



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

prognos

Juli 2007

Die Energieperspektiven 2035 - Band 2 Szenarien I bis IV

Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 Synthese

Modellrechnungen, Vergleiche, Bewertungen und Herausforderungen

Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 Szenarien I bis IV

Darstellung der Szenarien

Die Energieperspektiven 2035 – Band 3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors

Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse

Einzelthemen, wie fossile Energieressourcen, Einfluss der Klimaerwärmung, Flugverkehr, Überblick über andere Energieperspektiven

Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes

Techniken, Betriebsweise, spezifische Kosten und andere Fragen des künftigen Bestandes schweizerischer Kraftwerke

Die Energieperspektiven 2035 – Anhang zu den Bänden 2 und 5

Energienachfrage und -angebot in Zahlen; Emissionen

Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 Szenarien I bis IV

Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 1990 - 2035 in den Szenarien I - IV

mit Sensitivitäten BIP hoch, Preise 50 US\$/Fass,
Klima wärmer

Ergebnisse der Modellrechnungen

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, Bern

Auftragnehmer:

Prognos AG, Basel

Autoren:

Dr. Almut Kirchner,

mit Beiträgen von: Vincent Rits, Christian Michelsen und Marco Wunsch
Projekt- und Redaktionsassistenten: Andrea Ley

Diese Studie wurde im Rahmen der Energieperspektiven 2035 des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

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

Vorwort und Danksagung

Der vorliegende Bericht (Band 2) stellt die Ergebnisse der Energieszenarien für die Nachfrageseite und die Stromerzeugung samt Sensitivitätsrechnungen und Varianten im Rahmen des Projektes Energieperspektiven Schweiz 2035 dar, vergleicht und erläutert sie. Zu den Energieperspektiven wurden 5 Hauptbände, sowie 4 Sektorberichte der Nachfragesektoren Private Haushalte (Prognos AG, [Prognos 2006b]), Dienstleistungen und Landwirtschaft (CEPE an der ETH Zürich, [CEPE 2007]), Industrie (basics AG, [basics 2007]) sowie Verkehr (Infras AG, [Infras 2007]) erstellt, ergänzt durch zahlreiche weitere Gutachten und Inputs. Die Zusammenfassung mit Interpretationen dieser ausführlichen Szenarienbeschreibung wurde bereits mit Band 1 vorgelegt. Die vorliegende Studie wurde im Auftrag des Bundesamtes für Energie von der Prognos AG, Basel, durchgeführt.

Band 2 ist weitgehend als eigenständiger Bericht zu lesen. Er basiert vor allem auf den Ergebnissen der Modellrechnungen und Berichten der Nachfragesektoren sowie den Ergebnissen der Modellrechnungen zum Elektrizitätsangebot, die in Band 5 dokumentiert sind. Er legt den Schwerpunkt auf diejenigen Informationen, die aus der Synthese und Addition der Nachfragesektoren und des Angebots entstehen. An zahlreichen Stellen muss – um den Rahmen nicht zu sprengen und die Lesbarkeit zu erhalten – für Vertiefungen auf die entsprechenden Sektorberichte verwiesen werden. Besonderer Wert wurde auf die Entwicklung quantitativer Grundlagen zur möglichen Beurteilung der Fragestellungen Umwelt und Klima (CO₂-Emissionen, sonstige Emissionen, nukleare Abfälle), Versorgungssicherheit (Importabhängigkeit, Leistungsbereitstellung in klimatischen Extremsituationen, Energiemix) sowie Kosten (Kosten der fossilen Energieimporte, Kosten der Elektrizitätserzeugung aus neuen Kraftwerken bzw. Importen sowie ggf. Einsparkosten) gelegt.

Die Energieszenarienarbeiten wurden weitgehend quantitativ durchgeführt und qualitativ ergänzt. Durch das Aufzeigen energiepolitischer Optionen sollen die Energieperspektiven dazu beitragen, die Energiepolitik mittel- und langfristig zu gestalten. Damit bilden sie eine Entscheidungsgrundlage für Parlament, Bundesrat und Verwaltung und können zur quantitativen Untermauerung der weiter zu führenden Diskussion über die Gestaltung energiepolitischer Instrumente und den künftigen schweizerischen Kraftwerkspark genutzt werden.

Während der Durchführung des mehrjährigen Projektes und der Erstellung des Berichtes haben viele Firmen, Institute und Personen sehr wertvolle Beiträge geliefert.

Die Autoren bedanken sich herzlich bei dem Auftraggeber des Projektes, dem BFE. Besonderer Dank gilt den Mitgliedern der Begleitgruppe, unter Leitung von Herrn Martin Renggli, für die offen geführten Diskussionen und zahlreichen Anregungen. Den Kooperationspartnern, Herrn Dr. Bernard Aebischer (CEPE), Herrn Dr. Walter Baumgartner (basics), Herrn Mario Keller (Infras), Herrn Dr. André Müller und Herrn Dr. Frank Vöhringer (beide Ecoplan) danken wir für die gute Zusammenarbeit und die fachlichen Inputs. Ebenso gedankt wird der Projektgruppe des BFE, bestehend aus Herrn Dr. Felix Andrist, Herrn Dr. Lukas Gutzwiller, Herrn Dr. Matthias Gysler, Herrn Dr. Michel Piot und Herrn Thomas Volken. Unser Dank gilt insbesondere Herrn Renggli für zahlreiche engagierte Diskussionen zur Gestaltung und Einschätzung des Prozesses sowie zu Interpretationsfragen, Herrn Dr. Andrist für seine aktive und engagierte Betreuung, gute Zusammenarbeit, Anregungen und Geduld, sowie Herrn Dr. Piot für die zuverlässige Vermittlung und Aufbereitung von Inputmaterial, exzellente fachliche Zusammenarbeit sowie differenzierte und scharfsinnige Diskussionen in Einzelthemen.

Schliesslich sei allen Mitarbeitern der Prognos AG, welche in diversen Formen zu dem Projekt und der Berichterstellung beigetragen haben, gedankt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort und Danksagung	I
Inhaltsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	XI
Figurenverzeichnis	XXXVIII
Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole	LVIII
1 Ziel der Energieperspektiven, Vorgehensweise	1
1.1 Motivation und Ziele	1
1.2 Zielkonflikte	2
1.2.1 „Ökologie vs. Ökonomie“	2
1.2.2 Kernenergie vs. CO ₂	3
1.2.3 Inländische Quellen vs. stochastisches Dargebot – zentrale vs. dezentrale Produktionsstrukturen	4
1.3 Aktuelle Situation und Handlungsbedarf	4
2 Methode	6
2.1 Szenarien	6
2.2 Modelle	6
2.2.1 Modellierung Sektors Private Haushalte	8
2.2.2 Modellierung Sektor Dienstleistungen	9
2.2.3 Modellierung Sektor Industrie	11
2.2.4 Modellierung Sektor Verkehr	13
2.2.5 Modellierung des Elektrizitätsangebots	15
2.3 Systemgrenzen, Konventionen	19
2.3.1 Systemgrenzen und Konventionen	19
2.3.2 Energieträger	21
2.4 Auswertungen	22
2.4.1 Energieträgerstruktur	22
2.4.2 Umwelt und Emissionen	22
2.4.3 Versorgungssicherheit	24
2.4.4 Rahmenbedingungen für Neubauten von Grosskraftwerken	28
2.5 Möglichkeiten und Grenzen der Methoden und der Perspektiven	31
2.5.1 Grundsätzliches	31

2.5.2	Systemgrenzen und allgemeine Voraussetzungen	32
2.5.3	Offene Fragen	33
3	Rahmen	35
3.1	Sozioökonomische Rahmendaten	35
3.1.1	Bevölkerung	35
3.1.2	BIP-Szenarien	36
3.2	Energiebezugsflächen	39
3.3	Verkehrsleistungen	39
3.4	Energiepreise	41
3.5	Klimaentwicklung	47
4	Charakterisierung der Szenarien	49
4.1	Überblick über die Szenarien I – IV	49
4.2	Szenario I – „Weiter wie bisher“	54
4.3	Szenario II – „Verstärkte Zusammenarbeit“	54
4.4	Szenario III – „Neue Prioritäten“	56
4.5	Szenario IV – „Auf dem Weg zur 2000 Watt-Gesellschaft“	58
4.6	Varianten des Elektrizitätsangebots	63
4.6.1	Gerechnete Varianten	63
4.7	Exkurs: Politikinstrumente	66
5	Szenario I: Weiter wie bisher	70
5.1	Das Wichtigste in Kürze	70
5.2	Die wichtigsten Kenndaten	71
5.3	Politikvariante	73
5.3.1	Szenariengrundsätze	73
5.3.2	Unterstellte energiepolitische Instrumente	73
5.4	Umsetzung in den Sektoren	74
5.4.1	Sektor Private Haushalte	74
5.4.2	Sektor Dienstleistungen	77
5.4.3	Sektor Industrie	80
5.4.4	Sektor Verkehr	82
5.5	Endenergienachfrage gesamt	85
5.5.1	Endenergienachfrage und Energiemix	85
5.5.2	Endenergienachfrage nach Sektoren	87
5.5.3	Elektrizitätsnachfrage	89
5.6	Elektrizitätsangebot	91
5.6.1	Deckungslücke	91
5.6.2	Umsetzung der Politikvariante	92
5.6.3	Angebotsvariante A	92
5.6.4	Angebotsvariante B	95
5.6.5	Angebotsvariante C	97
5.6.6	Angebotsvariante G	98
5.7	Umweltwirkungen	101
5.7.1	CO ₂ -Emissionen	101
5.7.2	NO _x -Emissionen	104
5.7.3	PM10-Emissionen	106
5.8	Versorgungssicherheit	109

5.8.1	Importanteile	109
5.8.2	Hitze- und Kältewellen	112
5.9	Kosten	119
5.9.1	Nachfrage: Die Energierechnung	119
5.9.2	Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung	120
5.10	Sensitivitäten zu Szenario I	121
5.10.1	Sensitivität BIP hoch	121
5.10.2	Sensitivität Preis 50 \$	130
5.10.3	Sensitivität Klima wärmer	138
5.10.4	Sensitivität lb Trend	146
5.10.5	Sensitivität lb BIP hoch	159
5.10.6	Sensitivität lb Preis 50 \$	167
5.10.7	Sensitivität lb Klima wärmer	175
5.10.8	Sensitivitäten der Nachfrage zu Szenario I im Vergleich	183
5.10.9	Sensitivitäten Elektrizitätsangebot	196
5.11	Zusammenfassende Betrachtung Szenario I	198
6	Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit	200
6.1	Das Wichtigste in Kürze	200
6.2	Die wichtigsten Kenndaten	201
6.3	Politikvariante	203
6.3.1	Szenariengrundsätze	203
6.3.2	Unterstellte energiepolitische Instrumente	203
6.4	Umsetzung in den Sektoren	206
6.4.1	Sektor Private Haushalte	206
6.4.2	Sektor Dienstleistungen	208
6.4.3	Sektor Industrie	212
6.4.4	Sektor Verkehr	215
6.5	Endenergienachfrage gesamt	217
6.5.1	Endenergienachfrage und Energiemix	217
6.5.2	Endenergienachfrage nach Sektoren	218
6.5.3	Elektrizitätsnachfrage	219
6.6	Elektrizitätsangebot	221
6.6.1	Deckungslücke	221
6.6.2	Umsetzung der Politikvariante	222
6.6.3	Angebotsvariante A	224
6.6.4	Angebotsvariante B	226
6.6.5	Angebotsvariante C	227
6.6.6	Angebotsvariante G	229
6.7	Umweltwirkungen	231
6.7.1	CO ₂ -Emissionen	231
6.7.2	NO _x -Emissionen	234
6.7.3	PM10-Emissionen	237
6.8	Versorgungssicherheit	240
6.8.1	Importanteile	240
6.8.2	Hitze- und Kältewellen	244
6.9	Kosten	251
6.9.1	Nachfrage: Die Energierechnung	251
6.9.2	Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung	256
6.10	Sensitivitäten zu Szenario II	257
6.10.1	Sensitivität BIP hoch	257
6.10.2	Sensitivität Preis 50 \$	266
6.10.3	Sensitivität Klima wärmer	275

6.10.4	Sensitivitäten zu Szenario II im Vergleich	285
6.10.5	Sensitivitäten Elektrizitätsangebot	294
6.11	Zusammenfassende Betrachtung Szenario II	296
7	Szenario III: Neue Prioritäten	298
7.1	Das Wichtigste in Kürze	298
7.2	Die wichtigsten Kenndaten	299
7.3	Politikvariante	300
7.3.1	Szenariengrundsätze	300
7.3.2	Unterstellte energiepolitische Instrumente	302
7.4	Umsetzung in den Sektoren	303
7.4.1	Sektor Private Haushalte	303
7.4.2	Sektor Dienstleistungen	305
7.4.3	Sektor Industrie	309
7.4.4	Sektor Verkehr	312
7.5	Endenergienachfrage gesamt	314
7.5.1	Endenergienachfrage und Energiemix	314
7.5.2	Endenergienachfrage nach Sektoren	315
7.5.3	Elektrizitätsnachfrage	317
7.6	Elektrizitätsangebot	318
7.6.1	Deckungslücke	318
7.6.2	Umsetzung der Politikvariante	319
7.6.3	Elektrizitätsangebot Variante A	320
7.6.4	Elektrizitätsangebot Variante C	322
7.6.5	Elektrizitätsangebot Variante D	324
7.6.6	Elektrizitätsangebot Variante E	328
7.6.7	Elektrizitätsangebot Variante C&E	330
7.6.8	Elektrizitätsangebot Variante D&E	332
7.6.9	Elektrizitätsangebot Variante G	333
7.7	Umweltwirkungen	335
7.7.1	CO ₂ -Emissionen	335
7.7.2	NO _x -Emissionen	338
7.7.3	PM10-Emissionen	341
7.8	Versorgungssicherheit	344
7.8.1	Importanteile	344
7.8.2	Hitze- und Kältewellen	349
7.9	Kosten	361
7.9.1	Nachfrage: Die Energierechnung	361
7.9.2	Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung	365
7.10	Sensitivitäten zu Szenario III	367
7.10.1	Sensitivität BIP hoch	367
7.10.2	Sensitivität Preis 50 \$	376
7.10.3	Sensitivität Klima wärmer	376
7.10.4	Sensitivität Potenziale	386
7.10.5	Sensitivitäten zu Szenario III im Vergleich	396
7.10.6	Sensitivitäten Elektrizitätsangebot	404
7.11	Instrumente	406
7.12	Zusammenfassende Betrachtung Szenario III	410
8	Szenario IV: Weg zur 2'000-Watt-Gesellschaft	414
8.1	Das Wichtigste in Kürze	414

8.2	Die wichtigsten Kenndaten	415
8.3	Politikvariante	416
8.3.1	Szenariengrundsätze	416
8.3.2	Technologiewelten für Szenario IV	420
8.3.3	Veränderungen in den sozioökonomischen Rahmenbedingungen	422
8.3.4	Unterstellte energiepolitische Instrumente	424
8.4	Umsetzung in den Sektoren	424
8.4.1	Sektor Private Haushalte	424
8.4.2	Sektor Dienstleistungen	428
8.4.3	Sektor Industrie	432
8.4.4	Sektor Verkehr	438
8.5	Endenergienachfrage gesamt	441
8.5.1	Endenergienachfrage und Energiemix	441
8.5.2	Endenergienachfrage nach Sektoren	443
8.5.3	Elektrizitätsnachfrage	444
8.6	Elektrizitätsangebot	446
8.6.1	Deckungslücke	446
8.6.2	Umsetzung der Politikvariante	446
8.6.3	Elektrizitätsangebot, Variante A	447
8.6.4	Elektrizitätsangebot, Variante C	449
8.6.5	Elektrizitätsangebot, Variante D	450
8.6.6	Elektrizitätsangebot, Variante E	455
8.6.7	Elektrizitätsangebot, Variante D&E	458
8.6.8	Elektrizitätsangebot, Variante G	460
8.7	Umweltwirkungen	462
8.7.1	CO ₂ -Emissionen	462
8.7.2	NO _x -Emissionen	465
8.7.3	PM10-Emissionen	468
8.8	Versorgungssicherheit	471
8.8.1	Importanteile	471
8.8.2	Hitze- und Kältewellen	475
8.9	Kosten	486
8.9.1	Nachfrage: Die Energierechnung	486
8.9.2	Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung	490
8.10	Sensitivitäten zu Szenario IV	491
8.10.1	Sensitivität BIP hoch	492
8.10.2	Sensitivität Preis 50 \$	500
8.10.3	Sensitivität Klima wärmer	500
8.10.4	Sensitivitäten der Nachfrage zu Szenario IV im Vergleich	510
8.10.5	Sensitivitäten Elektrizitätsangebot	518
8.11	Zusammenfassende Betrachtung Szenario IV	521
9	Vergleich der Szenarien	526
9.1	Wesentliche Kenndaten	526
9.2	Nachfrage	528
9.2.1	Vergangenheitsentwicklung, Korrelationen	528
9.2.2	Endenergienachfrage	529
9.2.3	Energieträgermix der Endenergienachfrage	534
9.2.4	Sensitivitäten	543
9.3	Elektrizität	546
9.3.1	Elektrizitätsnachfrage	546
9.3.2	Sensitivitäten der Elektrizitätsnachfrage	551
9.3.3	Deckungslücke	552

9.3.4	Angebotsvarianten	555
9.3.5	Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung	560
9.3.6	Fossil-thermische WKK in der Stromerzeugung	561
9.3.7	Sensitivitäten des Elektrizitätsangebots	563
9.4	Kosten und Abgaben	571
9.4.1	Energiepreise und Abgaben	571
9.4.2	Die Energierechnung	573
9.4.3	Abgabenaufkommen	581
9.4.4	Aus- und Nebenwirkungen	585
9.4.5	Einsparkosten in den Szenarien III und IV	587
9.4.6	Kosten der Elektrizitätsangebotsvarianten	594
9.5	Versorgungssicherheit	599
9.5.1	Energieimporte	599
9.5.2	Energieträgerdiversifizierung	604
9.5.3	Leistungsfragen Elektrizität	605
9.6	Umweltwirkungen	608
9.6.1	Kohlendioxid CO ₂	608
9.6.2	Stickoxide (NO _x)	611
9.6.3	Feinstäube (PM10)	612
9.6.4	Radioaktive Abfälle	613
10	Schlussfolgerungen	616
10.1	Synopse der Szenarien	616
10.1.1	Bedingungen in und Folgerungen aus den einzelnen Szenarien	616
10.1.2	Schlussfolgerungen aus den Sensitivitäten	623
10.1.3	Schlussfolgerungen aus dem gesamten Szenarienfächer	624
10.2	Entscheidungsketten	626
10.2.1	Keine gravierenden Veränderungen der Energiepolitik	626
10.2.2	Klimaschutz- und Effizienzpolitik	626
10.2.3	Neue Kernkraftwerke	627
10.2.4	Neue Gaskraftwerke	627
10.2.5	Neue Importe	628
10.2.6	Dezentrale Strategien (fossile WKK und /oder erneuerbar)	628
10.3	Umsetzungsinstrumente	629
10.4	(Ethische) Dilemmata und Risiken	630
10.5	Schlussbemerkung	635
	Literaturverzeichnis	638
	Anhang	643
Anhang A	Übersicht über Rechtsgrundlagen zur Realisierung der Politikvarianten der Szenarien I – IV und der Varianten des Elektrizitätsangebotes	643
Anhang B	Mitglieder der Arbeitsgruppe	661
Anhang C	Energieeinheiten und weitere benutzte physikalische Einheiten	662

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Anzahl Produktionsprozesse je Branche	12
Tabelle 3-1	Entwicklung der mittleren Wohnbevölkerung von 1990 bis 2035, in Mio.	35
Tabelle 3-2	Mittleres jährliches relatives BIP-Wachstum in den Szenarien „Trend“ und „hohes BIP-Wachstum“	36
Tabelle 3-3	BIP-Entwicklung in den Szenarien „Trend“ und „hohes BIP-Wachstum“, real, in Mrd. CHF (Preise von 2003)	37
Tabelle 3-4	Entwicklung der Energiebezugsflächen in den Szenarien „BIP Trend“ und „BIP hoch“ nach Sektoren, in Mio. m ²	39
Tabelle 3-5	Verkehrsmengengerüste für Szenarien I - III, Varianten „BIP Trend“ und „BIP hoch“	40
Tabelle 3-6	Endverbraucherpreise in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten	44
Tabelle 3-7	Endverbraucherpreise in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Rp./kWh	45
Tabelle 4-1	Steckbrief Szenario I	50
Tabelle 4-2	Steckbrief Szenario II	51
Tabelle 4-3	Steckbrief Szenario III	52
Tabelle 4-4	Steckbrief Szenario IV	53
Tabelle 4-5	Szenario II Trend Übersicht über die Massnahmen und Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz	55
Tabelle 4-6	Zielsetzungen für Szenario III in 2035	56
Tabelle 4-7	Zielsetzungen für Szenario IV in 2035	59
Tabelle 4-8	Zusammenstellung der gerechneten Szenarien und Angebotsvarianten	66
Tabelle 4-9	Charakterisierung von Instrumentenklassen	68
Tabelle 4-9	Charakterisierung von Instrumentenklassen (Fortsetzung)	69
Tabelle 5-1	Szenario I Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	71
Tabelle 5-1	Szenario I Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	72

Tabelle 5-2	Szenario I Trend Sektor Private Haushalte: Energetische Qualitäten der Neubauten (Wohnen)	74
Tabelle 5-3	Szenario I Trend Sektor Private Haushalte: Energetische Erneuerungen 1991 - 2035	75
Tabelle 5-4	Szenario I Trend Sektor Private Haushalte: Technische Entwicklung spezifischer Verbräuche wichtiger Geräte, 1990 – 2035, in kWh/a	76
Tabelle 5-5	Szenario I Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	76
Tabelle 5-6	Szenario I Trend Dienstleistungssektor: Energiekennzahlen Elektrizität für Neubauten und Sanierungen, in MJ/(m ² a)	79
Tabelle 5-7	Szenario I Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035, in PJ	82
Tabelle 5-8	Szenario I Trend Verkehrssektor: Fahrleistungen Strasse nach Fahrzeugkategorien	83
Tabelle 5-9	Szenario I Trend Verkehrssektor: Betriebsleistungen Schiene nach Verkehrskategorien	83
Tabelle 5-10	Szenario I Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	85
Tabelle 5-11	Szenario I Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	87
Tabelle 5-12	Szenario I Trend Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage	88
Tabelle 5-13	Szenario I Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	89
Tabelle 5-14	Szenario I Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage	90
Tabelle 5-15	Szenario I Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	93
Tabelle 5-16	Szenario I Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	94

Tabelle 5-17	Szenario I Trend, Variante B Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	95
Tabelle 5-18	Szenario I Trend, Variante B Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	96
Tabelle 5-19	Szenario I Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	97
Tabelle 5-20	Szenario I Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	98
Tabelle 5-21	Szenario I Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	99
Tabelle 5-22	Szenario I Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	100
Tabelle 5-23	Szenario I Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	101
Tabelle 5-24	Szenario I Trend CO ₂ -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	102
Tabelle 5-25	Szenario I Trend CO ₂ -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t,	102
Tabelle 5-26	Szenario I Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungs- sektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	103
Tabelle 5-27	Szenario I Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	104
Tabelle 5-28	Szenario I Trend NO _x -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	105
Tabelle 5-29	Szenario I Trend NO _x -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t	106
Tabelle 5-30	Szenario I Trend NO _x -Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungs- sektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t	106
Tabelle 5-31	Szenario I Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	107

Tabelle 5-32	Szenario I Trend PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	108
Tabelle 5-33	Szenario I Trend PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	108
Tabelle 5-34	Szenario I Trend PM10-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	109
Tabelle 5-35	Szenario I Trend Importanteile in der Nachfrage, in PJ	109
Tabelle 5-36	Szenario I Trend Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ	110
Tabelle 5-37	Szenario I Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe (KB) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	110
Tabelle 5-38	Szenario I Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	112
Tabelle 5-39:	Szenario I Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF	119
Tabelle 5-40	Szenario I Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	120
Tabelle 5-41	Szenario I Trend Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots, in Mrd. CHF	121
Tabelle 5-42	Szenario I BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	123
Tabelle 5-42	Szenario I BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	124
Tabelle 5-43	Szenario I BIP hoch Ergebnisse in PJ	125
Tabelle 5-44	Szenario I BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	125
Tabelle 5-45	Szenario I BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	126
Tabelle 5-46	Szenario I BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	127

Tabelle 5-47	Szenario I BIP hoch CO ₂ -Emissionen der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t	128
Tabelle 5-48	Szenario I BIP hoch Veränderungen zu 2000 / I Trend	129
Tabelle 5-49	Szenario I Preis 50 \$ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	131
Tabelle 5-49	Szenario I Preis 50 \$ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	132
Tabelle 5-50	Szenario I Preis 50 \$ Ergebnisse	133
Tabelle 5-51	Szenario I Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	133
Tabelle 5-52	Szenario I Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	134
Tabelle 5-53	Szenario I Preis 50 \$ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	135
Tabelle 5-54	Szenario I Preis 50 \$ CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	136
Tabelle 5-55	Szenario I Preis 50 \$ Veränderungen zu 2000 / I Trend	138
Tabelle 5-56	Szenario I Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	140
Tabelle 5-56	Szenario I Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	141
Tabelle 5-57	Szenario I Klima wärmer Ergebnisse in PJ	142
Tabelle 5-58	Szenario I Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	142
Tabelle 5-59	Szenario I Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	143
Tabelle 5-60	Szenario I Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	144
Tabelle 5-61	Szenario I Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	145
Tabelle 5-62	Szenario I Klima wärmer Veränderungen zu 2000 / I Trend	146

Tabelle 5-63	Szenario Ib Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	149
Tabelle 5-63	Szenario Ib Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	150
Tabelle 5-64	Szenario Ib Trend Ergebnisse	151
Tabelle 5-65	Szenario Ib Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	151
Tabelle 5-66	Szenario Ib Trend Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	152
Tabelle 5-67	Szenario Ib Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	154
Tabelle 5-68	Szenario Ib Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	154
Tabelle 5-69	Szenario Ib Trend Energieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF	156
Tabelle 5-70	Szenario Ib Trend Abgabeaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF	157
Tabelle 5-71	Szenario Ib Trend Veränderungen zu 2000 / I Trend	158
Tabelle 5-72	Szenario Ib BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	160
Tabelle 5-72	Szenario Ib BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	161
Tabelle 5-73	Szenario Ib BIP hoch Ergebnisse	162
Tabelle 5-74	Szenario Ib BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	162
Tabelle 5-74	Szenario Ib BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	164
Tabelle 5-76	Szenario Ib BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	165
Tabelle 5-77	Szenario Ib BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	165
Tabelle 5-78	Szenario Ib BIP hoch Veränderungen zu 2000 / I Trend	167

Tabelle 5-79	Szenario Ib Preis 50 \$ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	168
Tabelle 5-79	Szenario Ib Preis 50 \$ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	169
Tabelle 5-80	Szenario Ib Preis 50 \$ Ergebnisse	170
Tabelle 5-81	Szenario Ib Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	170
Tabelle 5-82	Szenario Ib Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	171
Tabelle 5-83	Szenario Ib Preis 50 \$ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	172
Tabelle 5-84	Szenario Ib Preis 50 \$ CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	173
Tabelle 5-85	Szenario Ib Preis 50 \$ Veränderungen zu 2000 / I Trend	174
Tabelle 5-86	Szenario Ib Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	176
Tabelle 5-86	Szenario Ib Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	177
Tabelle 5-87	Szenario Ib Klima wärmer Ergebnisse	177
Tabelle 5-88	Szenario Ib Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	178
Tabelle 5-89	Szenario Ib Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	179
Tabelle 5-90	Szenario Ib Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	180
Tabelle 5-91	Szenario Ib Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	181
Tabelle 5-92	Szenario Ib Klima wärmer Veränderungen zu 2000 / I Trend	182
Tabelle 5-93	Szenario I Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 / Ia Trend in %	188
Tabelle 5-94	Szenario I Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 / Ia Trend in %	189

Tabelle 5-95	Szenario I Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000 / Ia Trend in %	190
Tabelle 5-96	Szenario I Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	191
Tabelle 5-97	Szenario I Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	192
Tabelle 5-98	Szenario I Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	194
Tabelle 5-99	Szenario I Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	195
Tabelle 5-100	Szenario I Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität	197
Tabelle 6-1	Szenario II Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	201
Tabelle 6-1	Szenario II Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	202
Tabelle 6-2	Szenario II Trend Übersicht über die Massnahmen und Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz	205
Tabelle 6-3	Szenario II Trend Sektor Private Haushalte: Jährliches Budgetvolumen der verschiedenen politischen Instrumente, in Mio. CHF nominal	207
Tabelle 6-4	Szenario II Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	207
Tabelle 6-5	Szenario II Trend Dienstleistungssektor: Kennzahlen zur Wirkungsweise der wichtigsten eingesetzten Zuschussprogramme	211
Tabelle 6-6	Szenario II Trend Industriesektor: In der Modellrechnung angenommene relative und effektiv ausschöpfbare Sparpotenziale 2006 für KMUs gegenüber Szenario Ib (unter Berücksichtigung eines Abschlages für Doppelzählungen), nach Energieträgern	213
Tabelle 6-7	Szenario II Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035, in PJ	214

Tabelle 6-8	Szenario II Trend Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ	216
Tabelle 6-9	Szenario II Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	217
Tabelle 6-10	Szenario II Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	218
Tabelle 6-11	Szenario II Trend Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage	219
Tabelle 6-12	Szenario II Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	220
Tabelle 6-13	Szenario II Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage	221
Tabelle 6-14	Szenario II Trend Neue erneuerbare Energien in allen Angebotsvarianten im Jahr 2035, hydrologisches Jahr, in GWh	223
Tabelle 6-15	Szenario II Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	224
Tabelle 6-16	Szenario II Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	225
Tabelle 6-17	Szenario II Trend, Variante B Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	226
Tabelle 6-18	Szenario II Trend, Variante B Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	227
Tabelle 6-19	Szenario II Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	228
Tabelle 6-20	Szenario II Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	229
Tabelle 6-21	Szenario II Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	229
Tabelle 6-22	Szenario II Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	230
Tabelle 6-23	Szenario II Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	231

Tabelle 6-24	Szenario II Trend CO ₂ -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	232
Tabelle 6-25	Szenario II Trend CO ₂ -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t,	232
Tabelle 6-26	Szenario II Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	233
Tabelle 6-27	Szenario II Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	234
Tabelle 6-28	Szenario II Trend NO _x -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	236
Tabelle 6-29	Szenario II Trend NO _x -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t	236
Tabelle 6-30	Szenario II Trend NO _x -Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t	237
Tabelle 6-31	Szenario II Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	237
Tabelle 6-32	Szenario II Trend PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	238
Tabelle 6-33	Szenario II Trend PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	239
Tabelle 6-34	Szenario II Trend PM10-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	239
Tabelle 6-35	Szenario II Trend Importanteile in der Nachfrage, in PJ	240
Tabelle 6-36	Szenario II Trend Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ	241
Tabelle 6-37	Szenario II Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	241

Tabelle 6-38	Szenario II Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kern- brennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	243
Tabelle 6-39	Szenario II Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF (real)	251
Tabelle 6-40	Szenario II Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe	252
Tabelle 6-41	Szenario II Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	253
Tabelle 6-42	Szenario II Trend Abgabeaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF	254
Tabelle 6-43	Szenario II Trend Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots, in Mrd. CHF	256
Tabelle 6-44	Szenario II BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	259
Tabelle 6-44	Szenario II BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	260
Tabelle 6-45	Szenario II BIP hoch Ergebnisse	261
Tabelle 6-46	Szenario II BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	261
Tabelle 6-47	Szenario II BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	262
Tabelle 6-48	Szenario II BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	263
Tabelle 6-49	Szenario II BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	264
Tabelle 6-50	Szenario II BIP hoch Veränderungen zu II Trend	265
Tabelle 6-51	Szenario II BIP hoch Veränderungen zu 2000 / I Trend	266
Tabelle 6-52	Szenario II Preis 50 \$ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	268
Tabelle 6-52	Szenario II Preis 50 \$ Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	269

Tabelle 6-53	Szenario II Preis 50 \$ Ergebnisse	270
Tabelle 6-54	Szenario II Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	270
Tabelle 6-55	Szenario II Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	271
Tabelle 6-56	Szenario II Preis 50 \$ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	272
Tabelle 6-57	Szenario II Preis 50 \$ CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	273
Tabelle 6-58	Szenario II Preis 50 \$ Veränderungen zu II Trend	274
Tabelle 6-59	Szenario II Preis 50 \$ Veränderungen zu 2000 / I Trend	275
Tabelle 6-60	Szenario II Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	278
Tabelle 6-60	Szenario II Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	279
Tabelle 6-61	Szenario II Klima wärmer Ergebnisse	280
Tabelle 6-62	Szenario II Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	280
Tabelle 6-63	Szenario II Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	281
Tabelle 6-64	Szenario II Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	282
Tabelle 6-65	Szenario II Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	283
Tabelle 6-66	Szenario II Klima wärmer Veränderungen zu II Trend	284
Tabelle 6-67	Szenario II Klima wärmer Veränderungen zu 2000 / I Trend	285
Tabelle 6-68	Szenario II Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000, Veränderungen zur Variante II Trend in 2035 in %, Veränderungen zu Variante I Trend in 2035, in %	285

Tabelle 6-69	Szenario II Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 Veränderungen zur Variante II Trend in 2035 in %, Veränderungen zu Variante I Trend in 2035, in %	286
Tabelle 6-70	Szenario II Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000, Veränderungen zur Variante II Trend in 2035 in %, Veränderungen zu Variante I Trend in 2035, in %	287
Tabelle 6-71	Szenario II Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	289
Tabelle 6-72	Szenario II Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	290
Tabelle 6-73	Szenario II Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber II Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	292
Tabelle 6-74	Szenario II Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber II Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	293
Tabelle 6-75	Szenario II Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Nachfragesensitivitäten	295
Tabelle 6-76	Szenario II Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Angebotssensitivität	295
Tabelle 7-1	Szenario III Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	299
Tabelle 7-1	Szenario III Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	300
Tabelle 7-2	Szenario III Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	304
Tabelle 7-3	Szenario III Trend Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, klimabereinigte Modellwerte, in PJ	308
Tabelle 7-4	Szenario III Trend Industriesektor: Beispiel „Klinkerbrennen“, spezifischer Verbrauch je t Klinker für verschiedene Technologiestufen	309
Tabelle 7-5	Szenario III Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035, in PJ	311

Tabelle 7-6	Szenario III Trend Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ	313
Tabelle 7-7	Szenario III Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	314
Tabelle 7-8	Szenario III Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	315
Tabelle 7-9	Szenario III Trend Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage	316
Tabelle 7-10	Szenario III Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	317
Tabelle 7-11	Szenario III Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage	318
Tabelle 7-12	Szenario III Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	321
Tabelle 7-13	Szenario III Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	322
Tabelle 7-14	Szenario III Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	322
Tabelle 7-15	Szenario III Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	323
Tabelle 7-16	Szenario III, Variante D Technisches Potenzial der fossilen WKK und Ausschöpfung des Potenzials nach Leistungsklassen	325
Tabelle 7-17	Szenario III Trend, Variante D Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	326
Tabelle 7-18	Szenario III Trend, Variante D Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	327
Tabelle 7-19	Szenario III Trend, Variante E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	328
Tabelle 7-20	Szenario III Trend, Variante E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	329
Tabelle 7-21	Szenario III Trend, Variante C&E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	331

Tabelle 7-22	Szenario III Trend, Variante C&E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	332
Tabelle 7-23	Szenario III Trend, Variante D&E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	332
Tabelle 7-24	Szenario III Trend, Variante D&E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	333
Tabelle 7-25	Szenario III Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	334
Tabelle 7-26	Szenario III Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	335
Tabelle 7-27	Szenario III Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	335
Tabelle 7-28	Szenario III Trend CO ₂ -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	336
Tabelle 7-29	Szenario III Trend CO ₂ -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitäts- angebotsvarianten, in Mio. t,	337
Tabelle 7-30	Szenario III Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungs- sektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	337
Tabelle 7-31	Szenario III Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	339
Tabelle 7-32	Szenario III Trend NO _x -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	340
Tabelle 7-33	Szenario III Trend NO _x -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitäts- angebotsvarianten, in 1'000 t	340
Tabelle 7-34	Szenario III Trend NO _x -Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungs- sektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t	341
Tabelle 7-35	Szenario III Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	341

Tabelle 7-36	Szenario III Trend PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	342
Tabelle 7-37	Szenario III Trend PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	343
Tabelle 7-38	Szenario III Trend PM10-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	344
Tabelle 7-39	Szenario III Trend Importanteile in der Nachfrage, in PJ	345
Tabelle 7-40	Szenario III Trend Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ	346
Tabelle 7-41	Szenario III Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	347
Tabelle 7-42	Szenario III Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	348
Tabelle 7-43	Szenario III Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF	362
Tabelle 7-44	Szenario III Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe	363
Tabelle 7-45	Szenario III Trend Abgabeaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF	364
Tabelle 7-46	Szenario III Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	365
Tabelle 7-47	Szenario III Trend Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots, in Mrd. CHF	366
Tabelle 7-48	Szenario III BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	369
Tabelle 7-48	Szenario III BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	370
Tabelle 7-49	Szenario III BIP hoch Ergebnisse	371
Tabelle 7-50	Szenario III BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	371

