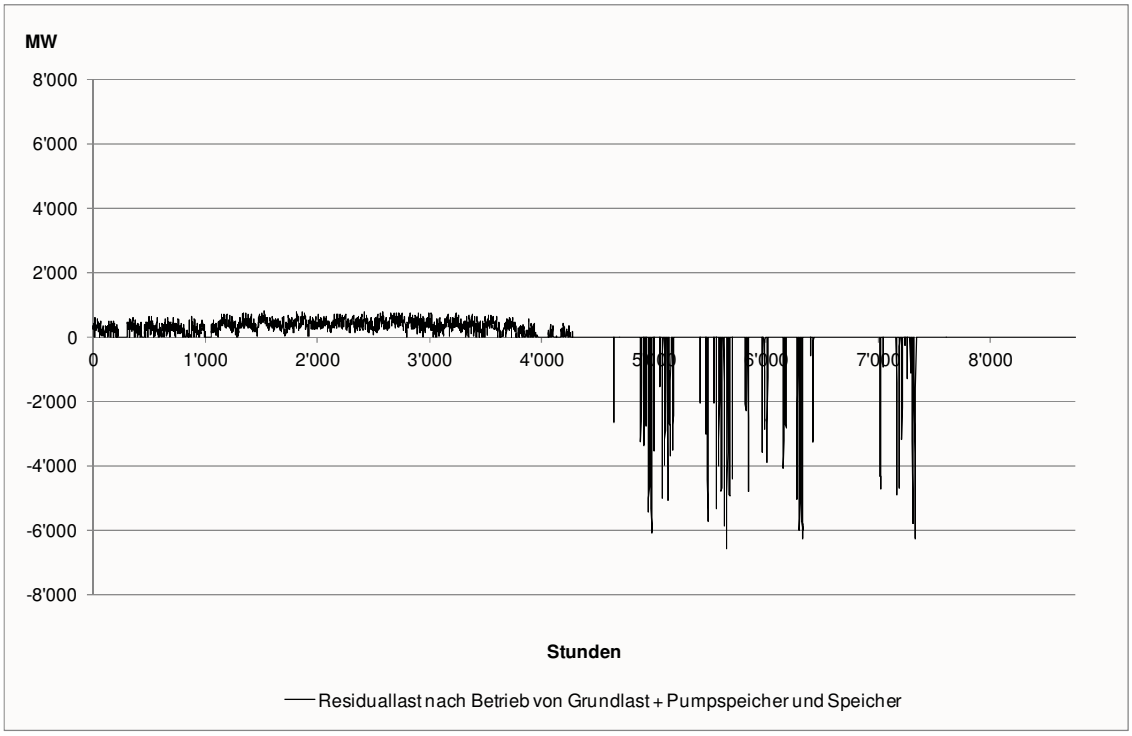


Quelle: Prognos 2012

Durch den Einsatz von Speicherkraftwerken (Pumpspeicherkraftwerke und reine Speicherkraftwerke) kann zusätzliche Stromnachfrage durch Speicherpumpen und zusätzlich Stromerzeugung bereitgestellt werden. Figur II.3-29 zeigt, dass durch den Einsatz von Speicherkraftwerken ein Grossteil der notwendigen Stromerzeugung zur Verfügung gestellt werden kann. Im Winterhalbjahr kann allerdings über mehrere Monate nicht die gesamte Residuallast gedeckt werden. Dies ist vor allem auf die Beschränkung der Speicherkraftwerke durch den geringen Wasserzufluss in die Speicherseen im Winterhalbjahr zurückzuführen.

Im Sommerhalbjahr besteht an mehreren Tagen und jeweils über mehrere Stunden eine Überschusserzeugung (d.h. negative Residuallast) die durch die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke nicht gespeichert werden kann. Die wesentlichen Beschränkungen stellen dabei die Kapazitäten der Ober- und Unterseen der berücksichtigten Pumpspeicherkraftwerke und in Einzelfällen auch deren installierte Pumpleistung dar.

Figur II.3-29: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&E Residuallast (Stromnachfrage abzüglich Erneuerbare, Grundlasterzeugung und Speicherkraftwerke) im Jahresverlauf (2050), in MW



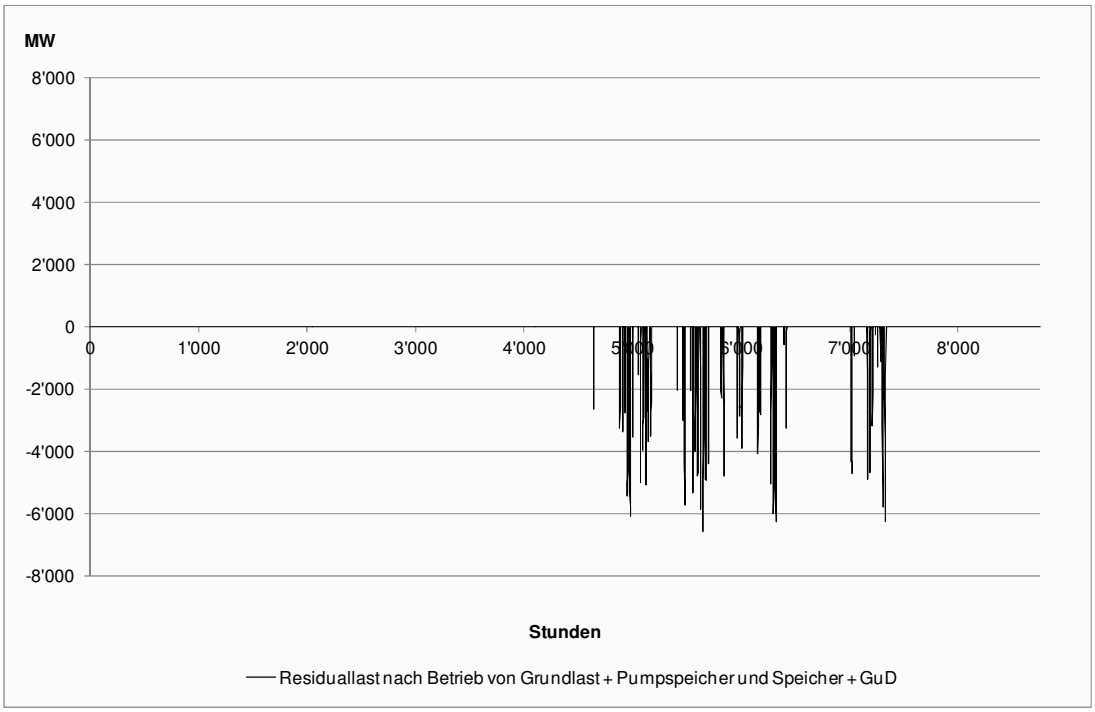
Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-30 zeigt schliesslich das Modellergebnis nach Einsatz aller verfügbaren regelfähigen Kraftwerkskapazitäten. Dabei wird ersichtlich, dass die verbleibende Residuallast im gesamten Jahresverlauf gedeckt werden kann.

Allerdings bleiben die Erzeugungsüberschüsse im Sommerhalbjahr bestehen. Dies ist vor allem durch die hohe Photovoltaik-Einspeisung in den Sommermonaten bedingt. Zudem besteht im Sommerhalbjahr durch den höheren Wasserzufluss eine hohe Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken. Wenn zusätzlich dazu Starkwindphasen auftreten wird dieser Effekt verstärkt. Wenn diese Stromerzeugung nicht gespeichert werden kann und in den Zeiträumen des Auftretens solcher Situationen kein Export der

Überschusserzeugung möglich ist, muss die durch diese Anlagen bereitgestellte Leistung entsprechend abgeregelt werden.

Figur II.3-30: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E Residuallast (Stromnachfrage abzüglich Erneuerbare, Grundlasterzeugung und ges. regelfähige Kraftwerkskapazität) im Jahresverlauf (2050), in MW



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-31 zeigt die Modellergebnisse hinsichtlich des Einsatzes regelfähiger Stromerzeugung für den gesamten Betrachtungszeitraum als Jahressummen. In Figur II.3-32 sind zusätzlich die Ergebnisse für die ausgewählten Jahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt.