Tabelle 7-51	Szenario III BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	372
Tabelle 7-52	Szenario III BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	373
Tabelle 7-53	Szenario III BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	374
Tabelle 7-54	Szenario III BIP hoch Veränderungen zu III Trend	375
Tabelle 7-55	Szenario III BIP hoch Veränderungen zu 2000 / I Trend	376
Tabelle 7-56	Szenario III Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	379
Tabelle 7-56	Szenario III Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	380
Tabelle 7-57	Szenario III Klima wärmer Ergebnisse	381
Tabelle 7-58	Szenario III Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	381
Tabelle 7-59	Szenario III Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	382
Tabelle 7-60	Szenario III Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	384
Tabelle 7-61	Szenario III Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	385
Tabelle 7-62	Szenario III Klima wärmer Veränderungen zu III Trend	386
Tabelle 7-63	Szenario III Klima wärmer Veränderungen zu 2000 / I Trend	386
Tabelle 7-64	Szenario III Potenziale Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	388
Tabelle 7-64	Szenario III Potenziale Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	389
Tabelle 7-65	Szenario III Potenziale Ergebnisse	390
Tabelle 7-66	Szenario III Potenziale Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	390

Tabelle 7-67	Szenario III Potenziale Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	391
Tabelle 7-68	Szenario III Potenziale Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	393
Tabelle 7-69	Szenario III Potenziale CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	394
Tabelle 7-70	Szenario III Potenziale Veränderungen zu III Trend	395
Tabelle 7-71	Szenario III Potenziale Veränderungen zu 2000 / I Trend	395
Tabelle 7-72	Szenario III Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 / III Trend und Ia Trend in %	396
Tabelle 7-73	Szenario III Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 / III Trend und Ia Trend in %	397
Tabelle 7-74	Szenario III Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000 / III Trend und Ia Trend in %	398
Tabelle 7-75	Szenario III Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	399
Tabelle 7-76	Szenario III Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	400
Tabelle 7-77	Szenario III Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	402
Tabelle 7-78	Szenario III Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	403
Tabelle 7-79	Szenario III Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Nachfragesensitivitäten	404
Tabelle 7-80	Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität	405
Tabelle 7-81	Zielerreichung Nachfrageseite in Szenario III	411
Tabelle 8-1	Szenario IV Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	415
Tabelle 8-1	Szenario IV Trend Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	416

Tabelle 8-2	Szenario IV Trend Zielquantifizierungen	417
Tabelle 8-3	Szenario III Potenzialvariante Ergebnisse in Bezug auf die Zielvariablen	418
Tabelle 8-4	Szenario IV Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	427
Tabelle 8-5	Szenario IV Trend Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	431
Tabelle 8-6	Szenario IV Trend Industriesektor: Für 2035 in Szenario IV-Trend gegenüber Szenario I Trend angenommene prozentuale Abweichungen bei den Hochrechnungsfaktoren (Mengenkomponente) und Bezug zu den betroffenen Thesen in der Expertenbefragung	434
Tabelle 8-6	Szenario IV Trend Industriesektor: Für 2035 in Szenario IV-Trend gegenüber Szenario I Trend angenommene prozentuale Abweichungen bei den Hochrechnungsfaktoren (Mengenkomponente) und Bezug zu den betroffenen Thesen in der Expertenbefragung (Fortsetzung)	435
Tabelle 8-6	Szenario IV Trend Industriesektor: Für 2035 in Szenario IV-Trend gegenüber Szenario I Trend angenommene prozentuale Abweichungen bei den Hoch- rechnungsfaktoren (Mengenkomponente) und Bezug zu den betroffenen Thesen in der Expertenbefragung (Fortsetzung)	436
Tabelle 8-7	Szenario IV Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035, in PJ	437
Tabelle 8-8	Szenario IV Trend Verkehrssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	439
Tabelle 8-9	Szenario IV Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	441
Tabelle 8-10	Szenario IV Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	443
Tabelle 8-11	Szenario IV Trend Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage	444
Tabelle 8-12	Szenario IV Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	444

Tabelle 8-13	Szenario IV Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage	445
Tabelle 8-13	Szenario IV Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	448
Tabelle 8-14	Szenario IV Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	449
Tabelle 8-15	Szenario IV Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	449
Tabelle 8-16	Szenario IV Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	450
Tabelle 8-17	Szenario IV Trend, Variante D Technisches Potenzial der fossilen WKK und Ausschöpfung des Potenzials nach Leistungsklassen	453
Tabelle 8-18	Szenario IV Trend, Variante D Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	454
Tabelle 8-19	Szenario IV Trend, Variante D Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	455
Tabelle 8-20	Szenario IV Trend, Variante E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	456
Tabelle 8-21	Szenario IV Trend, Variante E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	457
Tabelle 8-22	Szenario IV Trend, Variante D&E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	458
Tabelle 8-23	Szenario IV Trend, Variante D&E Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	459
Tabelle 8-24	Szenario IV Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	461
Tabelle 8-25	Szenario IV Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr	462
Tabelle 8-26	Szenario IV Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	462

Tabelle 8-27	Szenario IV Trend CO ₂ -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	463
Tabelle 8-28	Szenario IV Trend CO ₂ -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t,	464
Tabelle 8-29	Szenario IV Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	464
Tabelle 8-30	Szenario IV Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	466
Tabelle 8-31	Szenario IV Trend NO _x -Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	467
Tabelle 8-32	Szenario IV Trend NO _x -Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t	467
Tabelle 8-33	Szenario IV Trend NO _x -Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t	468
Tabelle 8-34	Szenario IV Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	468
Tabelle 8-35	Szenario IV Trend PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen	469
Tabelle 8-36	Szenario IV Trend PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	470
Tabelle 8-37	Szenario IV Trend PM10-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t	470
Tabelle 8-38	Szenario IV Trend Importanteile in der Nachfrage, in PJ	471
Tabelle 8-39	Szenario IV Trend Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ	472
Tabelle 8-40	Szenario IV Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	473

Tabelle 8-41	Szenario IV Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kern- brennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	474
Tabelle 8-42	Szenario IV Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF	486
Tabelle 8-43	Szenario IV Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe	487
Tabelle 8-44	Szenario IV Trend Abgabeaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF	488
Tabelle 8-45	Szenario IV Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	489
Tabelle 8-46	Szenario IV Trend Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots, in Mrd. CHF	491
Tabelle 8-47	Szenario IV BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	493
Tabelle 8-47	Szenario IV BIP hoch Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	494
Tabelle 8-48	Szenario IV BIP hoch Ergebnisse	495
Tabelle 8-49	Szenario IV BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	495
Tabelle 8-50	Szenario IV BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	496
Tabelle 8-51	Szenario IV BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	497
Tabelle 8-52	Szenario IV BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	498
Tabelle 8-53	Szenario IV BIP hoch Veränderungen zu IV Trend	499
Tabelle 8-54	Szenario IV BIP hoch Veränderungen zu 2000 / I Trend	500
Tabelle 8-55	Szenario IV Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse	503
Tabelle 8-55	Szenario IV Klima wärmer Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)	504

Tabelle 8-56	Szenario IV Klima wärmer Ergebnisse	505
Tabelle 8-57	Szenario IV Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	505
Tabelle 8-58	Szenario IV Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	506
Tabelle 8-59	Szenario IV Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	507
Tabelle 8-60	Szenario IV Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	508
Tabelle 8-61	Szenario IV Klima wärmer Veränderungen zu IV Trend	509
Tabelle 8-62	Szenario IV Klima wärmer Veränderungen zu 2000 / I Trend	510
Tabelle 8-63	Szenario IV Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 / IV Trend und Ia Trend in %	510
Tabelle 8-64	Szenario IV Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 / IV Trend und Ia Trend in %	511
Tabelle 8-65	Szenario IV Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000 / IV Trend und Ia Trend in %	512
Tabelle 8-66	Szenario IV Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	514
Tabelle 8-67	Szenario IV Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	515
Tabelle 8-68	Szenario IV Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	516
Tabelle 8-69	Szenario IV Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	518
Tabelle 8-70	Szenario IV Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Nachfragesensitivitäten	519
Tabelle 8-71	Szenario IV Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität	520

Tabelle 8-72	Zielerreichung Nachfrageseite in Szenario IV	521
Tabelle 9-1	Vergleich wesentlicher Kenngrößen der Szenarien	526
Tabelle 9-2	Absolute und relative Veränderungen der wesentlichen Kenngrößen zwischen 2000 und 2035 in den Szenarien	526
Tabelle 9-3	Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe in 2035	527
Tabelle 9-4	Vergleich der gesamten inländischen CO ₂ -Emissionen nach Szenarien und Varianten, nach CO ₂ -Gesetz, in Mio. t	527
Tabelle 9-5	Relative Veränderung der gesamten inländischen CO ₂ -Emissionen zwischen 2035 und 2000, nach Szenarien und Varianten, nach CO ₂ -Gesetz, in Prozent	527
Tabelle 9-6	Endenergieverbrauch (PJ), Endenergieverbrauch p.c. (in GJ/c.), Endenergieverbrauch je BIP-Einheit (in MJ/CHF) im Jahr 2035 in den einzelnen Szenarien sowie die relative Veränderung der Werte gegenüber Szenario I in 2035	529
Tabelle 9-7	Endenergieverbrauch, nach Szenarien und Sektoren in 1990, 2000 und 2035, in PJ	529
Tabelle 9-8	Relative Entwicklung des sektoralen Endenergieverbrauchs in 2035 im Vergleich zu 2000, nach Szenarien	530
Tabelle 9-9	Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich, in PJ	530
Tabelle 9-10	Entwicklung des Endenergieverbrauchs p.c. im Szenarienvergleich, in GJ	531
Tabelle 9-11	Entwicklung des Endenergieverbrauchs je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, MJ/CHF	533
Tabelle 9-12	Vergleich der Energieträgerstruktur der Nachfrage 1990 / 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, Grobstruktur in PJ	534
Tabelle 9-13	Relativer Anteil der Energieträger an der Nachfrage 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien	534
Tabelle 9-14	Relative Veränderung der fossilen und erneuerbaren Endenergieträger 2035 gegenüber 2000 in den verschiedenen Szenarien, in %	535
Tabelle 9-15	Einsatz der fossilen Energieträger an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ	536
Tabelle 9-16	Relativer Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien	537
Tabelle 9-17	Einsatz der Erneuerbaren Energieträger in der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ	538
Tabelle 9-18	Relativer Anteil der Erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien	540

Tabelle 9-19	Relativer Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in %	541
Tabelle 9-20	Anteil der Erneuerbaren Energieträger an der Wärme- und Treibstoffnachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien	542
Tabelle 9-21	Elektrizitätsnachfrage (PJ), Elektrizitätsnachfrage p.c. (in GJ/c.), Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit (in MJ/CHF) im Jahr 2035 in den einzelnen Szenarien sowie die relative Veränderung der Werte gegenüber Szenario I in 2035	546
Tabelle 9-22	Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich, in PJ	547
Tabelle 9-23	Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage p.c. im Szenarienvergleich, in GJ p.c.	548
Tabelle 9-24	Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, in MJ/1'000 CHF	549
Tabelle 9-25	Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in 1990, 2000 und nach Szenarien in 2035, in PJ	550
Tabelle 9-26	Relative Veränderung der Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Szenarien in 2035 im Vergleich mit dem Jahr 2000	551
Tabelle 9-27	Deckungslücke in 2035 in den Szenarien, in TWh*	553
Tabelle 9-28	Kenndaten der Ergebnisse der Angebotsvarianten nach Szenarien	556
Tabelle 9-29	Energieträgereinsatz in der Elektrizitätserzeugung in 2035 nach Szenarien und Varianten, Hydrologisches Jahr, in TWh _{el}	557
Tabelle 9-30	Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen < 1 MW _{el}) in 2035, in TWh _{el} /a	562
Tabelle 9-31	Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen > 1 MW _{el}) in 2035, in TWh _{el} /a	562
Tabelle 9-32	Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verkürzten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF	566
Tabelle 9-33	Kenngrossen des Zubaus in 2035 Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre	567
Tabelle 9-34	Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verlängerten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF	569
Tabelle 9-35	Kenngrossen des Zubaus in 2035 Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre	570

Tabelle 9-36	Vergleich der Endenergieträgerpreise in den verschiedenen Szenarien (Realpreise, in CHF 2003)	571
Tabelle 9-37	Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern	576
Tabelle 9-38	Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren	577
Tabelle 9-39	Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern	579
Tabelle 9-40	Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren	580
Tabelle 9-41	Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern	583
Tabelle 9-42	Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren	584
Tabelle 9-43	Einsparungen durch Reduktion fossiler Importe in den Szenarien II - IV gegenüber I, Preisszenario „Trend“, in realen CHF 2003, in Mrd. CHF	585
Tabelle 9-44	Reduktion des Mineralölsteueraufkommens in den Szenarien II bis IV gegenüber I (heutiges Niveau, reale CHF 2003), in Mrd. CHF	586
Tabelle 9-45	Maximale und mittlere Einsparkosten für Brennstoffe, Treibstoffe und Elektrizität	592
Tabelle 9-46	Anteil der Einsparkosten am BIP, Einsparkosten p.c. von Szenario III Var. C&E sowie Szenario IV Var. E gegenüber Szenario I Var. C in 2035	593
Tabelle 9-47	Diskontierte volkswirtschaftliche Gesamtkosten des Zubaus nach Szenarien und Angebotsvarianten in Mrd. Franken (real 2003)	597
Tabelle 9-48	Diskontierte Gestehungskosten der Lückenschliessung (ohne Netzkosten), in Rp. pro kWh _{el}	598
Tabelle 9-49	Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in PJ	599
Tabelle 9-50	Anteil der Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in Prozent	600
Tabelle 9-51	Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe), in PJ	601

Tabelle 9-52	Anteil der Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe)	602
Tabelle 9-53	Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien in Variante A	603
Tabelle 9-54	Energieträger in der Gesamtenergiebilanz nach Szenarien und ausgewählten Varianten in 2000 und 2035, in PJ	604
Tabelle 9-55	Versorgungssicherheit bei einer Kältewelle: Leistung nach Zubau gesichert?	607
Tabelle 9-56	Versorgungssicherheit bei einer Hitzewelle: Leistung nach Zubau gesichert?	607
Tabelle 9-57	CO ₂ -Emissionen der Brenn- und Treibstoffe auf der Nachfrageseite in den Szenarien, in Mio. t	608
Tabelle 9-58	CO ₂ -Emissionen des Elektrizitätserzeugung nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in Mio. t	609
Tabelle 9-59	CO ₂ -Emissionen der Brenn- und Treibstoffe sowie des Umwandlungssektors nach CO ₂ -Gesetz nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in Mio. t	609
Tabelle 9-60	Verhältnis der CO ₂ -Emissionen von Nachfrage und Umwandlungssektor in 2035 zu denen von 2000, nach Szenarien und Angebotsvarianten	610
Tabelle 9-61	Stickoxidemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in 1'000 t	611
Tabelle 9-62	Feinstaubemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in t	613
Tabelle 9-63	Verpackte Nuklearabfälle nach Szenarien und Varianten, in m ³	614
Tabelle 10-1	Synopse der Szenarien	617
Tabelle 10-2	Charakteristika der Technologien in den Angebotsvarianten	619

Figurenverzeichnis

Figur 2-1	Vergleich der Abgrenzungen der CO ₂ -Emissionen der Gesamtenergiestatistik, des CO ₂ -Gesetzes und der Energieperspektiven, sowie der Treibhausgase gemäss Kyoto-Protokoll	21
Figur 2-3	Für die Perspektiven unterstellter Zeitbedarf zur Inbetriebnahme von Kernkraftwerken und Gaskraftwerken	30
Figur 3-1	Entwicklung der mittleren Wohnbevölkerung von 1990 bis 2050, in Mio.	36
Figur 3-2	Entwicklung des BIP, real, in Mrd. CHF (Preisbasis 2003), 1990 - 2035	37
Figur 3-3	Entwicklung des BIP, real, in Mrd. CHF (Preisbasis 2003), 1950 - 2035	38
Figur 3-4	Entwicklung des BIP pro Kopf, real, in tsd. CHF (Preisbasis 2003) p.c., 1950 - 2035	38
Figur 3-5	Entwicklung der Weltmarktrohölpreise, nominal und real	42
Figur 3-6	Preise der Privaten Haushalte in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten (die jeweilige 50 \$-Variante ist gestrichelt dargestellt)	46
Figur 3-7	Preise der Industrie in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten (die jeweilige 50 \$-Variante ist gestrichelt dargestellt)	46
Figur 3-8	Verkehrspreise in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten (die jeweilige 50 \$-Variante ist gestrichelt dargestellt)	47
Figur 5-1	Szenario I Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	77
Figur 5-2	Szenario I Trend Dienstleistungssektor: Durchschnittliche Reduktion des Heizwärmebedarfs bei ausgewählten Gebäuden in den Alterskohorten 1947 – 1960 sowie 1980 (Baujahr), in MJ/(m ² a)	78
Figur 5-3	Szenario I Trend Dienstleistungssektor: Energieverbrauch (Rohdaten) nach den wichtigsten Branchen, in PJ	80
Figur 5-4	Szenario I Trend Industriesektor: Grundsätzliche gestufte Wirkung der Instrumente	81
Figur 5-5	Szenario I Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen, 1990 – 2035, in PJ	82

Figur 5-6	Szenario I Trend Verkehrssektor: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern, in PJ	84
Figur 5-7	Szenario I Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	86
Figur 5-8	Szenario I Trend Veränderungen der Anteile der Energieträger im Mix im Vergleich 2035 zu 2000, in Prozentpunkten	87
Figur 5-9	Szenario I Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	88
Figur 5-10	Szenario I Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	90
Figur 5-11	Szenario I Trend Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr	91
Figur 5-12	Szenario I Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	93
Figur 5-13	Szenario I Trend, Variante B Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	96
Figur 5-14	Szenario I Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	98
Figur 5-15	Szenario I Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	99
Figur 5-16	Szenario I Trend, Variante G Importnotwendigkeiten (Leistung aufgeschlüsselt nach bestehenden Bezugsrechten und neuen Importen, in MW)	100
Figur 5-17	Szenario I Trend CO ₂ -Emissionen der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t	101
Figur 5-18	Szenario I Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	103
Figur 5-19	Szenario I Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	105
Figur 5-20	Szenario I Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	107
Figur 5-21	Szenario I Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	111

Figur 5-22	Szenario I Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	112
Figur 5-23	Szenario I, Variante A Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	113
Figur 5-24	Szenario I, Variante B Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	114
Figur 5-25	Szenario I, Variante C Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	115
Figur 5-26	Szenario I, Variante G Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	115
Figur 5-27	Szenario I, Variante A Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	116
Figur 5-28	Szenario I, Variante B Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	117
Figur 5-29	Szenario I, Variante C Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	117
Figur 5-30	Szenario I, Variante G Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	118
Figur 5-31	Szenario I Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF	119
Figur 5-32	Szenario I Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	120
Figur 5-33	Szenario I BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	126
Figur 5-34	Szenario I BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	127
Figur 5-35	Szenario I BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	128
Figur 5-36	Szenario I BIP hoch CO ₂ -Emissionen der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t	129
Figur 5-37	Szenario I Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	134
Figur 5-38	Szenario I Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	135
Figur 5-39	Szenario I Preis 50 \$ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	136

Figur 5-40	Szenario I Preis 50 \$ CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	137
Figur 5-41	Szenario I Preis 50 \$ Energieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF	137
Figur 5-42	Szenario I Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	143
Figur 5-43	Szenario I Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	144
Figur 5-44	Szenario I Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	145
Figur 5-45	Szenario I Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	146
Figur 5-46	Szenario Ib Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	152
Figur 5-47	Szenario Ib Trend Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	153
Figur 5-48	Szenario Ib Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	154
Figur 5-49	Szenario Ib Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	155
Figur 5-50	Szenario Ib Trend Energieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF	156
Figur 5-51	Szenario Ib Trend Abgabenaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF	157
Figur 5-52	Szenario Ib Trend Abgabenaufkommen nach Sektoren, in Mrd. CHF	158
Figur 5-53	Szenario Ib BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	163
Figur 5-54	Szenario Ib BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	164
Figur 5-55	Szenario Ib BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	165
Figur 5-56	Szenario Ib BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	166
Figur 5-57	Szenario Ib Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	171

Figur 5-58	Szenario Ib Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	172
Figur 5-59	Szenario Ib Preis 50 \$ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	173
Figur 5-60	Szenario Ib Preis 50 \$ CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	174
Figur 5-61	Szenario Ib Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	179
Figur 5-62	Szenario Ib Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	180
Figur 5-63	Szenario Ib Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	181
Figur 5-64	Szenario Ib Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	182
Figur 5-65	Szenario I Sensitivitätsrechnungen ohne Ib-Varianten, Endenergienachfrage in PJ	183
Figur 5-66	Szenario I Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, ohne Ib-Varianten, in PJ	184
Figur 5-67	Szenario I Sensitivitätsrechnungen CO ₂ -Emissionen der Nachfrage ohne Ib-Varianten, in Mio. t	185
Figur 5-68	Szenario I Trendvariante und Ib-Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergie- nachfrage, in PJ	186
Figur 5-69	Szenario I Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, Trendvariante und Ib-Sensitivitäten, in PJ	186
Figur 5-70	Szenario Ib Sensitivitätsrechnungen CO ₂ -Emissionen der Nachfrage, in Mio. t	187
Figur 5-71	Szenario I Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ	188
Figur 5-72	Szenario I Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ	189
Figur 5-73	Szenario I Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t	190
Figur 5-74	Szenario I Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	191

Figur 5-75	Szenario I Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)	192
Figur 5-76	Szenario I Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	193
Figur 5-77	Szenario I Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skala)	194
Figur 5-78	Szenario I Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	196
Figur 5-79	Veränderung der Deckungslücke in der Sensitivität „Klima wärmer“ zu Szenario I, Winterhalbjahr, in TWh	197
Figur 6-1	Szenario II Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	208
Figur 6-2	Szenario II Trend Dienstleistungssektor: Budgetverteilung für politische Instrumente, Wärme, in Mio. CHF (nominal)	210
Figur 6-3	Szenario II Trend Dienstleistungssektor: Budgetverteilung für politische Instrumente, Elektrizität, in Mio. CHF (nominal)	210
Figur 6-4	Szenario II Trend Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, klimabereinigte Modellwerte, in PJ	212
Figur 6-5	Szenario II Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen, 1990 – 2035, in PJ	215
Figur 6-6	Szenario II Trend Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ	216
Figur 6-7	Szenario II Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	218
Figur 6-8	Szenario II Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	219
Figur 6-9	Szenario II Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	220
Figur 6-10	Szenario II Trend Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr	221

Figur 6-11	Szenario II Trend Budgetverlauf und Stromproduktion der neuen erneuerbaren Energien	223
Figur 6-12	Szenario II Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	225
Figur 6-13	Szenario II Trend, Variante B Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	226
Figur 6-14	Szenario II Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	228
Figur 6-15	Szenario II Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	230
Figur 6-16	Szenario II Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	231
Figur 6-17	Szenario II Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungs- sektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	233
Figur 6-18	Szenario II Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	235
Figur 6-19	Szenario II Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	238
Figur 6-20	Szenario II Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	242
Figur 6-21	Szenario II Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kern- brennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	243
Figur 6-22	Szenario II, Variante A Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	245
Figur 6-23	Szenario II, Variante B Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	246
Figur 6-24	Szenario II, Variante C Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	246
Figur 6-25	Szenario II, Variante G Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	247
Figur 6-26	Szenario II, Variante A Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	248
Figur 6-27	Szenario II, Variante B Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	249

Figur 6-28	Szenario II, Variante C Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	249
Figur 6-29	Szenario II, Variante G Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	250
Figur 6-30	Szenario II Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF	252
Figur 6-31	Szenario II Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe	253
Figur 6-32	Szenario II Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	254
Figur 6-33	Szenario II Trend Abgabeaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF	255
Figur 6-34	Szenario II Trend Abgabeaufkommen nach Sektoren, in Mrd. CHF	256
Figur 6-35	Szenario II BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	262
Figur 6-36	Szenario II BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	263
Figur 6-37	Szenario II BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	264
Figur 6-38	Szenario II BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	265
Figur 6-39	Szenario II Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	271
Figur 6-40	Szenario II Preis 50 \$ Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	272
Figur 6-41	Szenario II Preis 50 \$ Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	273
Figur 6-42	Szenario II Preis 50 \$ CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	274
Figur 6-43	Szenario II Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	281
Figur 6-44	Szenario II Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	282
Figur 6-45	Szenario II Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	283

Figur 6-46	Szenario II Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	284
Figur 6-47	Szenario II Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergienachfrage, in PJ	286
Figur 6-48	Szenario II Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, in PJ	287
Figur 6-49	Szenario II Sensitivitätsrechnungen CO ₂ -Emissionen der Nachfrage, in Mio. t	288
Figur 6-50	Szenario II Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	289
Figur 6-51	Szenario II Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)	290
Figur 6-52	Szenario II Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	291
Figur 6-53	Szenario II Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber II Trend 2035 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skala)	292
Figur 6-54	Szenario II Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber II Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	294
Figur 7-1	Szenario III Trend Schemazeichnung der Wirkungsweise des Einsatzes neuer Techniken Szenario III zu Szenario III Potenzial (Gebäude, Elektrogeräte indiziert auf 2010)	302
Figur 7-2	Szenario III Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	305
Figur 7-3	Szenario III Trend Dienstleistungssektor: Vergleich des „best practice“ Heizwärmebedarfs (Potential) mit dem durchschnittlichen Heizwärmebedarf der Neubauten in Szenario I und in Szenario III	306
Figur 7-4	Szenario III Trend Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, klimabereinigte Modellwerte, in PJ	308
Figur 7-5	Szenario III Trend Industriesektor: Beispiel „Klinkerbrennen“, spezifischer Verbrauch je t Klinker für verschiedene Technologiestufen	310

Figur 7-6	Szenario III Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035, in PJ	311
Figur 7-7	Szenario III Trend Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ	313
Figur 7-8	Szenario III Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	315
Figur 7-9	Szenario III Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	316
Figur 7-10	Szenario III Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	317
Figur 7-11	Szenario III Trend Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr	319
Figur 7-11	Szenario III Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	321
Figur 7-12	Szenario III Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	323
Figur 7-13	Szenario III Trend, Variante D Zeitliche Entwicklung der Wärmenachfrage (fossil) und der Stromlücke, in TWh	325
Figur7-14	Szenario III Trend, Variante D Technisches Potenzial der fossilen WKK und Ausschöpfung des Potenzials nach Leistungsklassen, in GWh _{el}	326
Figur 7-15	Szenario III Trend, Variante D Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr	327
Figur 7-16	Szenario III Trend, Variante E Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	329
Figur 7-17	Szenario III Trend, Variante E Entwicklung der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien und der Lücke im Winterhalbjahr, in TWh	330
Figur 7-18	Szenario III Trend, Variante C&E Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	331
Figur 7-19	Szenario III Trend, Variante D&E Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	333
Figur 7-20	Szenario III Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	334
Figur 7-21	Szenario III Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	336

Figur 7-21	Szenario III Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	338
Figur 7-22	Szenario III Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	339
Figur 7-23	Szenario III Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	342
Figur 7-24	Szenario III Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	347
Figur 7-25	Szenario III Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	349
Figur 7-26	Szenario III, Variante A Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	350
Figur 7-27	Szenario III, Variante C Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	351
Figur 7-28	Szenario III, Variante D Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	352
Figur 7-29	Szenario III, Variante E Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	353
Figur 7-30	Szenario III, Variante C&E Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	353
Figur 7-31	Szenario III, Variante D&E Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	354
Figur 7-32	Szenario III, Variante G Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	355
Figur 7-33	Szenario III, Variante A Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	356
Figur 7-34	Szenario III, Variante C Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	357
Figur 7-35	Szenario III, Variante D Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	358
Figur 7-36	Szenario III, Variante E Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	358
Figur 7-37	Szenario III, Variante C&E Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	359

Figur 7-38	Szenario III, Variante D&E Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	360
Figur 7-39	Szenario III, Variante G Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	360
Figur 7-40	Szenario III Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF	362
Figur 7-41	Szenario III Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe	363
Figur 7-42	Szenario III Trend Abgabeaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF	364
Figur 7-43	Szenario III Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	365
Figur 7-44	Szenario III BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	372
Figur 7-45	Szenario III BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	373
Figur 7-46	Szenario III BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	374
Figur 7-47	Szenario III BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	375
Figur 7-48	Szenario III Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	382
Figur 7-49	Szenario III Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	383
Figur 7-50	Szenario III Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	384
Figur 7-51	Szenario III Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	385
Figur 7-52	Szenario III Potenziale Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	391
Figur 7-53	Szenario III Potenziale Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	392
Figur 7-54	Szenario III Potenziale Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	393
Figur 7-55	Szenario III Potenziale CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	394

Figur 7-56	Szenario III Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergienachfrage, in PJ	396
Figur 7-57	Szenario III Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, in PJ	397
Figur 7-58	Szenario III Sensitivitätsrechnungen CO ₂ -Emissionen der Nachfrage, in Mio. t	398
Figur 7-59	Szenario III Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	399
Figur 7-60	Szenario III Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)	400
Figur 7-61	Szenario III Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	401
Figur 7-62	Szenario III Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skala)	402
Figur 7-63	Szenario III Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	403
Figur 8-1	Szenario IV Trend Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ	427
Figur 8-2	Szenario IV Trend Dienstleistungssektor: Anteil der im Szenario I bei der Erneuerung/Instandhaltung nicht energetisch wirksam sanierten Gebäude, welche in den Szenarien III und IV energetisch wirksam saniert werden	429
Figur 8-3	Szenario IV Trend Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	432
Figur 8-4	Szenario IV Trend Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035, in PJ	437
Figur 8-5	Szenario IV Trend Verkehrssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	440
Figur 8-6	Szenario IV Trend Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	442
Figur 8-7	Szenario IV Trend Endenergienachfrage nach Sektoren	443

Figur 8-8	Szenario IV Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	445
Figur 8-9	Szenario IV Trend Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr	446
Figur 8-10	Szenario IV Trend, Variante A Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	448
Figur 8-11	Szenario IV Trend, Variante C Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	450
Figur 8-12	Wärmenachfrage versus Stromdeckungslücke in Szenario IV gegenüber Szenario III	452
Figur 8-13	Szenario IV Trend, Variante D Technisches Potenzial der fossilen WKK versus Ausschöpfung des Potenzials nach Leistungsklassen, in GWh _{el}	453
Figur 8-14	Szenario IV Trend, Variante D Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	454
Figur 8-15	Szenario IV Trend, Variante E Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	456
Figur 8-16	Szenario IV Trend, Variante E Entwicklung der Erzeugung aus neuen Erneuerbaren Energien und Lücke im Winterhalbjahr, in TWh	457
Figur 8-17	Szenario IV Trend, Variante D&E Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	459
Figur 8-18	Szenario IV Trend, Variante D&E Entwicklung der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien sowie fossil-dezentralen WKK-Anlagen und Lücke im Winterhalbjahr, in TWh	460
Figur 8-19	Szenario IV Trend, Variante G Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh	461
Figur 8-20	Szenario IV Trend CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	463
Figur 8-21	Szenario IV Trend CO ₂ -Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t	465
Figur 8-22	Szenario IV Trend NO _x -Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	466
Figur 8-23	Szenario IV Trend PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t	469

Figur 8-24	Szenario IV Trend Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ	473
Figur 8-25	Szenario IV Trend Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kern- brennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %	475
Figur 8-26	Szenario IV, Variante A Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	476
Figur 8-27	Szenario IV, Variante C Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	477
Figur 8-28	Szenario IV, Variante D Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	478
Figur 8-29	Szenario IV, Variante E Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	479
Figur 8-30	Szenario IV, Variante D&E Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	479
Figur 8-31	Szenario IV, Variante G Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW _{el}	480
Figur 8-31	Szenario IV, Variante A Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	481
Figur 8-32	Szenario IV, Variante C Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	482
Figur 8-33	Szenario IV, Variante D Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	483
Figur 8-34	Szenario IV, Variante E Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	484
Figur 8-35	Szenario IV, Variante D&E Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	484
Figur 8-36	Szenario IV, Variante G Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW _{el}	485
Figur 8-37	Szenario IV Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF	487
Figur 8-38	Szenario IV Trend Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe	488
Figur 8-39	Szenario IV Trend Abgabeaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF	489

Figur 8-40	Szenario IV Trend Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF	490
Figur 8-41	Szenario IV BIP hoch Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	496
Figur 8-42	Szenario IV BIP hoch Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	497
Figur 8-43	Szenario IV BIP hoch Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	498
Figur 8-44	Szenario IV BIP hoch CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	499
Figur 8-45	Szenario IV Klima wärmer Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ	506
Figur 8-46	Szenario IV Klima wärmer Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ	507
Figur 8-47	Szenario IV Klima wärmer Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ	508
Figur 8-48	Szenario IV Klima wärmer CO ₂ -Emissionen nach Sektoren, in Mio. t	509
Figur 8-49	Szenario IV Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergienachfrage in PJ	511
Figur 8-50	Szenario IV Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage in PJ	512
Figur 8-51	Szenario IV Sensitivitätsrechnungen CO ₂ -Emissionen der Nachfrage, in Mio. t	513
Figur 8-52	Szenario IV Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ	514
Figur 8-53	Szenario IV Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)	515
Figur 8-54	Szenario IV Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %	516
Figur 8-55	Szenario IV Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	517
Figur 8-56	Szenario IV Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %	518

Figur 9-1	Bevölkerung, BIP, Rohölpreis (reale USD 2003) Endenergie- nachfrage und Elektrizitätsnachfrage von 1950 bis 2035, in skalierten Einheiten; EEV und Elektrizitätsverbrauch ab 2005: Szenario I	528
Figur 9-2	Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich, in PJ	531
Figur 9-3	Entwicklung des Endenergieverbrauchs p.c. im Szenarien- vergleich, in GJ	532
Figur 9-4	Entwicklung des Endenergieverbrauchs je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, MJ/CHF	533
Figur 9-5	Vergleich der Energieträgerstruktur der Nachfrage 1990 / 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, Grobstruktur in PJ	535
Figur 9-6	Relative Veränderung der Anteile der fossilen und erneuerbaren Energieträger an der Nachfrage 2035 gegenüber 2000 in den verschiedenen Szenarien, in %	536
Figur 9-7	Einsatz der fossilen Energieträger an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ	537
Figur 9-8	Relativer Anteil der fossilen Energieträger am Endenergie- verbrauch in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien	538
Figur 9-9	Einsatz der Erneuerbaren Energieträger in der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ*	539
Figur 9-10	Relativer Anteil der Erneuerbaren Energieträger an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien	540
Figur 9-11	Relative Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in %	541
Figur 9-12	Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Deckung der Wärme- und Treibstoffnachfrage in den verschiedenen Szenarien	542
Figur 9-13	Veränderung der Anteile der einzelnen Endenergie-träger im Mix in den Szenarien in 2035 gegenüber 2000, in Prozentpunkten	543
Figur 9-14	Endenergienachfrage 1990 bis 2035 in allen Szenarien und Sensitivitäten, in PJ	545
Figur 9-15	Endenergienachfrage 1990 bis 2035 in allen Szenarien und Sensitivitäten, in PJ, (angepasste Skala)	545
Figur 9-16	Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich, in PJ	547
Figur 9-17	Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage p.c. im Szenarienvergleich, in GJ p.c.	548
Figur 9-18	Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, in MJ/CHF	549

Figur 9-19	Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in 1990, 2000 und nach Szenarien in 2035, in PJ	550
Figur 9-20	Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035 in den Szenarien und Sensitivitäten, in PJ	552
Figur 9-21	Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035 in den Szenarien und Sensitivitäten, in PJ, (angepasste Skala)	552
Figur 9-22	Entwicklung von Landesverbrauch und bestehendem Kraftwerkspark in den verschiedenen Szenarien, in TWh, im hydrologischen Jahr	554
Figur 9-23	Entwicklung von Landesverbrauch und bestehendem Kraftwerkspark in den verschiedenen Szenarien, in TWh, im Winterhalbjahr	554
Figur 9-24	Entwicklung von Landesverbrauch und bestehendem Kraftwerkspark in den verschiedenen Szenarien, in TWh, im Sommerhalbjahr	555
Figur 9-25	Erwartete Potenziale der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in 2035, ohne Grosswasserkraft, in GWh _{el}	561
Figur 9-26	Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in 2035 in GWh _{el}	563
Figur 9-27	Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	564
Figur 9-28	Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	568
Figur 9-29	Vergleich der Preise für Heizöl (Haushalte) in den verschiedenen Szenarien, in Rp./l	572
Figur 9-30	Vergleich der Preise für Benzin (Pkw) in den verschiedenen Szenarien, in CHF/l	572
Figur 9-31	Vergleich der Preise für Elektrizität (Haushalte) in den verschiedenen Szenarien, in Rp./kWh	573
Figur 9-32	Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 1990 - 2035	574
Figur 9-33	Endenergierechnung je BIP-Einheit incl. Abgaben in den Szenarien, in % (real Preisbasis 2003), 1990 - 2035	575
Figur 9-34	Endenergierechnung pro Kopf incl. Abgaben in den Szenarien, in 1'000 CHF p.c. (real Preisbasis 2003), 1990 - 2035	576
Figur 9-35	Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern	577

Figur 9-36	Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren	578
Figur 9-37	Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 1990 bis 2035	579
Figur 9-38	Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern	580
Figur 9-39	Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren	581
Figur 9-40	Abgabenaufkommen in den verschiedenen Szenarien (real CHF 2003)	582
Figur 9-41	Anteil des Abgabenaufkommens am BIP in den verschiedenen Szenarien (real CHF 2003)	583
Figur 9-42	Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern	584
Figur 9-43	Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren	585
Figur 9-44	Einsparungen durch Reduktion fossiler Importe in den Szenarien II - IV gegenüber I, Preisszenario Trend, in Mrd. CHF	586
Figur 9-45	Reduktion des Mineralölsteueraufkommens in den Szenarien II bis IV gegenüber I, in Mrd. CHF 2003	587
Figur 9-46	Jährliche Investitionen in Energieeffizienz in Szenario III, nach Sektoren, in Mrd. CHF	588
Figur 9-47	Jährliche Investitionen in Energieeffizienz in Szenario IV, nach Sektoren, in Mrd. CHF	589
Figur 9-48	Anteil der jährlichen Einsparinvestitionen in den Szenarien III und IV am BIP, in %	589
Figur 9-49	Durchschnittliche jährliche Efizienzinvestitionen pro Kopf in den Szenarien III und IV, in CHF p.c.	590
Figur 9-50	Kapitalkosten, Energiekosteneinsparungen und resultierenden Nettoentlastungen	591
Figur 9-51	Kostenelemente für die Gesamteinsparung von Szenario III Var. C&E und Szenario IV Var. E gegenüber Szenario I Var. C in 2035	593
Figur 9-52	Anteil der Einsparkosten am BIP, Einsparkosten p.c. von Szenario III Var. C&E sowie Szenario IV Var. E gegenüber Szenario I Var. C in 2035	594

Figur 9-53	Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in PJ	599
Figur 9-54	Anteil der Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in Prozent	600
Figur 9-55	Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe), in PJ	601
Figur 9-56	Anteil der fossilen Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe)	602
Figur 9-57	Importe in der Gesamtbilanz in Szenario I und IV nach Varianten, in PJ	603
Figur 9-58	Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien in Variante A	604
Figur 9-59	Energieträger in der Gesamtenergiebilanz nach Szenarien und ausgewählten Varianten in 2000 und 2035, in PJ	605
Figur 9-60	CO ₂ -Emissionen der Brenn- und Treibstoffe auf der Nachfrageseite in den Szenarien, in Mio. t	608
Figur 9-61	CO ₂ -Emissionen nach CO ₂ -Gesetz von Nachfrage und Angebot nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in Mio. t	610
Figur 9-62	Verhältnis der CO ₂ -Emissionen von Nachfrage und Angebot in 2035 zu denen von 2000, nach Szenarien und Angebotsvarianten	611
Figur 9-63	Stickoxidemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in 1'000 t	612
Figur 9-64	Feinstaubemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in t	613
Figur 9-65	Verpackte radioaktive Abfallmenge SMA, LMA, HHA/BE, in m ³	615

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
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)
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
EnAW	Energieagentur der Wirtschaft
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne
EPR	European Pressurised Water Reactor
etc.	et cetera (und so weiter)
EU	European Union

EVU	Energieversorgungsunternehmen
EFH	Einfamilienhaus
EZFH	Ein-/Zweifamilienhaus
Fzkm	Fahrzeugkilometer (Fahrleistung)
g	Gramm
°C	Grad Celsius
ggf.	gegebenenfalls
gem.	gemäss
GEST	Gesamtenergiestatistik
GuD	Gas- und Dampfturbine(-Kraftwerk)
GW	Gigawatt
GWh _{el}	Gigawattstunde (elektrische Arbeit)
GWK	Grosswasserkraft
GV	Güterverkehr
HAA	hochaktive Abfälle
HCCI	homogeneous Charge Compression Ignition
h	Stunde
HEL	Heizöl extra leicht
HI	Hektoliter
HS	Heizöl schwer
i. A.	im Allgemeinen
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations-/Kommunikationstechnik
incl.	inklusive
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Producer
IuK	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	Geschützte Marke für nachhaltiges Bauen in der Schweiz (Verein MINERGIE)
Mio.	Millionen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MJ	Megajoule
MR	Motorrad
Mrd.	Milliarde
MuKE	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
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
p.a.	per annum (pro Jahr)
p.c.	per capita (pro Kopf)
P&D	Pilot- und Demonstration(sprojekte)
PHH	Private Haushalte
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
PM10	Particulate Matter kleiner 10 Mikrometer (Feinstaub)
PSI	Paul Scherrer Institut
PV	Photovoltaik
PW	Personenwagen
rel.	relativ
Rp.	Rappen
SIA	Schweizerischer Verband für Ingenieure und Architekten
SMA	Schwach und mittelaktive Abfälle

SNF	schwere Nutzfahrzeuge
sog.	sogenannte
s.u.	siehe unten
Sz.	Szenario
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer
tsd.	Tausend
tw.	teilweise
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.v.m.	und viele mehr
v.a.	vor allem
vgl.	vergleiche
VOC	Volatile organic compounds (flüchtige Kohlenwasserstoffe)
vs.	versus
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
W	Watt
W_{el}	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Wattstunden
WGBU	wissenschaftlicher Beirat für Globale Umweltveränderungen
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WTO	World Trade Organisation
z.B.	Zum Beispiel
z. T.	zum Teil
Zugkm	Zugkilometer (Zugleistung)
ZWILAG	Zwischenlager Würenlingen AG
zzgl.	zuzüglich

1 Ziel der Energieperspektiven, Vorgehensweise

1.1 Motivation und Ziele

Technisch nutzbare Energie mit hoher Zugänglichkeit und Verfügbarkeit ist eine Grundvoraussetzung industrialisierter Gesellschaften. Das zugehörige komplexe Energiesystem muss einer Vielzahl von Anforderungen genügen, die einander z. T. widersprechen können. Zahlreiche Komponenten des Gesamtsystems unterliegen langen Investitionszyklen. Hierzu gehören z.B.:

- Energienachfrage:
 - Gebäude,
 - Heizungsanlagen,
 - Fahrzeuge.
- Energieangebot
 - Kraftwerke zur Bereitstellung von Elektrizität, konventionell und regenerativ,
 - Förderanlagen und Minen zur Förderung von (Roh-)Öl, Erdgas, Uran,
 - Raffinerien.
- Energieverteilung:
 - Stromnetze,
 - Pipelines,
 - Grosse Speicher.

Das Energiesystem hängt über Preise, Kosten, Verfügbarkeit, Versorgungssicherheit und Technik eng mit dem Wirtschaftssystem zusammen. Zuverlässigkeit und Kosten von Energieimporten sind von den geopolitischen Gegebenheiten abhängig. Das Energiesystem wirkt sich mit Emissionen, radioaktiven Abfällen sowie Nebenprodukten bei der Rohstoffgewinnung auf die Umwelt aus. Bestimmte mit der Energiebereitstellung verbundene Risiken wie Unfallrisiken bei Kernkraftwerken, Proliferationsrisiken sowie die Folgen der Verbrennung von fossilen Kohlenwasserstoffen für das Klima müssen von der (Welt-)Gesellschaft insgesamt getragen werden. Aufgrund dieser Interdependenzen kommt dem Energiesystem und seiner Weiterentwicklung eine erhebliche gesamtgesellschaftliche Bedeutung zu.

Zur Beurteilung und Weichenstellung für die weitere Entwicklung des Energiesystems sind einerseits Einschätzungen über die Auswirkungen von bereits getroffenen und zukünftig zu treffenden Investitions- und Systementscheidungen notwendig. Andererseits ist es erforderlich, von politischer Seite verlässliche Rahmenbedingungen für die energiewirtschaftlichen Akteure zu setzen.

Das Bundesamt für Energie lässt deshalb in mehrjährigen Abständen „Energieperspektiven“ erarbeiten, mit denen sowohl die Auswirkungen von vergangenen und zukünftigen energiepolitischen und -wirtschaftlichen Entscheidungen als auch die Möglichkeiten untersucht werden, mit dabei entstehenden Zielkonflikten umzugehen.

Aufgabe der Energieperspektiven ist es, analytische Grundlagen für die Festlegung einer energie- und klimapolitischen Strategie bereit zu stellen. Hierbei sollen – wie es im Bereich der Treibhausgasreduktion bereits standardisiert ist – auch Ziele quantifiziert und ihre Erreichung messbar gemacht werden. Da es sich um Langfriststrategien handelt, werden auch solche Massnahmen geprüft, die den Rahmen der heute geltenden Gesetze sprengen oder die bisher nicht im Vordergrund energiepolitischer Diskussionen standen.

1.2 Zielkonflikte

Nationale Energiesysteme werden im Allgemeinen (mindestens) hinsichtlich ihrer

- Umweltverträglichkeit,
- Versorgungssicherheit,
- Wirtschaftlichkeit

(hier wurde bewusst die alphabetische Reihenfolge verwendet, die keine Priorisierung beinhaltet) analysiert und bewertet. Diese Ziele sind immer nur näherungsweise zu erreichen, hängen gegenseitig von einander ab und konfliktieren zum Teil miteinander. Diese Situation wird gelegentlich als „Trilemma der Energiewirtschaft“ bezeichnet [Rose 2007].

Erschwerend kommt hinzu, dass die verschiedenen Systemausprägungen mit sehr verschiedenen Arten von Risiken verbunden sein können, die sich z. T. nicht oder nur qualitativ miteinander vergleichen lassen [WGBU 1998].

Einige dieser Zielkonflikte werden im Folgenden exemplarisch angerissen.

1.2.1 „Ökologie vs. Ökonomie“

Eine Umsteuerung des Energiesystems hin zu ökologischeren Eigenschaften ist mit einer Umschichtung von Investitionen und veränderten Kosten verbunden: Die Nutzung der meisten regenerativen Energiequellen ist heute bezüglich der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten noch teurer als die Nutzung konventioneller Energien. Das zeigt sich auch am Einsatz von Fördermitteln.

Effizienzmassnahmen können die Vollkosten der Energieversorgung senken. Das ist z.B. bei einfachen Stromsparmassnahmen wie Energiesparlampen oder auch bestimmten Wärmeschutzmassnahmen bei Gebäuden der Fall. Um solche Einsparungen zu erzielen, müssen Investitionen getätigt werden, die ihrerseits wieder unter Wirtschaftlichkeitsanforderungen stehen. In Unternehmen reicht bei einer Investitionsentscheidung in Bereichen, die nicht zum Kerngeschäft gehören, eine Wirtschaftlichkeit im Sinne der Vollkosten über die Lebensdauer häufig nicht aus. Vielmehr stehen die Investitionen in mehr Energieeffizienz Konkurrenz mit Investitionen z.B. zur Markterweiterung. Entsprechend hoch sind die Renditeanforderungen. Dies schränkt die umsetzbaren Einsparpotenziale stark ein. Daneben gibt es zahlreiche organisatorische Hemmnisse wie z.B. das bekannte Investor-Nutzer-Dilemma, auch Mieter-Vermieter-Dilemma genannt, bei dem der Investor die Kos-

ten seiner Investition nicht weitergeben kann, aber der Nutzer in den Genuss der Energie(kosten)einsparungen kommt. Eine solche Investition wird unterbleiben, wenn keine förderlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Privatpersonen haben häufig andere Möglichkeiten und Kriterien, um zu investieren, vor allem bei selbst genutztem Wohneigentum. Hier muss das entsprechende Kapital verfügbar sein. Aber auch bei privaten Haushalten stehen Investitionen in Energieeffizienz in Konkurrenzen mit anderen Zwecken. Grundsätzlich ist eine deutliche Erhöhung der Energieeffizienz und ein verstärkter Einsatz erneuerbarer Energien nur dann zu erwarten, wenn sich die Investitionsprioritäten ändern.

Bei der Einbeziehung externer Kosten der Energieversorgung können sich die Kostenrelationen in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung deutlich verändern. Allerdings weisen externe Kosten in den meisten Fällen eine grosse Bandbreite auf, die von der jeweils angewandten Methodik, den einbezogenen potenziellen Schadensausprägungen und sonstigen Voraussetzungen abhängt. Auch wenn mit dem sehr aufwändigen wissenschaftlichen Projekt NewExternE [ExternE 2005] der EU-Kommission eine einheitliche Methodik angestrebt wird, sind bestimmte grundsätzliche Unsicherheiten je nach Betrachtungsweise und Standpunkt nicht zu vermeiden. Nähere Ausführungen hierzu sowie Angaben zur Bandbreite externer Kosten finden sich in Band 3.

Durch das European Trading Scheme zum Handel mit Treibhausgaszertifikaten wurde mit der Internalisierung externer Kosten in Marktprozesse begonnen. Die Wirksamkeit sowohl in Bezug auf Investitionslenkung als auch auf die Treibhausgasvermeidung oder -verringerung bleibt abzuwarten, ebenso die Einbeziehung weiterer Sektoren und Regionen, z.B. durch Anwendung der flexiblen Kyoto-Instrumente. Zum Stand und zur Wirkungsweise dieser Instrumente wird auf Exkurs 4 in Band 4 verwiesen.

1.2.2 Kernenergie vs. CO₂

Die derzeitige Stromerzeugung der Schweiz ist mit den Hauptenergieträgern Wasserkraft und Kernenergie nahezu CO₂-frei. Für den möglichen Ersatz stillgelegter Kernkraftwerke werden sowohl neue Kernkraftwerke als auch mit Erdgas befeuerte Kombikraftwerke (im Folgenden Gaskraftwerke genannt) diskutiert. Der Betrieb beider Kraftwerkstypen ist mit Umweltauswirkungen und Risiken verbunden und in der Schweiz nicht unumstritten:

- Gaskombikraftwerke der neuesten Generation können vornehmlich in der Mittellast eingesetzt werden. Bei der Stromerzeugung entstehen Emissionen in Höhe von ca. 340 g CO₂/kWh. Das bedeutet eine zusätzliche CO₂-Belastung von ca. 1.1 Mio. t CO₂ jährlich je Kraftwerksblock von 550 MW. Der Technik der CO₂-Abscheidung und -lagerung (CCS, Carbon Capture and Storage) werden derzeit erhebliche Potenziale zugeschrieben. Bei Funktionieren und Einsatz der Technik sowie gesicherter Lagerung kann das CO₂-Problem zumindest eine Zeitlang entschärft werden, bis entsprechende Alternativen zur Verfügung stehen. Derzeit ist nach Einschätzung von Experten allerdings nicht ernsthaft damit zu rechnen, dass die Technologie vor 2025 serienmässig und zu tragbaren Kosten eingesetzt werden kann. In der Schweiz existieren nach derzeitigem Kenntnisstand keine geeigneten geologischen Speicher für die Verpressung von CO₂. Falls Gaskraftwerke zumindest während einer Übergangszeit ab ca. 2018 eingesetzt werden, sind die entsprechenden Emissionen ins Kalkül zu ziehen, auch bezüglich internationaler Verpflichtungen.
- Es wird damit gerechnet, dass bis 2030 serienmässig Kernkraftwerke der Generation III / III+ zur Verfügung stehen. Konkret handelt es sich hierbei um den neuen Europe-

an Pressurized Water Reactor (Druckwasserreaktor, EPR). Dieser verfügt gegenüber den heute in Betrieb befindlichen Reaktoren über verbesserte Sicherheitsausstattungen, und er soll leicht höhere Wirkungsgrade aufweisen. Derzeit sind die ersten Exemplare im Bau. Der Reaktortyp III / III+ verfügt nicht über die Eigenschaft der so genannten „inhärenten“ Sicherheit, bei der Kernschmelzunfälle zumindest theoretisch aufgrund der Betriebsweise ausgeschlossen werden können. Diese Eigenschaft wird erst dem Reaktortyp IV zugeschrieben, der bis 2030 voraussichtlich noch nicht serienreif sein wird [Streffler 2005]. Die grundsätzlichen Risiken, mit denen die Kernkraft verbunden ist, bleiben also bestehen: Schwere Unfälle mit erheblicher Freisetzung von Radioaktivität lassen sich nicht endgültig ausschliessen. Das Problem der Endlagerung radioaktiver Abfälle ist weltweit nicht befriedigend gelöst. In Zeiten zunehmender Terrorfurcht rücken erhöhte Gefahren durch Sabotage, Anschläge und Proliferation in den Fokus der gesellschaftlichen Diskussion [Oxford 2007].

Falls eine Entscheidung für neue Grosskraftwerke getroffen wird, wird eine gesellschaftliche Auseinandersetzung mit den beiden sehr verschiedenen Umweltwirkungen bzw. Risikostrukturen erfolgen müssen.

1.2.3 Inländische Quellen vs. stochastisches Dargebot – zentrale vs. dezentrale Produktionsstrukturen

Einheimische erneuerbare Energiequellen können einerseits die Abhängigkeit von Energieimporten verringern und andererseits die Klimabelastungen absenken, da sie zumindest CO₂-neutral (Biomassen) oder CO₂-frei sind. Die prominenten Quellen Wind (Elektrizitätserzeugung) und Sonne (sowohl für Elektrizitäts- als auch für Wärmeerzeugung) weisen eine teilweise stochastische Dargebotscharakteristik auf, was ihre Einbindung in das Gesamtsystem ab einem Anteil etwa im zweistelligen Prozentbereich erschwert. Zur Stabilisierung des Netzes sind z. T. neue Kurz- und Mittelfristprognosemethoden zu entwickeln sowie Speicher- und Regelungstechniken anzupassen [dena 2005].

Das schweizerische Elektrizitätssystem ist aufgrund seiner Speicher-, Pumpspeicher- und Spitzenlastkapazitäten hier in einer vergleichsweise komfortablen Situation, die es im Grundsatz auch erlaubt, in einem begrenzten Masse Regelenergie für stochastische Einspeisungen bereit zu stellen [consentec 2004]. Dies würde allerdings organisatorische Veränderungen im System voraussetzen.

Grundsätzlich ist eine stärkere Nutzung inländischer Quellen, vor allem bei der Elektrizitätserzeugung, an die Orte des Aufkommens und Dargebots gebunden: Der Wind wird dort „geerntet“, wo er am stärksten weht (vor allem auf dem Jurabogen [BFE 2004]), die Biomassen sollten keine zu grossen Einzugsradien mit sich bringen. Dies kann eine stärkere Dezentralisierung der Erzeugung mit Veränderungen in den Verhältnissen zwischen Netzstärke, Nachfrage- und Angebotsleistung und somit eine deutliche Veränderung gegenüber der heutigen vergleichsweise zentralisierten Struktur mit grossen zentralen Kraftwerken bedeuten. Eine solche Situation wird in den dezentralisierten Varianten des Elektrizitätsangebots durchgespielt.

1.3 Aktuelle Situation und Handlungsbedarf

Wie zahlreiche andere hoch entwickelte Staaten hängt die Schweiz stark von Energieimporten ab. Im Jahr 2003 betrug die „Importabhängigkeit“ gem. Energiestatistik des BFE 78.5 %. Hierbei befindet sich die Schweiz aufgrund ihres hohen Wasserkraftanteils in der Stromerzeugung noch in einer vergleichsweise komfortablen Situation.

Zur Wärmeerzeugung werden überwiegend fossile Energieträger, vor allem Heizölprodukte sowie Gas, eingesetzt. Der Strassenverkehr ist praktisch vollständig von fossilen Energieträgern abhängig. Die klimaschädlichen Wirkungen der damit verbundenen CO₂-Emissionen stellen eine der grössten Herausforderungen dar, denen sich die Industriegesellschaften derzeit zu stellen haben.

Sowohl die Nachfrage nach Energie insgesamt als auch insbesondere nach Elektrizität hat in den vergangenen Jahren ständig zugenommen. Auf der Elektrizitätsangebotsseite laufen die langfristigen Bezugsverträge mit französischen Lieferanten innerhalb der kommenden Jahre aus; ob ähnliche Langfristverträge erneut abgeschlossen werden können, ist derzeit unklar. Langfristige Reservierung von Durchleitungskapazitäten in öffentlichen Netzen sowie Grenzübergangskapazitäten wird aller Voraussicht nach nicht mehr möglich sein. Ausserdem wird erwartet, dass die schweizerischen Kernkraftwerke nach Laufzeiten von 50 – 60 Jahren vom Netz gehen. Es ist deshalb davon auszugehen, dass im Laufe des kommenden Jahrzehnts eine weiterhin wachsende Nachfrage ohne Kraftwerksneubauten nicht mehr inländisch gedeckt werden kann.

Im europäischen Umfeld besteht ein analoges Problem der Alterung und Verknappung von Kraftwerkskapazitäten. In Deutschland wird beispielsweise derzeit ein Investitionsstau beim Ersatz und Neubau von Kraftwerken befürchtet. Es ist unklar, ob perspektivisch am europäischen Markt genügend Kapazität, insbesondere Grundlastkapazität, vorhanden sein wird, so dass dauerhaft und gesichert in die Schweiz importiert werden kann.

Informations- und Handlungsbedarf besteht im Bereich der Nachfrageentwicklung, der Energiebeschaffung, des Energieträgermixes sowie der Stromerzeugung, ebenso in Bezug auf die Fragen von Importen oder inländischer Erzeugung, Technologien, Grössenordnungen und Akzeptanz. Weder beim Klimaschutz noch bei Energieeffizienztechniken noch im Umgang mit Risiken bestehen derzeit Marktmechanismen oder staatliche Instrumente, die klare Rahmensetzungen für eine Optimierung unter allen Zielsetzungen vorgeben.

Für den Bau neuer Grosskraftwerke wird aller Voraussicht nach ein umfassender gesellschaftlicher Konsens notwendig sein, damit es zu Bewilligungen kommen kann.

Falls durch signifikante Reduzierung der Nachfrage (Energieeffizienz) sowie durch verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien die Probleme entschärft werden sollen, ist ebenfalls ein breit abgestützter Konsensprozess notwendig, um die hierfür erforderlichen Instrumente wie zum Beispiel ordnungsrechtliche Bestimmungen, Einführung von Abgaben und/oder zusätzliche Förderinstrumente, umzusetzen.

2 Methode

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 wäre, wenn...?“–Aussage („Strategie-Szenario“). Diese Methodik wird für die Szenarien I „Weiter wie bisher“ und II „Verstärkte Zusammenarbeit“ 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...?“ („Zielszenarien“). Diese Methodik wird für die Szenarien III „Neue Prioritäten“ und IV „Weg zur 2'000 Watt-Gesellschaft“ angewendet.

In der hier vorliegenden Arbeit zu den Energieperspektiven kommen beide Arten von Szenarien zum Einsatz.

Die Szenarien werden darüber hinaus durch Sensitivitätsrechnungen auf ihre Robustheit hin überprüft: Hierfür werden unterschiedliche Entwicklungen für die Rahmenbedingungen Weltmarktenergiepreise, BIP sowie Erwärmung des Klimas vorgegeben und deren Auswirkungen auf die Szenarienergebnisse unter unveränderten Rahmenbedingungen („Trend“) verglichen.

2.2 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 (bearbeitet von Prognos AG), Dienstleistungen und Landwirtschaft (bearbeitet von CEPE), Industrie (bearbeitet von basics AG) sowie Verkehr (bearbeitet von Infrac AG) abbilden. Für die Berechnung des

Elektrizitätsangebots wird ein nach Erzeugungstechnologien gegliedertes Kraftwerksparkmodell (bearbeitet von Prognos AG, vgl. Band 5) angewendet.

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 mithilfe 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 Band 3 gesondert dokumentiert sind.

Im Folgenden wird kurz die Charakteristik und prinzipielle Funktionsweise der verwendeten Sektormodelle und des Kraftwerksparkmodells dargestellt. Für tiefer gehende Erläute-

rungen sowie Diskussionen der jeweiligen Datenbasen wird auf die entsprechenden Sektorberichte verwiesen.

2.2.1 Modellierung Sektors Private Haushalte

Tieferegehende Informationen finden sich in Prognos, 2006b, Kap. 2, sowie in der zugehörigen referenzierten Literatur und den Datenquellen.

Die Modellierung im Haushaltssektor erfolgt getrennt für die Verwendungszwecke Raumwärmeerzeugung, Warmwassererzeugung und Nutzung von Elektrogeräten. Dabei werden die Entwicklungen des Gebäudeparks, der Beheizungsstrukturen sowie des Elektrogerätebestandes differenziert berücksichtigt. Die grundsätzliche „Mechanik“ ist in allen Unterkategorien die gleiche.

Der Gebäudepark ist für die Zeiträume 1888 – 2000 (ex-post) und 2001 - 2050 (ex-ante) nach mehreren Baualtersklassen eingeteilt. Eine weitere Differenzierung wird nach Gebäudetypen vorgenommen, nämlich

- Ein- und Zweifamilienhäuser,
- Mehrfamilienhäuser,
- sonstige Gebäude mit Wohnungen.

Relevante Parameter sind jeweils Ausgangsbestände, Zugänge, Abgänge, Substitutionen (bei den Energieträgern der Heizungs- und Warmwassersysteme) sowie energetische Qualitätskriterien.

Die Bestandsdaten sowie Zu- und Abgänge stützen sich auf Volkszählungsdaten, Daten des BFS sowie von Wüest&Partner. Erfasst werden jeweils Anzahl und Fläche der Wohnungen. Korrelationen werden mit Einwohnerzahlen und Haushaltzahlen vorgenommen.

Hinzu kommt eine Differenzierung nach Nutzungs- bzw. Belegungsarten wie dauerhaft bewohnte Wohnungen („Erstwohnungen“) und Zweit- oder Ferienwohnungen.

Je nach Gebäudetyp, Nutzungsart und Zustand werden die Gebäude bzw. Bauteile beginnend etwa 10 bis 20 Jahre nach Baufertigstellung mit zunehmendem Alter einer Sanierung bzw. Erneuerung unterzogen. Damit verbunden, aber nicht deckungsgleich, sind die energetischen Sanierungen.

Bei den Heizsystemen werden Einzelheizsysteme mit den Energieträgern Elektrizität, Öl, Gas, Holz und Kohle sowie Etagen- bzw. Zentralheizungen mit den Energieträgern Elektrizität, Öl, Gas, Holz, Kohle, Fernwärme, Wärmepumpen und Solarheizung betrachtet. Bei der Warmwasserbereitung wird ebenfalls nach zentralen und dezentralen Systemen unterschieden. Zusätzlich wird sowohl bei Heizung als auch bei der Warmwassererzeugung berücksichtigt, dass parallel mehrere Energieträger genutzt werden können (prominent hier Zusatzheizung mit Holz oder die solare Unterstützung).

Die energetische Qualität wird jeweils für die definierten Kategorien als spezifischer Energiebedarf (je Fläche) indiziert.

Energiepolitische Instrumente sowie Energiepreise wirken auf die energetische Qualität von Neubauten sowie ggf. die Häufigkeit (Sanierungsraten) und die Qualität (Sanierungseffizienz) der Sanierungen.

Änderungen der Rahmenbedingungen, wie Bevölkerung, BIP oder Veränderungen von Lebens- und Wertewelten können sich auch auf die Mengenkomponten im Sinne der Gesamtflächen, der spezifischen Flächen je Haushalt oder pro Kopf, auswirken.

Die Elektrogeräte sind differenziert nach Beleuchtung, Haushaltsgrossgeräten, mittelgrossen Geräten im Haushalt – hierunter fallen auch alle Geräte der Unterhaltungselektronik sowie der Informations- und Kommunikationstechnologie - und sonstigen elektrischen Verbrauchern. Diese Kategorien sind jeweils nochmals alters- und nutzungsabhängig in Kohorten aufgeteilt. Die Nutzungsabhängigkeit wird zum Beispiel bei den Kühlgeräten in einer Aufteilung nach Kühlgeräten, Kühl- und Gefrierkombinationen sowie Tiefkühlgeräten abgebildet. Hinter den Kohorten sind z. T. nochmals Aufteilungen nach Verbrauchsklassen mit deren spezifischen Obergrenzen hinterlegt.

Bei der Beleuchtung sind ebenfalls Kohorten nach Techniktypen hinterlegt. Die Effizienzgrössen sind hier Energiebedarf je beleuchteter Flächeneinheit, die sich aus den Summationen über die Kohorten ergibt.

Bei den anderen Geräten kommt ergänzend, falls notwendig, noch eine Nutzungskomponente zum Tragen. Im Ergebnis resultieren als Effizienzgrössen dann jeweils mittlere Verbräuche je Gerät oder Haushalt.

Bei den Geräten der IuK-Technologie sowie der Unterhaltungsmedien sind – soweit durch Marktdaten gestützt – Informationen über Technikkomponenten wie z.B. Flachbildschirme, Plasmabildschirme, Desktop- oder Laptop-Computer, hinterlegt.

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 Verbrauchsegment wächst überdurchschnittlich – einerseits wegen der Vielzahl neuer kleiner Geräte, andererseits, weil auch zukünftig ständig neue Strom verbrauchende Geräte und Anlagen auf den Markt kommen werden, die es heute noch nicht gibt.

2.2.2 Modellierung Sektor Dienstleistungen

Tieferegehende Informationen finden sich in CEPE, 2007, Kap. 2, sowie in der zugehörigen referenzierten Literatur, dem Anhang und den Datenquellen.

Im Dienstleistungssektor wird ein flächenbasierter Kohortenansatz gewählt, der nach den Hauptkategorien „Wärme“ und „Elektrizitätsnachfrage“ untergliedert ist.

Die Aufteilung der Flächen erfolgt im Dienstleistungssektor auf sechs Branchen

- Handel,
- Kreditwesen/Versicherung,
- Gastgewerbe,

- Unterrichtswesen,
- Gesundheitswesen,
- Übrige Dienstleistungen,

sowie auf die Landwirtschaft mittels eines auf Arbeitsplatztypen basierenden Schlüssels.

Die Energiebezugsflächen (und daraus folgend die spezifischen Energieverbräuche) werden durch die Bauperiode sowie den Status bezüglich des Lebenszyklus eines Gebäudes: neu/unsaniert, teil- und vollsaniert definiert.

Die Heizungssysteme werden nach Installationsjahren charakterisiert und sind nach den Energieträgern Heizöl, Gas, elektrische Widerstandsheizung, Holz, Fernwärme, Elektrische Wärmepumpen und Sonne differenziert.

Der spezifische Heizenergieverbrauch wird in den sieben Branchen unter Berücksichtigung der folgenden Entwicklungen bestimmt:

1. Veränderungen des Gebäudebestandes werden durch ein Kohortenmodell abgebildet, mit den Basisparametern Bestand, Zugänge und Abgänge.
2. Der durchschnittliche Heizwärmebedarf der in einem gegebenen Jahr neu erstellten Gebäude errechnet sich aus den vorgegebenen durchschnittlichen Anforderungen für Neubauten und den ebenfalls vorgegebenen Anteilen der Neubauten, die diese Anforderungen erreichen. Die durchschnittlichen Energieeinsparungen bei einer energetisch wirksamen Sanierung sind ebenfalls vorgegeben.
3. Aus 1. und 2. lässt sich für jede Kohorte der durchschnittliche Heizwärmebedarf bestimmen.
4. Der Bestand und die Altersverteilung der Heizsysteme wird in einem eigenen Kohortenmodell aus der Anzahl neu installierter Heizsysteme in neuen Gebäuden und in bestehenden Gebäuden, in denen alte Heizsysteme ersetzt werden, berechnet.
5. Der Nutzungsgrad der neu installierten Heizsysteme ist als Zeitreihe vorgegeben. Mit der oben bestimmten Altersverteilung wird daraus der durchschnittliche Nutzungsgrad der verschiedenen Heizsysteme berechnet.
6. Die Anteile der Energieträger werden bestimmt durch ihre Anteile bei den Neubauten und durch die Substitution zwischen Energieträgern bei den bestehenden Bauten.
7. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, in allen Kohorten gleichermassen wirksame Verhaltensänderungen der Betreiber und Benutzer, z.B. infolge Energiepreisänderungen oder veränderten Komfortansprüchen, zu unterstellen.

Der spezifische Energieverbrauch für andere Wärmeanwendungen – z.B. Aufbereitung von Warmwasser oder von Prozesswärme für Dienstleistungen wie Kochen, Waschen, Trocknen – wird ähnlich berechnet. Die Potentiale für Effizienzverbesserungen sind deutlich geringer als bei der Raumheizung.

Die Elektrizitätsnachfrage wird ebenfalls flächenbezogen – mit der Mengenkomponekte „Energiebezugsfläche“ und der spezifischen Komponente „Energiekennzahl Elektrizität“ – modelliert.

Hierfür werden die Branchen weiter nach Unterbranchen differenziert und diese nochmals auf so genannte „homogene Gruppen“ aufgeteilt. "Homogene Gruppen" sind Aggregate von Arbeitsstätten mit vergleichbaren wirtschaftlichen Leistungen und häufig ähnlichen energietechnischen Charakteristiken zur Erbringung dieser wirtschaftlichen Leistung. "Eine homogene Gruppe einer Branche ist charakterisiert durch die Dienstleistung, die sie den Kunden erbringt, und die sie von anderen Untergruppen dieser Branche unterscheidet. Die Objekte einer solchen Untergruppe haben relativ ähnliche Energiekennzahlen Elektrizität" [Aebischer, 1999/2, S. 74].

Die durchschnittlichen Energiekennzahlen Elektrizität in den homogenen Gruppen sind in den siebziger und achtziger Jahren quasi konstant geblieben, während sich ihre relative Population z. T. deutlich verändert hat: die homogenen Gruppen mit der kleinsten Energiekennzahl nahmen generell in allen Branchen an Bedeutung ab; die Gewinner waren die stromintensiven Untergruppen (z.B. moderne Läden von Grossverteilern zu Lasten von "Tante Emma Läden", mittel/hoch technisierte Bürogebäude zu Lasten von wenig technisierten Bürogebäuden). Die Entwicklung der relativen Flächenanteile dieser homogenen Gruppen wird als intrasektoraler Strukturwandel bezeichnet.

Innerhalb der einzelnen homogenen Gruppen wird die technische Komponente modelliert. Auf dieser Stufe sind die homogenen Gruppen aufgeteilt nach alten unsanierten, alten sanierten und neu erstellten Gebäuden. Energiepolitische Massnahmen wirken sich im Wesentlichen nur bei der Entwicklung der durchschnittlichen Energiekennzahlen bei den neu erstellten und sanierten Objekten aus.

In den Wirtschaftsbranchen, in denen keine Aufteilung nach Unterbranchen und homogenen Gruppen möglich war, wird die Auswirkung des intrasektoralen Strukturwandels, der auch in diesen Branchen stattfindet, durch einen Koeffizienten ausgedrückt. Dieser Koeffizient beschreibt die jährliche Veränderung der durchschnittlichen Energiekennzahl Elektrizität, die infolge des intrasektoralen Strukturwandels stattfindet.

2.2.3 Modellierung Sektor Industrie

Tiefergehende Informationen finden sich in basics, 2007, Kap. 2, sowie der zugehörigen referenzierten Literatur, dem Anhang und den Datenquellen.

Im Industriesektor werden 143 industrielle Produktionsprozesse unterschieden, wie z.B. das Kochen und Blanchieren in der Nahrungsmittelindustrie, Klinkerbrennen in der Zementindustrie, Pressen von Profilen, Rohren, Stangen in der Metallindustrie. Hinzu kommen weitere 64 Prozesse, die die energetischen Aufwendungen für Raumheizung, Warmwasser, Büro etc. beschreiben.

Die „Mengeneffekte“ in der energetischen Modellierung sind je nach Prozess unterschiedliche physikalische Produktmengen, wie z.B. Volumina (gemessen in hl) Bier, Massen (gemessen in Tonne t) Papier, Massen (t) Zement, aber auch die bekannten Energiebezugsflächen (gemessen in m²) und Produktionsindices. Diese Mengen werden in der Terminologie des Modellierers (basics AG) „Hochrechnungsfaktoren“ genannt.

In die Modellierung der Prozesse können jeweils Zusammensetzungen unterschiedlicher Produktionstechnologien, Energietechnologien und auch Energieträger, wie z.B. Brenn-

stoffe und Elektrizität, eingehen. Der Mix verschiedener Inputenergien bei einem Prozess wird auf den Branchendurchschnitt kalibriert.

Die Produktion wird insgesamt 16 Branchen zugeordnet. Je nach Komplexität der Branche werden unterschiedliche Produktionsprozesse den Branchen zugeordnet. Bis zu 18 Prozesse, wie im Fall der Chemie, können einer Branche zugeordnet sein. Die Aufteilung ist in Tabelle 2-1 dargestellt.