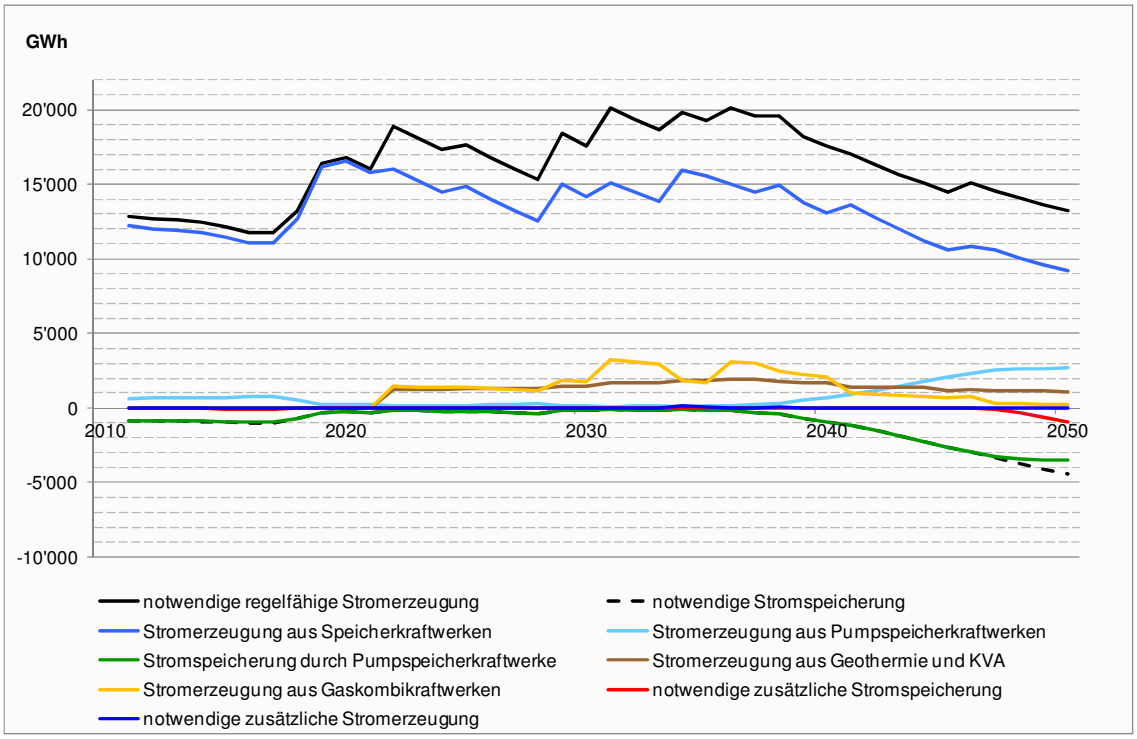
Über den gesamten Betrachtungszeitraum ergibt sich unter Berücksichtigung der verwendeten typischen Profile der Stromerzeugung und Stromnachfrage kein Bedarf für zusätzliche regelfähige Stromerzeugung. Die Modellergebnisse zeigen, dass durch die hohe installierte Leistung an Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten und den Zubau von regelfähigen thermischen Kraftwerken zu jedem Zeitpunkt genügend Leistung und in jedem Zeitraum genügend Energie vorhanden ist, um die inländische Stromnachfrage zu decken.

Als kritischste Periode für die Beanspruchung der verfügbaren Speicherkraftwerke ergeben sich aus der Modellierung die Jahre nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke (ca. 2034 bis 2036). Die Herausforderung liegt dabei im vorausschauenden Management der Speicherkraftwerke, damit Ende des Winterhalbjahres noch ausreichend Wasser in den Speicherseen vorhanden ist, um die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt decken zu können. Im weiteren Zeitverlauf sinkt die für die Stromversorgung der Schweiz notwendige Beanspruchung der Speicherkraftwerke gegen Ende des Betrachtungszeitraums (insbesondere nach ca. 2038). Durch die sinkende Stromnachfra-

ge und den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien sinkt auch der Bedarf an regelfähiger Stromerzeugung aus Gaskombikraftwerken.

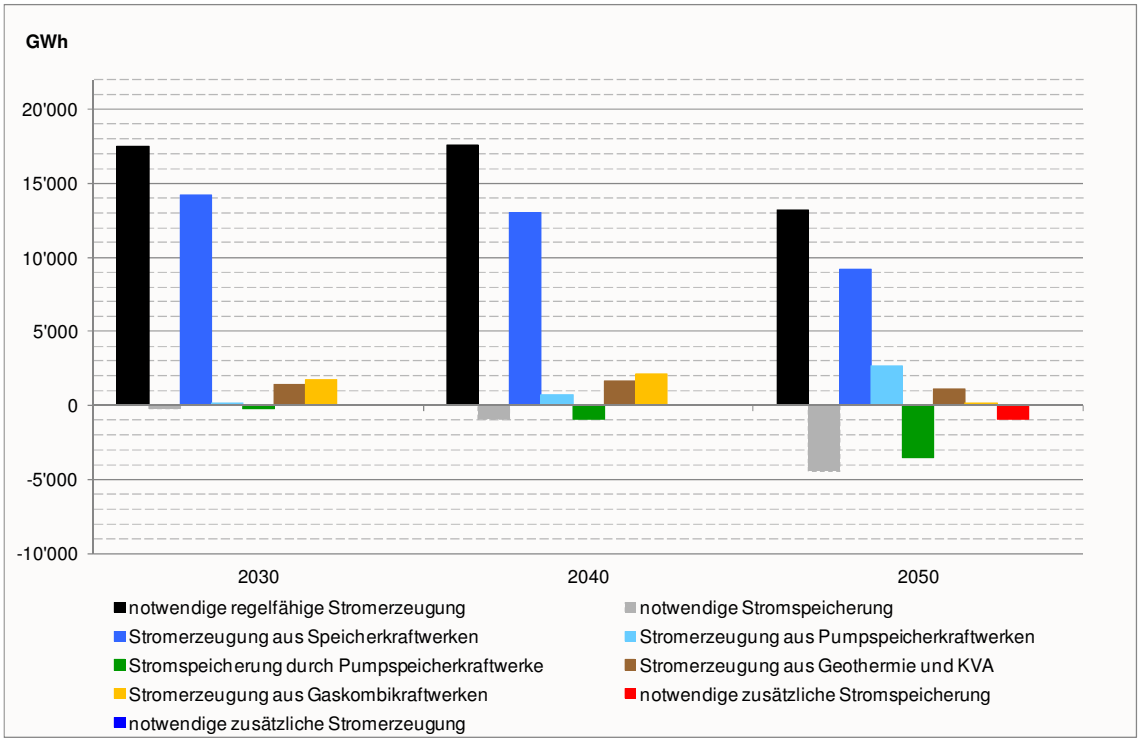
Die Modellierungsergebnisse in Figur II.3-31 zeigen ausserdem, dass bis zum Jahr 2045 die bestehenden Speicherkapazitäten unter Berücksichtigung der verwendeten typischen Stromerzeugungs- und Stromnachfrageprofile ausreichen, um Erzeugungsüberschüsse in Perioden mit niedriger Stromnachfrage zu verschieben. Nach 2045 übersteigt die notwendige Speicherkapazität allerdings die verfügbaren Kapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke aufgrund der beschriebenen Beschränkungen durch die vorhandenen Ober- und Unterseen und teilweise durch die installierte Pumpleistung. Diese Entwicklung ist vor allem auf den hohen Ausbau der Photovoltaik zurückzuführen. Bis zum Jahr 2050 steigt der Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten auf etwas mehr als 970 GWh/a an.

Figur II.3-31: Szenario „Neue Energiepolitik", Variante C&E: Bedarf und Einspeisung regelfähiger Stromerzeugung und -speicherung, in GWh, 2011 bis 2050



Quelle: Prognos 2012

Figur II.3-32: Szenario „Neue Energiepolitik“, Variante C&E: Bedarf und Einspeisung regelfähiger Stromerzeugung und -speicherung, in GWh, 2030, 2040 und 2050



Quelle: Prognos 2012

Bei der Interpretation der bisherigen Modellergebnisse ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den verwendeten Einspeiseprofilen der Grundlastkraftwerke und der erneuerbaren Stromerzeugung um typische Profile aus beobachteten Daten handelt. Ebenso ist das verwendete Stromnachfrageprofil ein stilisiertes Profil aus Beobachtungen der vergangenen Jahre. Die Modellergebnisse sind daher unter Berücksichtigung dieser Annahmen zu interpretieren. In der bisherigen Analyse wurde insbesondere noch keine Modellierung von Extremereignissen (z.B. Sommer mit hoher Sonneneinstrahlung, hoher oder geringer Wasserzufluss, windreiche Perioden) vorgenommen.

Derartige Phänomene sind aber, unter Umständen auch in demselben Jahr, zukünftig zu erwarten und müssen bei der langfristigen Analyse des Stromversorgungssystems berücksichtigt werden. In Bezug auf die hier durchgeführten Modellierungen stellt sich insbesondere die Frage, in welchem Ausmass derartige Ereignisse die zukünftigen Herausforderungen hinsichtlich der regelfähigen Stromerzeugung und Stromspeicherung für das schweizerische Stromsystem verstärken. Im folgenden Kapitel werden daher in einem ersten Schritt die wesentlichen Sensitivitäten des zukünftigen Stromerzeugungssystems aufgezeigt und abgeschätzt.

II.3-3.5 Abschätzung der Sensitivitäten

Die Stromversorgung der Schweiz mit der Erzeugungsstruktur der Stromangebotsvariante C&E weist eine Reihe von Unsicherheiten auf. Im Folgenden werden wesentliche Einflussfaktoren für die wichtigsten Unsicherheiten der zukünftigen Stromversorgung beschrieben und es werden, wenn möglich, erste quantitative Abschätzungen getroffen. Der Fokus liegt dabei auf den zusätzlich notwendigen Kapazitäten zur Stromspei-

cherung und den Herausforderungen für das Management von regelfähigen Kraftwerkskapazitäten.