Tabelle 2-1 **Anzahl Produktionsprozesse je Branche**

Basics-Nr.	Kürzel	Anzahl Produktionsprozesse
1	Nahrung, Getränke, Tabak	16
2	Bekleidung	6
3	Papier und Karton	13
4	Chemie	18
5	Glas	4
6	Keramik und Ziegel	6
7	Zement	9
8	Übrige NE-Mineralien	2
9	Metalle, Gießereien	9
10	NE-Metalle	13
11	Metallerzeugnisse	15
12	Maschinenbau, Fahrzeugbau	11
13	Geräte	8
14	Energie, Wasser, Abfall	1
15	Baugewerbe	4
16	Übrige	8
	Total	143

Quelle: basics 2007

Die spezifischen Energieverbräuche in den Prozessen sind nicht unabhängig von den Hochrechnungsfaktoren, sondern hängen über z. T. nichtlineare Kohortenalgorithmen mit diesen zusammen. Je mehr produziert werden muss, desto stärker wird zuerst die Auslastung der bestehenden Anlagen zunehmen, und wenn dies nicht mehr reicht, wird der Anlagenpark mit zumeist energetisch besseren Einheiten erweitert. Umgekehrt werden bei Erreichen der „Altersgrenze“ von Anlagen oder bei Rückgang der Produktion Anlagen ausgemustert.

Die spezifischen Energieverbräuche je Prozess sind ein über den Kohortenalgorithmus mit Zusatzinformationen aus Einzelbetrieben, Best-Practice-Werten, Benchmark-Analysen, Sparpotenzialen und Querschnittstechnologien ermittelter Wert. Die Spannbreiten können hier erheblich sein. Die Eingriffsmöglichkeiten über Parameter sind vielfältig, die Umsetzung politischer Instrumente niemals eindeutig. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass in der Industrie heute nicht alle Energiesparmassnahmen getroffen werden, die effektiv wirtschaftlich wären. Darüber hinaus sind nicht alle technisch möglichen Potenziale wirtschaftlich. Hinzu kommen noch die Möglichkeiten, perspektivisch ganze Produktionstechnologien zu ersetzen, bei denen Verringerungen des Energieverbrauchs um 90 % möglich sein können (wie z.B. beim Ersatz chemisch geführter Prozesse durch biotechnologische, die bei Zimmertemperatur ablaufen können). Der Einsatz solcher Technologien hängt sehr stark vom Umfeld, u.a. auch von der Genehmigungspraxis, ab.

In die Geschwindigkeit, mit der die Qualitäten der Produktionstechnologien verändert werden können, hängt im Wesentlichen von folgenden Faktoren ab:

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

Direkt oder indirekt können (energie-)politische Instrumente auf nahezu alle dieser Einflussfaktoren wirken.

2.2.4 Modellierung Sektor Verkehr

Weitergehende Informationen finden sich in Infrac, 2007, Kap. 2, sowie der zugehörigen referenzierten Literatur, dem Anhang und den Datenquellen.

Die Modellierung teilt den Verkehr in die Segmente Onroad-Verkehr, Offroad-Verkehr (fossil: Schienenverkehr, Schifffahrt, Luftverkehr (national)), Schienenverkehr elektrisch (Güter- und Personenverkehr) sowie Offroad-Nicht-Verkehr auf. Die Segmente werden je nach Datenlage und Anteil am Gesamtverbrauch in Kohorten in unterschiedlich hohem Detaillierungsgrad abgebildet.

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 Güterverkehrs des ARE abgestellt. Diese liefern die Eckwerte der Verkehrsnachfrage, ausgeprägt in verschiedenen Szenarien, die allerdings inhaltlich nicht völlig deckungsgleich sind mit denjenigen der Energieperspektiven. Deshalb mussten aufgrund von Analogieschlüssen gewisse Anpassungen durchgeführt werden. Diese Anpassungen werden bei der Beschreibung der Szenarien im Sektorbericht [Infrac 2007] näher erläutert. Modelltechnisch wurden die hier eingesetzten Bottom-up- und Kohorten-Modelle so abgestimmt, dass sie mit den Verkehrsperspektiven konsistent sind.

Im Strassenverkehr erfolgt die Modellierung differenziert nach Fahrzeugkategorien:

- Personenwagen (PW),

- Leichte und Schwere Nutzfahrzeuge (LN, SNF),
- Busse (Reisebus, ÖV-Busse),
- Motorisierte Zweiräder.

Für jede Kategorie werden die folgenden drei Elemente berücksichtigt:

- Verkehrsmengen, d.h. die Fahrleistung (Fzkm); über Annahmen zum Auslastungsgrad wird der Bezug zu den Verkehrsleistungen in Pkm bzw. tkm hergestellt,
- Verkehrszusammensetzung nach Antriebsart (Benzin/Diesel) und nach Grössenklassen (Gewichts- bzw. Hubraumklassen),
- Fahrverhalten, d.h. die Aufteilung der Fahrleistung auf verschiedene „Verkehrssituationen“ (unterschiedliche Geschwindigkeits- und Beschleunigungsmuster).

Für die Fahrzeugbestandsentwicklung werden ausgehend vom letzten Jahr, in dem statistische Erhebungen vorliegen, die künftige Entwicklung für jede Fahrzeugkategorie mit den Parametern Neuzulassungen und Ausfallraten ermittelt. Die Kategorien werden z. T. noch weiter binnendifferenziert, z.B. bei den PW nach 6 Segmenten, nämlich Diesel/Benzin und zusätzlich drei Hubraumklassen (<1.4 l, 1.4 – 2.0 l, >2.0 l).

Die spezifischen Fahrleistungen werden, verankert auf diverse Erhebungen, nach Fahrzeugkategorien, Alter, und Grössenklassen differenziert. Beispielsweise haben Diesel-PW höhere Fahrleistungen als Benziner, schwere Fahrzeuge fahren mehr als leichtere, neuere fahren mehr als ältere. Diese Information wird unter Beachtung struktureller Trends (wie z.B. der Verlagerung hin zu Diesel-PW) in die Zukunft fortgeschrieben und anschliessend nach Fahrzeugkategorien auf die drei Strassentypen Autobahnen, ausserorts, innerorts, verteilt. Bei den Nutzfahrzeugen wird neben den Gewichtsklassen nach Typen (Solo-LW, Lastenzüge, Sattelzüge) differenziert sowie der Beladungsgrad zur Charakterisierung herangezogen.

Im Schienenverkehr wird nach 5 Segmenten differenziert:

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

Ausgehend von der Nachfrage (Pkm bzw. tkm) und Annahmen zum Auslastungsgrad wird das Angebot (d.h. die Zugleistungen in Zugkm im Personen- und Güter-Bereich) ermittelt. Hierbei gibt es Wechselwirkungen, da die Nachfrageentwicklung selbst durch das Angebot beeinflusst wird. Über Annahmen zur Entwicklung der Zugsgewichte werden Bruttotonnenkilometer (Btkm) ermittelt, über die mit ergänzenden Annahmen und Erwartungen zum spezifischen Energieverbrauch schliesslich der Gesamtenergieverbrauch ermittelt wird. Der Fahrzeug- und Technologieersatz verläuft im Schienenverkehr weniger kontinuierlich als im Strassenverkehr ab, nämlich über „Generationen“, was über Altersverteilungen modelliert wird.

Im Offroad-Bereich werden die Segmente

- Baumaschinen,
- Industrie,
- landwirtschaftliche Geräte und Maschinen,
- Forstwirtschaft,
- Gartenpflege / Hobby,
- Schiffe,
- Schiene ,
- Militär,

modelliert. Das Vorgehen erfolgt analog zu den Motorfahrzeugen nach Mengengerüsten und spezifischen Treibstoffverbräuchen. Die Mengengerüste können nicht sehr fein ausdifferenziert werden, die Datengrundlagen nur begrenzt ergiebig sind.

2.2.5 Modellierung des Elektrizitätsangebots

2.2.5.1 Modellierungsmethode und Technik

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

Die zentrale exogene Grösse im Kraftwerksparkmodell stellt die Elektrizitätsnachfrage gemäss den verschiedenen Szenarien dar, mit der das Angebot zur Deckung gebracht 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. Die Ausrichtung auf Kalenderjahre oder Sommerhalbjahre (1. April bis zum 30. September) ist ebenfalls möglich. Als Basisjahr dient in der vorliegenden Version des Modells das hydrologische Jahr 2002/2003 bzw. das Kalenderjahr 2003. Der Prognosehorizont reicht für die Perspektiven bis zum Jahr 2035. Dieser wird in Jahresschritten, beginnend mit dem Jahr 2004, dargestellt.

Das Modell ist nach funktionalen und technischen Kriterien in Technikmodule 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 Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA),
- Gekoppelte und ungekoppelte erneuerbare Energien (Sonne, Wind, Biomasse und Geothermie),
- Import

übergeben, die ihrerseits jeweils die gesamte Kraftwerksgruppe aggregiert abbilden und nach den verschiedenen Technologien differenziert sind. Innerhalb der Technologie-module 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.

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 autonom 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 autonom zugebaut.

Hiermit bilden die Zubauten der Kernkraftwerke, der fossil-thermischen Grosskraftwerke und der Importe die freien Parameter des Modells. Unterstellt wird, dass die Potenziale vorhanden sind.

2.2.5.2 Methode der Kostenberechnung im Elektrizitätsmodell

Die im Kraftwerksparkmodell ermittelten benötigten neuen Anlagen zur Elektrizitätserzeugung – Ersatz und Neubau – 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 CO₂-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 Obligationszins (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 neuer Produktion im jeweiligen Betrachtungsjahr.

Zusätzlich werden jeweils die Barwerte als abdiskontierte Summen 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 zur Stromerzeugung angewendet. Der bestehende Park wird nicht bewertet, ebenso wie die Netze. Unter der Voraussetzung, dass die Investitionen in die Infrastruktur sich zwischen den Szenarien nicht allzu stark unterscheiden, eignet sich diese Methode der Kostenberechnung insbesondere für den Vergleich (Differenzbetrachtung) der gesamtwirtschaftlichen Kosten zwischen den Varianten und Szenarien, am ehesten in Bezug auf eine Referenz. Zur Berechnung von Kosten oder Preisen aus der Sicht von Einzelakteuren (z.B. EVU oder Stromkunden) ist sie nicht geeignet.

Die Berechnung der Stromerzeugungskosten 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 sozusagen vom Zeitpunkt seiner Inbetriebnahme, genauer gesagt, seines Bau-

beginns, 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 hohem 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 z. T. 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 werden, 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 durch Division mit den technologiespezifischen Wirkungsgraden 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 weit aus 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. 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 Stromverteilung 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.

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. Die Ermittlung der Grenzerzeugungskosten verläuft analog, nur dass jeweils die Kosten je Kilowattstunde von neuen Kraftwerken für jedes Jahr bestimmt werden. Da bei den Grenzkosten keine Gewichtung vorgenommen werden kann, können diese nicht für die jeweiligen Kraftwerksgruppen aggregiert werden. Allerdings werden die Durchschnittskosten der neuen Kraftwerke im Aggregationsmodul für die jeweilige Kraftwerksgruppe bestimmt.

Die Gesamtkosten über den Zeitraum bis 2035 werden diskontiert dargestellt. Das bedeutet, dass in der Zukunft entstehende Kosten, z.B. für Investitionen, ein geringeres Gewicht enthalten als heute anfallende Kosten.

2.3 Systemgrenzen, Konventionen

2.3.1 Systemgrenzen und Konventionen

Räumliche Systemgrenze ist die Schweiz. Die Darstellung der Energienachfrage und des Umwandlungssektors folgen i.W. den Konventionen der nationalen Gesamtenergiestatistik [BFE 2005a].

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 VGR und der internationalen Berichterstattung kompatibel.

Im Verkehrssektor wird für die Strassenfahrzeuge das Absatzprinzip angewendet (inländischer Verbrauch zzgl. Modellwerte für den Tanktourismus, (vgl. Infrac 2007). Beim Flugverkehr wird für die hier verwendete „Inlandsoptik“ mit der Systemgrenze Schweiz der inländische Flugverkehr in den Tabellen in Band 2 ausgewiesen. Für die Energiebilanzen (Anhangband zu Band 2 und 5) wird zur Kompatibilität mit der Gesamtenergiestatistik auch der Verbrauch des internationalen Flugverkehrs nach Absatzoptik mit ausgewiesen. Zur Entwicklung des internationalen Flugverkehrs vgl. Exkurs 6, Band 4.

Die Berechnung wurde auf die Gesamtenergiestatistik kalibriert. Die Werte wurden bis zum Stützjahr klimabereinigt in die Modelle eingespeist; lediglich das Kraftwerksparkmodell verwendet noch neuere Daten bis 2005.

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.

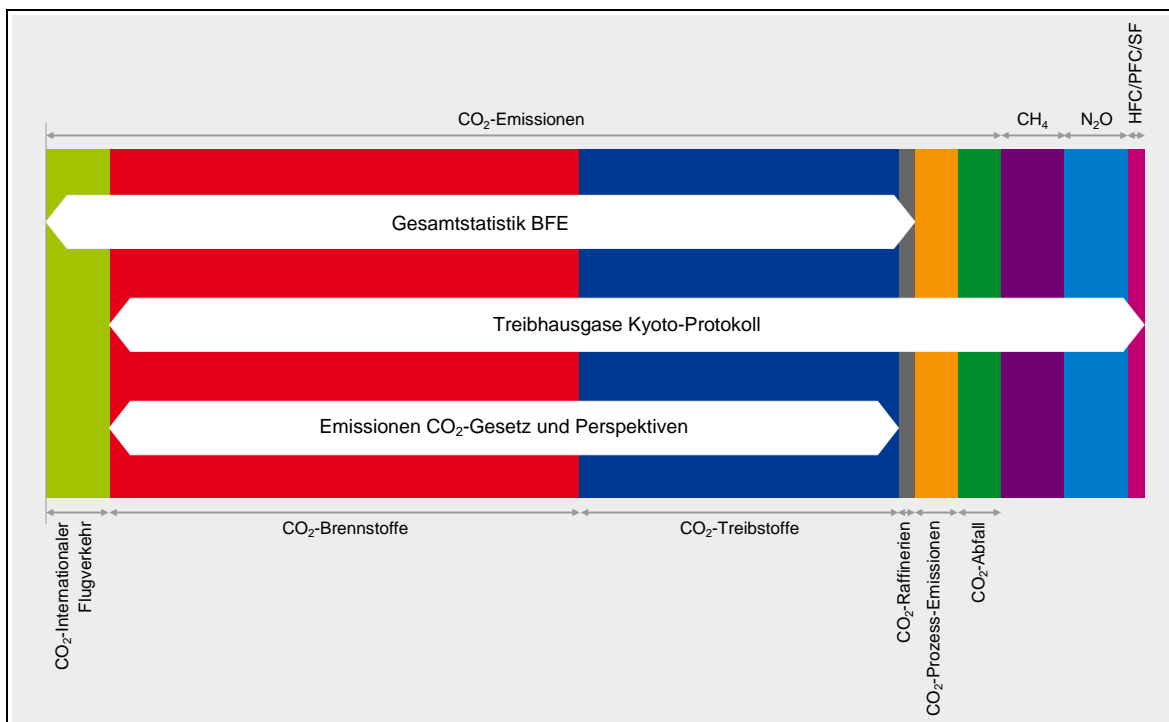
Die in diesem Band ausgewiesenen Verbrauchsdaten der Nachfragesektoren sind auch für die Vergangenheit witterungsbereinigte Modellwerte; so ist einigermaßen sichergestellt, dass keine Brüche auftreten. (Genauere Erläuterungen hierzu finden sich in der Einleitung zum Anlagenband zu Band 2 und 5 mit dem Zahlenwerk.) Alle Bezüge zu den Werten von 2000 sind mit den witterungsbereinigten Modellwerten gebildet.

Für die Energiebilanzen sind auch die Raffinerie-Eigenverbräuche mit ausgewiesen.

In die CO₂-Bilanzen nach CO₂-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 2-1 verdeutlicht.

Figur 2-1 Vergleich der Abgrenzungen der CO₂-Emissionen der Gesamtenergiestatistik, des CO₂-Gesetzes und der Energieperspektiven, sowie der Treibhausgase gemäss Kyoto-Protokoll



Quelle: Bundesamt für Umwelt, bearbeitet

2.3.2 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 die Szenarien III und IV wurde in den Modellen eine Differenzierung dieses Bereichs nach den Einzelenergieträgern Solarwärme, Umgebungswärme, Biogas/Klärgas (gestützt auf die Statistik der erneuerbaren Energien sowie die Wärmepumpenstatistik) sowie Biotreibstoffe vorgenommen. Bei den Treibstoffen wurde ausserdem die Kategorie „Erdgas als Treibstoff / CNG“ eingeführt.

„Umgebungswärme“ wird nur dann als eigener Energieträger gerechnet, wenn wirklich eine „Umgebungswärmequelle“ angezapft wird. In den Gesamtbilanzen tauchen Abwärmennutzungen in der Industrie nicht als Energieträger auf, da sonst Doppelzählungen auftreten können. Bei gesonderten Auswertungen zu Wärmepumpen (insbesondere in Exkurs 11, Band 4) werden diese aber gezählt.

Die „sonstigen Gase“ 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 ab-

gezogen 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 CO₂-Bilanzierung wichtig. Ausserdem werden entsprechende Gutschriften für WKK aus dem Industriesektor rückbilanziert. Die verwendeten Konventionen und Berechnungsmethoden werden in Band 5 (Modellierung des Elektrizitätsangebots) genauer erläutert.

Dem importierten Strom werden aufgrund der Systemgrenze Schweiz keine CO₂-Emissionen zugerechnet – diese werden in der Verbuchungslogik gem. internationalen Konventionen jeweils dem Erzeugerland zugerechnet und bei den Kosten über Zertifikate abgegolten.

2.4 Auswertungen

2.4.1 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, Treibstoffe 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. 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.

2.4.2 Umwelt und Emissionen

Bezüglich der Umweltwirkungen werden CO₂-Emissionen, NO_x-Emissionen, Feinstaub-Emissionen (PM10) sowie radioaktive Abfälle ausgewiesen.

Die CO₂-Emissionen hängen im wesentlichen von den chemischen Eigenschaften der Energieträger ab und sind daher mit festen Emissionsfaktoren zu ermitteln. Diese Faktoren finden sich im Anhangband zu Band 2 und 5. Theoretisch gibt es – aufgrund von technischen Eigenschaften der Verbrennungsprozesse – geringfügige Unterschiede: Falls die Verbrennung nicht vollständig ist, wird weniger CO₂- dafür CO, mehr VOC, Feinstaub

(Russpartikel) emittiert – aber auch weniger Energie erzeugt. Diese Unterschiede sind geringfügig; daher wird hier – als eine Art „schlimmster Fall“ unter der CO₂-Optik jeweils der volle Kohlenstoffgehalt in die CO₂-Emissionen eingerechnet.

Die CO₂-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 CO₂-Emissionen werden gemäss CO₂-Gesetz bilanziert, d.h. ohne Auslandsflüge und ohne Raffinerie-Eigenverbräuche.

Die NO_x- Emissionen sind im Gegensatz zu den CO₂-Emissionen nicht nur von den eingesetzten Brennstoffen, sondern auch stark von der verwendeten Technik abhängig. Diese wiederum entwickelt sich in einer engen Wechselbeziehung zwischen den technischen Möglichkeiten (wie z.B. Katalysatoren, Brennerqualitäten etc.) und der darauf reagierenden Normierung bzw. Gesetzgebung, die für die entsprechende Umsetzung sorgt. Die Berechnung der NO_x-Emissionen erfolgt in den Sektoren private Haushalte, Dienstleistungen und Industrie mit zeitabhängigen Emissionsfaktoren nach Energieträger und Anlagengrösse, die mit dem Bundesamt für Umwelt abgestimmt sind und im Anhangband aufgeführt werden. Im Verkehrssektor werden die Emissionen gemäss der zeitlichen Entwicklungen der EU-Normen mit Hilfe des Modells nach den Fahrzeugklassen ermittelt. Grundsätzlich zeigen die Faktoren und Berechnungen, dass die grössten Mengen an CO₂ im Verkehrssektor emittiert werden, hier bereits seit 1990 erhebliche Reduktionen (um über 45 %) erfolgt sind und mit der Einführung effizienter Katalysatoren über alle Fahrzeugklassen weiterhin szenariounabhängig erhebliche Reduktionen zu erwarten sind. Im Elektrizitätssektor werden die Emissionen ebenfalls modellgestützt nach Energieträger, Anlagengrösse und -technik berechnet.

Bei den Feinstaub-Emissionen wurde als Leitgrösse die Kategorie PM10 (Feinstaub mit Partikelgrössen kleiner als 10 Mikrometer) gewählt. Hier wurden die energiebedingten Emissionen berechnet; die abrieb- und aufwirbelungsbedingten Emissionen des Verkehrs wurden nicht berücksichtigt. Wie die NO_x-Emissionen sind die PM10-Emissionen vom Brennstoff und von der Technik des Verbrennungsprozesses abhängig; die produzierten Stäube können nachverbrannt oder in unterschiedlicher Vollständigkeit aus dem Abgas gefiltert werden. Auch hier sind die Emissionen technik- und zeitabhängig. Die Berechnung erfolgt in den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Industrie wiederum mit zeitabhängigen und abgestimmten Emissionsfaktoren. Im Sektor Verkehr und bei der Elektrizitätserzeugung werden sie modellgestützt auf der Basis der Anlageneigenschaften und der entsprechenden erwarteten Gesetzgebung ermittelt. Der wesentliche Einflussfaktor auf die Staubemissionen ist die Durchdringung des Diesel-Fahrzeugparks mit Russfiltern.

Die radioaktiven Abfälle werden nach den Kategorien

- Verbrauchte Brennelemente (BE) und Hochaktives Abfallglas (HAA) aus der Wiederaufarbeitung;
- Schwach- und mittelaktive Abfälle (SMA);
- Langlebige mittelaktive Abfälle (LMA) aus der Wiederaufarbeitung und der Forschung;

aufgeteilt und jeweils über die Lebensdauer der in den betrachteten Varianten ermittelten KKW's kumuliert ermittelt. Hierbei werden die Volumina der jeweiligen konditionierten und verpackten Abfallmengen ausgewiesen. Da nicht nur beim Betrieb der Kernkraftwerke radioaktive Abfälle aus den verbrauchten Brennstäben anfallen, sondern auch nach dem Ende der Betriebsdauer eine kontrollierte Entsorgung der radioaktiv kontaminierten Reaktorteile erfolgen muss, zeigt diese Betrachtung die integrierten Folgen vergangener und zukünftiger Entscheidungen im Bereich Kernkraft. Die dabei verwendeten Berechnungsmethoden werden im Anhang I von Band 5 erläutert.

2.4.3 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.

In den Perspektiven wird die Versorgungssicherheit nach vier Kriterien operationalisiert:

2.4.3.1 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 Anteile 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 einerseits als Importe betrachtet. Es gibt aber auch die Betrachtungsweise, sie aufgrund ihrer – bezogen auf den Energiegehalt – geringen Volumina und mittelfristigen Lagerbarkeit (es können mehrere Jahresvorräte gelagert werden) zu den nationalen Energievorräten zu zählen. Der Vollständigkeit halber werden die Importanteile für beide Betrachtungsweisen ausgewiesen.

2.4.3.2 Elektrizitätsangebot

Bei der Elektrizitätserzeugung wird 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 Wasserangebots 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 Leistungsbetrachtung für den Referenzfall der mit dem Modell berechneten Lückendeckung im Winter- und im Sommerhalbjahr ohne Kraftwerksausfälle sowie eine Leistungsbetrachtung in klimatischen Extremsituationen im Winter und im

Sommer, bei denen auch noch Ausfälle von Kraftwerkseinheiten zu bewältigen sind. Mit diesen Leistungsbetrachtungen wird jeweils geklärt, ob die Grundlast- und die Spitzenlastnachfrage mit den installierten Kapazitäten gedeckt werden kann.

Grundsätzlich ist in der Schweiz die Spitzenlast das entscheidendere Kriterium, da aufgrund der Speicherkapazitäten kurzfristige Arbeitsdefizite durchaus ausgeglichen werden können und mit etwas über 14 GW insgesamt hohe Kapazitäten installiert sind. Wenn die Nachfrage diese Kapazitäten allerdings übersteigt und Spitzenleistung importiert werden muss, wird dies einerseits potenziell (und schwer prognostizierbar) teuer, andererseits wird die Netzbelastung in Spitzenzeiten damit noch verstärkt und die Netzsicherheit damit ebenfalls schwer prognostizierbar belastet.

Im Referenzfall wird jeweils von der Engpassleistung des bestehenden Parks ausgegangen. Dies bedeutet im Winter die Engpassleistung der Laufwasserkraftwerke, die volle Leistung der thermischen Kraftwerke und keine Leistungsanrechnung der stochastisch einspeisenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne.

In den Extremfällen werden klassische Redundanzkriterien abgeprüft: Kann das System auch noch unter klimatisch härteren Bedingungen und bei Ausfall einer grösseren Einheit die Funktionsfähigkeit aufrechterhalten? Bei den klimatischen Bedingungen werden harte, aber nicht vollständig unwahrscheinliche Situationen definiert, z.B. eine 14-tägige Kältewelle im Januar-Februar, erzeugt durch ein stabiles Russlandhoch über ganz Europa, für die Hitzewelle eine 5-wöchige Situation analog zum „Hitzesommer“ 2003.

Diese wirken sich leistungsseitig auf die Nachfrage und auch auf das Angebot aus – z.B. wird bei einer Kältewelle damit gerechnet, dass Importe nicht zur Verfügung stehen, da europaweit (insbesondere in Frankreich) mehr Heizstrom gebraucht wird. Bei einer Hitzewelle können die Kühlleistungen von thermischen Kraftwerken verringert sein, was zu einer Leistungsreduktion führt – bei gleichzeitiger Spitzenlasterhöhung in der heissesten Zeit durch Klimatisierungsbedarf. Die genaueren Definitionen der Rahmenbedingungen werden im Folgenden kurz beschrieben.

Der Extremfall „Kältewelle“ wird durch eine stabile Hochdrucksituation mit einem stabilen winterlichen Hochdruckgebiet über Russland, mit sehr kalter und trockener Luft (-10 Grad Celsius) aus Nordosten als Ausgangslage, definiert. Diese stabile Wetterlage hält ca. 14 Tage an. Die Laufwasserkraftwerke produzieren mit Engpassleistung von ca. 0.8 GW_{el}, also mit ca. 25 Prozent der installierten Leistung. Die Stauseen sind auf mittlerem Niveau gefüllt und die (Pump)Speicherkraftwerke können mit rund 80 Prozent der installierten Leistung erzeugen. Da nur Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt wurden, die über ein genügend grosses Ausgleichsbecken verfügen und somit nicht nur eine stundenoptimierte Bewirtschaftung zulassen (vgl. Exkurs 12, Band 4, und die dort zitierten Quellen) verringert sich die berücksichtigte Leistung auf rund 60 Prozent der installierten Leistung. Die Leistungen der neuen geplanten Umwälzwerke (Emosson, Linth-Limmern und Grimsel) stehen bei einer Kältewelle nicht zur Verfügung, da die Arbeit fehlt, um das Wasser (wieder) hoch zu pumpen. Dies folgt aus den Simulationsergebnissen von Piot [Piot 2006b].

Importe aus dem Ausland fallen aufgrund des hohen Bedarfs in den exportierenden Ländern aus. Ganz Europa ist also auf die jeweils eigene Produktion angewiesen. Exporte werden deshalb auch nicht durchgeführt.

Windkraft- sowie Photovoltaik-Anlagen weisen nur eine geringe gesicherte (rund um die Uhr abrufbare) Leistung aus und sind selbst wetterabhängig. In den Modellrechnungen werden diese Leistungen ganz ausgeschlossen.

Unterstellt wird, dass die fossil-thermischen Kraftwerke mit Volllast erzeugen können. Jedoch fällt eine grosse Kraftwerkseinheit ausserplanmässig aus (K-1-Annahme). Dies ist das Kernkraftwerk Leibstadt mit einer Leistung von 1'165 MW_{el}, oder falls neue Kernkraftwerke zugebaut werden (Angebotsvarianten A und B), das neue Kraftwerk mit einer installierten Leistung von 1'600 MW_{el}.

Bei einer Kältewelle nimmt die Arbeits- und Leistungsnachfrage von elektrisch betriebenen Heizungsanlagen zu. Hierdurch entwickelt sich die Grundlastnachfrage etwas überproportional mit der Stromnachfrage.

Die Extremsituation „Hitzewelle“ wird wie folgt definiert:

Für eine Periode von fünf Wochen herrschen in Mitteleuropa hohe Temperaturen von über 27 Grad Celsius, davon zwei Wochen mit maximalen Temperaturen über 32 Grad Celsius im Tagesverlauf.

Auf dem europäischen Markt sind genügend Kapazitäten vorhanden, Importe und Exporte, insbesondere die Lieferverpflichtungen können damit getätigt werden. Die Versorgung im eigenen Land hat jedoch erste Priorität.

Die Laufwasserkraftwerke produzieren am 3. Mittwoch des Juli 62.2 GWh_{el} (jeweils der minimale Wert der Produktion am 3. Februar-Mittwoch der Jahre 1998 - 2004). Dies ergibt entsprechende Stundenleistungen von 2.6 GW, was 60 Prozent der installierten Leistung entspricht. Dies entspricht auch dem Wert der maximalen Leistung am 3. Mittwoch des Hitzemonats August in 2003.

Bei Speicherkraftwerken wird davon ausgegangen, dass die Produktionsleistung ca. 90 Prozent der installierten Leistung beträgt. Für Pumpspeicherkraftwerke beträgt der Wert 70 Prozent der installierten Leistung, da nicht alle Werke berücksichtigt wurden (siehe oben). Im Gegensatz zur Winterkälte stehen die Leistungen der neuen geplanten Pumpspeicherkraftwerke (Emosson, Linth-Limmern und Grimsel) bei einer Hitzewelle (teilweise) zukünftig zur Verfügung, da in der Nacht ggf. Arbeit und Leistung vorhanden sind um das Wasser (wieder) hoch zu pumpen. Dies folgt aus den Simulationsergebnissen von Piot (siehe [Piot 2006b]).

Die Revisionen der schweizerischen Kernkraftwerke finden (nacheinander) im Sommer statt. Ein grosses KKW ist während der Hitzewelle planmässig in Revision und zusätzlich fällt der kleinste Block aus (K-2-Annahme).

Als Folge der warmen und trockenen Luft können nukleare und fossil-thermische Grosskraftwerke nicht mit Volllast produzieren. Gemäss Angaben von swissnuclear [Swissnuclear 2006] müssen kühlurmgekühlte und flussgekühlte Kraftwerke ihre Leistung am Mittag um durchschnittlich fünf Prozentpunkte reduzieren.

Die Leistungen von Windkraft- sowie PV-Anlagen werden, wie bei der Winterkälte, in den Modellrechnungen ganz ausgeschlossen.

Die hauptsächlich auf Wärme ausgelegten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Siedlungs- und Industriebereich) sind nur geringfügig in Betrieb. Unterstellt wird eine verfügbare Leistung von 35 Prozent der installierten Leistung.

Bei einer Hitzewelle erhöhen sich sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast durch den verstärkten Gebrauch von Klimaanlage. Für die Grundlast werden +5 Prozent gegenüber

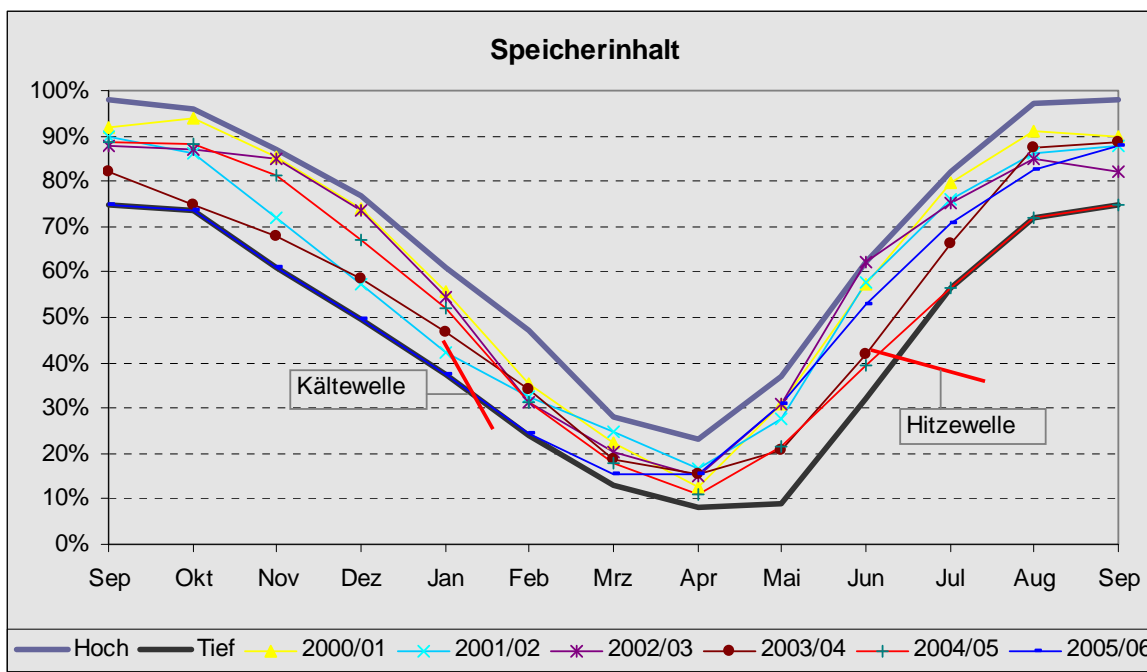
dem jeweiligen Referenzfall und in Spitzenlastzeiten +10 Prozent gegenüber dem Referenzfall angenommen. Ansonsten entwickelt sich die Leistungsnachfrage proportional mit der Stromnachfrage.

Unter diesen Bedingungen wurde mit Hilfe von Speichersimulationen [Piot 2006b] jeweils berechnet, ob die benötigte Arbeit und Leistung aus den Speicherkraftwerken bereit gestellt werden kann. Im Ergebnis zeigte sich, dass die Extremsituationen während der gesamten Zeit zu einer Entleerung der Speicher führen und nicht genügend Leistung vorhanden ist, um diese wieder aufzufüllen. Im allgemeinen wird genügend Arbeit vorhanden sein; die Bereitstellung der Leistung hängt stark von den verschiedenen Varianten ab.

Da die Füllungsgrade der Speicher je nach der Niederschlagsituation eines Jahres, dem Strombedarf und der Speicherregelung innerhalb eines breiten Korridors verlaufen können, wurden in Figur 2-2 die Auswirkungen für einen jeweils jahreszeitlich mittleren Speicherfüllungsgrad bei Beginn der Extremsituation aufgezeichnet (rote kurze Linien).

Es ist zu sehen, dass die Belastung durch eine Extremsituation Hitze- oder Kältewelle (jeweils mit Kraftwerksausfällen) die Speicherfüllungsgrade deutlich unter den unteren Rand des jahreszeitlich „normalen“ Korridors absenkt. Dies bedeutet, dass in Folgejahren möglicherweise diesbezüglich Engpässe auftreten können und ein entsprechend angepasstes Speichermanagement gefahren werden muss. Falls eine Kältewelle noch später am Ende eines Winters oder bei sehr tiefem Speicherstand auftritt (entsprechende Verschiebung der roten Linie), kann der Füllstand sehr nah an das absolute Minimum geraten.

Figur 2-2 **Verlauf des Speicherinhalts im hydrologischen Jahr, Speicherbelastung in den Extremsituationen Hitze- und Kältewelle gemäss Speichersimulationen**



Daten: BFE [1], [2], [3], Konzeption und Grafik: Prognos 2007

In den Szenarien und Varianten wird jeweils abgeprüft, ob unter diesen Bedingungen

- die maximale Lastnachfrage gedeckt werden kann,
- das potenzielle Grundlastmanko nicht zu gross wird und aus den Speichern gedeckt werden muss, so dass die Belastung evtl. zu hoch wird. Die Grössenordnung für dieses zulässige Grundlastmanko nach den Speichersimulationen beträgt 4'100 MW im Winter und 3'500 MW im Sommerhalbjahr.

Weitere Details hierzu, insbesondere zu den Speichersimulationen und den Voraussetzungen im einzelnen, finden sich in Exkurs 12, Band 4.