- Die Laufwasserkrafterzeugung weist im langjährigen Vergleich Schwankungen auf. In den Jahren 2001 bis 2011 konnten Schwankungen von bis zu 3‘448 GWh (Min: 18‘416 GWh p.a.; Max: 14‘968 GWh p.a.) beobachtet werden. In den Simulationsrechnungen wird von einer Laufwasserkrafterzeugung im langjährigen Mittel ausgegangen. Bei einer höheren Laufwasserkrafterzeugung steigen die Herausforderungen zur Speicherung von Erzeugungsüberschüssen gegen Ende des Betrachtungszeitraums. Beispielsweise ergibt sich bei einer Laufwasserkrafterzeugung, die zukünftig im Sommerhalbjahr um den selben Faktor höher liegt wie die maximale Erzeugung im Zeitraum 2001 bis 2011, ein notwendiger zusätzlicher Speicherbedarf von ca. 2'310 GWh p.a. (d.h. eine Erhöhung um 1‘340 GWh p.a. im Vergleich zum in Kapitel II.3-3.4 beschriebenen Referenzfall). Umgekehrt steigt durch eine niedrige Laufwasserkrafterzeugung die Belastung der Speicherkraftwerke zur Stromerzeugung im Winterhalbjahr (insbesondere zum Ende des Winterhalbjahres). In einem solchen Fall ergeben sich höhere Herausforderungen zum Management der verfügbaren Speicherkapazitäten im Winterhalbjahr.

- Bei hoher Sonneneinstrahlung über eine längere Periode des Sommerhalbjahres kann mit den berücksichtigten Pumpspeicherkraftwerken nur über einen beschränkten Zeitraum ausreichend Speicherkapazität zur Verfügung gestellt werden. Die Analysen in Kapitel II.3-3.2.2 zeigen, dass bei einer mässig hohen Sonneneinstrahlung die Speicherkapazitäten über fünf aufeinanderfolgende Tage ausreichen. Bei einer hohen Sonneneinstrahlung über mehrere Tage oder Wochen muss die zusätzliche Erzeugung abgeregelt werden, wenn die Speicherseen in derselben Periode nicht durch Turbinieren der gespeicherten Wassermenge (z.B. für den Stromexport) entleert werden können. Durch Modellierung unter Berücksichtigung der Solarstrahlungsdaten der Jahre 2004 bis 2011 konnte eine notwendige zusätzliche Speicherkapazität von 1‘185 GWh (d.h. eine Erhöhung um 215 GWh im Vergleich zu den in Kapitel II.3-3.4 beschriebenen Ergebnissen) abgeschätzt werden. Im Falle eines Winterhalbjahres mit geringer Sonneneinstrahlung steigen demgegenüber die Herausforderungen zum Management der bestehenden Speicherkraftwerke.

- Windkraftanlagen können im Winterhalbjahr 2050 Anteile von bis zu einem Drittel der Tageserzeugung liefern. Dementsprechend steigen in windschwachen Wintern die Herausforderungen für die schweizerischen Speicherkraftwerke, da diese Anlagen im gesamten Winterhalbjahr mehr Stromerzeugung zur Verfügung stellen müssen. Dies gilt insbesondere in Jahren mit geringen Füllständen der Speicherseen bzw. geringen Wasserzuflüssen. Im Sommerhalbjahr können in Perioden hoher Windkrafterzeugung leistungsbezogene Beschränkungen der Speicherpumpen auftreten, wenn die hohe Windkrafterzeugung in Tagen hoher Sonneneinstrahlung auftritt.

- Neben der Schwankungen der sonstigen Stromerzeugung weist auch der Füllstand der Speicherseen, aufgrund unterschiedlicher hydrologischer Bedingungen, Schwankungen auf. Die Unterschiede der Speicherfüllstände liegen in der Schweiz im Zeitraum 2000 bis 2011 bei bis zu 2‘400 GWh [BFE, 2011f]. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass auch der Betrieb der Speicherkraftwerke im Jahresvergleich unterschiedlich ist. Dies ist insbesondere auf die Optimierung des Speichermanagements hinsichtlich der am Grosshandelsmarkt erzielbaren Erlöse zurückzuführen. Dadurch werden auch die Speicherseen unterschiedlich stark belastet. Die Auswirkungen der Speicherfüllstände erfordern ein vorausschauendes Management der Speicherkraftwerke im gesamten Winterhalbjahr, damit gegen Ende des Winterhalbjahres keine Beschränkungen durch leere Speicherseen auftreten. Vor allem in den Jahren nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke, mit re-

lativ hoher Stromnachfrage, weisen die Ergebnisse der Modellierung auf ein anspruchsvolles Management der Speicherkraftwerke hin. Bei geringen Wasserzuflüssen und geringem Niederschlag im Winterhalbjahr verstärken sich diese Herausforderungen. Vor dem Hintergrund dieser zukünftigen Herausforderungen stellt sich die Frage, welche Anreize ein zukünftiges Strommarktdesign bereitstellen muss, um ein vorausschauendes Speichermanagement zu ermöglichen. Ob ein Marktdesign nach derzeit implementierten Grundprinzipien (z.B. Grenzkostenlogik) dazu im Allgemeinen in der Lage ist, muss im Detail überprüft werden.

- Für die Pumpspeicherkraftwerke wurden langfristige Speicherkapazitäten der Ober- und Unterseen angenommen, die sich aus einer Analyse der heute installierten bzw. geplanten Anlagen ergeben [BFE, 2011f und kraftwerksspezifische Daten von Stromerzeugern; siehe Liste im Literaturverzeichnis]. Derzeit werden Pumpspeicherkraftwerke aber vor allem zur Bereitstellung von regelfähigen Kapazitäten innerhalb von 24 Stunden eingesetzt. Deshalb stellt die Speicherkapazität der Speicherseen zumeist keine relevante Beschränkung dar. Aufgrund der gegenwärtig eher geringen Beanspruchung der Speicherseen sind Informationen über die maximal mögliche Nutzung der Speicherseen kaum vorhanden und eine Abschätzung der langfristig verfügbaren Kapazität entsprechend unsicher. In der Modellierung wird von 200 GWh ausgegangen. Bei Annahme einer geringeren Speicherkapazität von 100 GWh steigt der Bedarf an zusätzlicher Stromspeicherung im Jahr 2050 auf 1‘160 GWh p.a. Eine Speicherung von mehr als 95 % der Erzeugungsüberschüsse ist durch die Erhöhung der Speicherkapazität auf ca. 1‘000 GWh möglich. Die verbleibende Residualerzeugung fällt in einzelnen Stunden an und ist durch die Beschränkung der installierten Leistung der Speicherpumpen bedingt.

- Neben dem Einfluss der Stromerzeugung ist darauf hinzuweisen, dass auch die Stromnachfrage im Jahresvergleich Schwankungen aufweist. Diese können beispielsweise wirtschaftliche oder klimatische Gründe haben und ergeben sich aus einer Vielzahl von Stromprofilen einzelner Stromnachfrager. Dementsprechend schwer sind solche Schwankungen zu antizipieren. In der Modellierung wurde von einem stilisierten Standard-Lastprofil ausgegangen, welches sich im Betrachtungszeitraum nicht grundsätzlich in der „Form“ verändert. Eine höhere Nachfrage im Winterhalbjahr bzw. eine geringere Stromnachfrage im Sommerhalbjahr verstärkt die beschriebenen Herausforderungen. Falls die Stromnachfrage durch entsprechende Anreize verlagert werden kann, ergibt sich auch ein geringerer Bedarf für die Stromspeicherung bzw. die Vermeidung kritischer Situationen im Winterhalbjahr und somit ein Beitrag der Stromnachfrage zum zukünftigen Management der Stromversorgung.

Neben den zusätzlichen Herausforderungen durch die im Einzelnen beschriebenen Unsicherheiten ist auch ein gleichzeitiges Eintreffen der beschriebenen Ereignisse möglich. Dementsprechend können sich die Herausforderungen in der Gesamtbetrachtung verstärken oder auch aufheben. Für derartige Aussagen ist allerdings eine weiterführende Analyse der Unsicherheiten und möglicher Korrelationen der beschriebenen Phänomene sinnvoll, die in der vorliegenden Arbeit nicht durchgeführt werden konnte.

Für eine umfassende Analyse der Unsicherheiten und möglicher Kombinationen aus den beschriebenen Ereignissen ist eine detaillierte Analyse der Daten wichtiger Einflussgrössen (z.B. langjährige Daten zur Solarstrahlung) notwendig. Dies war u.a. aufgrund der Datenlage (v.a. der Länge der Zeitreihen) im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Die Abschätzung der Sensitivitäten dient als erster Schritt zur Untersuchung der Robustheit der Ergebnisse. Darüber hinaus zeigen sich Hinweise auf die Bedeu-

tung der verschiedenen Einflussfaktoren für die zukünftig zu erwartenden Herausforderungen in der schweizerischen Stromversorgung.

II.3-4 Schlussfolgerungen

Aus den dargestellten Analysen der Stundensimulation können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- In der Modellierung tritt zu keiner Stunde des Betrachtungszeitraums ein Versorgungsdefizit auf. Dieses Ergebnis gilt unter Berücksichtigung der gewählten typischen Profile von Stromerzeugung (d.h. Grundlastkraftwerke und Erneuerbare) und Stromnachfrage für die Szenarien „Weiter wie bisher“ (Variante C) und „Neue Energiepolitik“ (Variante C&E). Die kritischsten Perioden für den Betrieb der Speicherkraftwerke aufgrund der hohen Beanspruchung im Winterhalbjahr, sind aufgrund der Modellergebnisse in den Jahren nach der Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerkes (2034) zu erwarten. Vor allem gegen Ende des Betrachtungszeitraums wird hingegen nicht die gesamte mögliche Erzeugung aus Speicherkraftwerken genutzt, wodurch theoretisch Möglichkeiten zum Stromexport bestehen.