2.4.4 Rahmenbedingungen für Neubauten von Grosskraftwerken

2.4.4.1 Grundsätzliche und hier gewählte technische Optionen für Grosskraftwerke

Mit dem sukzessiven Ende der Betriebsdauer der bestehenden Kernkraftwerke stellt sich auch die Frage nach dem Ersatz dieser Grosskraftwerke durch neue Grosskraftwerke auf der Basis konventioneller Brennstoffe. (Die Alternativen hierzu in Form dezentraler fossiler WKK-Erzeugung, neue erneuerbare Energien und Importe werden in der Arbeit ebenfalls behandelt, siehe Kap. 4) Der weltweite Kraftwerkmarkt stellt hierfür zahlreiche verschiedene Typen zur Verfügung, von denen für die Schweiz aus heutiger Sicht vor allem Kernkraftwerke und Gaskombikraftwerke in Frage kommen. Steinkohlekraftwerke werden derzeit ausgeschlossen, da die Schweiz über keine „Kohle-Tradition“ verfügt und für den Brennstoff aufgrund der Entfernung zu den Weltmarkthäfen keine Logistik verfügbar ist. Diese müsste erst aufgebaut werden, was auch angesichts der hohen CO₂-Intensität von Kohlekraftwerken (750 g/kWh_{el}) und dem damit erzeugten Strom derzeit - auch aus Akzeptanzgründen - als unrealistisch erscheint. Für Braunkohlekraftwerke gilt ein ähnliches Argument, da diese aufgrund der vergleichsweise geringen Energiedichte des Brennstoffs und des damit verbundenen hohen logistischen Aufwands im Allgemeinen in der Nähe der Abbaugelände gebaut werden. Nennenswerte Braunkohlevorkommen sind in der Schweiz derzeit nicht bekannt. Abgesehen davon ist Braunkohle noch CO₂-intensiver als Steinkohle (je nach Kraftwerkstechnologie ohne CCS 950 g/kWh_{el}) und vor diesem Hintergrund in der traditionell CO₂-freien Stromerzeugung der Schweiz auch aus Akzeptanzgründen ausgeschlossen werden. Grosskraftwerke auf der Basis von Erdölprodukten werden in Europa praktisch nicht mehr neu gebaut.

Kernkraftwerke (KKW) erzeugen derzeit in der Schweiz ca. 40 % des nachgefragten Stroms; ein Ersatz der bestehenden KKW durch neue KKW wird durch einige Akteure befürwortet.

Wie bereits erwähnt, wird für die Modellierungen bis 2035 in den entsprechenden Varianten der Kraftwerkstyp EPR (European Pressurized Water Reactor, Druckwasserreaktor) der Generation III / III+ unterstellt. Dieser wird in der Standardleistungsklasse 1'600 MW eingesetzt, als thermischer Wirkungsgrad werden 32 – 36 % angenommen, was eine Steigerung gegenüber den derzeit im Betrieb befindlichen Reaktortypen darstellt. Diesem Reaktortyp wird eine weiter verbesserte Betriebssicherheit zugeschrieben. Der Reaktortyp III / III+ verfügt nicht über die Eigenschaft der so genannten „inhärenten“ Sicherheit, mit der Kernschmelzunfälle zumindest theoretisch aufgrund der Betriebsweise ausgeschlossen werden können. Diese Eigenschaft wird erst dem Reaktortyp IV zugeschrieben, der bis 2030 voraussichtlich noch nicht serienreif sein wird [Streffer 2005]. Es wird damit gerechnet, dass KKW dieser Generation IV nicht vor 2040 in Betrieb gehen. Genauere Diskussionen verschiedener KKW-Typen finden sich u.a. in [Streffer 2005] sowie [PSI 2005].

Falls KKW - aus welchen Gründen auch immer – nicht in Frage kommen oder nicht gebaut werden können, könnten Gaskombikraftwerke eine Option sein. Gas ist von den fossilen Brennstoffen derjenige mit der geringsten CO₂-Intensität, und Gaskombikraftwerke verfügen aufgrund des kombinierten Gas- und Dampfprozesses über einen hohen Wirkungsgrad von derzeit ca. 58 %, noch steigerungsfähig, so dass die CO₂-Intensität für neue Kraftwerke derzeit bei ca. 350 g/kWh_{el} liegt. Gaskombikraftwerke haben derzeit eine Standardgrösse von ca. 400 MW, die sich in Zukunft (etwa ab 2015) auf eine Blockgrösse auf 550 MW erhöhen wird. Eine Erdgas-Infrastruktur ist grundsätzlich im Land vorhanden.

Für beide Kraftwerkstypen gilt, dass nach Möglichkeit auf eine bereits vorhandene gute Einbindungsmöglichkeit in das Hochspannungsnetz zugegriffen werden sollte. Ausserdem müssen Kühlmöglichkeiten vorhanden sein. Dies ist insbesondere bei den Kernkraftwerken mit hoher Leistung und Wirkungsgrad von 32-36 % zu beachten, da hier gesichert hohe thermische Leistungen weggekühlt werden müssen, falls keine Wärmenutzung erfolgen kann. Die bestehenden Standorte eignen sich daher vor allem für neue Anlagen.

Grosskraftwerke sind anspruchsvolle technische Bauwerke, die Bewilligungsverfahren durchlaufen müssen und in bestimmten Phasen Referendumsmöglichkeiten unterliegen. Das BFE hat jeweils für Kernkraftwerke und Gaskombikraftwerke drei mögliche Varianten für den Verlauf der entsprechenden Verfahren durchgerechnet, die in Anhang D zu Band 5 im einzelnen dokumentiert sind. Als Rahmenbedingungen für die Modellrechnungen wurde jeweils die „mittlere“ der drei Varianten gewählt:

2.4.4.2 Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk

Das Bewilligungsverfahren umfasst nach dem neuen Kernenergiegesetz (KEG) auf Bundesebene die folgenden drei Schritte:

- Rahmenbewilligung
- Baubewilligung

Betriebsbewilligung

Bei der Rahmenbewilligung muss der Gesuchsteller unter anderem nachweisen, dass er die radioaktiven Abfälle entsorgt. Die Erteilung der Rahmenbewilligung durch den Bundesrat ist von der Bundesversammlung zu genehmigen. Das Referendum kann gegen diese Bewilligung ergriffen werden, womit die Stimmberechtigten für Genehmigung der Rahmenbewilligung das letzte Wort haben [BFE 2007].

Bei der durch das UVEK zu erteilenden Baubewilligung werden auch alle anderen Bewilligungen zusammengefasst. Die Betroffenen und der Standortkanton können gegen die Baubewilligung bis vor das Bundesgericht Beschwerde erheben. Nach Erhalt der Baubewilligung dauert der Bau des Kraftwerks ca. 5 Jahre. Nach dem Bau des Kernkraftwerks erfolgt das Betriebsbewilligungsverfahren. Auch hier können nach Kernenergiegesetz die Betroffenen und der Standortkanton bis vor Bundesgericht Beschwerde erheben [BFE 2007].

Unterstellt wird, dass sich die Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeit auf ca. 20 Jahre beläuft, so dass, beim Gesuch der Rahmenbewilligung in 2010, das Kernkraftwerk voraussichtlich erst in 2030 ans Netz gehen kann. Diese Ausgangslage ist in den Perspektiven zugrunde gelegt (siehe Figur 2-3).

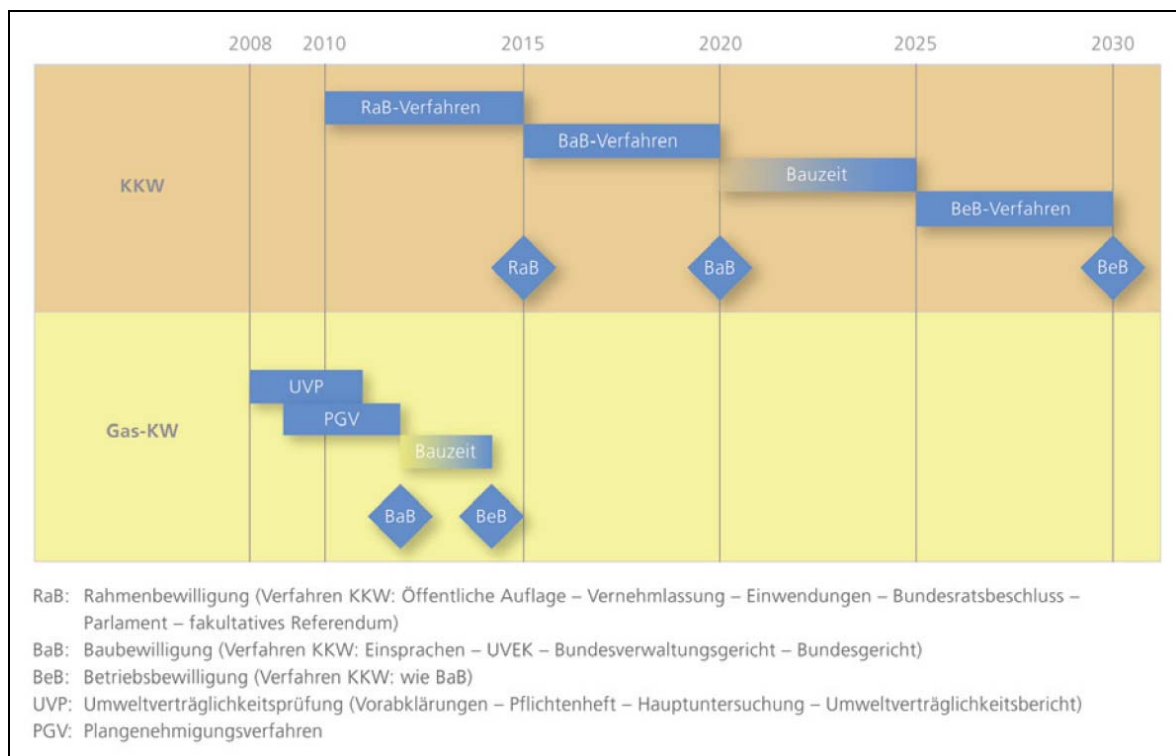
2.4.4.3 Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Erdgas-Kombikraftwerk

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist für eine Anlage von mehr als 100 MW_{th} obligatorisch, wobei das kantonale Recht gilt. Die Abklärung der Einflüsse auf die Umwelt geht zum grössten Teil dem eigentlichen Baubewilligungsverfahren voran. Dann folgt ein kantonales Baubewilligungsverfahren mit öffentlicher Mitwirkung. Parallel zum Baubewilligungsverfahren erfolgt das Plangenehmigungsverfahren für die Gaszuleitung sowie für die Hochspannungsleitung [BFE 2006a]. Im Fall einer Kühlung des Dampfes des Kraftwerks mittels Flusswasser ist zusätzlich ein kantonales Konzessionsverfahren vorzunehmen [BFE 2007].

Zudem muss in der Zeit der Verfahren zwischen der Betreibergesellschaft und dem Bund ein Vertrag verhandelt werden, welcher die CO₂-Kompensationsmassnahmen der Betreiberin festlegt [BFE 2006b].

Nach Erhalt der Baubewilligung dauert der Bau des Kraftwerks ca. 24 Monate. Insgesamt beträgt die Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeit bis zur Erteilung der Betriebsbewilligung ca. 6 Jahre.

Figur 2-3 Für die Perspektiven unterstellter Zeitbedarf zur Inbetriebnahme von Kernkraftwerken und Gaskraftwerken



Quelle: BFE 2007

2.5 Möglichkeiten und Grenzen der Methoden und der Perspektiven

2.5.1 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 (wie dies in den Sz. III und IV in Teilen geschieht), 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 risiken- und nebenwirkungsfreien kostenlosen unerschöpflichen Energiequelle o.ä.. Falls solche Ereignisse auftreten würden, wären eine Reihe der hier betrachteten Fragestellungen nicht mehr relevant.

Allerdings werden sehr wohl Sensitivitäten betrachtet, aus denen hervorgeht, wie robust oder anfällig die Energiesysteme gegenüber Schwankungen in den Rahmenbedingungen sind.

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?

2.5.2 Systemgrenzen und allgemeine Voraussetzungen

Aufgrund der Systemgrenzen, der Trägheit der Energiesysteme und der Stetigkeit der Entwicklungen der letzten ca. 20 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 betrieben werden; beide Politikfelder und -ziele sind mit zähen Aushandlungsprozessen und langsamen Fortschritten verbunden. Für die Szenarien III und IV werden notwendige Bedingungen für die Rahmensetzungen im EU-Umfeld abgeleitet.
- 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 erfolgt, kann die vom Netz bereit gestellte Infrastruktur diese verarbeiten (z.B. mit Verschiebungen im Speichermanagement).
- 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 allerdings grundsätzlich denkbar.
- Es wird nicht davon ausgegangen, dass in nennenswertem Umfang Wasserstoffinfrastruktur bis 2035 aufgebaut wird; diese Annahme wird durch die Experten-Befragung [Prognos 2006a] im Zusammenhang mit der Entwicklung des Szenario IV gestützt.
- Es werden so wenig implizite Annahmen wie möglich zur Verteilung der Biomassen auf Energieträger gemacht. In den „ambitionierteren“ Szenarien wird davon ausgegangen, dass grössere Mengen an Biotreibstoffen wie Bioethanol, Biodiesel, Synthesetreibstoffe und Pflanzenöle importiert werden.

2.5.3 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. Ein Überblick über Bandbreite und Methodik externer Kosten findet sich im Anhang zu Band 3.

In die Berechnungen der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen mit dem Gleichgewichtsmodell (Ecoplan, Band 3) 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 Radian einbezogen werden müssen – und was die Referenz ist.

Besser zu operationalisieren und auch zu quantifizieren sind CO₂- (bzw. Treibhausgas-) Vermeidungskosten. Für die Stromerzeugung lassen sich diese Kosten recht zuverlässig ermitteln, bei Effizienzmassnahmen ist der Unschärfenbereich grösser. Erste Erfahrungen mit dem Zertifikatshandel ermöglichen Prognosen innerhalb eines gewissen Korridors (und unter bestimmten Annahmen über die Entwicklung und Rationalität des Marktes). CO₂-Zertifikate, CO₂-Handel und internationale Projektmechanismen werden in Exkurs 4, Band 4, vertieft dargestellt. In den beiden Zielszenarien III und IV werden CO₂-Vermeidungskosten berechnet; bei der fossilen Stromerzeugung sind Zertifikatskosten berücksichtigt.

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 Rahmen

Wichtigste exogene Rahmendaten sind die Bevölkerungsentwicklung, die Entwicklung der Wirtschaftsleistung (absolut und pro Kopf) sowie die Entwicklung der Energiepreise. Die sozioökonomischen Rahmendaten lehnen sich eng an die Entwicklungen des Perspektivstabes des Bundes an.

3.1 Sozioökonomische Rahmendaten

3.1.1 Bevölkerung

Den Energieperspektiven wurde die Bevölkerungsentwicklung nach dem Demografieszenario „Trend“ des Bundesamts für Statistik von 2001 [BFS 2001] mit leichten Modifikationen zugrunde gelegt. Diese schreibt die demografischen Entwicklungen der jüngeren Zeit fort und „bezieht die absehbaren politischen Veränderungen ein“ (gem. Vorwort BFS 2001). Hierzu gehören insbesondere die durch die bilateralen Abkommen mit der EU zunächst wachsenden Einwandererzahlen, die ab 2010 wieder zurückgehen und ab etwa 2015 bei konstant ca. 2500 pro Jahr bleiben. Eine gegenüber den bilateralen Abkommen deutlich veränderte aktive Einwanderungspolitik wird nicht unterstellt. Die Lebenserwartung wird als weiterhin steigend angenommen (bei Männern bis 2060 um 6 Jahre auf im Mittel 82.5 Jahre, bei Frauen um 5 Jahre auf 87.5 Jahre). Die Fruchtbarkeit sinkt zunächst noch leicht ab und steigt danach leicht bis auf eine Stabilisierung von ca. 1.5 Kindern pro Frau an. Eine veränderte Familienpolitik wird nicht unterstellt.

In den Jahren 2001 - 2003 lag die effektive Immigration über den im Szenario prognostizierten. Dies wurde durch eine Niveauekorrektur berücksichtigt.

Im Ergebnis steigt die Bevölkerung (mittlere Wohnbevölkerung) bis zum Jahr 2025 auf ca. 7.62 Mio. Menschen an, um danach (ab 2027) langsam wieder abzusinken (7.57 Personen in 2035). (Tabelle 3-1, Figur 3-1).

Tabelle 3-1 **Entwicklung der mittleren Wohnbevölkerung von 1990 bis 2035, in Mio.**

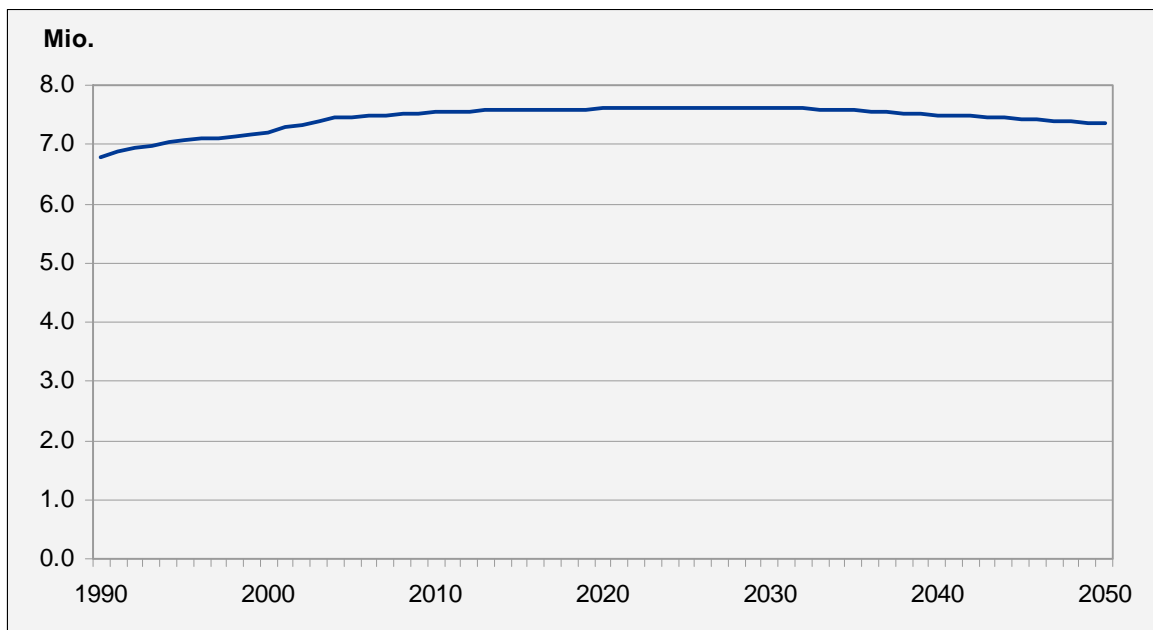
1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
6.80	7.08	7.21	7.47	7.54	7.58	7.60	7.62	7.61	7.57

Quelle: BFS, bearbeitet

Die Mitte 2006 vom BFS publizierten revidierten Szenarien konnten aus Zeitgründen nicht in die Szenarienrechnungen integriert werden.

Abschätzungen zeigen, dass die ökonomische und die energetische Situation in diesem Fall innerhalb des durch die Sensitivitäten „BIP Trend“ und „BIP hoch“ aufgespannten Korridors liegt.

Figur 3-1 **Entwicklung der mittleren Wohnbevölkerung von 1990 bis 2050, in Mio.**



Quelle: BFS, bearbeitet

3.1.2 BIP-Szenarien

Das SECO [seco 2004] hat zuhanden des Perspektivstabes zwei Szenarien für die längerfristige BIP-Entwicklung berechnet. Basis hierfür sind Schätzungen des Produktivitätswachstums und deren Korrelationen mit den Demografieszenarien des BFS. Es wurde ein Szenario „Trend“ entwickelt und ein Szenario mit höherem Wachstum. Das Szenario „Trend“ geht für den Zeitraum 2000 – 2010 von einem mittleren prozentualen Wachstum von 1.4 % p.a. aus, das sich bis 2030 auf 0.5 % p.a. reduziert, um danach wieder geringfügig anzusteigen. Das „gemittelte mittlere“ Wachstum über den Zeitraum 2000 – 2040 beträgt dann 0.9 % p.a. Dieses Szenario wird in den Rechnungen mit „Trend“ bezeichnet.

Das Szenario „hohes BIP-Wachstum“ weist im Durchschnitt ein gegenüber der Trendvariante um 0.5 Prozentpunkte erhöhtes jährliches relatives Wachstum auf. Dieses Szenario wird in den Sensitivitätsrechnungen mit „BIP hoch“ bezeichnet. (Tab. 3-2).

Tabelle 3-2 **Mittleres jährliches relatives BIP-Wachstum in den Szenarien „Trend“ und „hohes BIP-Wachstum“**

Jahrzehnt	2000 - 2010	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2040	2000 - 2040
BIP Trend Wachstum (in %)	1.4	1.0	0.5	0.7	0.9
BIP Hoch Wachstum (in %)	1.9	1.5	1.0	1.3	1.4

Quelle: seco

An dieser Stelle soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass langfristige Szenarien und Perspektiven grundsätzlich keine Konjunkturschwankungen berücksichtigen können. Die damit verbundenen Volatilitäten im relativen Wachstum erscheinen im allgemeinen

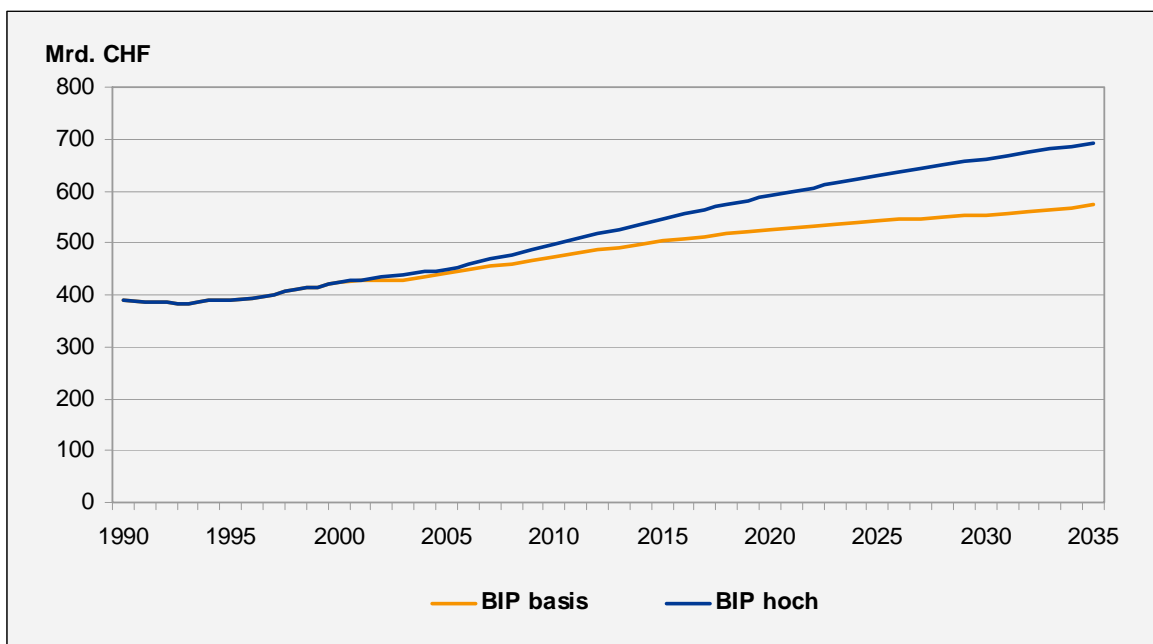
hoch, wie z.B. die Erfahrung der jüngsten Vergangenheit zeigt – zwischen geringem Negativwachstum mit -0.4 % in 2003 zu einem Realwachstum von 2.7 % in 2006 reicht die Spanne aktuell und war in der Vergangenheit auch weitaus höher, wie z.B. in Exkurs 1 Band 4, verdeutlicht wird. Da das relative Wachstum sich jedoch seit Jahrzehnten im unteren einstelligen Bereich bewegt, sind die Auswirkungen langfristig gesehen weniger gravierend, wie das absolute BIP in realen Werten zeigt (Tab. 3-3, 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 „Trend“ und „hohes BIP-Wachstum“, real, in Mrd. CHF (Preise von 2003)**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
BIP Trend	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
BIP hoch	387.9	389.5	422.8	449.6	497.0	546.4	590.6	630.0	662.5	692.2

Quelle: seco, eigene Anpassungen

Figur 3-2 **Entwicklung des BIP, real, in Mrd. CHF (Preisbasis 2003), 1990 - 2035**

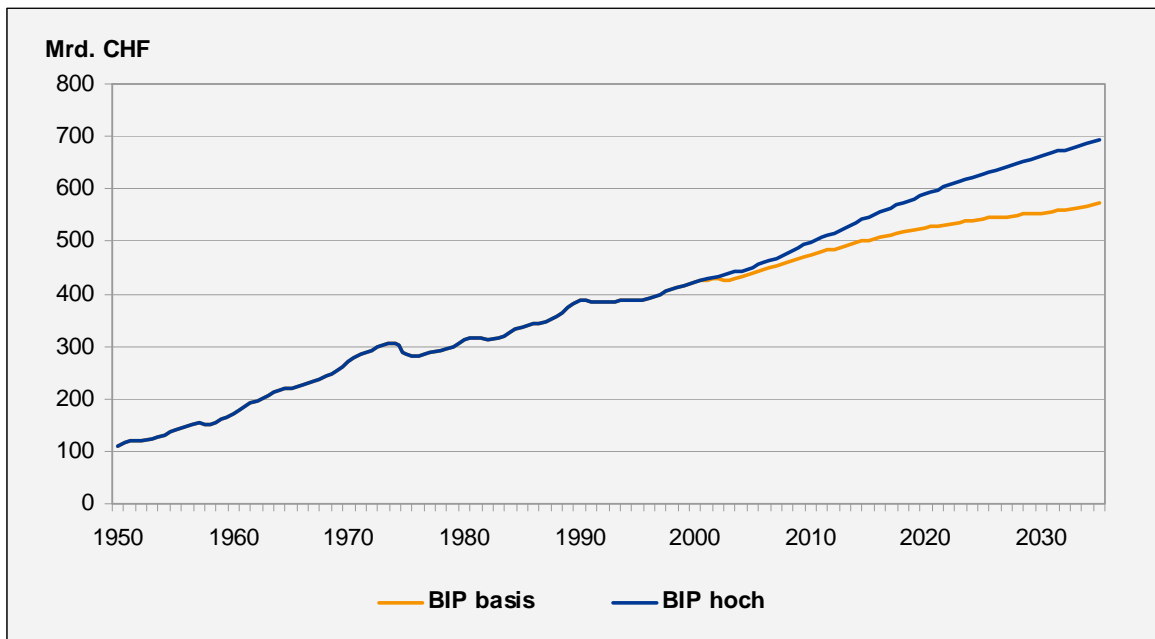


Quelle: seco, eigene Anpassungen

Das reale BIP steigt also in der Variante Trend in Preisen von 2003 von 422.8 Mrd. CHF in 2000 um insgesamt 35.4 % auf 572.3 Mrd. CHF. In der Variante „BIP hoch“ erhöht sich der Wert von 2035 gegenüber der Variante „Trend“ nochmals um knapp 21 %.

Um eine genauere Einschätzung der langfristigen Entwicklung zu ermöglichen, wird in Figur 3-3 die Entwicklung des realen BIP seit 1950 gezeigt.

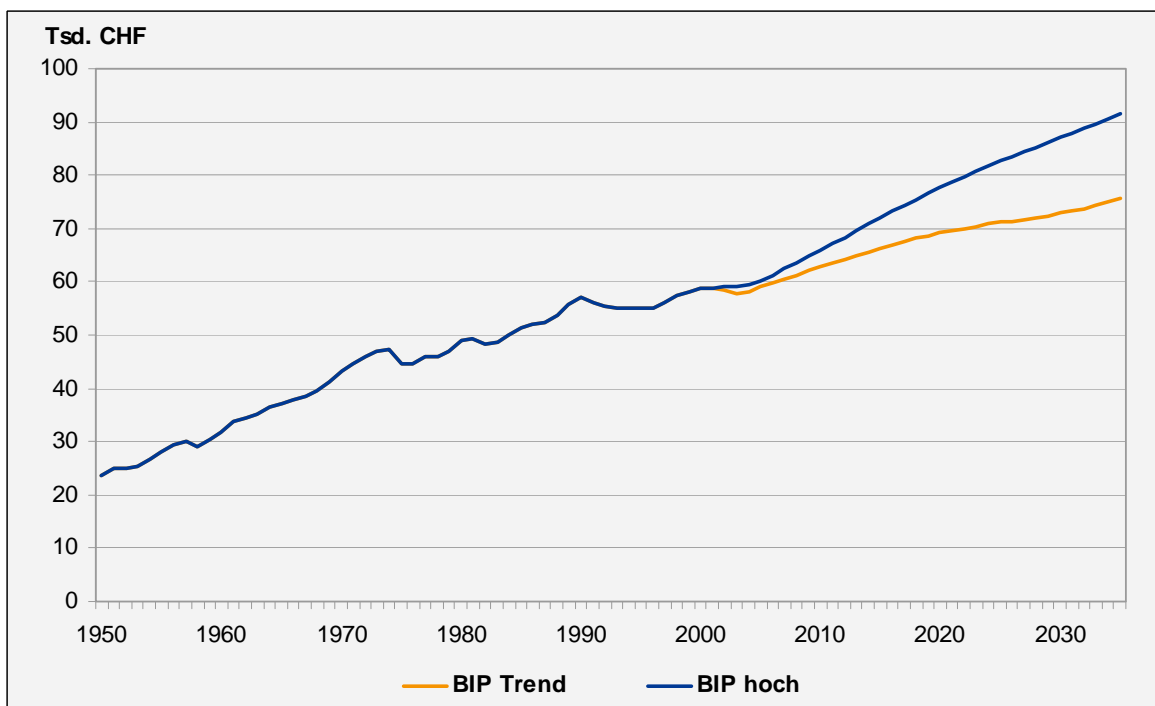
Figur 3-3 Entwicklung des BIP, real, in Mrd. CHF (Preisbasis 2003), 1950 - 2035



Quelle: seco, eigene Anpassungen

Da in den Jahren 1950 bis 1990 ein Bevölkerungswachstum von 4.7 Mio. auf 6.8 Mio. Personen stattgefunden hat, das derzeitige Bevölkerungsszenario aber eher von einer Stagnation ausgeht, ist die Entwicklung des spezifischen BIP pro Kopf noch aussagekräftiger. Hieran zeigt sich, dass die beiden Szenarien die Tendenzen der Vergangenheitsentwicklung deutlich fortsetzen. Szenario Trend liegt im spezifischen Wachstum pro Kopf unter dem langjährigen Mittel, Szenario BIP hoch deutlich darüber.

Figur 3-4 Entwicklung des BIP pro Kopf, real, in tausend CHF (Preisbasis 2003) p.c., 1950 - 2035



Quelle: seco, BFS, eigene Berechnungen

3.2 Energiebezugsflächen

Die Energiebezugsflächen wurden von Wüest&Partner mit einem für solche Arbeiten seit vielen Jahren verwendeten und mit jeweils aktuellen Statistik- und Zählungsdaten aufdatierten Modell geschätzt. Dieses verarbeitet unter anderem die gesamtwirtschaftlichen Perspektiven sowie Bauinvestitionsschätzungen und kantonale Gebäudeversicherungsdaten. Die Ergebnisse wurden in den einzelnen Sektoren aufgrund der dort vorhandenen spezifischen Informationen noch angepasst. Insbesondere wurden die altersspezifischen Absterberaten gleitend (mit breiteren Verteilungen) modelliert, zum anderen werden die zur Verfügung stehenden Investitionsmittel stärker in Umbau- als in Neubaumassnahmen investiert. Dies führt zu Flächengewinnen im Altbestand. Diese wiederum stehen aufgrund geringerer Flächen im Industriesektor zur Verfügung, so dass die Kompatibilität zu den Bauinvestitionen erhalten bleibt. Die Entwicklung der Energiebezugsflächen als typische Mengengrösse hängt unter anderem stark mit der Entwicklung des BIP (und damit der verfügbaren Konsumausgaben, davon abhängig wiederum mit den verfügbaren Bauinvestitionsmitteln) zusammen, so dass in der Variante „BIP hoch“ auch ein höheres Flächenwachstum zu erwarten ist als in der Variante „BIP Trend“.

Die Entwicklung der Energiebezugsflächen in den beiden BIP-Szenarien nach Sektoren ist in Tabelle 3-4 dargestellt.

(Bemerkung: Diese Werte gelten für die Szenarien I – III; in Szenario IV werden die Energiebezugsflächen leicht verändert. Erläuterungen dazu finden sich in der Einleitung zu Kap. 8)

Tabelle 3-4 **Entwicklung der Energiebezugsflächen in den Szenarien „BIP Trend“ und „BIP hoch“ nach Sektoren, in Mio. m²**

BIP Trend	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Haushalte	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Dienstleistungen	125.2	134.2	140.0	146.7	154.5	162.4	169.3	174.9	179.3	183.4
Industrie	70.4	70.3	70.8	71.5	74.9	78.2	80.8	82.5	83.7	85.0
Total	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
BIP-hoch	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Haushalte	349.3	383.8	416.5	443.6	472.5	498.9	524.3	545.8	566.3	583.6
Dienstleistungen	125.2	134.2	140.0	146.7	154.9	163.3	170.9	177.5	183.1	188.7
Industrie	70.4	70.3	70.8	71.5	75.1	78.5	81.5	83.6	85.3	87.2
Total	544.9	588.3	627.2	661.8	702.5	740.7	776.7	806.9	834.8	859.6

Quelle: Wüest&Partner, eigene Anpassungen

3.3 Verkehrsleistungen

Die den Perspektiven zugrundeliegenden Verkehrsmengengerüste basieren auf den Verkehrsperspektiven des Bundesamts für Raumentwicklung (ARE), die in regelmässigen Abständen aufdatiert und revidiert werden. Sie setzen auf den soziodemografischen Rahmensetzungen der Bundesverwaltung auf und sind in dieser Hinsicht mit den Ener-

gieperspektiven konsistent. Die Verkehrsperspektiven entwickeln unterschiedliche Szenarien für den Personen- und den Güterverkehr.

Den in den Szenarien I - III der Energieperspektiven verwendeten Personenverkehrsleistungen liegt das Basis-Szenario der Verkehrsperspektiven des ARE zugrunde, das allerdings aufgrund jüngerer statistischer Ergebnisse vom Sektorbearbeiter Infras [Infras 2007] für die Zwecke der Energieperspektiven angepasst (erhöht) wurde. Für die Variante „BIP hoch“ wird das Szenario etwas in Richtung des Alternativszenarios „Städtenetz und Wachstum“ verändert (erhöhte Verkehrsleistungen).

Im Szenario IV findet das leicht modifizierte Alternativszenario 3 „Regionaler Ausgleich und Ressourcenknappheit“ Anwendung.

Im Güterverkehr wird den Szenarien I - III das Basisszenario zugrunde gelegt, das die Dynamiken der letzten Jahre fortschreibt und von einer europäischen und schweizerischen Verlagerungspolitik auf die Schiene ausgeht. Szenario IV der Energieperspektiven basiert auf dem Alternativszenario 1 „Bahndynamik und Alpenschutz ein Europa“ der Güterverkehrsperspektiven, das die Verlagerung beschleunigt.

Die Sensitivitäten „hohe Energiepreise“ verändern die Verkehrsmengengerüste ebenfalls leicht. Die jeweiligen Kenndaten dazu finden sich am Schluss dieses Kapitels in den Überblickstabellen.

Genauere Erläuterungen zum verkehrspolitischen Umfeld und den Auswirkungen auf die einzelnen Verkehrsträger finden sich in Infras 2007, Kap. 3.

Tabelle 3-5 **Verkehrsmengengerüste für Szenarien I - III, Varianten „BIP Trend“ und „BIP hoch“**

BIP Trend		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Strasse P	Mrd. Pkm	76	79	86.9	93.5	97.7	99.8	102.0	102.9	103.9	105.9
Schiene P	Mrd. Pkm	-	-	14.8	21.0	22.2	23.9	25.3	26.5	27.7	28.4
Total P	Mrd. Pkm	-	-	101.7	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.3
Strasse G	Mrd. tkm	11	11	13.6	15.4	16.2	17.5	18.4	19.0	19.5	19.9
Schiene G	Mrd. tkm	-	-	9.7	10.1	11.1	12.1	14.4	15.8	16.9	17.2
Total G	Mrd. tkm	-	-	23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
BIP hoch		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Strasse P	Mrd. Pkm	75.7	78.9	86.9	93.5	98.8	102.4	106.1	108.6	111.0	113.8
Schiene P	Mrd. Pkm	-	-	14.8	21.0	22.6	25.5	28.0	30.6	33.3	34.4
Total P	Mrd. Pkm	-	-	101.7	114.5	121.4	127.9	134.1	139.2	144.2	148.1
Strasse G	Mrd. tkm	11.4	11.1	13.6	15.4	16.8	18.4	20.1	21.4	22.5	23.0
Schiene G	Mrd. tkm	-	-	9.7	10.1	11.4	13.1	16.3	17.8	19.1	19.5
Total G	Mrd. tkm	-	-	23.3	25.5	28.2	31.5	36.4	39.3	41.7	42.5

P: Personenverkehr, G: Güterverkehr

ARE; Berechnungen Infras

Die Personenverkehrsleistungen steigen bei „BIP Trend“ zwischen 2000 und 2035 um gut 32 % an, die Güterverkehrsleistungen um fast 59 %. Bei der Variante „BIP hoch“ wachsen die Personenverkehrsleistungen um knapp 46 % an, die Güterverkehrsleistungen um 82 %.