- Gegen Ende des Betrachtungszeitraums reichen die installierten Kapazitäten an Pumpspeicherkraftwerken im Szenario „Neue Energiepolitik“ (Variante C&E) nicht aus, um die Erzeugungsüberschüsse im Sommerhalbjahr zu speichern und zu Zeiten hoher Stromnachfrage zur Verfügung zu stellen. Die Beschränkung der Pumpspeicherkraftwerke besteht vor allem in der geringen Speicherkapazität der Unter- und Oberseen, sowie teilweise in der installierten Leistung der Speicherpumpen. Insgesamt ist ca. 1 TWh an zusätzlicher Stromspeicherung über das gesamte Jahr 2050 notwendig. Im Szenario „Weiter wie bisher“ (Variante C) treten hingegen keine vergleichbaren Herausforderungen auf.

- In der Modellierung des Referenzfalles wird von typischen Stromerzeugungsprofilen und einem für die Schweiz charakteristischen Stromnachfrageprofil ausgegangen. Die Stromerzeugung aus neuen Erneuerbaren (z.B. Wind und Photovoltaik) sowie Wasserkraftwerken, Füllstände von Speicherkraftwerken und die Stromnachfrage können im Jahresvergleich deutlich schwanken. Bei Berücksichtigung dieser Schwankungen können sich die beschriebenen Herausforderungen verstärken. Vor allem eine geringe Erzeugung aus Erneuerbaren und Laufwasserkraftwerken im Winterhalbjahr (bzw. eine höhere Stromnachfrage) und eine hohe Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken und Erneuerbaren im Sommerhalbjahr (bzw. eine geringe Stromnachfrage) verstärken die beschriebenen Herausforderungen. Im Winterhalbjahr ist in solchen Fällen von einer höheren Beanspruchung der Speicherkraftwerke und damit höheren Anforderungen an das Speichermanagement auszugehen. Im Sommerhalbjahr vergrössert sich hingegen die zusätzlich benötigte Kapazität an Stromspeichern, wenn die eingespeiste erneuerbare Stromerzeugung nicht abgeregelt werden soll. Bei gleichzeitigem Auftreten der beschriebenen Ereignisse können sich die Herausforderungen weiter verstärken.

II.3-5 Anhang

Datenquellen zur Recherche von Pumpspeicherkraftwerken:

Axpo AG (2011). Kraftwerke Mattmark AG. Axpo hydro energie AG. http://www.axpo.ch/axpo/de/hydroenergie/wissen/partnerkraftwerkevonaxpoaggefuehrt/kraftwerke_mattmarkag.html

EKWOEE (2011). Geschäftsbericht Engadiner Kraftwerke AG Ouvras Elektricas D'engiadina SA 2010/2011. Engadiner Kraftwerke AG Ouvras Electricas D'engiadina SA, EKWOEE, Zernez. http://www.engadin-strom.ch/fileadmin/tmpl/pdf/Geschaeftsbericht_2010-11.pdf

EnBAG (2011). Kraftwerk Bortelalp. Energie Brig-Aletsch-Goms, EnBAG. http://www.ewbn.ch/bortel.php

Hydro Exploitation SA (2011). Forces Motrices Hongrin-Léman. Hydro Exploitation SA. http://www.hydro-exploitation.ch/wasserkraftanlagen/forces-motrices-hongrin-leman.html

KHR AG (2011). Zentrale Ferrera. Kraftwerke Hinterrhein AG. http://www.khr.ch/portrait/anlagen/zentrale-ferrera.html

Kraftwerke Gougra AG (2011). Kraftwerk Mottec. Kraftwerke Gougra AG. http://www.gougra.ch/forces-motrices/hydraulische/zentrale/kraftwerk-mottec.html

KWO (2011). Informationen über die Wasserkraftwerke der KWO, Kraftwerke Oberhasli AG. http://www.grimselstrom.ch/info/grimselstrom/

Maggia Kraftwerke AG (2011). Produktionsverfahren und Struktur der Anlagen. Maggia Kraftwerke AG. http://www.ofima.ch/de/index.php?option=com_content&task=view&id=20&Itemid=26

Nant de Drance SA (2011). Eckdaten. Nant de Drance SA. http://www.nant-de-drance.ch/index.php?rewrite=Eckdaten.htm&chglangue=3

Pöyry Energy AG (2011). Pöyry Project Summary - Ausbauprojekt Pumpspeicherkraftwerk ArgessIMO, Oberems Schweiz. Pöyry Energy AG, Auftraggeber: Nordostschweizerische Kraftwerke AG, NOK. http://www.poyry.ch/sites/www.poyry.ch.mosaic.fi/files/ausbauprojekt_pumpspeicherkraftwerk_agressimo_d.pdf

Projekt Linthal 2015 (2011). Linthal 2015 – Meilenstein für die Schweizer Wasserkraft Baubericht. Axpo Holding AG, Zürich. http://www.bulletin-online.ch/uploads/media/article_127820.pdf

Repower AG (2011). Lagobianco. Repower AG. http://www.repower.com/ch/projekte/lagobianco/

Rittmeyer AG (2007). Pumpspeicherkraftwerk Wägital (CH). Kraftwerk Wägital AG, Baar. http://www.rittmeyer.com/domains/rittmeyer_com/data/free_docs/Kraftwerk%20Waegital%20(CH)%20D11_040_4000200_001_01.pdf

Shilsee (2011). Informationen über die Zentrale Etzelwerk und den Sihlsee. http://www.sihlsee.ch/index.php?option=com_content&view=article&id=5&Itemid=7

Tamina (2011). Informationen über die Zentrale Mapragg. Kraftwerke Sarganserland AG. http://www.tamina.ch/Profil/ksl.htm

Anhang II.4

Elektromobilität

II.4-1 Einleitung

Personenwagen (PW) stehen für ein Drittel des Ölverbrauchs in der Schweiz, verursachen ein Fünftel der Treibhausgasemissionen und zwei Drittel der direkten Emissionen des Verkehrs [BAFU, 2012]. Eine Möglichkeit, die Emissionen des PW-Verkehrs und die Abhängigkeit von Ölimporten zu verringern, stellen Elektrofahrzeuge dar.

Für die Energie- und Emissionsbilanz von Elektrofahrzeugen ist es letztlich entscheidend, wie der von ihnen verbrauchte Strom erzeugt wird. Die CO_2-arme Elektrizitätserzeugung der Schweiz bietet gute Voraussetzungen, die Treibhausgasemissionen durch die Verbreitung von Elektro-PW zu senken.

In den letzten Jahren hat die Entwicklung von Elektro-PW merklich an Bedeutung gewonnen. Ob sie sich als **die** Alternative zu herkömmlichen PW erweisen, muss abgewartet werden. Zurzeit ist nur schwer abzuschätzen, ob die typischen Nachteile von Elektro-PW – hoher Preis und hohes Gewicht, geringe Reichweite, lange Ladezeiten der Batterie – sich überwinden lassen, bevor andere alternative Antriebe den Markt erobern.

In der Schweiz liegt der Marktanteil von Elektro-PW zurzeit im Promille-Bereich.

II.4-2 Vergleich zwischen Elektromotor und Verbrennungsmotor

Elektromotoren setzen die Kraft, die von einem Magnetfeld auf einen stromdurchflossenen Leiter ausgeübt wird, in Bewegung um. Anders als bei Verbrennungsmotoren steht die volle Motorleistung sofort und über einem weiten Drehzahlbereich in beiden Drehrichtungen zur Verfügung, so dass weder Getriebe noch Kupplung benötigt werden. Der Aufbau des Motors selbst ist vergleichsweise einfacher. Er besitzt erheblich weniger bewegliche Teile als ein konventioneller Verbrennungsmotor. Zudem kann der Elektromotor als Generator betrieben werden und als Nutz-Bremse Bewegungsenergie an die Batterie zurückführen.

Ausser dem Motor ist in Elektro-PW die Leistungselektronik von grosser Bedeutung. Sie wandelt den von der Batterie bezogenen Gleichstrom in Wechselstrom der benötigten Leistungsstärke und Frequenz um. Wird der Elektromotor beim Bremsen als Generator betrieben, wandelt die Leistungselektronik den dabei erzeugten Wechselstrom in Gleichstrom um, so dass er zur Batterieladung genutzt werden kann.

Elektromotoren erreichen Wirkungsgrade von bis zu 98 % und sind damit erheblich effizienter als Verbrennungsmotoren. Deren theoretisch erreichbarer Wirkungsgrad hängt von den Temperaturdifferenzen im Motor ab. In der Praxis erreichen Benzinmotoren Wirkungsgrade von bis zu 35 %, Dieselmotoren von bis zu 45 %. Ausser am Motor treten bei Elektrofahrzeugen zusätzlich Verluste an Leistungselektronik, Batterien

und in den Wechselrichtern beim Laden der Batterie auf. Wesentlich für die Energiebilanz von Elektrofahrzeugen ist der Anteil der Energie, der beim Bremsen gewonnen und in die Batterie zurückgeführt werden kann. Die Rückgewinnung von Energie spielt vor allem im Stadtverkehr mit einem hohen Anteil von Beschleunigungs- und Bremsvorgängen eine Rolle. Bei Überlandfahrten und auf der Autobahn bei eher gleichmässigen Fahrzuständen ist dies von geringerer Bedeutung.