3.4 Energiepreise

Als energetische „Leitwährung“ wird die Entwicklung der Weltmarktrohölpreise zugrunde gelegt [Prognos 2005/2006].

Zum Zeitpunkt der Festlegung der Szenarienrahmenbedingungen war davon auszugehen, dass mindestens bis 2030 geologisch keine Verknappung der fossilen Ressourcen zu erwarten ist. Zum Stand der wissenschaftlichen Erkenntnisse und Diskussion der fossilen Ressourcen vgl. Exkurs 2, Band 4.

Für die Entwicklung der Weltmarktenergiepreise werden zwei Szenarien zu Grunde gelegt:

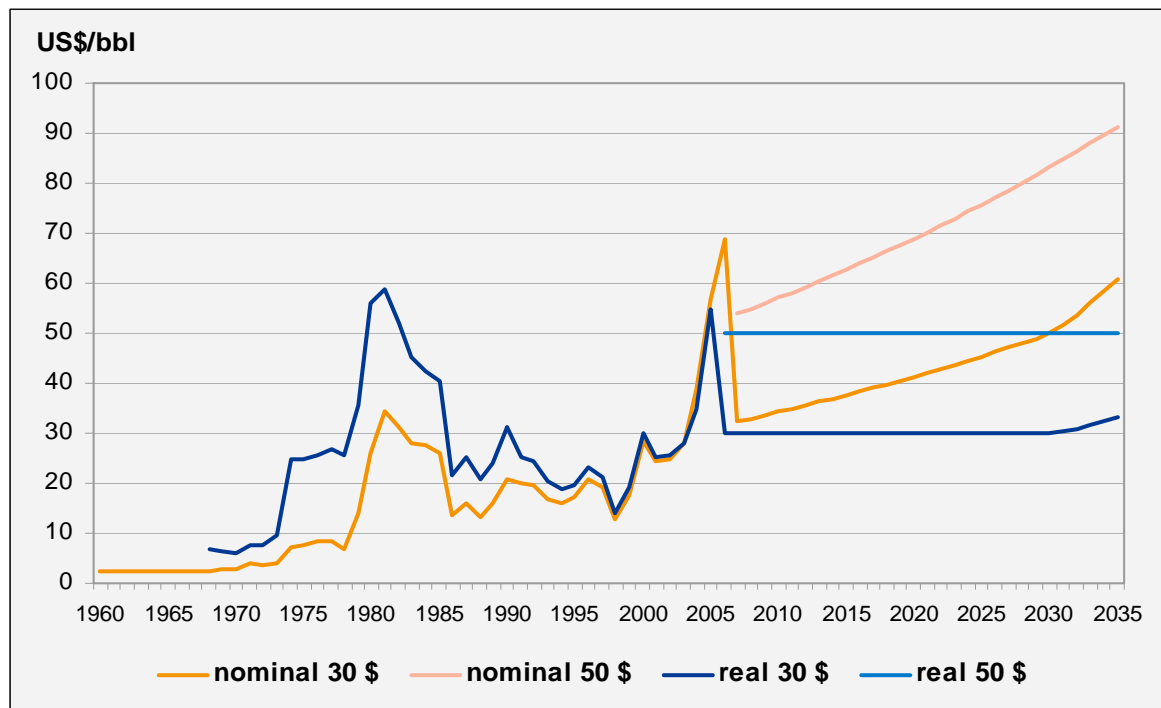
- Szenario „30 \$“ geht von einer real konstanten Entwicklung der Weltmarktölpreise von 30 \$ (in Preisen von 2003) bis 2030 aus, danach steigen sie linear bis auf 50 \$ (reale \$ 2003) in 2050 an. In nominalen Preisen bedeutet dies einen Anstieg bis auf 54 \$ in 2030, und 101 \$ in 2050.
- Szenario „50 \$“ geht von einer im wesentlichen real konstanten Entwicklung der Weltmarkt-Ölpreise von 50 \$ in realen Preisen von 2003, was einen nominalen Preis von 86 \$ in 2035 bedeutet.

Nach den aktuellen mittelfristigen weltweiten Ölpreisprognosen (z.B. Handelsblatt 14.09.2006) sowie den jüngsten Hinweisen auf neue grosse Vorkommen vor der ostasiatischen Küste ist es wahrscheinlich, dass sich nach dem Peak von 2005/2006 der mittelfristige Korridor innerhalb des von diesen beiden Preis-Szenarien aufgespannten Korridors liegt. Das „30 \$“-Szenario würde dann aus Sicht der Ressourceneffizienz und des Klimaschutzes eher eine Situation des „schlimmsten Falles“ abbilden, in der es kaum Marktanreize zur Ausschöpfung von Sparpotenzialen und CO₂- Reduktion gibt. Das „50 \$“-Szenario zeigt dem gegenüber, wie viel (oder wie wenig) Effizianzanreiz durch ein solches Preissignal erreicht werden kann.

Interessant ist, dass das „50 \$“-Szenario in der Definitionsphase der Energieperspektiven 2002 – 2003 (mit Preisen um 22 - 28 \$/bbl) unrealistisch hoch erschien und kaum rationale Marktmechanismen denkbar waren, den Weltmarktpreis dauerhaft auf diesem Niveau zu halten. An dieser Stelle wird auf die in Kap. 2.5 diskutierten Projektionsgefahren hingewiesen.

Zur Information wird in Figur 3-5 die Entwicklung der Preise in den beiden Preisszenarien nominal und real ab 1960 dargestellt. Die Umrechnung der zukünftigen nominalen Werte von der Preisbasis 2003 erfolgt mit einer gemittelten Inflationsrate von 1.9 % p.a..

Figur 3-5 Entwicklung der Weltmarktrohölpreise, nominal und real



Quellen: IEA, OPEC, eigene Berechnungen

Die Rohölpreise von 2005 entsprechen real denjenigen der zweiten Ölpreiskrise von 1980/1981. Während letztere massive Auswirkungen auf Weltwirtschaft, wirtschaftliche und politische Entwicklung der Industrieländer hatte, sind die Entwicklungen der beiden letzten Jahre damit nicht vergleichbar: Die Weltkonjunktur zog trotz Preiserhöhungen, Raffinerieausfällen und Hurrikansaison 2005 an, das BIP der Schweiz setzte seinen Erholungstrend nach 2003 fort. Über Fahrverbote wird nicht nachgedacht. Trotz erhöhter Energieverbräuche pro Kopf ist der Anteil der Energierechnung am BIP und der Anteil der individuellen Energierechnung am Warenkorb weitaus geringer als in den 1970er und 1980er Jahren: Überschlägig gerechnet war der Anteil der Energierechnung in 1981 am BIP (real) knapp doppelt so hoch wie 2005.

Auf eine Diskussion dauerhaft höherer Preise von real 80 oder gar 100 \$/bbl wird an dieser Stelle und mit dem hier verwendeten sehr aufwändigen Modellinstrumentarium verzichtet. Dieses Thema wurde auf Wunsch des Forums Energieperspektiven in einem weiteren Projekt „Höchstpreisszenarien“ des BFE mit einem allgemeinen Gleichgewichtsmodell (von der Firma Ecoplan), das auch grobkörnig weltweite Reaktionen und Dynamiken abbildet, bearbeitet.

Bei den Erdgaspreisen wird nach wie vor von einer Kopplung an den Ölpreis ausgegangen.

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 und – bei den Haushalten und im nichtgewerblichen Verkehr – der Mehrwertsteuer ermittelt. Dies geschieht zunächst auf Basis der jeweiligen Preise. Diese werden dann mit dem Landesindex der Konsumentenpreise bzw. dem Index der Produzen-

tenpreise (Preisbasis 1990 entsprechend GEST) 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 gehen wir davon aus, dass ein Teil der Umwandlungskosten (Verluste) ölpreisabhängig ist, mithin dem nominalen Ölimportpreis folgt.

Für die Mineralölsteuern auf Brenn- und Treibstoffe und die CARBURA-Abgaben wird reale Konstanz unterstellt. Kohle und Strom sind nicht mit Produktionssteuern belegt. Für den Mehrwertsteuersatz wird ein Anstieg von derzeit 7.6 % auf 11 % im Jahr 2035 unterstellt.

Die vorläufige Strompreisprognose basiert zunächst noch auf der Annahme, dass sich die europäischen Strompreise aus Wettbewerbsgründen annähern und sich auch die schweizerischen Strompreise diesem Niveau anpassen. Dabei werden stellvertretend für die Entwicklung in Europa die deutschen Strompreise herangezogen.

Aus dem Vergleich der schweizerischen und der deutschen Strompreise ist bereits für die vergangenen Jahre deutlich eine Konvergenz zu erkennen, wenn man spezifische Preisbestandteile in Deutschland (Ökosteuer, MwSt., Konzessionsabgaben) eliminiert.

Trotz der unterschiedlichen Ausgangsbedingungen in der Schweiz und in Deutschland sind mittel- und längerfristig die Entwicklungstendenzen ähnlich. Investitionen in den Kraftwerkspark (Ertüchtigung, Erneuerung, Ersatz) werden die Erzeugungskosten erhöhen.

Wir gehen in der vorläufigen Prognose der Strompreise davon aus, dass der Liberalisierungsprozess mit sinkenden Preisen in der Schweiz länger andauert, die Preissenkungen aber insgesamt etwas geringer ausfällt als in Deutschland. Der mit der Modernisierung des Kraftwerkspark verbundene Wiederanstieg der Preise erfolgt dagegen etwas später.

Die Endverbraucherpreise in den Preisvarianten „30 USD/bbl“ und „50 USD/bbl“ sind in den Tabellen 3-6 (Verbrauchseinheiten) und 3-7 (Rp./kWh) sowie in den Figuren 3-6 bis 3-8 dargestellt.

Tabelle 3-6 Endverbraucherpreise in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Private Haushalte/Dienstleistungen - Preis 30\$										
Röhöl Weltmarkt real 2003, fob, US-\$/bbl	31.2	19.6	29.9	55.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	33.4
Heizöl extra leicht, Rp/l	42.9	27.7	51.9	42.8	44.2	45.4	46.0	46.7	46.8	50.6
Erdgas, Rp/kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.2
Elektrizität, Rp/kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Holz, CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Fernwärme, CHF/GJ	17.5	16.1	15.6	18.1	18.4	18.9	19.2	19.5	19.8	20.7
Private Haushalte/Dienstleistungen - Preis 50\$										
Röhöl Weltmarkt real 2003, fob, US-\$/bbl	31.2	19.6	29.9	55.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Heizöl extra leicht, Rp/l	42.9	27.7	51.9	57.0	63.8	65.8	66.7	67.6	67.8	68.0
Erdgas, Rp/kWh	6.0	5.6	6.1	7.2	8.4	8.6	8.7	8.8	8.9	8.9
Elektrizität, Rp/kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.6	18.3	18.8	19.0	18.8
Holz, CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.5	47.5	49.6	51.8	54.0	56.4
Fernwärme, CHF/GJ	17.5	16.1	15.6	19.9	21.6	22.1	22.5	22.9	23.2	23.6
Industrie - Preis 30\$										
Röhöl Weltmarkt real 2003, fob, US-\$/bbl	31.2	19.6	29.9	55.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	33.4
Heizöl extra leicht, CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	432.2	443.3	445.5	447.5	449.2	488.9
Heizöl schwer, CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	306.5	316.8	318.5	320.1	321.3	359.2
Erdgas, Rp/kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	3.9	4.0	4.0	4.0	4.3
Steinkohle, CHF/t	100.9	74.4	89.0	72.7	74.4	76.2	76.5	76.7	76.9	78.5
Elektrizität, Rp/kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Industrie - Preis 50\$										
Röhöl Weltmarkt real 2003, fob, US-\$/bbl	31.2	19.6	29.9	55.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Heizöl extra leicht, CHF/t	461.5	249.5	526.0	577.4	646.5	664.4	667.6	670.5	672.8	674.7
Heizöl schwer, CHF/t	258.5	193.7	330.1	446.8	513.5	530.5	533.2	535.6	537.5	539.0
Erdgas, Rp/kWh	3.3	3.1	3.3	4.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8
Steinkohle, CHF/t	100.9	74.4	89.0	72.9	76.1	79.5	81.3	83.2	85.0	86.8
Elektrizität, Rp/kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	10.1	10.7	11.2	11.6	11.5
Verkehr - Preis 30\$										
Röhöl Weltmarkt real 2003, fob, US-\$/bbl	31.2	19.6	29.9	55.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	33.4
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, CHF/l, mit MwSt	1.2	1.2	1.4	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, CHF/l, mit MwSt	1.3	1.2	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5
Diesel, gewerblicher Verkehr, CHF/l, ohne MwSt	1.0	1.0	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2
Verkehr - Preis 50\$										
Röhöl Weltmarkt real 2003, fob, US-\$/bbl	31.2	19.6	29.9	55.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, CHF/l, mit MwSt	1.2	1.2	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, CHF/l, mit MwSt	1.3	1.2	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7
Diesel, gewerblicher Verkehr, CHF/l, ohne MwSt	1.0	1.0	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3

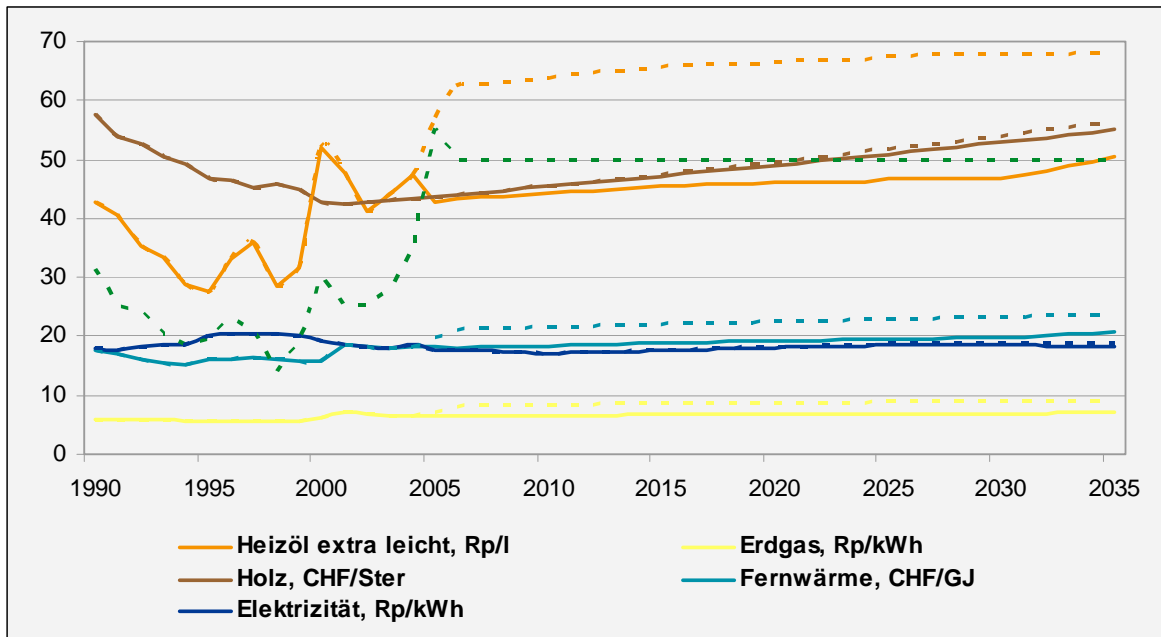
Prognos 2007

Tabelle 3-7 Endverbraucherpreise in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Rp./kWh

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Private Haushalte/Dienstleistungen - Preis 30\$										
Heizöl extra leicht	4.3	2.8	5.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.7	5.1
Erdgas	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.2
Elektrizität	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Holz	3.3	2.7	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0	3.1
Fernwärme	6.3	5.8	5.6	6.5	6.6	6.8	6.9	7.0	7.1	7.5
Private Haushalte/Dienstleistungen - Preis 50\$										
Heizöl extra leicht	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Erdgas	6.0	5.6	6.1	7.2	8.4	8.6	8.7	8.8	8.9	8.9
Elektrizität	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.6	18.3	18.8	19.0	18.8
Holz	3.3	2.7	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	3.0	3.1	3.2
Fernwärme	6.3	5.8	5.6	7.2	7.8	8.0	8.1	8.2	8.4	8.5
Industrie - Preis 30\$										
Heizöl extra leicht	3.9	2.1	4.4	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	3.8	4.1
Heizöl schwer	2.3	1.7	2.9	2.6	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	3.1
Erdgas	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	3.9	4.0	4.0	4.0	4.3
Steinkohle	1.3	1.0	1.1	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Elektrizität	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Industrie - Preis 50\$										
Heizöl extra leicht	31.2	19.6	29.9	55.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Heizöl schwer	461.5	249.5	526.0	577.4	646.5	664.4	667.6	670.5	672.8	674.7
Erdgas	258.5	193.7	330.1	446.8	513.5	530.5	533.2	535.6	537.5	539.0
Steinkohle	3.3	3.1	3.3	4.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8
Elektrizität	100.9	74.4	89.0	72.9	76.1	79.5	81.3	83.2	85.0	86.8
Verkehr - Preis 30\$										
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr mit MwSt.	13.6	13.4	16.2	14.8	15.1	15.2	15.4	15.5	15.6	15.9
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	13.6	12.5	14.9	14.0	14.2	14.4	14.5	14.7	14.7	15.1
Diesel, gewerblicher Verkehr, ohne MwSt.	10.6	10.1	12.6	11.4	11.5	11.6	11.6	11.7	11.7	12.0
Verkehr - Preis 50\$										
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr mit MwSt.	13.6	13.4	16.2	16.3	17.0	17.3	17.5	17.6	17.7	17.7
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	13.6	12.5	14.9	15.4	16.2	16.4	16.6	16.8	16.8	16.8
Diesel, gewerblicher Verkehr, ohne MwSt.	10.6	10.1	12.6	12.8	13.4	13.5	13.5	13.6	13.6	13.6

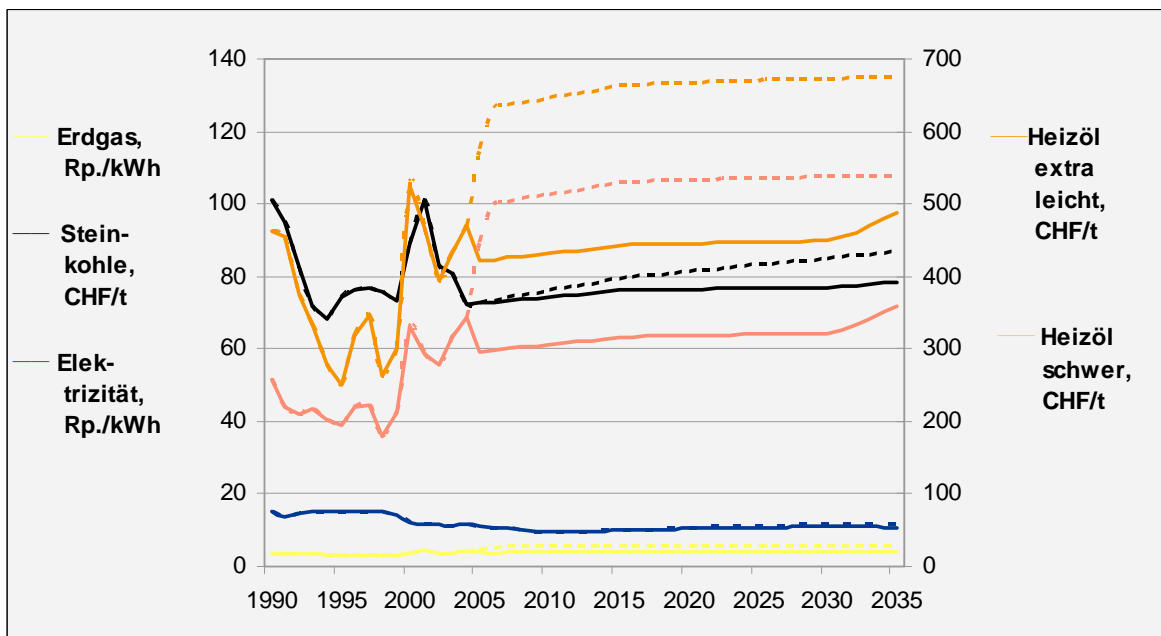
Prognos 2007

Figur 3-6 Preise der Privaten Haushalte in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten (die jeweilige 50 \$-Variante ist gestrichelt dargestellt)



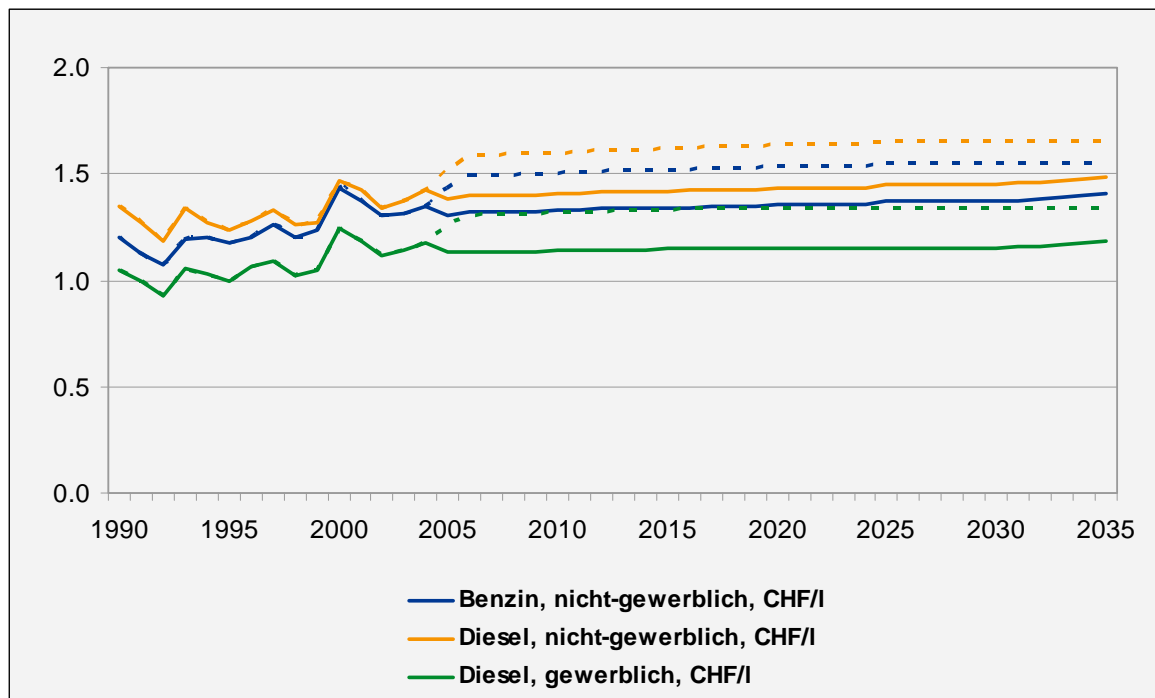
Prognos 2007

Figur 3-7 Preise der Industrie in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten (die jeweilige 50 \$-Variante ist gestrichelt dargestellt)



Prognos 2007

Figur 3-8 Verkehrspreise in den Preisvarianten 30 \$ und 50 \$, in Verbrauchseinheiten (die jeweilige 50 \$-Variante ist gestrichelt dargestellt)



Prognos 2007

3.5 Klimaentwicklung

Als Referenz bezüglich der Klimaentwicklung, die insbesondere auf den Energiebedarf für Heizung und Kühlung einwirkt, wird eine konstante Fortschreibung der klimatischen Bedingungen etwa der letzten dreissig Jahre gesetzt. Dies bedeutet einen mittleren (per Def. witterungskorrigierten) Wert für die Heizgradtage von 3588 als Mass für die winterlichen Kältebedingungen. (Das Mass „Heizgradtage“ ist definiert als die Summe der täglichen Differenz zwischen der mittleren Raumtemperatur von 20 °C und der mittleren Außentemperatur über alle Heiztage der Heizperiode. Als Heiztag ist ein Tag definiert, dessen mittlere Tagestemperatur unter 15 °C liegt.) Analog bleiben die sommerlichen Temperaturbedingungen im Mittel ebenfalls zunächst konstant, ausgedrückt durch die Kühlgradtage. Das ist die Anzahl der Tage, bei denen die Tagesmitteltemperatur über 18.3 °C liegt, multipliziert mit der Differenz aus der Tagesmitteltemperatur und 18.3 °C. Ein autonomer Trend zur sommerlichen Kühlung wird dennoch – insbesondere im Dienstleistungssektor – beobachtet und fortgeschrieben. Um diese mittlere (stagnierende) Entwicklung des Klimas können sich stochastische Fluktuationen ausbilden, die entsprechend der Erfahrungen der letzten zehn Jahre stärker werden können, sich aber im Mittel wieder ausgleichen. Da die Energiesystemmodelle keine Klimamodelle sind, sind die Ergebnisse grundsätzlich „witterungsbereinigt“.

Darüber hinaus wird in einer Sensitivität „Klima wärmer“ untersucht, wie sich die Klimaerwärmung bis 2035 in der Schweiz nach einem wahrscheinlichen Pfad auf die Entwicklung der mittleren Temperaturen und damit auf den Heizenergie- und Kühlenergiebedarf sowie das Wasserdargebot für die Wasserkraft auswirkt. Einzelheiten zu den Ergebnissen aus Klimamodellen und zur Modellierung des Wasserdargebots, die als zusätzliche Quellen herangezogen wurden, finden sich in Exkurs 3, Band 4.

Als konkrete Auswirkung der Klimaerwärmung wird entsprechend der IPCC-Szenarien [OcCC 2004; gem. Exkurs 3] ein Anstieg der mittleren Jahrestemperaturen um 2 °C bis zum Jahr 2050 angenommen. Bis zum Jahr 2035 bedeutet dies einen durchschnittlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur um 1.25 °C, der sich in der Schweiz unterschiedlich auf die mittleren Tagestemperaturen in den Sommer- und Wintermonaten auswirkt: In den Wintermonaten September – Mai erhöht sich die Tagesmitteltemperatur um 1 °C, in den Sommermonaten Juni – August um 2 °C. Da die Klimamodelle bis zum Zeitpunkt der Rechnungen (2005) noch keine regionalisierten eindeutigen Zeitreihentrends auswiesen, wird der Anstieg von 2005 bis 2035 zunächst als Modellannahme linear unterstellt. Eine solche Annahme wird durch eine Analyse des Ex-Post-Trends der Heiz- und Kühlgradtage der letzten dreissig Jahre gestützt (vgl. Sektorbericht Private Haushalte, [Prognos 2006b]).

Damit reduzieren sich die Heizgradtage (und nachfolgend der Heizwärmebedarf der Gebäude) gegenüber dem langjährigen Mittel 1984 – 2004 bis 2035 um ca. 10 %.

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.

Die Zahl der oben definierten Kühlgradtage steigt von heute 122 auf 235 in 2035. Dies bedeutet nahezu eine Verdoppelung. Da der Kühlleistungsbedarf in den meisten technischen Modellierungen als proportional zu den Kühlgradtagen angenommen wird, führt dies zu einer Verdoppelung der benötigten Kühlarbeit. Die Umsetzung in den Sektoren ist in den Sektorberichten und in den Beschreibungen zur Sensitivität „Klima wärmer“ jeweils in den Szenarienkapiteln zu finden.

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 von der EPFL durchgeführten Simulationen der Gletscherabflussgebiete deuten darauf hin, dass insgesamt aufgrund von erhöhten Verdunstungen davon ausgegangen werden muss, dass bis 2035 das Wasserdargebot um ca. 7 % abnimmt [Horton 2005]. Dies wird bei der Berechnung der Stromlücke berücksichtigt und wirkt sich entsprechend auf die notwendigen Kraftwerksneubauten aus. Innerhalb „normaler“ Schwankungsbreiten (integral betrachtet) muss nicht mit einer Reduktion der verfügbaren Kühlungsleistungen bei thermischen Kraftwerken gerechnet werden. Ausnahmen im Sinne von Extremsituationen werden bei der Betrachtung der Hitze- und Kältewellen mit kumulierten „Stress-Situationen“ betrachtet. Die Diskussion im Einzelnen ist in Exkurs 3, Band 4, dargestellt.

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 (Leitinstrumente bei den Szenarien III und IV) vorweggenommen werden, was zu einem scheinbaren methodischen Zirkel führt.

Die konkrete Umsetzung in den einzelnen Sektoren wird jeweils in den Kapiteln 5-8, die sich der ausführlichen Beschreibung der Szenarien und ihrer Ergebnisse widmen, erläutert. (Modell-)Technische Einzelheiten innerhalb der Nachfragesektoren oder beim Angebot sind in den Sektorberichten nachzulesen und konnten hier aus Platzgründen nicht aufgenommen werden (vgl. Vorwort und Kap. 1-3).

Kapitel 4-1 gibt einen steckbriefartigen Überblick über die Szenarien, in Kap. 4.2 - 4.6 wird die jeweilige Anlage der Szenarien und der Varianten des Elektrizitätsangebots genauer beschrieben.

4.1 Überblick über die Szenarien I – IV

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 findet sich in Kap. 9 und in Band 1.

Tabelle 4-1 Steckbrief Szenario I

Kategorie	Beschreibung
Szenario I	„Weiter wie bisher“
Logik	explorativ (“was geschieht, wenn...“);
Charakterisierung	Fortführung der bisherigen (bis 2005) schweizerischen Energiepolitik
Wesentliche Instrumente	vorhandene Instrumente weiter effektivieren; EnergieSchweiz wird mit 45 Mio. CHF p.a. weitergeführt; Globalmittel der Kantone ca. 14 Mio. CHF p.a., Energie-Etiketten werden eingeführt und weiterentwickelt; Vorschriften und Standards im Baurecht werden weiterentwickelt und dem technischen Fortschritt nachgeführt – alle 10 Jahre Verschärfung der Grenz- und Zielwerte um ca. 10 %. Keine neuen Förderinstrumente für Erneuerbare oder dezentrale Stromerzeugung. Szenario Ib: aufkommensneutrale Lenkungsabgabe auf Brenn- und Treibstoffen
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; Kyoto-Ziel wird abgeprüft
Angebotsvarianten	A (nuklear), B (nuklear und Gaskombikraftwerke), C (Gaskombikraftwerke), G (neue Importe); in allen Varianten autonomer Zubau von erneuerbarer und WKK-Stromerzeugung.
Sensitivitäten	Preise 50 \$, BIP hoch, Klima wärmer; Ib (CO ₂ -Lenkungsabgabe) Preise 30 \$, Ib Preise 50 \$, Ib BIP hoch, Ib Klima wärmer; Laufzeit KKW 40 Jahre, Laufzeit KKW

Tabelle 4-2 Steckbrief Szenario II

Kategorie	Beschreibung
Szenario II	„Verstärkte Zusammenarbeit“
Logik	explorativ („was geschieht, wenn...“);
Charakterisierung	Fortführung der bisherigen (bis 2005) schweizerischen Energiepolitik, ergänzt um: CO ₂ -Lenkungsabgabe auf Brennstoffen von 35 CHF/t CO ₂ ab 2006 mit Vereinbarungslösungen im Industrie- und Dienstleistungssektor gem. Energiegesetz, private Initiativen, langfristige Kooperation zwischen Staat, Energiewirtschaft, Wirtschaftsbranchen und sonstigen Akteure, diese auch instrumentell unterstützt; moderate Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
Wesentliche Instrumente	CO ₂ -Lenkungsabgabe von 35 CHF/t CO ₂ auf Brennstoffen (entspricht 9 Rp / l Heizöl), aufkommensneutral Klimarappen auf Treibstoffen bis zu 1.6 Rp./l, Aufkommen ca. 100 Mio. CHF p.a., davon 70 Mio. CHF p.a. für zahlreiche Fördermassnahmen im Brennstoff- und Treibstoffsektor, 30 Mio. CHF p.a. für den Einkauf von CO ₂ -Zertifikaten im Ausland „Stromrappen“ mit Aufkommen von ca. 380 Mio. CHF p.a., davon 50 Mio. CHF p.a. für Förderung von Massnahmen der Stromeffizienz, bis 330 Mio. CHF für Umlageverfahren zur Förderung der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien EnergieSchweiz mit 45 Mio. CHF p.a. (vor allem Transaktionsinstrumente) Globalmittel der Kantone 40 Mio. CHF p.a. (vor allem erneuerbare Wärme) Zielvereinbarungen Industrie- und Dienstleistungsbranchen Kooperationen EVU mit Branchen und Betrieben, z.B: über Tarifmodelle für Effizienzmassnahmen, formale Erleichterungen Bonus-Malus für PW, fiskalische Förderung alternativer Treibstoffe keine neuen Vorschriften
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. Durch Kooperationsinstrumente werden vor allem gehemmte wirtschaftliche Potenziale aktiviert, die Schweiz tut evtl. etwas mehr als die EU und die Welt.
Ziele	nicht explizit vorgegeben; Kyoto-Ziel wird abgeprüft
Angebotsvarianten	A (nuklear), B (nuklear und Gaskombikraftwerke), C (Gaskombikraftwerke), G (neue Importe); in allen Varianten Förderung der Erneuerbaren mit bis zu 330 Mio. CHF p.a., autonomer Zubau von WKK-Stromerzeugung.
Sensitivitäten	Preise 50 \$, BIP hoch, Klima wärmer; Förderung Erneuerbarer Strom mit 110 Mio. CHF p.a.; Laufzeit KKW 40 Jahre, Laufzeit KKW 60 Jahre

Tabelle 4-3 Steckbrief Szenario III

Kategorie	Beschreibung
Szenario III	„neue Prioritäten“
Logik	Zielszenario (“was muss geschehen, damit...“)
Charakterisierung	„best practice“; technologieorientiert; ab 2011 werden in allen Bereichen der Energienachfrage Neu- und Sanierungsinvestitionen i.W. auf dem jeweils besten technischen Stand umgesetzt.
Wesentliche Instrumente	Energielenkungsabgabe auf Brenn- und Treibstoffen, die die Endverbraucherpreise für fossile Energieträger gegenüber denjenigen des Preisszenario „30 \$“ verdoppelt (Heizöl um 51 Rp. auf 1.01 CHF/l, Benzin um 1.40 CHF/l auf 2.81 CHF/l für Haushalte) und beim Strom um 50 % erhöht (um 9 Rp./kWh auf 27 Rp./kWh). Ordnungsrechtliche Massnahmen ziehen nach: Starke Verschärfung der Grenz- und Zielwerte im Bausektor; Geräte der Klassen B und schlechter werden sukzessive vom Markt genommen; Vorgaben für Effizienz von Motorfahrzeugen; Vorgaben für Anteil erneuerbarer Energieträger an den Brenn- und Treibstoffen; ggf. Sonderstrategien für Erneuerbare Stromerzeugung und WKK.
Paradigma Schweiz & weltweit	Energie- und Klimapolitik erhält hohe Priorität weltweit; es werden weltweite Rahmenstrategien vereinbart; im europäischen Umfeld werden ähnliche Effizienzstrategien, vor allem bzgl. Vorgaben, und Instrumente (z.B. Steuern, Lenkungsabgaben oder Zertifikatemarkt incl. white certificates mit starker Verknappung) umgesetzt.
Ziele	bis 2035 im Vergleich zu 2000: Endenergieverbrauch pro Kopf - 20 % im Vergleich zu 2000 energiebedingte CO ₂ -Emissionen (absolut) - 20 % im Vergleich zu 2000 Anteil erneuerbarer Energieträger an der Wärmenachfrage: +20 % (absolut) Anteil erneuerbarer Energieträger an der Treibstoffnachfrage: 5 % (absolut) Anteil neuer erneuerbarer Energien am Landesverbrauch Elektrizität: 10 %.
Angebotsvarianten	A (nuklear), C (Gaskombikraftwerke), G (neue Importe); D (fossil-dezentral / WKK), E (Erneuerbar); Mischvarianten C&E, D&E
Sensitivitäten	BIP hoch, Klima wärmer; „Potenzialvariante“ mit scharfer Umsetzung der „best-practice“-Standards zu 100 % ab 2011; Laufzeit KKW 40 Jahre, Laufzeit KKW 60 Jahre

Tabelle 4-4 Steckbrief Szenario IV

Kategorie	Beschreibung
Szenario IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“
Logik	Zielszenario (“was muss geschehen, damit...“)
Charakterisierung	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. Keine Komforteinbussen. Neue gesellschaftliche Aushandlungsprozesse.
Wesentliche Instrumente	Energielenkungsabgabe auf Brenn- und Treibstoffen, die die Endverbraucherpreise für fossile Energieträger gegenüber denjenigen des Preisszenario „50 \$“ verdoppelt (Heizöl um 86 Rp./l auf 1.36 CHF/l, Benzin um 1.71 CHF/l auf 3.12 CHF/l für Haushalte), ebenso beim Strom (um 19 Rp./kWh auf 38 Rp./kWh). Ordnungsrechtliche Massnahmen ziehen nach: Starke Verschärfung der Grenz- und Zielwerte im Bausektor; Geräte der Klassen B und schlechter werden sukzessive vom Markt genommen; Vorgaben für Effizienz von Motorfahrzeugen; Vorgaben für Anteil erneuerbarer Energieträger an den Brenn- und Treibstoffen; ggf. Sonderstrategien für Erneuerbare Stromerzeugung und WKK.
Paradigma Schweiz & weltweit	Energie- und Klimapolitik erhält sehr höchste Priorität weltweit; es werden weltweite feste Ziele vereinbart, die langfristig verträglich sind und die spezifischen Verbräuche weltweit ausgleiche; weltweit gibt es Harmonisierungen der Instrumente; abgestimmte kooperative weltweite Technologieoffensive
Ziele	bis 2035 im Vergleich zu 2000: Endenergieverbrauch pro Kopf -35 % im Vergleich zu 2000 energiebedingte CO ₂ -Emissionen (absolut) -35 % im Vergleich zu 2000 Anteil erneuerbarer Energieträger an der Wärmenachfrage: +30 % (absolut) Anteil erneuerbarer Energieträger an der Treibstoffnachfrage: 10 % (absolut) Anteil neuer erneuerbarer Energien am Landesverbrauch Elektrizität: 20 %.
Angebotsvarianten	A (nuklear), C (Gaskombikraftwerke), G (neue Importe), D (fossil-dezentral / WKK), E (Erneuerbar); Mischvariante D&E
Sensitivitäten	BIP hoch, Klima wärmer; Laufzeit KKW 40 Jahre, Laufzeit KKW 60 Jahre

4.2 Szenario I – „Weiter wie bisher“

Als erstes Szenario wurde eine Fortsetzung der bisherigen Energiepolitik ohne Verstärkung, aber auch ohne substanzielle Reduktion gegenüber dem Status von 2003, angenommen. Die Energiepolitik der vergangenen 20 Jahre hat ein Bündel an unterschiedlichen Instrumenten der Klassen Ordnungsrecht, Förderinstrumente, Transaktionsinstrumente sowie freiwillige Instrumente entwickelt und zur Umsetzung gebracht. Stärker marktwirtschaftlich wirkende (Preis-)instrumente wie eine CO₂- oder Energieabgabe oder ein CO₂-(Zertifikat-)preis oder Zertifikatsanreize für Effizienzmassnahmen wurden im politischen Raum diskutiert, aber noch nicht mit prognostizierbaren deutlichen Lenkungswirkungen zur Umsetzung gebracht. Ausnahme ist hier die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe (LSVA), die nach ihrer Einführung nachweisliche Auswirkungen auf den Fahrzeugpark hatte sowie energetische Wirkungen zeigte.

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.

Neue ordnungsrechtliche Instrumente werden nicht unterstellt.

Auf freiwilliger Ebene wird das Programm EnergieSchweiz fortgesetzt. Als Mittelausstattung werden 45 Mio. CHF/a (real) unterstellt. Es wird von einer stetigen Anpassung und Effektivierung ausgegangen.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass weiterhin Globalmittel zur Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energieträgern in Höhe von ca. 40 Mio. CHF/a zur Verfügung stehen, die von den Kantonen verwaltet werden.

Zum Zeitpunkt der Szenariendefinition war offen, ob eine substanzielle CO₂-Abgabe mit Lenkungseffekt beschlossen werden würde. Daher wurden zwei Varianten der Referenz gerechnet, Ia ohne CO₂-Abgabe, Ib mit einer CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen, die sehr wahrscheinlich zur Erfüllung der Ziele des CO₂-Gesetzes führen sollte (gem. den Arbeiten [Prognos 2003], [Infras 2003a]).

In der hier vorliegenden Fassung wird das ursprüngliche Szenario Ia als Referenz verwendet und mit Szenario I bezeichnet. Szenario Ib wird als Sensitivität behandelt.

4.3 Szenario II – „Verstärkte Zusammenarbeit“

In Szenario II werden über die in der Referenz (Szenario I) bestehenden Instrumente hinaus vor allem neue Formen der Kooperation zwischen Wirtschaft und Staat, aber auch zwischen verschiedenen wirtschaftlichen Akteuren angenommen, um insbesondere derzeit wirtschaftliche, aber gehemmte, Effizienzpotenziale zu erschliessen.

Zu den wesentlichen neuen Instrumenten zählen

- CO₂-Abgabe auf Brennstoffen in Höhe von 35 CHF/t CO₂ in Verbindung mit den Vereinbarungslösungen mit Akteuren aus dem Dienstleistungs- und Industriesektor. Die Abgabe wird über die Lohnnebenkosten rückverteilt; daher bleiben entsprechende Investitionsmittel bei den Akteuren erhalten.

- Klimarappen auf Treibstoffen (bis zu 1.6 Rp./l) mit einem Aufkommen von ca. 100 Mio. CHF/ a, der einen Fonds zur Umsetzung von CO₂-reduzierenden Massnahmen im Inland sowie zum Kauf von CO₂-Zertifikaten auf dem internationalen Markt speist,
- Bonus-Malus-System für Neuwagen,
- Fiskalische Förderung von alternativen Treibstoffen (Bioethanol, Biodiesel, aber auch Erdgas als Treibstoff),
- „Stromrappen“ als Fondslösung mit einem Aufkommen 380 Mio. CHF/a, aus deren Aufkommen mit 50 Mio. CHF/a Massnahmen der Stromeffizienz gefördert werden sowie mit bis zu 330 Mio. CHF/a neue Erneuerbare für die Stromerzeugung.

Es wird unterstellt, dass die „neuen“ und die „alten“ Instrumente miteinander harmonisiert werden und insbesondere im Bereich der Vereinbarungslösungen für die Sektoren Industrie und Dienstleistungen Transaktionsinstrumente (Information, Qualifikation, Consulting, Contracting, Querschnittsmassnahmen) entwickelt werden und erfolgreich zum Einsatz kommen.

Tabelle 4-5 zeigt schematisch das Ineinandergreifen der verschiedenen Massnahmen und Instrumente.

Tabelle 4-5 **Szenario II Trend**
Übersicht über die Massnahmen und Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz

	Sektoren	Förderprogramme	Energiepass / Etiketten	Initialberatung	Impulsprogramm (professionelle Aus- und Weiterbildung)	Effizienztarife	organisatorische Massnahmen	Kampagnen, ko-operative Beschaffung usw.
Minergieneubau und Sanierung best. Gebäude	H, D	Orange	Green	Orange	Green			Green
Sanierung Heizung	H, D, I	Orange	Green	Orange	Green			Green
Lüftung	D, I	Blue	Green		Green			
Kühlung / Klimatisierung	H, D, I	Blue	Green		Green			Green
Beleuchtung	D, I	Blue	Green		Green			Green
Effiziente E-Geräte	H, D, I	Blue	Green		Green			Green
Ersatz Elektroheizungen	H	Blue		Blue	Green	Blue		Blue
Abwärmenutzung	I	Orange			Green			
Pumpen	I	Blue	Green	Blue/White	Green	Blue		Blue/White
Elektromotoren	I	Blue	Green	Blue/White	Green	Blue		Blue/White
Druckluft	I	Blue	Green	Blue/White	Green	Blue		Blue/White
Betriebsoptimierung	H, D, I			Orange	Green	Blue	Blue	
Systemoptimierung	D, I				Green	Blue	Blue	
Biotreibstoffe	V	Orange			Green		Orange	Orange/White
Modal Split, Verhalten	V	Orange			Green		Orange	Orange/White

Sektorbezeichnungen: H: Haushalte, D: Dienstleistungen, I: Industrie, V: Verkehr

Prognos 2005

Mittelherkunft: Klimarappen Stromrappen Effizienz EnergieSchweiz

Auf der Stromangebotsseite wurde eine Sensitivität mit einem verringerten Förderbudget in Höhe von 110 Mio. CHF/a für die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Quellen gerechnet.

4.4 Szenario III – „Neue Prioritäten“

Szenario III ist das erste der „Zielszenarien“. Hier wird unterstellt, dass es eine grundsätzliche Verschiebung der gesellschaftlichen Prioritäten gibt und Klima- sowie Ressourcenschutz und Energieeffizienz weiter nach oben auf der globalen Agenda rücken. Entsprechend erscheinen konkrete Zielsetzungen in den Bereichen Reduktion des Endenergieverbrauchs pro Kopf, Reduktion der integralen (nationalen) CO₂-Emissionen sowie Ziele für Anteile der Erneuerbaren an der Wärmeerzeugung, an den Treibstoffen und am Elektrizitätsverbrauch möglich. Diese Ziele sind in einem ersten Schritt so ausgerichtet, dass sie zwar voraussichtlich über die Ergebnisse der Szenarien I und II deutlich hinausgehen, aber innerhalb der bisher bekannten institutionellen Strukturen und mit bekannten Technologien noch erreicht werden können.

Die Ziele sind in der Tab 4-3 zusammengefasst.

Tabelle 4-6 Zielsetzungen für Szenario III in 2035

Zielkategorie	Quantifizierung
Endenergieverbrauch pro Kopf in 2035 gegenüber 2000	-20 %
Energiebedingte nationale CO ₂ -Emissionen	-20 %
Anteil der Erneuerbaren am Brennstoffmix der Wärmeerzeugung in 2035	20 %
Anteil der Erneuerbaren an den Treibstoffen in 2035	5 %
Anteil der Neuen Erneuerbaren an der Elektrizitätsnachfrage in 2035	10 %

Prognos 2006

Die Instrumente für dieses Szenario werden abgeleitet, wenn aus den Modellrechnungen ein Set von Massnahmen identifiziert ist.

Methodisch wird dieses Szenario als „Technologieszenario“ angelegt: Es wird zunächst unterstellt, dass es eine Zeitlang braucht, bis tief greifende Instrumente entwickelt sind, so dass etwa ab 2011, z. T. mit einem gewissen Informationsvorsprung, die energiepolitische Instrumentenlandschaft so eingestellt ist, dass sie sich auf die Investitionsentscheidungen auswirkt. Danach sollen vor allem bei Neuinvestitionen jeweils diejenigen technischen Lösungen eingesetzt werden, die dem besten marktgängigen Stand der Technik entsprechen (z.B. A+++-Klasse bei Geräten). Bei Neubauten wird davon ausgegangen, dass praktisch nur noch MINERGIE-Standard gebaut wird, und der Anteil demgegenüber nochmals verbesserter Gebäude (Richtung MINERGIE-P-Standard) insbesondere bei den Ein- und Zweifamilienhäusern deutlich zunimmt. Bei Sanierungsvorhaben im Gebäudebereich wird einerseits davon ausgegangen, dass diese (insbesondere bei Vollsanierungen) auf energetisch hohem Standard durchgeführt werden – ein hoher Anteil erreicht die Zielwerte. Darüber hinaus wird auch die Rate der energetischen Sanierungen stark erhöht, ein erheblicher Anteil der so genannten „Pinselsanierungen“ (Bauteilerneuerungen ohne ener-

getische Verbesserungen, z.B. Aussenanstrich ohne Wärmedämmung) wird in energetische Sanierungen umgewandelt. Im Industriesektor wird jeweils der beste abgesicherte Standard bei der Erneuerung einer Prozesstechnik unterstellt, es werden bei den Querschnittstechnologien wie Beleuchtung, Motoren, Pumpen, Druckluft erhebliche Einsparpotenziale gehoben; Abwärmenutzung wird deutlich verstärkt.

Im Verkehrssektor wird bei Neuanschaffungen jeweils das energieeffizienteste Fahrzeug seiner Klasse eingesetzt; zu einem gewissen Anteil wird auch jeweils auf eine kleinere Grössenklasse umgestiegen.

Ausserdem wird angenommen, dass sich bei der Verschiebung des Marktes zu den effizienteren Klassen eine weitere Dynamik mit der Weiterentwicklung des technischen Fortschritts entwickelt; es wird also davon ausgegangen, dass sich die mittleren spezifischen Verbräuche der marktgängigen Neugeräte, Fahrzeuge, Bauteillösungen nach dem Sprung in 2011 weiterhin stetig absenken.

Das Rechenverfahren wird zweistufig vorgenommen: In einem Zwischenschritt wird das technische Potenzial einer solchen „best practice“-Strategie ermittelt, das dann entsteht, wenn tatsächlich jede Ersatz- und Neuinvestition auf diesen Standards vorgenommen wird. Damit ist dann auch eine Untergrenze der Einsparoptionen mit bekannter Technik und bei üblichen Investitionszyklen ermittelt.

In einem zweiten Schritt wird der scharfe Übergang durch eine realistischere Diffusion ersetzt: Es wird davon ausgegangen, dass die Durchdringung mit der jeweils besten Technologie nicht so abrupt erfolgt, sondern über Sättigungskurven. Das heisst, dass der Anteil der „best-practice“-Neuinvestitionen allmählich zunimmt, bis – je nach Kategorie – eine vollständige Durchdringung des Marktes erreicht ist. Dies bedeutet, dass möglicherweise bis 2035 immer noch technisch suboptimale Lösungen im Einsatz sind, da erst in der dann folgenden Gebäude- oder Geräte- oder Fahrzeuggeneration die Umsetzung erfolgt.

Die Kenndaten spezifischer Energieverbrauch pro Kopf, CO₂-Emissionen (integral) sowie die Anteil der (neuen) erneuerbaren Energieträger an den Brennstoffen, Treibstoffen und der Stromerzeugung werden dann mit den Zielen verglichen.

Es leuchtet ein, dass die Umsetzung „best practice“ recht ambitioniert ist und z. T. eine deutliche Veränderung der Investitionsprioritäten beinhaltet. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass für eine solche Strategie auch politische Instrumente mit einer hohen Eingriffstiefe angewendet werden müssen. Hier kann eher davon ausgegangen werden, dass mit Instrumenten gearbeitet werden muss, die direkt auf den Energiepreis wirken wie Steuern oder Lenkungsabgaben, die auf alle Akteure gleichermassen einwirken. Eine anderen Möglichkeit sind Vorschriften und Standardsetzungen, die unter heutigen Bedingungen noch nicht durchgehend wirtschaftlich erscheinen. Um solche zu erreichen, wären z. T. neue rechtliche Grundlagen zu schaffen (vgl. Anhang) Eine Kombination aus beiden Instrumentenklassen empfiehlt sich. Aus den Modellrechnungen wird abgeschätzt, welche Energiepreiserhöhungen (oder Standarderhöhungen oder beidem) notwendig wären, wenn sich die ökonomische Rationalität gegenüber den bisher bekannten verhaltenskonstanten nicht verändert.

Damit ist als Leitinstrument eine aufkommensneutrale Energielenkungsabgabe notwendig, die die Endenergieträgerpreise für fossile Energieträger gegenüber dem Preisszenario „30 \$“ verdoppelt, und die Strompreise um 50 % erhöht.

Transaktionsinstrumente müssen unter solchen Bedingungen wahrscheinlich nur anfangs eingesetzt werden, um genügend Information bereitzustellen, Umsetzer zu qualifizieren und die Notwendigkeit zu kommunizieren sowie ggf. Härten abzufedern (z.B. über Sonderregelungen, Vereinbarungslösungen und Übergangslösungen für energieintensive Betriebe oder sozial schwache Bürger). Auf längere Sicht können Transaktionsinstrumente aber marktwirtschaftlich organisiert werden, da der Energiepreis einerseits die „pull“-Funktion bereitstellt, andererseits durch Interessenausgleich wie z.B. Contracting-Lösungen oder demand-side-Management zahlreiche win-win-Situationen denkbar sind, aus denen sich Geschäftsmodelle generieren lassen.

4.5 Szenario IV – „Auf dem Weg zur 2000 Watt-Gesellschaft“

Szenario IV ist wie Szenario III ein „Zielszenario“, jedoch mit höheren Anforderungen an die Ziele. Diese sollen einen Weg in eine Effizienzgesellschaft aufzeigen, wie sie unter dem Stichwort „2000-Watt-Gesellschaft“ von der Arbeitsgruppe „Novat Atlantis“ für das Jahr 2050 als „Vision“ [Novat Atlantis 2004] formuliert wurde.

Die durchschnittliche pro Kopf beanspruchte Leistung (auf Leistung umgerechnete Jahresarbeit) in der Schweiz beträgt derzeit etwa 5'000 Watt (43'800 kWh pro Jahr), davon 3'000 Watt auf fossiler Basis. Im weltweiten Durchschnitt beträgt diese Leistung 2'000 Watt pro Kopf. Um das Weltklima innerhalb eines noch einigermaßen beherrschbaren Korridors zu halten (maximal 2 K Erhöhung der globalen Jahresmitteltemperatur bis 2100), wird davon ausgegangen, dass dieser weltweite Durchschnitt nicht steigen darf. Aus Symmetriegründen wird unterstellt, dass deutliche weltregionale Ungleichverteilungen der pro Kopf verbrauchten Energie, wie sie derzeit gegeben sind, dauerhaft ausgeglichen werden (müssen).

Ziel des Szenarios IV ist es, auf einen Pfad zur (weltweiten) 2'000-Watt-Gesellschaft (17'520 kWh pro Jahr) einzuschwenken. Wann dieses Ziel erreicht werden soll, bleibt in dem Konzept offen. Für das Szenario IV wird das Jahr 2100 als Erreichungsdatum festgelegt. Auch Fragen bezüglich der Bewertung des Primärenergieinhaltes der erneuerbaren Energien und der langfristigen Rolle der Kernenergie sind offen. Für die Perspektivarbeiten wurde ein maximaler Beitrag der fossilen Energieträger in Höhe von 500 Watt pro Kopf in 2100 vorausgesetzt [BFE 2007].

Im Konzept der 2'000-Watt-Gesellschaft steht der Primärenergieverbrauch im Vordergrund. Dieser ist sehr stark von den gewählten Pfaden und Techniken der Stromerzeugung abhängig. In den Perspektiven wurde aus Gründen der Operationalisierbarkeit zunächst der Endenergieverbrauch mit quantitativen Zielen belegt, wie z.B. der Rückgang des Endenergieverbrauchs pro Kopf, die Anteile der erneuerbaren Energien an der Deckung der Wärme-, Treibstoff- und Stromnachfrage. Die Reduzierung der CO₂-Emissionen gegenüber 2000 hingegen ist ein integrales Ziel, das – da es auch die Emissionen der Elektrizitätserzeugung einschliesst – einen stärkeren Bezug zur Primärenergie beinhaltet. Die Ziele wurden so festgelegt, dass sie einem etwa zeitlich linearen Pfad zur 2'000-Watt-Gesellschaft als Zwischenziele entsprechen.

Die Generalvoraussetzung, dass sich global die Prioritäten stark verändern, wird gegenüber Szenario III noch verstärkt: Sowohl Klima- und Ressourcenschutz als auch die weltweite Verteilungsproblematik, u.a. in Bezug auf die allen Menschen zugestandene Chance auf ähnliche spezifische Energieverbräuche, wird mit völkerrechtlich verbindlichen Ver-

einbarungen, Zielsetzungen und global wirkenden Rahmenbedingungen, wie z.B. funktionierender ambitionierter CO₂-Handel, umgesetzt.

In Bezug auf die bereits in Szenario III verwendeten Indikatoren „Endenergieverbrauch pro Kopf“, „energiebedingte Landes-CO₂-Emissionen“ sowie „Anteile der erneuerbaren Energien an Wärmeproduktion, Treibstoffen und Elektrizitätsproduktion“ werden die Ziele bis 2035 nochmals deutlich verschärft. Tabelle 4-4 zeigt die hier abzuprüfenden Ziele.

Tabelle 4-7 Zielsetzungen für Szenario IV in 2035

Zielkategorie	Quantifizierung
Endenergieverbrauch pro Kopf in 2035 gegenüber 2000	-35 %
Energiebedingte nationale CO ₂ -Emissionen	- 35 %
Anteil der Erneuerbaren am Brennstoffmix der Wärmeerzeugung in 2035	30 %
Anteil der Erneuerbaren an den Treibstoffen in 2035	10 %
Anteil der Neuen Erneuerbaren an der Elektrizitätsnachfrage in 2035	20 %

Prognos 2006

Es ist damit zu rechnen, dass diese Ziele sowohl an die Entwicklung der Technik als auch an die zum Einsatz kommenden Instrumente weitaus höhere Ansprüche stellen als Szenario III. Zunächst sollte bei der Durchführung der Modellrechnungen auf Überlegungen zu „Suffizienz“ oder „Konsumverzicht“ verzichtet werden; die Frage „was ist Wohlstand in einer Effizienzgesellschaft“ wurde im Verlauf der Arbeiten allerdings mehrfach kontrovers diskutiert.

Mit dem Zwischenschritt der „Potenzialvariante“ zu Szenario III wurde eine Grenze des mit der bekannten Technologie Erreichbaren ermittelt. Es zeigte sich in den Arbeiten, dass die Ziele von Szenario IV hierdurch nicht erreicht werden können, selbst bei Unterstellung weiteren autonomen technischen Fortschritts innerhalb des besten Kategorie.

Die grundsätzlich möglichen verschiedenen Optionen, mit diesem Problem umzugehen, werden in Kapitel 8.3.1 beschrieben. Hierzu zählen unter anderem

- eine verstärkte gerichtete Technologieentwicklung mit gezielter Marktdurchdringung,
- eine Veränderung der Strukturen von Leben und Arbeiten, stark durch die Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnologien getrieben,
- bewusste Konzentration auf wissensintensive Anteile am Wertschöpfungsprozess, Beschleunigung der Auslagerung material- und energieintensiver Prozesse zu den „Werkbänken der Welt“ im Rahmen eines ohnehin stattfindenden Globalisierungsprozesses; dieser Schritt würde das Problem für die Schweiz lösen, nicht jedoch weltweit,
- Verkürzung von Investitionszyklen, Zulassen eines gewissen Anteils von „stranded investments“,

- Eine Suffizienzstrategie, bei der die Mengengrößen wie beheizte und gekühlte Flächen, Verkehre, Fahrzeuge, Gerätebestände eingeschränkt werden. Eine solche Strategie würde bei gleicher Wertschöpfung voraussetzen, dass Lebens- und Arbeitsformen sowie Formen der Güternutzung sich verändern (Beispiel Carsharing, Maschinenringe).

Im Rahmen der Szenarienentwicklung und der damit verbundenen Diskussionen der Projekt- und Arbeitsgruppen wurde deutlich, 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 2006a] – vor allem die Potenziale der neuen Schlüsseltechnologien

- Informations- und Kommunikationstechnologie mit verstärktem (auch kognitivem) Innovationsgehalt, auch auf Metaebenen, incl. Opto-Elektronik,
- Biotechnologie incl. Bionik (und ggf. Neuroelektronik),
- Mikrotechnologie incl. 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 und nahezu alle Energieeinsatzarten technologische Weiterentwicklungen als machbar und zielführend eingeschätzt wurden. Diese wurden in der Folge auch modelliert. Hierzu gehören z.B.:

- Gebäudehülle:
 - Vakuumdämmungen und andere hocheffiziente Dämmstoffe,

- Steuerbare Fensterbeschichtungen ,
- Gebäudeausstattung
 - IuK-Technologie gemeinsam mit einfach einsetzbaren Mess- und Regeleinrichtungen zur Steuerung der Funktionsfähigkeit und energetischen (sowohl Strom als auch Wärme) Optimierung von Gebäuden, insbesondere im Dienstleistungssektor.
 - neue Technologien für Beleuchtung (LED und darüber hinaus)
 - Tageslichtnutzungssysteme.
- Fahrzeuge und Verkehr
 - Technologische Optionen beim Einzelfahrzeug wie
 - Reduktion der Masse der Fahrzeuge durch Einführung von Leichtbauweisen, z.B. durch neue (Verbund-)werkstoffe,
 - Reduktion der Rollwiderstands durch optimierte Reifen,
 - Weitere Optimierung des Fahrzeugdesigns (Luftwiderstand),
 - Weitere Optimierung des Antriebs,
 - Neue Motorenkonzepte (wie Optimierung der Hybrid-Konzepte, Einführung von HCCI [homogeneous Charge Compression Ignition] u.a.),
 - Optimiertes Energiemanagement wie Start-Stop-Technologien,
 - Ausgereifte Verfahren zur Herstellung von Synthesetreibstoffen;
 - Optimierte Verkehrsflusssteuerungen
- Industrie
 - Zahlreiche Produktionsprozesse werden durch Einsatz von Biotechnologie (Chemie, Pharma), Nanotechnologie (Werkstoffe, Oberflächen, Reibungsminderung) und Mikrosystemtechnologie deutlich energieeffizienter.
 - Bestimmte Produkte werden in hohem Masse durch neue Arten, die Funktionalität bereit zu stellen, ersetzt, z.B. „elektronisches Papier“ („e-paper“).
 - Abwärmenutzung
- Energieträgerangebot
 - Auf der Wärmeseite wird die Nutzung erneuerbarer Energieträger standardisiert und stark vereinfacht.

- Der Anteil an Wärmepumpen, Holz und solarer Nahwärme nimmt beim Neubau von Nahwärmesystemen stark zu.
- WKK-basierte Nahwärmesysteme werden in den entsprechenden Elektrizitätsangebotsvarianten untersucht.
- 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.

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. Im Industriesektor verändern sich die Wertschöpfungsstrukturen; es findet eine Verschiebung hin zu wissensorientierten Branchen statt. Reine Produktionskapazitäten werden zunehmend ins Ausland verlagert.

Mit diese Veränderungen führen gegebenenfalls auch zur Beschleunigung von gesamtgesellschaftlichen Entwicklungen, die mit der Globalisierung und der starken Durchdringung aller Lebensbereiche mit IKT einhergehen:

- Die starke Durchdringung aller Lebens- und Wirtschaftsbereiche mit IuK-Technologien sowie der entsprechende Zugang zu Daten aller Art lässt vermuten, dass sich eine tief greifende Veränderung im Umgang mit Informationen aller Art einstellen wird. Sowohl personenbezogene Daten (Privatsphäre, Persönlichkeitsschutz) als auch Wirtschaftsinformationen und der Schutz von solchen werden Neubewertungen erfahren.
- Das Wirtschaftssystem wird wissens-, ausbildungs- und dienstleistungsorientierter. Es besteht eine reale Gefahr, dass sich eine Segregation der Gesellschaft in Anteile ausbildet, bei der der Grad an Teilhabe stark unterschiedlich ist: Den Gutqualifizierten mit Zugang zu Informationen, Dienstleistungen, globalem Arbeitsmarkt und entsprechender Teilhabe an gesellschaftlichem Vermögen und gesellschaftlicher Gestaltung stehen „alle anderen“ gegenüber. Hier sind Aushandlungsprozesse von erheblicher Schärfe zu erwarten.

Diese Herausforderungen sind nicht unbedingt durch die Anforderungen an die Erhöhung der Energieeffizienz getrieben, sondern eher eine Folge der weiter verstärkten Durchdringung aller Lebens- und Arbeitsbereiche mit Informations- und Kommunikationstechnologien. Darüber hinaus sind sie Folgen der derzeit bereits deutlich sichtbaren übergreifenden Entwicklungsdeterminanten („Trends“) Globalisierung, Flexibilisierung, Individualisierung. Durch den effizienzgetriebenen Druck zum „Ersatz von Energie durch Information“ und später auch zur „Ergänzung von Information durch Wissen und Kreativität“ beschleunigen sie sich allerdings vermutlich gegenüber einer konservativer und statischer angelegten Referenzentwicklung. Daher ist es sinnvoll, an dieser Stelle auch auf solche eher indirekten gesellschaftlichen Auswirkungen hinzuweisen.

Derartig tief greifende Veränderungen setzen einerseits einen starken gesellschaftlichen Konsens zur Umsteuerung voraus, andererseits entsprechend tief greifende Instrumente, damit auch die neuen Chancen und Risiken gleich 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 (ausser Finanzwesen und bestimmte Technologie- sowie Luxusgüterzweige) führen.

Instrumentell wäre ähnlich wie in Szenario III ein stark wirkendes preisliches Instrument als Leitinstrument vorzusehen. Die Abschätzungen führen zu einer Verdopplung der Endenergiepreise der fossilen Energieträger und des Stroms gegenüber dem Preisszenario „50 \$“. Dies wird flankiert von Vorschriften in Bezug auf Standards im Gebäude- und Gerätebereich sowie Vorgaben für den Einsatz von Erneuerbaren Energien im Brenn- und Treibstoffbereich. Je nach Variante für das Elektrizitätsangebot wird von einem effizienten Umlage- und Vermarktungsinstrument für die produzierte erneuerbare Arbeit und Leistung ausgegangen. Die Transaktionsleistungen werden sich unter solchen Bedingungen innerhalb kurzer Zeit über den Markt organisieren.

4.6 Varianten des Elektrizitätsangebots

4.6.1 Gerechnete Varianten

Für die Energieperspektiven mit dem Zeithorizont bis 2035 werden aus der Vielzahl der Möglichkeiten, die Stromlücke zu schliessen, sieben (Haupt)Varianten betrachtet (A - G). Diese werden durch die neun langfristigen Möglichkeiten bis 2050 (Varianten R - Z) geprägt bzw. bestimmt. Daraus ergeben sich elf verschiedene Pfade zur Deckung der Angebotslücke, die die vorerst als notwendig zu betrachtenden Varianten aufzeichnen und sich wesentlich voneinander unterscheiden, um die Differenzen deutlich zeigen zu können. In der Figur 2-4 sind die Varianten schematisch dargestellt.

Die sieben Angebotsvarianten im Jahre 2035 [BFE 2005b]:

A Nuklear: Die Kernkraftwerke an den Standorten Beznau und Mühleberg werden durch ein neues KKW der Generation III/III+ ersetzt. Da das neue Kernkraftwerk erst 2030 in Betrieb genommen werden kann (siehe auch Anhang E), werden in der dazwischen liegenden Periode auftretende Lücken durch Importe gedeckt. Somit kann diese Variante auch als „neue Importe und Nuklear“ bezeichnet werden.

B Fossil zentral und Nuklear: Diese Variante sieht die kombinierte Nutzung von zentralen fossil-thermischen Kraftwerken und Kernkraftwerken vor. Bis zur Inbetriebnahme eines KKW ab 2030 werden Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut. Da diese eine Lebensdauer von 30 Jahren haben, bleiben sie auch nach der Inbetriebnahme des KKW im Park (möglich wäre es zudem, einen kleinen (Rest)Teil der Lücke mit Importen zu decken).

C Fossil zentral: Die Stromlücke wird nur mit zentralen Erdgas-Kombikraftwerken gedeckt. Durch die relativ kurze Planungs- und Bauzeit (siehe Anhang D), ist die Inbetriebnahme eines Kombikraftwerks beim Auftreten der Stromlücke möglich.

D Fossil dezentral: Kernenergie und auslaufende Bezugsverträge werden durch dezentrale fossil-thermische Anlagen ersetzt.

E Erneuerbare Energien (EE): Die Stromlücke wird durch erneuerbare Energien gedeckt. Dabei kommen gekoppelte (Wärme und Strom) und ungekoppelte (nur Strom) Anlagen zum Einsatz.

F Veränderte Laufzeit KKW: Es wird eine auf 40 Jahre verkürzte Laufzeit der Kernkraftwerke unterstellt. Es wird untersucht, wie die Stromlücke v.a. durch erneuerbare Energien geschlossen werden kann. Als Alternative wird auch eine Verlängerung der Laufzeiten der Anlagen Beznau und Mühleberg auf 60 Jahre untersucht.

G Import: Die Stromlücke wird mit Importen (Beteiligungen, Langfristverträge, Spotmarkt) gefüllt.

Auf diesen Varianten A bis G bauen die folgenden Angebotsvarianten mit dem Horizont 2050 auf [BFE 2005b]:

AR Nuklear → Nuklear: Nach 2035 werden vermehrt Kernkraftwerke zugebaut. Je nach (szenarienabhängiger) Technologieentwicklung kommen als Ersatz für die KKW Gösgen und KKW Leibstadt ggf. Kernkraftwerke der Generation IV in Frage.

AS Nuklear → EE: Als Ersatz für die KKW Gösgen (in 2039) und Leibstadt (in 2044) werden erneuerbare Energien eingesetzt, die durch den Neubau von Kernkraftwerken vor 2035 erst nach 2035 in verstärktem Mass eingesetzt werden. Die zugebauten Kernkraftwerke laufen aber über 2050 hinaus und bilden deshalb weiterhin einen Teil des Mixes.

BT Nuklear/Fossil zentral → Nuklear: Vor der Inbetriebnahme von KKW ab 2030 werden vorübergehend zentrale fossil-thermische Kraftwerke eingesetzt.

CT Fossil zentral → Nuklear: Wie bei der Variante BT haben die fossil-thermischen Kraftwerke einen Übergangscharakter. Neue KKW (Generation III/III+ oder IV, je nach Szenario) ersetzen die KKW Gösgen und Leibstadt.

CU Fossil zentral → Fossil zentral: Auch nach 2035 wird weiterhin auf zentral fossil-thermische Kraftwerke gesetzt. Stillgelegte Kernkraftwerke werden nicht durch neue ersetzt. Je nach Szenario könnten die zentralen thermischen Kraftwerke als Holzgas/Erdgas-Kraftwerk ausgestattet werden.

CV Fossil zentral → EE: Die fossil-thermischen Kraftwerke haben Übergangscharakter. In der Periode 2035 bis 2050 wird die Stromlücke durch erneuerbare Energien gedeckt. Ein Teil der zugebauten fossil-thermischen Kraftwerke läuft über 2050 hinaus und bildet einen Teil des Kraftwerksmixes.

DW Fossil dezentral → Fossil dezentral: Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme durch Anlagen wird vermehrt eingesetzt, sowohl in der Periode vor 2035 als auch danach.

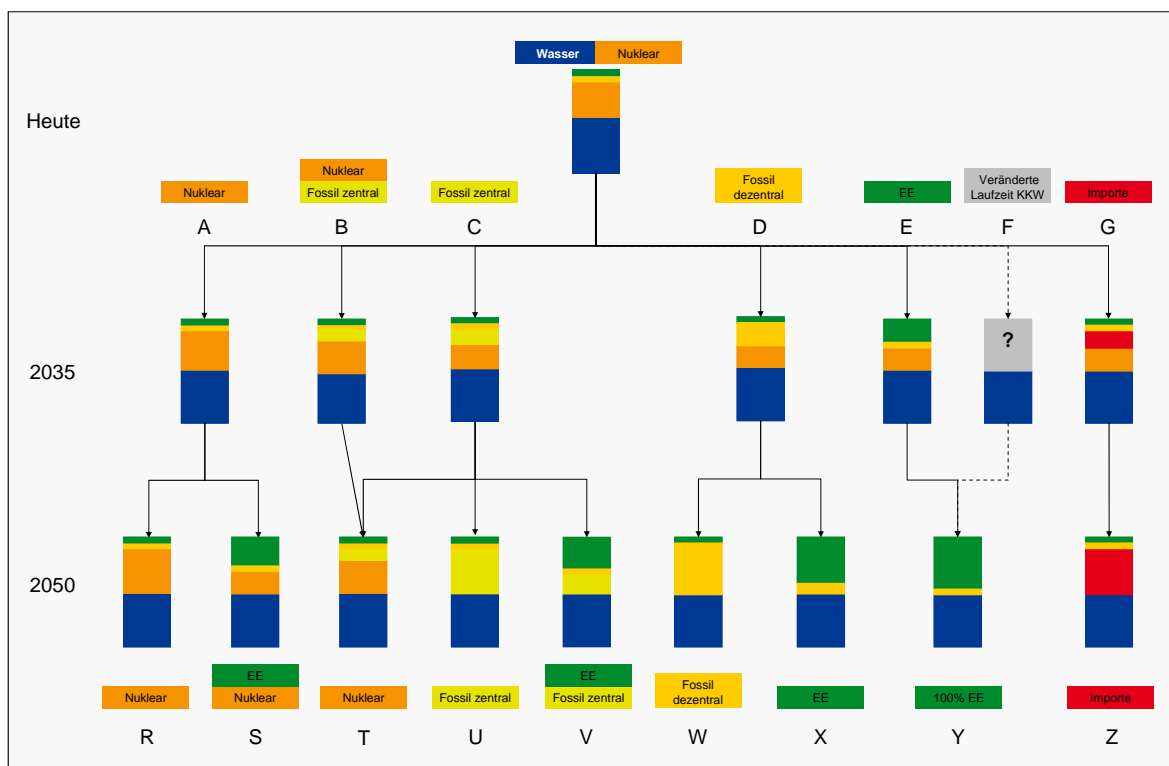
DX Fossil dezentral → EE: Zuerst wird die Stromlücke grösstenteils durch technologisch erprobte fossile WKK-Anlagen gedeckt. Hierdurch müssen teure und noch nicht erprobte erneuerbare Energien nicht gleich forciert eingesetzt werden, können sich weiterentwickeln und dann in einem späteren Stadium zum Einsatz kommen. Ein Teil der dezentralen fossil-thermischen Kraftwerke hat über 2035 hinausgehende Laufzeiten.