Neben dem geringeren Verbrauch durch die Energierückgewinnung spricht im Stadtverkehr die hohe Leistung bei niedrigen Drehzahlen für den Elektromotor. Konventionelle Antriebe sind hier im Nachteil.

Beim direkten Vergleich der Wirkungsgrade von Elektromotor und konventionellen Antrieben muss die jeweils unterschiedliche Systemgrenze berücksichtigt werden. Der Verbrennungsmotor wandelt einen Energieträger (z. B. Benzin) direkt in mechanische Energie um. Die im Elektrofahrzeug eingesetzte Elektrizität muss zunächst in einem Kraftwerk erzeugt werden, bevor sie als Antriebsenergie nutzbar ist. Bei einem primärenergetischen Vergleich der Antriebskonzepte müssen deshalb die bei der Elektrizitätserzeugung entstehenden Verluste einbezogen werden. Für die ökologische Bilanz des Elektrofahrzeugs sind die Art der Elektrizitätserzeugung und die Herkunft der Batterie entscheidend [Frischknecht, 2012].

II.4-3 Speicherung elektrischer Energie

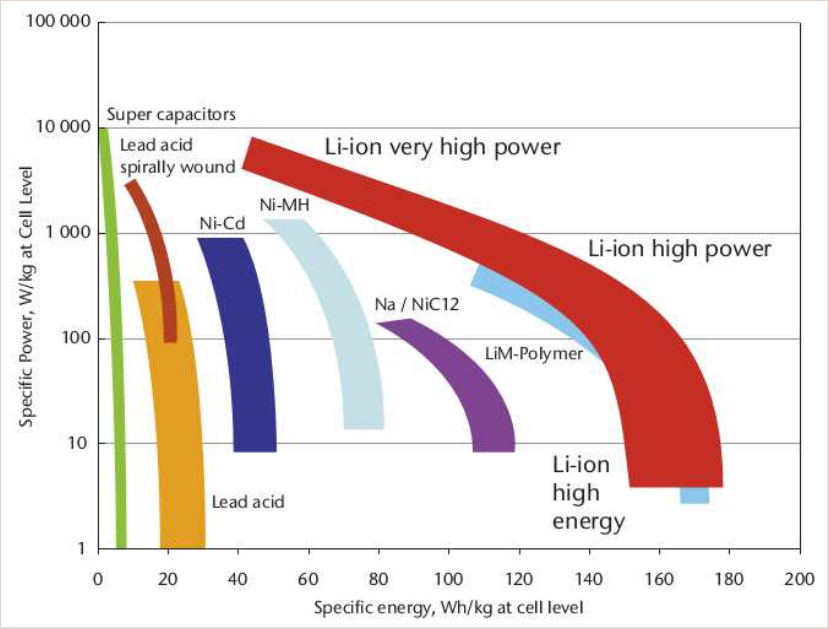
Die Stromspeicherung stellt gegenüber dem Mitführen von Kraftstoff im Tank eine grosse Herausforderung dar. Batterien wandeln elektrische in chemische Energie um und speichern diese. Die Energiedichte von Fahrzeugbatterien beträgt derzeit bis zu 130 Wh/kg, der Heizwert von Dieselkraftstoff liegt bei 12‘100 Wh/kg. Für eine Reichweite von 500 km ist auch bei sehr effizienten Fahrzeugen mindestens eine Batteriekapazität von 75 kWh notwendig. Unter der von der IEA getroffenen Annahme, dass Hochleistungsbatterien zu Preisen von 480 CHF/kWh zur Verfügung stehen, würde dies alleine für die Energiespeicherung Kosten von rund 36‘000 CHF pro Fahrzeug bedeuten. Die Masse des Batteriesystems würde ca. 570 kg betragen und 500 l an Volumen benötigen. Um die gleiche Reichweite zu ermöglichen, braucht ein mittleres Dieselfahrzeug lediglich 37 l Kraftstoff, der inklusive Tank ca. 43 kg wiegt. Batterieelektrische Fahrzeuge sind deshalb typischerweise auf deutlich niedrigere Reichweiten von 50 bis 200 km ausgelegt [IEA, 2011; von Helmolt, 2012; Tesla Motors, 2012].

Neben Energiedichte und Kosten stellt der Einsatz in Fahrzeugen hohe Anforderungen an Leistungsdichte, Effizienz, Zyklenstabilität und Sicherheit von Batterien. Für den Einsatz in Hybridfahrzeugen, insbesondere in Bussen und Lkw werden hohe Leistungsdichten benötigt. Lithium-Ionen-Batterien besitzen die aktuell die besten Eigenschaften bezüglich Energie- und Leistungsdichte (siehe Figur II.4-1). Daneben werden auch günstigere Nickel-Metallhydrid(NiMH)-Batterien eingesetzt. Potenziell könnte die Energiedichte gesteigert werden, wenn für die Kathode leichtere Elemente mit niedrigerer Massenzahl und mit einer möglichst grossen Zellspannung gegenüber Lithium-Anode verwendet werden. In der Grundlagenforschung werden die Kombinationen Lithium-Schwefel und Lithium-Luft untersucht. Bei der Lithium-Luft-Batterie dient Sauerstoff aus der Luft als Kathode. Wird nur die Masse, die für die Anode aus Lithium anfällt angerechnet, sind theoretisch Energiedichten von über 11 kWh/kg möglich. IBM Research geht davon aus, dass in der Praxis Energiedichten von 1 kWh/kg erreichbar sind, womit die Energiedichte gegenüber Lithium-Ionen-Batterien nahezu verzehnfacht würde [IBM Research, 2012]. Ob Batterietechnologien mit höheren Energiedichten als

Lithium-Ionen-Batterien auch in der Praxis genutzt werden können, bleibt ungewiss. Mittelfristig ist davon auszugehen, dass hauptsächlich Lithium-Ionen-Akkumulatoren in Batterieelektrischen Fahrzeugen Anwendung finden.

Die Speichereffizienz von Lithium-Ionen-Batterien beträgt etwa 90 – 95 % [Sauer, 2006]. Bei niedrigen Temperaturen können die Speicherverluste deutlich höher liegen. Die Speicherkapazität von Batterien nimmt typischerweise mit der Anzahl der Lade- und Entladezyklen ab. Für einen wirtschaftlichen Einsatz ist es entscheidend, dass die Speicherkapazität während einer Nutzungsperiode ausreichend stabil bleibt (Zyklenstabilität), sich die mögliche Reichweite nur langsam mit der Nutzungsdauer reduziert und kein vorzeitiger Ersatz der Batterien notwendig wird.

Figur II.4-1: Leistungs- und Energiedichte von unterschiedlichen Batterietypen



[Johnson Control in IEA 2011]

Nach New Energy Finance lag der durchschnittliche Preis für Lithium-Ionen-Batterien im ersten Quartal 2012 bei 689 USD/kWh (663 CHF/kWh) und ist seit 2009 um jährlich 14 % gesunken. Batterien für Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (vgl. AbschnittII.4-4.2) können zwar wesentlich kleiner dimensioniert sein als für reine Batterie-PW, erfordern jedoch höhere Leistungsdichten und liegen im Preis pro Speicherkapazität ca. 70 % über denen von rein Batterieelektrischen Fahrzeugen. Insgesamt variieren die Preise stark zwischen 400 und 1‘500 USD/kWh. New Energy Finance geht davon aus, dass die Batteriepreise mittelfristig weiter stark fallen und bis 2030 auf 150 USD/kWh sinken könnten. Begründet wird dies mit einem schnellen Aufbau von Produktionskapazitäten, die die Nachfrage aktuell um ein mehrfaches übertreffen. [Bloomberg New Energy Finance 2012a, b]. In einer aktuellen Studie von McKinsey wird davon ausgegangen, dass die Preise für Lithium-Ionen-Batterien bereits bis 2020 auf 200 USD/kWh sinken. Eine Marktkonsolidierung im Bereich der Batterieherstellung könnte jedoch auch zu deutlich höheren Preisen führen [VDI-Nachrichten, 2012]. Die Batteriekosten machen bei Elektro-PW 25 % bis 50 % der Fahrzeugkosten aus und sind damit der wesentliche Grund für die Mehrkosten gegenüber vergleichbaren Modellen mit Verbrennungsmotor. Die weitere Entwicklung der Batteriepreise hat entscheidenden Einfluss auf Kosten und Reichweite und damit auf die künftige Konkurrenzfähigkeit von Elektrofahrzeugen.

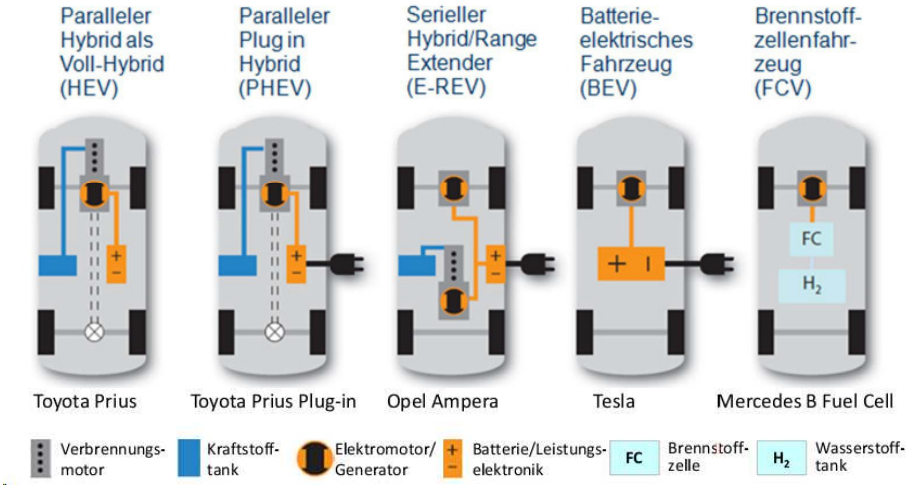
Ausser von Batterien kann die Elektrizität für Elektromobilität auch in Brennstoffzellen erzeugt werden. In einer Brennstoffzelle reagieren Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser, wobei elektrische Energie, Wasser und Wärme freigesetzt werden. Im Verkehrssektor stehen v.a. Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzellen (PEMFC) im Vordergrund. Die Energiedichte von Wasserstoff selbst liegt bei 33 kWh/kg. Alternativ zur Betankung und Mitführung von Wasserstoff kann dieser auch direkt im Fahrzeug über einen Reformer aus Methan oder Methanol bereitgestellt werden.

II.4-4 Fahrzeugkonzepte mit Elektroantrieb

Fahrzeuge mit Elektroantrieb lassen sich in folgende Kategorien einteilen:

- Batterieelektrische Fahrzeuge (BEVs = Battery Electric Vehicles) beziehen ihre Energie ausschliesslich aus dem Stromnetz. Es ist kein Verbrennungsmotor vorhanden.
- Hybridfahrzeuge (HEVs = Hybrid Electric Vehicles) besitzen Benzin- und Elektromotor und werden ausschliesslich mit Kraftstoff betankt.
- Plug-In Hybrid-Fahrzeuge (PHEVs = Plug In Hybrid Electric Vehicles) können über das Stromnetz beladen oder mit Kraftstoffen betankt werden und je nach Art der Fahrt mit Verbrennungsmotor und/oder Elektromotor längere Strecken zurücklegen.
- Batterieelektrische Fahrzeuge mit Range Extender (E-REVs = Extended Range Electric Vehicles) sind primär für den elektrischen Betrieb ausgelegt. Bei der Überbrückung längerer Distanzen kann der Fahrstrom über einen kleinen Verbrennungsmotor mit Generator bereitgestellt werden.
- Bei Brennstoffzellenfahrzeuge (FCVs = Fuel Cell Vehicles) wird die benötigte elektrische Antriebsenergie von einer Brennstoffzelle geliefert. Diese benötigt Wasserstoff als Energiequelle, der direkt mitgeführt oder im Fahrzeug über einen Reformer aus Methan oder Methanol gewonnen wird.

Figur II.4-2: Übersicht über Fahrzeugkonzepte mit Elektroantrieb



[Dudenhöffer, 2011]

II.4-4-1 Batterieelektrische Fahrzeuge (BEVs)

Batterieelektrische Fahrzeuge verwendet einen Elektromotor als Antrieb und Batterien, um die elektrische Energie zu speichern. Auch sonstige Verbraucher wie Heizung, Klimaanlage etc. werden über die Batterien versorgt. Die Batterien werden über das Stromnetz und durch Bremsenergierückgewinnung geladen. BEVs fahren ohne lokale Treibhausgas- und Schadstoffemissionen und verursachen nur geringe Lärmemissionen. Sie zeichnen sich durch eine sehr hohe Effizienz und vergleichsweise kostengünstige Motoren aus. Dagegen stellen geringe Energiedichte und hohe Kosten der Batterien eine grosse Herausforderung für die Entwicklung von BEVs dar. Wegen der noch geringe Reichweiten und ihrer Effizienzvorteile vor allem bei Beschleunigungs- und Bremsvorgängen eignen sich BEVs zurzeit am besten für den Stadtverkehr.

Tabelle II.4-1: Übersicht Elektroautos

Modell	Bestand Schweiz*	Preis	Verbrauch nach NEFZ****	Batterie-kapazität	Reichweite*****
Mitsubishi i-MiEV / Peugeot iOn / Citroën C-Zero	372	CHF 31‘300	13.5 kWh/100km	16 kWh	150 km
Tesla Roadster	117	CHF 138‘300	16.5 kWh/100km	56 kWh	340 km
Renault Fluence	107	CHF 30’600 +CHF 95/Monat**	14 kWh/100km	22 kWh	185 km
Renault Kangoo		CHF 26‘300 +CHF 95/Monat**	15.5 kWh/100km	22 kWh	170 km
Think City	104	CHF 46’500	12 kWh/100km	23 kWh	160 km
Nissan Leaf	50	CHF 49‘950	17.3 kWh/100km	24 kWh	175 km
Renault Twizy ZE	seit April 2012	CHF 9‘600 +CHF 60/Monat**	6.3 kWh/100km	6.1 kWh	100 km
Smart fortwo electric	seit Juni 2012	CHF 24‘500 +CHF 99/Monat**	12 kWh/100km	17.6 kWh	145 km
Renault Zoe	ab Herbst 2012	CHF 22‘800 +CHF 95/Monat**		22 kWh	210 km
Tesla S 85	ab 2013	USD 69‘900		85 kWh	483 km***

** Stand 3. März 2012 [Schweizer Forum Elektromobilität, Originalquelle auto-i-dat, 3. März 2012],*
*** Batteriemiete,*
**** bei konstant 90 km/h, [Herstellerangaben Juni 2012; VCS, 2012; DAT, 2012], **** Neuer Europäischer Fahrzyklus,*
****** Herstellerangaben zu Reichweiten abweichend von Reichweiten entsprechend NEFZ-Testzyklus*

BEVs sind – bei eingeschränkter Reichweite – um mehr als 50 % teurer als vergleichbare Modelle mit Verbrennungsmotor. Die Batteriekosten machen 25 % bis 50 % der Fahrzeugkosten aus. Die Wirtschaftlichkeit von BEVs wird durch niedrigere Betriebskosten (Kraftstoffkosten sowie ggf. Differenzen bei Kfz-Steuer, Versicherung und Wartung) bestimmt und hängt damit wesentlich von der jeweiligen Jahresfahrleistung ab. Die Nachfrage nach BEVs und Fahrzeugbatterien wächst derzeit langsamer als die entsprechenden Produktionskapazitäten. Der Preis des bislang erfolgreichsten Elektro-PW, des Mitsubishi i-MiEV mit den baugleichen Modellen von Peugeot und Citroën wurde zuletzt um etwa 30 % gesenkt, was als Reaktion auf Absatzschwierigkeiten interpretiert werden kann. Stark sinkende Preise für Lithium-Ionen-Batterien und steigende Benzin- und Dieselpreise könnten mittelfristig zu niedrigeren Nutzungskosten von BEVs gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor führen [New Energy Finance 2012a, b; VDI-Nachrichten, 2012].

Der Verbrauch von Elektro-PW liegt nach NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus) zwischen 12 und 17 kWh/100 km. Dies entspricht dem thermischen Energieinhalt von 1.3 bis 1.9 l Benzin. Da die Speichereffizienz von Batterien bei niedrigen Temperaturen abnimmt und der Elektrizitätsverbrauch für die Heizung im Vergleich zu der hohen Effizienz beim Antrieb eine grössere Rolle spielt, kann der tatsächliche Verbrauch im Winter deutlich höher liegen. Die Reichweite der typischerweise auf 100 bis 180 km ausgelegten BEVs kann sich dann um bis zu 50% reduzieren [Dekra, 2011].

Ausser mit PW gibt es auch erste Erfahrungen mit batteriebetriebenen Nutzfahrzeugen. Da die rückgewinnbare Bremsenergie linear von der Fahrzeugmasse abhängt, ist das Potenzial bei schweren Fahrzeugen im Stadtverkehr entsprechend gross. Erste batteriebetriebene Stadtbusse des chinesischen Herstellers BYD werden derzeit in Deutschland getestet. In China sind bereits über 1‘000 Elektrobusse im Einsatz. Laut Herstellerangaben liegt der Verbrauch bei 120 kWh/100 km und die Reichweite bei 250 km. Die Kapazität der 1.8 Tonnen schweren Batterie dürfte ca. 300 kWh betragen. Der Fahrzeugpreis soll mit 380‘000 Euro um etwa 30% über den Kosten eines Busses mit Verbrennungsmotor liegen [manager magazin, 2012]. Ein alternatives Elektrobus-Konzept ist seit 10 Jahren in Turin und Genua im Einsatz. Dort wird die Batterie sukzessive an Haltestellen induktiv nachgeladen, wodurch sich die Batteriekapazität nach Herstellerangaben um 75 % reduzieren lässt. Der Wirkungsgrad beträgt nach Herstellerangaben 95 % [conductic wampfler, 2012].

In der Schweiz haben BEVs bisher einen noch sehr niedrigen Marktanteil im Pro-Mille-Bereich. Allerdings wurden 2011 hier mit 250 mehr als doppelt so viele Fahrzeuge wie im Vorjahr zugelassen. Insgesamt betrug der Bestand im September 2011 1‘044 Fahrzeuge.

II.4-4-2 Hybridfahrzeuge (HEVs)

Hybridfahrzeuge besitzen einen Verbrennungsmotor und einen Elektromotor, der auch als Generator verwendet wird. Es wird zwischen „Mild-Hybriden“ und „Voll-Hybriden“ unterschieden. Während bei „Mild-Hybriden“ Batterie und Motor darauf ausgelegt sind, Bremsenergie zurückzugewinnen und den Verbrennungsmotor nur zeitweise zu unterstützen, reicht die Batterieladung bei Voll-Hybriden für die Bewältigung kurzer Strecken bis ca. 2 km mit rein elektrischem Antrieb. Der Verbrennungsmotor übernimmt den Antrieb auf längeren Strecken. Ein Laden der Batterie über das Stromnetz ist nicht möglich – sämtliche elektrische Energie wird während der Fahrt vom Generator bereitgestellt. Die Steuerelektronik von HEVs kann auf Steigerung der Fahrperformance oder der Effizienz optimiert werden. Hybrid-PW werden hauptsächlich mit einem Benzinmotor ausgestattet. Es sind jedoch auch erste Diesel-Hybrid-Serienmodelle verfügbar.

Im Stadtverkehr wird durch die hohe Anzahl von Beschleunigungs- und Bremsvorgängen durch die Rückgewinnung von Bremsenergie eine höhere Verbrauchsminderung erreicht als im gleichmässigeren Verkehr ausserorts. Je nach Hybridisierungsgrad wird der Verbrauch im NEFZ typischerweise um 5 – 30 % reduziert (Tabelle II.4-2). Bei hochpreisigen PW wird die Hybridisierung oft zur Steigerung der Fahrdynamik genutzt, die angebotenen Dieselvarianten sind häufig sparsamer.

Hybridantriebe eignen sich auch für Nutzfahrzeuge im Stadtverkehr wie Müllfahrzeuge, Busse und Lkw im innerstädtischen Verteilverkehr, da bei ihnen wegen des hohen Gewichts das Potenzial zur Bremsenergierückgewinnung relativ gross ist. Dabei werden besonders hohe Anforderungen an die Leistungsdichte der Akkus gestellt. Bislang werden erst einzelne Fahrzeuge in Pilotprojekten betrieben.

Tabelle II.4-2: Verbrauchsminderung Hybrid-PW-Modelle

Bezeichnung	Konventionell	Verbrauch (l/100 km)	Hybrid	Verbrauch (l/100 km)	Verbrauchs-minderung
Kompaktklasse /Untere Mittel-klasse	Toyota Yaris 4-Türer, Benzin	4.8	Toyota Yaris Hybrid	3.5	27%
	Honda Civic 1.4 Comfort	5.7	Honda Insight 1.3 Comfort Hybrid	4.4	23%
	Honda Jazz 1.4 i Comfort	5.5	Honda Jazz Hybrid 1.3 i Com-fort	4.5	19%
	-	-	Toyota Prius	3.9	
	-	-	CR-Z 1.5 Hybrid	5.0	
	Toyota Auris 1.33 Dual VVT-i	6.0	Toyota Auris Life Hybrid	3.8	36%
	Peugeot 508 1.6	6.2	Peugeot 508 2.0 Hybrid	4,1	34%
	-	-	Lexus CT 200h Hybrid	3,8	
Oberklasse	Mercedes S350 Blue Efficiency	7.6	Mercedes S400 Hybrid	7.9	-4% (=Mehrverbr auch)
	BMW 5 Limousine	8.2	BMW Active Hybrid 5	7.0	15%
Gelände / SUV	Porsche Cayenne S	10.5	Porsche Cayenne S Hybrid	8.2	12%
	Audi Q5 2.0 TFSI	8.1	Audi Q5 Hybrid	6,9	15%
	VW Touareg 3.6 Benzin - Blue Motion Technology	9.9	VW Touareg Hybrid	8.2	17%

[Herstellerangaben Juni 2012; VCS, 2012; DAT, 2012]

In Tabelle II.4-3 sind Listenpreise von Fahrzeugmodellen vergleichbarer Leistung gegenüber gestellt, die sowohl in einer konventionellen als auch in einer Hybrid-Antriebsvariante erhältlich sind. Die Mehrkosten für den Hybridantrieb schwanken demnach zwischen 5 % und 40 % des Fahrzeugpreises.

Tabelle II.4-3: Listenpreise Hybrid-PW (Stand Juni 2012)

Bezeichnung	Konventionell	Preis	Hybrid	Preis	Mehrkosten
Kompaktklasse /Untere Mittel-klasse	Toyota Yaris 4-Türer, Benzin	CHF 20‘900	Toyota Yaris Hybrid	CHF 24‘500	17%
	Honda Civic 1.4 Comfort	CHF 28‘250	Honda Insight 1.3 Comfort Hybrid	CHF 29‘800	5%
	Honda Jazz 1.4 i Comfort	CHF 23‘000	Honda Jazz Hybrid 1.3 i Com-fort	CHF 25’000	9%
	-	-	Toyota Prius	CHF 40‘300	-
	-	-	Honda CR-Z 1.5 Hybrid	CHF 29‘900	-
	Toyota Auris 1.33 Dual VVT-i	CHF 24’200	Toyota Auris Life Hybrid	CHF 34’400	40%
	Peugeot 508 SW 1.6	CHF 34‘900	Peugeot 508 2.0 Hybrid	CHF 59‘900	72%
	-	-	Lexus CT 200h Hybrid	CHF 41‘900	-
Oberklasse	Mercedes S350 Blue Efficiency	CHF 111‘300	Mercedes S400 Hybrid	CHF 119‘400	7%
	BMW 750 Li	CHF 57‘900	BMW Active Hybrid 5	CHF 87‘200	50%
Gelände / SUV	Porsche Cayenne S	CHF 102‘400	Porsche Cayenne S Hybrid	CHF 110‘600	8%
	Audi Q5 2.0 TFSI	EUR 41‘750	Audi Q5 Hybrid	CHF 53‘700	29%
	VW Touareg 3.6 Benzin - Blue Motion Technology	CHF 75’900	VW Touareg Hybrid	CHF 109‘700	45%

[VCS-Umweltliste 2012, Herstellerangaben, Juni 2012}

In der Schweiz der Hybridantrieb die am weitesten verbreitete alternative Antriebsform für PW. Im Jahr 2011 wurden ca. 5‘400 Fahrzeuge zugelassen, der Marktanteil betrug 1.6 %. Im Vergleich dazu lag der Marktanteil in Japan bei 9 %.

II.4-4-3 Plug-In Hybridfahrzeuge (PHEVs)

PHEV können über das Stromnetz aufgeladen werden und sind darauf ausgelegt, zu einem wesentlichen Teil elektrisch zu fahren. Der Toyota Prius Plug-In Hybrid, der 2012 auf den Markt kommt, ist mit einer Lithium-Ionen-Batterie mit 5.2 kWh Speicherkapazität ausgestattet, die eine rein elektrische Reichweite von 25 km ermöglicht. Damit kann ein Grossteil der Fahrten elektrisch zurücklegt werden. Für längere Distanzen steht der Benzinantrieb zur Verfügung. Der Fahrzeugpreis beträgt nach Herstellerangaben weniger als 37‘000 Euro, Angaben zum Verkaufspreis in der Schweiz liegen nicht vor.

II.4-4-4 Batterieelektrische Fahrzeuge mit Range Extender (E-REVs)

E-REVs sind primär darauf ausgelegt, batterieelektrisch zu fahren. Der Verbrennungsmotor (Range Extender) treibt einen Generator an und wird ausschliesslich zur Stromerzeugung bei niedriger Batterieladung eingesetzt. Den eigentlichen Antrieb übernimmt allein der Elektromotor. Zwischen Verbrennungsmotor und Antriebsachse besteht keine mechanische Verbindung. Deshalb wird auch der Begriff seriell angeordneter Hybridantrieb verwendet. Die Leistung des Verbrennungsmotors ist typischerweise niedriger als die des Elektromotors ausgelegt, so dass im Betrieb mit Range-Extender nur eine eingeschränkte Antriebsleistung zur Verfügung steht. Das E-REV-Konzept kommt in den baugleichen Fahrzeugen Opel Ampera und Chevrolet Volt zur Anwendung, die mit einer Lithium-Ionen-Batterie mit 16 kWh Speicherkapazität ausgestattet sind. Damit wird eine elektrische Reichweite von bis zu 80 km ermöglicht. In der Schweiz waren im März 2012 insgesamt jeweils 28 Fahrzeuge dieser Typen zugelassen.

II.4-4-5 Brennstoffzellenfahrzeuge (FCVs)

In Brennstoffzellenfahrzeugen wird die für den Elektromotor benötigte Energie von Brennstoffzellen geliefert. Der Wasserstoff wird entweder direkt in speziellen Tanks im Fahrzeug gespeichert oder im Fahrzeug über Reformer aus Methan oder Methanol gewonnen. Die hohe Energiedichte von Wasserstoff ermöglicht eine Elektromobilität ohne Reichweiteneinschränkung. Auch im Güterfernverkehr ist der Einsatz von Elektromotoren in Kombination mit Brennstoffzellen denkbar.

Die Technologie befindet sich seit Jahren in der Prototypen-Phase. Mercedes-Benz hat im Jahr 2011 die Serieneinführung von FCVs für 2014 angekündigt [Heise Online, 2011].

II.4-4-6 Elektrozweiräder

Elektrozweiräder besitzen aufgrund ihres geringeren Gewichts gegenüber PW erhebliche Effizienzvorteile. Die Elektrifizierung von Fahrrädern führt in der Regel zu einer Ausweitung ihrer Reichweite. Zusätzlich kann der durch die elektromotorische Unterstützung reduzierte Kraftaufwand für ältere Menschen und in Städten mit Steigung das Einsatzpotenzial gegenüber herkömmlichen Fahrrädern steigern und zu einer Verkehrsverlagerung vom PW zum Elektrozweirad führen. Zudem könnten positive Erfahrungen mit Elektrofahrrädern die Marktchancen von Elektro-PW verbessern.

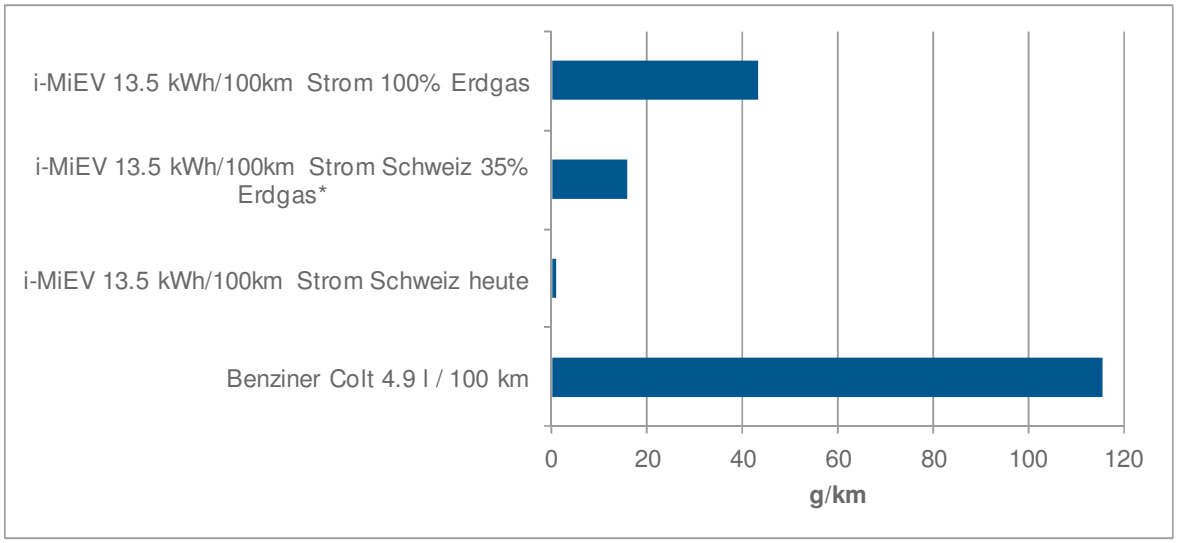
Elektrofahrräder haben bereits erhebliche Marktanteile, im Jahr 2011 waren 14 % der in der Schweiz verkauften Fahrräder mit einem Elektroantrieb ausgestattet [SFZ, 2012].

II.4-5 Vergleich der CO_2-Emissionen von Benzinfahrzeugen und Batterieelektrischen Fahrzeugen

Die Emissionsminderung, die durch eine Elektrifizierung von PW erreicht werden kann, wird massgeblich durch die CO_2-Intensität des eingesetzten Stroms bestimmt. Auf-

grund der hohen Effizienzvorteile von Batterieelektrischen Fahrzeugen, können die CO_2-Emissionen dann selbst um über 50 % reduziert werden, wenn die verbrauchte Elektrizität, vollständig in Gaskraftwerken erzeugt wurde (vgl. Figur II.4-3).

Figur II.4-3: Spezifische Emissionen von Benzinfahrzeug und Batterieelektrischem Fahrzeug im Vergleich



** spezifische Emissionen des Stromsektors nach Szenario „Weiter wie bisher", Variante C*
Emissionen inkl. Wärmegutschriften bzgl. Nettoproduktion, Verbräuche nach NEFZ

Der Mitsubishi i-MiEV, der heute am weitesten verbreitete reine Elektro-PW, wird in Tabelle dem Benziner Colt[48] mit vergleichbarer Ausstattung gegenüber gestellt. Umgerechnet auf seinen Heizwert liegt der Benzinverbrauch im Neuen Europäischen Fahrzyklus mit 4.9 l Benzin/100 km um mehr als das Dreifache über den 13.5 kWh Strom, den der i-MiEV für dieselbe Strecke benötigt. Zum Vergleich der spezifischen Emissionen werden dem Benzinfahrzeug drei Varianten mit unterschiedlichen Emissionsfaktoren für den Strom gegenübergestellt. Wird die mittlere CO_2-Intensität der heutigen Schweizer Stromerzeugung unterstellt (5.3 g/kWh), führt die Elektrifizierung zu einer Emissionsminderung von über 99 %. Im Szenario „Weiter wie bisher", Variante C beträgt der Anteil von Gaskraftwerken in der Stromerzeugung im Jahr 2050 über 30 %. Bei Verwendung des zugehörigen Emissionsfaktors von 116 g/kWh liegen die Emissionen des i-MiEV um 86 % unter denjenigen des Colt. Selbst wenn der Strom zum Betrieb des Elektroautos vollständig in neuen GuD-Kraftwerken mit einer CO_2-Intensität von 320 g/kWh produziert wird, wird eine Absenkung der spezifischen Emissionen um über 60 % erreicht (vgl. Tabelle II.4-4).

Tabelle II.4-4: Spezifische Emissionen und Verbrauch von Benzinfahrzeug und Batterieelektrischem Fahrzeug im Vergleich

Fahrzeug		**Benziner Colt**	**Batterieelektrisches Fahrzeug i-MiEV**		
Stromerzeugung			**Stromerz. CH**	**35% Erdgas***	**Erdgas**
Verbrauch	l/100 km	4.9			
Verbrauch	kWh/100 km	44	13.5		
Emissionfaktor	g/kWh	259	5.3	116	320
spezifische Emissionen	**g/km**	**115**	**0.7**	**16**	**43**

** spezifische Emissionen des Stromsektors nach Szenario „Weiter wie bisher", Variante C*
Emissionen inkl. Wärmegutschriften bzgl. Nettoproduktion, Verbräuche nach NEFZ

[48] Mitsubishi Colt 5-Türer 1.1 Inform ClearTec

II.4-6 Auswirkungen der Elektromobilität auf Elektrizitätsnachfrage und Last

Eine Ausweitung der Elektromobilität wäre mit einem steigenden Elektrizitätsverbrauch verbunden. Wegen der deutlich höheren Effizienz von Elektrofahrzeugen betrüge die zusätzliche Stromnachfrage nur etwa ein Drittel der eingesparten fossilen Treibstoffe. Die eingeschränkte Reichweite von Elektrofahrzeugen und der zunächst wohl überwiegende Einsatz im Stadtverkehr, führten zu deutlich unterdurchschnittlichen Jahresfahrleistungen. Deshalb läge der Anteil der elektrischen Fahrleistung und der substituierten fossilen Energie merklich tiefer als der Anteil am Fahrzeugbestand.

Im September 2011 waren 1‘044 der in der Schweiz insgesamt zugelassenen 4.2 Millionen PW mit einem batterieelektrischen Antrieb ausgestattet. Unter der Annahme einer Jahresfahrleistung von 3‘200 km und eines Verbrauchs von 19 kWh/100km betrug der Stromverbrauch 0.6 GWh. Würde ein Zehntel der gut vier Millionen PW auf batterieelektrischen Antrieb umgestellt und dabei vergleichbare Jahresfahrleistungen wie konventionelle PW (ca. 14 Tsd. km / Jahr) aufweisen, erhöhte dies den Elektrizitätsverbrauch um 1 TWh. Das entspräche 1.6 % des Landesverbrauches von rund 64 TWh im Jahr 2011.

Während auch bei stark wachsenden Marktanteilen von Batterieelektrischen Fahrzeugen der Elektrizitätsverbrauch nur wenig zunimmt, kann das gleichzeitige Laden zahlreicher Elektroautos zu einem erheblichen Lastanstieg und zu einer Zusatzbelastung der Netze führen. Schnellladestationen besitzen eine Ladeleistung von 60 kW, so genannte Wallboxes zum Laden in der Garage oder am Arbeitsplatz von 11 kW. Erfolgt die Ladung über eine normale 230V-Haushaltssteckdose, beträgt die Last 3.7 kW. Schnellladestationen verlängern die Reichweite bei grösseren Fahrtdistanzen und werden nur für einen geringen Anteil der Ladevorgänge genutzt. Während der Ladevorgang einer 20 kWh-Batterie von 30 % auf 100 % Füllgrad über eine Haushaltssteckdose ca. vier Stunden dauert, verkürzt er sich mit der 11 kW-Wallbox auf 1.5 Stunden [NEP, 2011]. Würden 400‘000 Elektroautos abends gleichzeitig mit 11 kW Ladeleistung Strom beziehen, führte dies zu einer zusätzlichen Last von 4.4 GW. Die Höchstlast im Schweizerischen Netz lag 2011 bei 10.2 GW. Auch wenn in der Praxis nur ein Teil der Fahrzeuge mit einer reduzierten Ladeleistung gleichzeitig „betankt“ würde, müsste bei einer steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen das Ladeverhalten in Abhängigkeit vom Elektrizitätsangebot gesteuert werden.

Anhang III

Bilanzen

(Extraband)