EY EE → 100 Prozent EE: Die stillgelegten KKW (Gösgen und Leibstadt) werden vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt.

FY Veränderte Laufzeit KKW (→ 100 Prozent EE): Der Pfad F wird auch nach 2035 weiter verfolgt. Es wird eine auf 40 Jahre verkürzte Laufzeit der Kernkraftwerke unterstellt. Es wird untersucht, wie die Stromlücke v.a. durch erneuerbare Energien geschlossen werden kann. Als Alternative wird auch eine Verlängerung der Laufzeiten der Anlagen Beznau und Mühlenberg auf 60 Jahre untersucht.

GZ Importe → Importe: Auslaufende Bezugsrechte und stillgelegte KKW werden durch Importe ersetzt, wenn möglich in Form von Beteiligungen, Langfristverträgen oder über den Spotmarkt. In dieser Variante spielen die Produktionsart der Importe, die Kosten (im Vergleich zum Inland) und die Implikationen (Netz, Umwelt, Versorgungssicherheit) eine wichtige Rolle.

Figur 4-5 Übersicht der Angebotsvarianten



Quelle: BFE, 2005b, eigene Darstellung

Neben diesen Eckvarianten sind unter verschiedenen Optimalitätskriterien Mischungen möglich.

Aus Konsistenzgründen ist es nicht sinnvoll, für alle Nachfrageszenarien alle Angebotsvarianten durchzuspielen (ohne massive Veränderung der Energiepolitik sind beispielsweise Var. D und E nicht denkbar und kommen daher für die Szenarien I und II nicht in

Betracht). Im jeweiligen Nachfrageszenario wird die Wahl der analysierten Angebotsvarianten begründet.

Bei den Berechnungen stellte sich ausserdem heraus, dass aus Gründen der Grösse der Kraftwerksblöcke die Variante B und die Szenarien III und IV nicht sinnvoll ist.

Gerechnet wurden die folgenden Eck-Kombinationen (ein Kreuz bedeutet, dass die Variante modellgestützt berechnet wurde).

Tabelle 4-8 **Zusammenstellung der gerechneten Szenarien und Angebotsvarianten**

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Szenario I	X	X	X					X
Szenario II	X	X	X					X
Szenario III	X		X	X	X	X	X	X
Szenario IV	X		X	X	X		X	X

Prognos 2006

Zusätzlich wurden als „Mischvarianten“ für Szenario III ein Mix aus C und E (fossil-zentral mit verstärktem Einsatz Erneuerbarer) sowie aus D und E (fossil-dezentral und verstärkter Einsatz Erneuerbarer) sowie für Szenario IV ebenfalls ein Mix aus D und E gerechnet. Die Sensitivitäten der Szenarien in der Nachfrage führen nicht zu solch starken Änderungen, dass ganze Kraftwerksblöcke hinzu gebaut werden müssten oder wegfallen könnten, daher wurden diese nicht modellgestützt berechnet. Ergebnisse zu diesen Sensitivitäten sind im Band 5 zum Elektrizitätsangebot genauer beschrieben. Zwei Ausnahme wurden gemacht: Die Sensitivität „wärmeres Klima“ zeigt Auswirkungen auf das Wasserkraftangebot, die zu einer zeitlich und von der Grösse her veränderten „Stromlücke“ führt. Ausserdem wurde mit dem Modell die Sensitivität zu Szenario II mit einem geringeren Förderbudget für die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Quellen berechnet.

Darüber hinaus werden Sensitivitätsbetrachtungen für eine verkürzte Laufzeit der Kernkraftwerke (40 Jahre Laufzeit, kein Ersatz, kein Neubau) sowie eine verlängerte Laufzeit (60 Jahre) angestellt.

4.7 Exkurs: Politikinstrumente

Der Politik stehen insbesondere zur Adressierung der Fragen des Energiesparens und der erneuerbaren Energien wohl definierte Bündel von Instrumenten zur Verfügung, die in der stetig gewachsenen Fachliteratur ausführlich beschrieben sind. Hier sollen sie daher lediglich in ihren Wirkungen und Anforderungen kurz klassifiziert und umrissen werden.

Grundsätzlich ist es sinnvoll, die Instrumente zu unterscheiden in

- ordnungsrechtliche Instrumente (Vorschriften, Standards),
- Förderungsmassnahmen wie Einspeisevergütungen sowie direkte Subventionen,

- markt- und preisgetriebene Massnahmen wie Lenkungsabgaben und Quotenregelungen mit Zertifikathandel,
- freiwillige Massnahmen.

Im Folgenden werden die Wirkungsweisen, Möglichkeiten und Grenzen dieser Instrumente aufgelistet:

Tabelle 4-9 Charakterisierung von Instrumentenklassen

Instrumentenklasse	Gesellschaftliche Voraussetzungen	Zielerreichung / Wirkungsweise	Administrative / organisatorische Bedingungen / Herausforderungen	Sonstiges
Ordnungsrecht / Vorschriften	Es besteht gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit von Klimaschutz und verstärkten Anstrengungen; der Staat hat die Aufgabe, für gerechte Verteilung der Lasten zu sorgen	Es kann der derzeit und unter den vorhandenen Rahmenbedingungen (Energiepreise, Mietrecht) wirtschaftliche Stand der Technik umgesetzt werden. Die Vorschriften geben energetische Mindeststandards vor. Beispiele. Gebäudesektor / Neubau	Beruht auf abgesicherten technischen Normen; Gesetz ist nur so wirksam wie sein Vollzug; die Standards müssen laufend dem Stand der Technik angepasst werden; Schlupflöcher und Ausnahmeregelungen sind wahrscheinlich; wenn guter Vollzug, dann Breitenwirkung möglich	Der Stand der Technik muss mit zusätzlichen Massnahmen weiterentwickelt werden; flankierend ist Qualifizierung der Akteure notwendig (Baugewerbe, Handel); Weiterentwicklung von neuen Technologien (z.B. Regenerative) muss über andere Instrumente erfolgen
Freiwillige Massnahmen	Klimaschutz ist zwar notwendig, aber nicht ganz oben auf der Liste der gesellschaftlichen Prioritäten; zunächst sollen Schlüsselakteure freiwillig als Vorbilder agieren; hauptsächlich wird Ressourceneffizienz mit betrieblicher Effizienz verknüpft. Erforderlich sind eine formelle Verpflichtung der Akteure, subsidiäre Eingriffsmöglichkeiten des Staates und die laufende Kontrolle der Ergebnisse.	Es werden hauptsächlich Massnahmen umgesetzt, die „ohnehin wirtschaftlich“ sind; ggf. werden Investitionen vorgezogen; gut geeignet für grosse homogene Schlüsselakteure (Branchen, Verbände, einzelne grosse Unternehmen); die Bildung von privatwirtschaftlichen Förderfonds ist denkbar.	Transparentes Anerkennungsverfahren, Definition des Zielbeitrags – was ist die „baseline“, an der gemessen wird ? Funktioniert nur bei wirksamer „Drohkulisse“	Weiterentwicklung des Standes der Technik muss ausserhalb dieser Massnahme erfolgen; flankierend muss es zumindest kommunikative Anreize (Imageverstärkung) geben. Wenn das Instrument funktioniert, ist es sehr flexibel bezüglich der Zielerreichung; es werden unter der Voraussetzung eines funktionierenden Informationsflusses automatisch die wirtschaftlichsten Massnahmen umgesetzt. Das Instrument ist nicht für die Beschleunigung der Entwicklung des Standes der Technik geeignet.

Tabelle 4-9 Charakterisierung von Instrumentenklassen (Fortsetzung)

Instrumentenklasse	Gesellschaftliche Voraussetzungen	Zielerreichung / Wirkungsweise	Administrative / organisatorische Bedingungen / Herausforderungen	Sonstiges
Ökonomische Anreize	Gesellschaftlicher Stellenwert von Klimaschutz ist hoch; die Akteure werden als verantwortliche ökonomische Akteure behandelt; es besteht ein gesellschaftlicher Konsens, dass über Preisinstrumente die Lastenverteilung effizient erfolgt und ausserdem Wettbewerb um CO ₂ -Effizienz entstehen kann	Abgabe / Steuer auf Energie oder CO ₂ ; Erhöht die Wirtschaftlichkeit von Einsparmassnahmen (theoretisch); Aushandlungsprozess bzgl. der Höhe ist kritisch;	Die Wirtschaft (inkl. Energiewirtschaft) ist entschieden gegen „neue Steuern“; Wirkung schwer messbar, nur über Elastizitäten prognostizierbar; Stufen- und Sperrkliffeneffekte; Härtefallregelungen notwendig; Administration einfach, über Zoll- und Finanzämter; Aufkommensverwendung: z.B. gleichmässige Rückerstattung, Entlastung der Sozialsysteme; Förderfonds ?	Es können sich „Effizienzmärkte“ bilden; der Stand der Technik entwickelt sich durch Eigendynamik weiter; Qualifizierung und Beratung bilden möglicherweise eigene Märkte aus; flankierende Kommunikation über Einsparmöglichkeiten und gewissen Vorschriften (technische Standards) bleiben notwendig;
Mischinstrument zwischen Freiwillig / Förderung / Ordnungsrecht	Förderwürdigkeit des Tatbestands (erneuerbare oder z.B. WKK) ist gesellschaftlich breit abgestützt	Obligatorische Lieferquote mit Zertifikatshandel (Menge wird festgesetzt, Preis bildet sich frei) oder Einspeisevergütung mit Umlagesystem für Elektrizität aus neuen Erneuerbaren und / oder WKK (Preis wird festgesetzt, Menge ergibt sich daraus)	Das Verfahren muss definiert werden; weiterhin wirtschaftliche Anreize für Technologieentwicklung und Kostendegression (z.B. degressive Fördersätze, steigende Mengen)	Sorgfältiges Monitoring erforderlich; flankierende Kommunikation und FuE-Förderung bleiben notwendig
Fördermassnahmen	Gesellschaftliche Übereinkunft, dass die Belastungen aus dem Strukturwandel eine Gemeinschaftsaufgabe sind und daher vom Steuerzahler (natürliche und juristische Personen) finanziert werden. Entsprechend werden REG- und REN-Technologien bis zur Konkurrenzfähigkeit gefördert	Förderung auf den Ebenen FuE, P&D, Markteinführung	Wirkung sowohl ökologisch als auch ökonomisch durch Fallzahlen messbar; wegen Subventionsansatzes unter bestimmten Bedingungen nicht kompatibel mit internationalem Recht; Problem der Mitläufereffekte, Risiko der Fehlallokation der privaten und staatlichen Mittel.	Zugang zum Instrument von flankierender Informationsarbeit abhängig; Bezogen auf breite Marktdurchdringung meist ungeeignet aufgrund von Mittelbegrenzungen

5 Szenario I: Weiter wie bisher

5.1 Das Wichtigste in Kürze

Politischer Rahmen										
<p>Es werden die bisherigen politischen Instrumente eingesetzt, weitergeführt und effektiviert. Diese beinhalten das Programm EnergieSchweiz mit einem Budget von real 45 Mio. CHF/a, Globalmittel des Bundes und kantonseigene Mittel für die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. In den kantonalen Bauvorschriften werden die Standards langsam und moderat entsprechend dem technischen Fortschritt erhöht (ca. 10 % Verbesserung je zehn Jahre). Etikettierung von Elektrogeräten mit sukzessiver Einführung neuer Bestgeräteklassen, freiwillige Zielvereinbarungen zur CO₂-Reduktion in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen (unter der Voraussetzung der „Drohkulisse“ einer CO₂-Abgabe); LSVA bleibt bestehen, keine Alpentransitabgabe, freiwillige Vereinbarungen mit den Autoimporteuren über die Absenkung der spezifischen Verbräuche der Neuwagenflotte im 3 % p.a. – erreicht werden ca. 1.5 % p.a..</p>										
Nachfrage										
<p>Die gesamte Endenergienachfrage steigt bis 2035 gegenüber 2000 um 1.9 % an. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 29.1 % an.</p>										
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	839.2	838.8	837.8	834.0	833.0	830.9
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	213.6	223.0	230.6	236.8	242.5	245.7
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	552.9	539.9	527.8	515.4	506.4	499.4
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	56.6	59.1	62.2	64.3	66.2	68.0
Energiemix										
<p>Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Einsatz für die Elektrizitätsproduktion und den sonstigen Umwandlungssektor) sinkt um 11.4 %.</p> <p>Der Anteil der fossilen Brenn- und Treibstoffe am Gesamtenergieverbrauch (inkl. Umwandlungssektor) liegt je nach Variante des Elektrizitätsangebots zwischen 45 % (Var. A) und 61 % (Var. C.)</p>										
Elektrizitätserzeugung										
Var. A:	bis 2030 bis zu 22.7 TWh Importe, ab 2031 zwei neue KKW-Blöcke (EPR) mit einer Leistung von je 1'600 MW									
Var. B:	bis 2030 Chavalon (357 MW) plus gasgefeuerte 4 GuD-Blöcke à 550 MW, ab 2031 ein neues KKW mit Leistung 1'600 MW									
Var. C:	Bis 2035 Chavalon plus 6 GuD-Blöcke à 550 MW.									
Var. G:	Bis 2035 22.6 TWh Importe, davon 20 TWh neue Importe, ca. 3'300 MW									
CO₂-Emissionen nach Angebotsvarianten in Mio. t (nach CO₂-Gesetz):										
	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. G 2035					
Szenario I	42.3	37.1	42.1	44.2	37.1					

Tabelle 5-1 **Szenario I Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.5	11.0	10.5	10.0	9.5	9.1
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.7	5.6	5.4	5.3	5.3
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	17.2	16.8	16.6	16.5	16.4	16.5
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.9	37.9	36.9	36.0	35.3	34.7
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	8.1
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	40.3	39.4	38.5	37.8	37.1
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	42.0	41.0	42.3	43.5	42.8	42.1
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	42.0	41.0	42.3	43.5	42.8	44.2
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	40.3	39.4	38.5	37.8	37.1
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	48.7	41.1	37.9	36.3	35.6
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'502.2	2'514.3	1'839.6	1'679.8	1'576.3	1'374.8
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	25.9
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

5.3 Politikvariante

5.3.1 Szenariengrundsätze

Als Referenz wurde ein Szenario gerechnet, welches im Wesentlichen auf dem bisherigen Vollzug beschlossener und in Kraft gesetzter Massnahmen gemäss Energiegesetz unter Beibehaltung des bisherigen Vollzugstempos basiert. Es werden keine Ziel- und Standardanpassungen in der Gesetzgebung vorgenommen. Berücksichtigt wird ein technischer Fortschritt ohne wesentliche Beschleunigungen oder technische Durchbrüche. Dieser technische Fortschritt kann, was die Energieeffizienz betrifft, durchaus als von der Energiepolitik der vergangenen 20 Jahre mit induziert betrachtet werden. Die Trennung zwischen „autonomen“ und „politikinduziertem“ technischen Fortschritt ist methodisch jedoch grundsätzlich nicht eindeutig abgrenzbar.

Bei der ursprünglichen Festlegung der Szenarien war nicht endgültig geklärt, ob eine CO₂-Abgabe in einer für die inländische Erreichung der Kyoto-Ziele in 2010 notwendigen Höhe beschlossen werden würde oder nicht. Daher wurden ursprünglich zwei Varianten für die Referenz - Ia (ohne CO₂-Abgabe) und Ib (CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffe) - zugrunde gelegt. Mittlerweile (2006) wird jedoch die Variante ohne CO₂-Abgabe als Referenz behandelt und die Variante mit CO₂-Abgabe wird Teil des Sensitivitätenfächers, mit dem die Robustheit der Szenarien überprüft wird. Aus historischen Gründen wird der Titel Ib beibehalten.

5.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente

Das Programm EnergieSchweiz wird mit einem Budget von ca. 45 Mio. CHF/a real fortgeführt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass das Programm jeweils parallel evaluiert und laufend effektiviert wird.

Es werden weiterhin Globalmittel der Kantone mit einem Budget von ca. 40 Mio. CHF/a für Energieeffizienz und erneuerbare Energien ausgereicht.

Ordnungsrecht: Kantonale Bauvorschriften durchwegs auf dem Standard der SIA 380/1; nach 2010 regelmässige Anpassung der Standards gemäss dem technischen Fortschritt (ca. alle zehn Jahre Verbesserung um 10 %). Es kann in der Folge mit einer wachsenden Durchdringung des MINERGIE-Standards vor allem bei Neubauten gerechnet werden.

Etikettierung von Elektrogeräten, sukzessive Einführung von neuen Bestgeräteklassen (A+, A++ etc.); nach 2010 verlieren die jeweils schlechtesten Geräteklassen ihre Marktzulassung.

Verkehr: LSVA (Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe) bleibt bestehen, keine Alpentransitabgabe.

Freiwillige Vereinbarungen mit den Autoimporteuren über Absenkung der spezifischen Verbräuche der Neuwagenflotte um ca. 3 % p.a. werden unterstellt; sie bleiben jedoch unter den ursprünglichen Zielen (1.5 % p.a. werden erreicht).

In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen werden freiwillige Zielvereinbarungen über CO₂-Reduktionen abgeschlossen, die allerdings nur auf der Basis der Bedingungen des CO₂-Gesetzes funktionieren: Falls die jeweils im Zeitverlauf insgesamt sektoral erreichte CO₂-Einsparung nicht hinreichend ist, kann eine entsprechend der Lücke angepasste

CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen beschlossen werden. Von dieser können bei entsprechenden verbindlichen und zu überprüfenden Selbstverpflichtungen zur Reduktion wiederum Befreiungen erwirkt werden. Wenn durch die Überprüfung gegenüber der Zielverpflichtung zu hohe Emissionen festgestellt werden, muss die CO₂-Abgabe nachgezahlt werden. Es wird unterstellt, dass dieser Mechanismus über die Betrachtungszeit so wirksam ist, dass er entsprechende Investitionen auslöst.

5.4 Umsetzung in den Sektoren

5.4.1 Sektor Private Haushalte

An dieser Stelle werden die wichtigsten Verbrauchsbereiche zusammengefasst. Für eine detailliertere Darstellung der einzelnen Entwicklungen vgl. den Sektorbericht zu den privaten Haushalten [Prognos 2006b].

Im Gebäudebereich wird über die bereits beschlossenen Instrumente hinaus keine bundesrechtliche Verschärfung vorgesehen. Es wird jedoch unterstellt, dass die Musterverordnungen der Kantone im Energiebereich wie beabsichtigt umgesetzt und auch effektiv und effizient vollzogen werden. Die Grenzwerte der jetzigen SIA 380/1 und ähnlicher Regelwerke werden wie bisher etwa alle 5 - 10 Jahre überarbeitet, wobei davon auszugehen ist, dass die jeweils neueren Vorschriften niedrigere Grenz- bzw. Zielwerte aufweisen als die vorangegangenen Vorschriften bzw. Empfehlungen. Neubauten auf MINERGIE-Standard werden zwar häufiger realisiert, sind jedoch nicht allgemeiner Stand der Anwendung. Tabelle 5-2 zeigt die energetische Qualität der Neubauten.

Tabelle 5-2 **Szenario I Trend**
Sektor Private Haushalte: Energetische Qualitäten der Neubauten (Wohnen)

in MJ/m ²	Grenzwerte SIA 380/1			Grenzwerte minus 20% (Mukun)			Zielwert		
	EFH *	MFH **	SW***	EFH *	MFH **	SW***	EFH +	MFH ++	SW+++
Verhältnis Aussenfläche/Energie-bezugsfläche									
2.5	315	305	287	252	244	230	185	175	161
2.0	270	260	236	216	208	189	160	150	131
1.5	225	215	185	180	172	148	135	125	101
1.0	180	170	134	144	136	107	110	100	71
0.5	135	125	83	108	100	66	85	75	41
Heizwärmebedarf MJ/m² (Zentralheizung)	1991	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wohngebäude mit 1+2 Wohneinheiten	310	290	278	258	248	237	227	216	206
Wohngebäude mit 3+ Wohneinheiten	280	250	241	231	220	209	198	187	176

* EFH: =90° A/EBF+90 [MJ/m²]; ** MFH: 90°A/EBF+80 [MJ/m²]; *** Standardnutzung neu Wohnen = 102°A/EBF+32 [MJ/m²]

Prognos 2006

+ EFH: =50° A/EBF+60 [MJ/m²]; ++ MFH: 50°A/EBF+50 [MJ/m²]; +++ Standardnutzung neu Wohnen = 60°A/EBF+11 [MJ/m²]

SW sonstige Gebäude mit Wohnungen

Bei energetischen Sanierungen ist der MINERGIE-Standard eher selten. Die energetische Sanierungstätigkeit (Sanierungsraten) wird aus der Vergangenheit fortgeschrieben; es wird also in diesem Szenario nicht mit verstärkten Sanierungsanstrengungen gerechnet. Die mittlere energetische Verbesserung, d. h. die spezifische Einsparung an Heizwärmebedarf pro energetischer Erneuerung, steigt dabei vorübergehend an und nimmt im Zeitverlauf wieder ab, weil die verbleibenden Verbesserungspotenziale immer kleiner werden – nicht zuletzt auch eine Folge der zunehmenden Erneuerung auch jüngerer, energetisch weniger verbesserungsfähiger Bausubstanz (bereits auf besseren Standards erstellt).

Die Regelungen zur verbrauchsabhängigen Abrechnung der Heiz- bzw. Warmwasserkosten bleiben unverändert bestehen.

Tabelle 5-3 **Szenario I Trend**
Sektor Private Haushalte: Energetische Erneuerungen 1991 - 2035

	1991	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2030	2035
Energetische erneuerte Fläche (Mio. m² p.a.)	2.3	4.0	4.4	4.5	4.8	5.0	4.9	5.3	5.1
dar: Wohngebäude mit 1+2-Wohneinheiten	0.9	1.4	1.6	1.6	1.7	1.8	2.0	1.9	1.9
Wohngebäude mit 3+-Wohneinheiten	1.3	2.4	2.7	2.7	2.8	3.0	2.7	3.1	3.0
sonstige Gebäude mit Wohneinheiten	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Energiebezugsfläche "Gebäudealtbestand" (10 Jahre u.älter, Mio. m²)	288.6	358.5	376.7	392.1	423.8	448.3	473.9	518.4	536.3
dar: Wohngebäude mit 1+2-Wohneinheiten	126.1	161.8	169.3	175.8	193.4	207.0	221.4	245.7	255.5
Wohngebäude mit 3+-Wohneinheiten	148.1	179.9	190.1	198.5	211.9	222.4	233.3	252.9	261.0
sonstige Gebäude mit Wohneinheiten	14.4	16.8	17.4	17.9	18.5	18.9	19.2	19.8	19.9
Erneuerungsrate/-häufigkeit (% p.a.)	0.8	1.1	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9
dar: Wohngebäude mit 1+2-Wohneinheiten	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.7
Wohngebäude mit 3+-Wohneinheiten	0.9	1.3	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.1
sonstige Gebäude mit Wohneinheiten	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.0
Spezifische Reduktion Heizwärmebedarf pro energetischer Erneuerung (MJ/m²)	182.4	158.4	190.8	183.8	186.6	195.6	189.9	178.3	164.2
dar: Wohngebäude mit 1+2-Wohneinheiten	164.1	143.3	166.2	161.6	159.3	165.2	162.6	155.8	153.7
Wohngebäude mit 3+-Wohneinheiten	191.7	164.9	202.9	194.4	200.1	210.8	205.8	189.1	167.8
sonstige Gebäude mit Wohneinheiten	214.5	186.8	222.3	215.9	221.8	234.6	232.6	222.2	205.5
Spezifischer Heizwärmebedarf "Gebäudealtbestand" (MJ/m²)	472.0	446.7	439.9	434.3	424.2	415.8	407.2	390.7	383.2
dar: Wohngebäude mit 1+2-Wohneinheiten	481.8	454.7	449.5	444.8	433.1	423.8	414.2	396.2	388.3
Wohngebäude mit 3+-Wohneinheiten	463.1	438.8	430.7	424.3	415.1	407.1	399.2	383.5	376.2
sonstige Gebäude mit Wohneinheiten	476.7	453.7	447.6	442.8	436.1	430.9	425.5	414.1	408.6
Effizienz/Erfolg energetischer Erneuerung (% des Heizwärmebedarfs unsaniert)	38.8	35.6	43.6	42.6	44.3	47.3	46.8	45.8	43.0
dar: Wohngebäude mit 1+2-Wohneinheiten	34.1	31.5	37.0	36.3	36.8	39.0	39.3	39.3	39.6
Wohngebäude mit 3+-Wohneinheiten	41.4	37.6	47.1	45.8	48.2	51.8	51.6	49.3	44.6
sonstige Gebäude mit Wohneinheiten	45.0	41.2	49.7	48.7	50.9	54.5	54.7	53.7	50.3

Prognos 2006

Die Elektrogeräteausrüstung wird sowohl bei den Haushaltsgeräten als auch bei Geräten der Unterhaltungs- und Informationselektronik weiter zunehmen, z. T. wird damit gerechnet, dass der Ausstattungsgrad über 100 % steigt.

Für den Bereich Elektrogeräte wird unterstellt, dass die bestehende Geräteklassifizierung, über Kühl- und Gefriergeräte hinaus, um A+ und A++ erweitert wird, da die modernsten Geräte heute schon die Anforderungen deutlich unterbieten und die Bandbreite der spezifischen Verbräuche in der A-Klasse sehr gross geworden ist. Mit grosser Wahrscheinlichkeit wird EU-weit mittel- und langfristig das Niveau der Anforderungen weiter in Richtung sparsamere Geräte erhöht, entweder durch eine allgemeine Niveaushiftung (aus A+ wird A, aus A wird B etc.) oder Herabsetzung der Grenzwerte für nicht länger marktgeplante Geräte.

Bei allen grossen Haushaltsgeräten nimmt der Anteil der besseren Gerätekategorien zu. Hingegen gibt es einen gegenläufigen Trend, dass bei manchen Geräten (Waschmaschinen, Tumbler, z. T. auch Geschirrspüler) ein immer grösserer Anteil der Nutzungsvorgänge aufgrund der sich im Durchschnitt verkleinernden Haushalte mit suboptimal ausge-

lasteten Geräten erfolgt, was zu einer Erhöhung der mittleren spezifischen Verbräuche führt.

Bei der Informations- und Unterhaltungselektronik wirkt eine Verstärkung der Nutzungsintensität (z. B. durch Flatrates, Bloggen, Homeshopping etc.) bezüglich des Energieverbrauchs gegenläufig zum technischen Fortschritt, der zu einer Verringerung der spezifischen Energieverbräuche vor allem durch verbesserte Monitorkonzepte (auch mit einer schnellen Generationenfolge der jeweiligen technisch-physikalischen Abbildungslösungen) führt.

Auch im Beleuchtungssegment wirken Nutzungskomponenten sowie die Umsetzungsträgheit beim Einsatz neuer Techniken (Ersatz von Glühbirnen durch Energiesparbirnen) gegenläufig zum technischen Fortschritt, der ein hohes Effizienzpotenzial beinhaltet.

Tabelle 5-4 zeigt die durchschnittliche technische Entwicklung der spezifischen Verbräuche wichtiger Geräte.

Tabelle 5-4 **Szenario I Trend**
Sektor Private Haushalte: Technische Entwicklung spezifischer Verbräuche wichtiger Geräte, 1990 – 2035, in kWh/a

	1990	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Beleuchtung (incl. Leuchtmittel-Substitution), in kWh/10m ² EBF	33	36	38	39	41	39	37	34	31	28
Geschirrspüler	395	305	280	265	240	228	223	219	217	213
Kühlschrank	351	303	295	287	266	250	241	238	237	234
Kühl-Gefriergerät	427	338	322	312	291	273	260	251	248	245
Tiefkühlgerät	476	367	350	339	317	301	288	280	276	272
Waschmaschine	298	222	213	211	210	208	203	197	193	188
Waschtrockner	654	612	604	596	574	553	536	519	505	484
Wäschetrockner	399	347	340	336	330	322	313	301	290	273
Farb-TV (Incl. Nutzerverhaltenskomponente)	212	168	156	153	167	187	194	185	175	161
Video (Incl. Substitutionseffekt DVD-VCR)	76	54	41	28	9	7	7	7	6	6
Computer und Peripherie (incl. Struktureffekten)	299	234	174	141	128	127	121	120	120	120
Elektrisches Kleinheizgerät	344	335	337	370	337	332	327	323	318	315

Prognos 2006

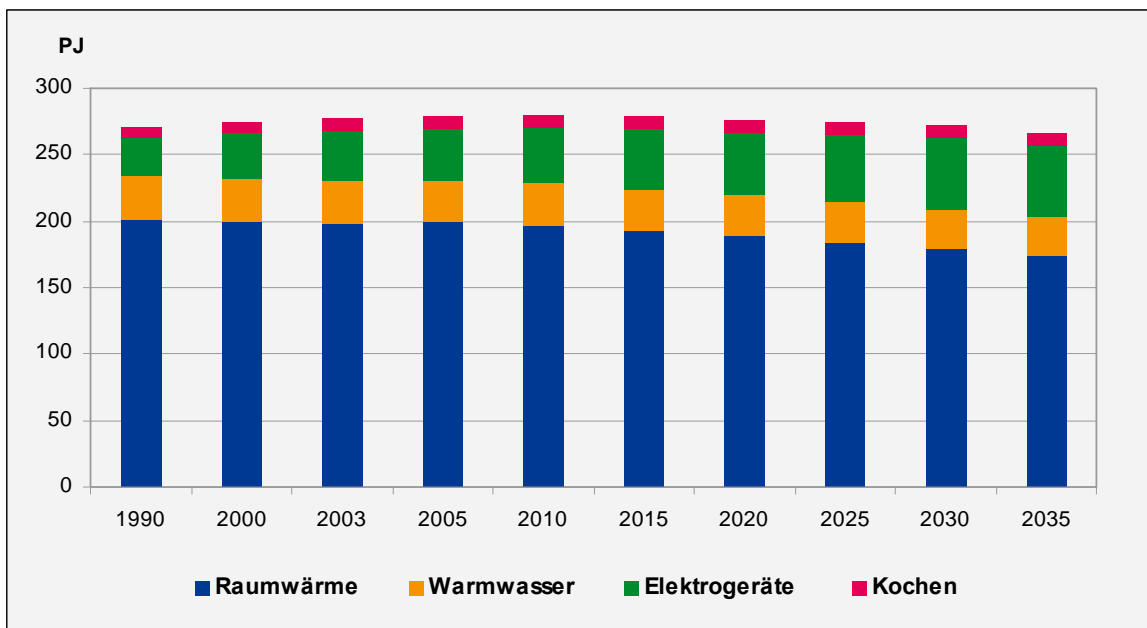
In Tabelle 5-5 und Figur 5-1 ist das Ergebnis für den Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Verwendungszwecken abgebildet. Die Raumwärme bildet in der Vergangenheit wie auch in der Zukunft mit über 70 % den grössten Anteil. Der Energieverbrauch für die Warmwassererzeugung bleibt nahezu konstant und sinkt anteilig von 13 % auf 11 %. Der Elektrizitätsverbrauch für Elektrogeräte steigt von 2000 bis 2035 um 56 % an und macht in 2035 einen Anteil von ca. 21 % am Gesamtverbrauch des Sektors aus (im Vergleich zu 13 % in 2000).

Tabelle 5-5 **Szenario I Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ

	1990	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Raumwärme	200.7	199.4	198.8	199.0	197.4	193.0	188.6	183.9	179.3	174.2
Warmwasser	33.4	32.0	32.1	31.9	31.4	30.9	30.5	30.1	29.7	29.1
Elektrogeräte	28.5	34.6	37.3	38.8	42.4	45.2	47.7	50.7	53.4	54.1
Kochen	8.3	8.8	8.9	9.0	9.2	9.3	9.4	9.4	9.3	9.2
Total	270.9	274.7	277.0	278.8	280.3	278.4	276.1	274.1	271.7	266.6
Total , Abgrenzung wie GEST (PJ)	254.6	258.3	260.6	262.2	263.3	261.3	258.3	256.1	253.7	248.1

Prognos 2006

Figur 5-1 **Szenario I Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken,
witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ



Prognos 2006

Bezogen auf die Einwohnerzahl sinkt der Energieverbrauch der Haushalte in Szenario I nur leicht von 35.8 GJ p.c. in 2000 auf 32.8 GJ p.c. in 2035 (Rückgang um 8.3 %). Bezogen auf die Energiebezugsfläche als die vor allem für die Beheizung relevante Mengenkategorie sinkt der spezifische Verbrauch von ca. 628 MJ/m² in 2005 auf 462 MJ/m². Dies ist eine relative Einsparung von 26 % oder eine Einsparrate von ca. 1 % p.a.. Das Wachstum der Wohnflächen (Energiebezugsflächen) um 39 % wird also durch den Effizienzeffekt ziemlich genau kompensiert – oder andersherum, die durch technischen Fortschritt und Energiepolitik ermöglichten bzw. induzierten Effizienzsteigerungen in allen Bereichen werden durch das Mengenwachstum wieder aufgehoben.

5.4.2 Sektor Dienstleistungen

An dieser Stelle werden die wichtigsten Verbrauchsbereiche zusammengefasst. Für eine detailliertere Darstellung der einzelnen Entwicklungen vgl. den Bericht zum Sektor Dienstleistungen [CEPE 2007], der die Grundlage dieses Kapitels bildet.

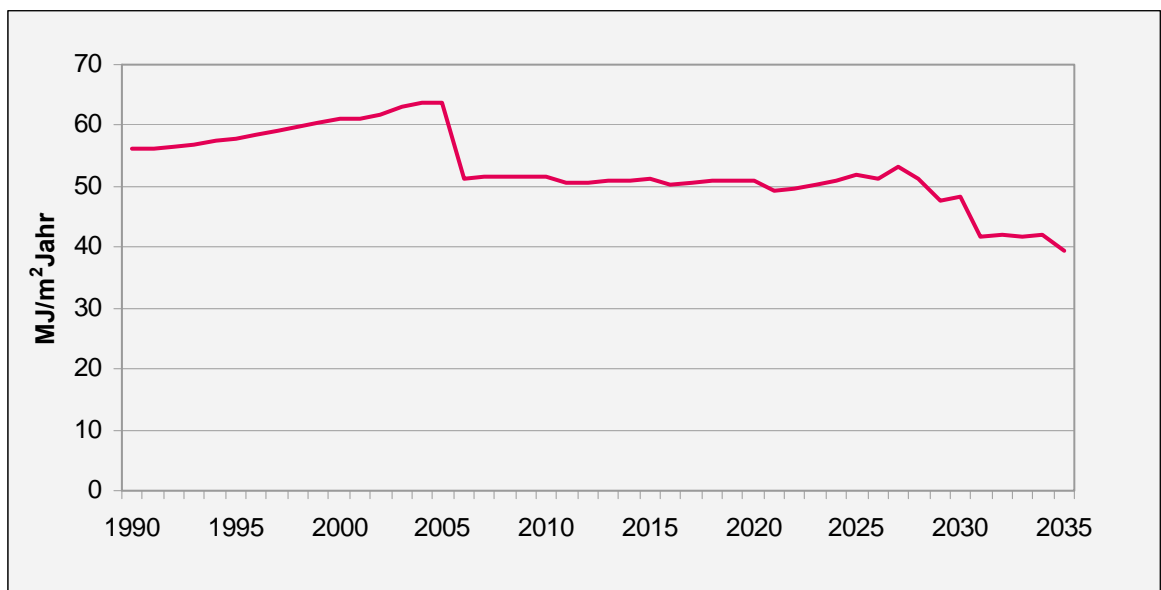
Zusätzlich zu den bereits genannten Instrumenten kommt im Sektor Dienstleistungen – anders als im Sektor Private Haushalte – das CO₂-Gesetz als „Drohkulisse“ zum Tragen. Definitionsgemäss wird davon ausgegangen, dass freiwillige Vereinbarungen von Betrieben und Branchen mit dem Bund zur Reduktionsverpflichtung getroffen und grösstenteils auch erfüllt werden, um die Einführung einer CO₂-Abgabe zu vermeiden. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die meisten Branchen des Dienstleistungssektors aufgrund des Rückverteilungsmechanismus' zu den Gewinnern der CO₂-Abgabe gehören und daher der Anreiz für den Abschluss von Vereinbarungen begrenzt ist. Daher ist die Wirkung dieses Instruments in diesem Szenario als begrenzt einzuschätzen. Dies ändert sich geringfügig in der Sensitivität Ib, da dann die CO₂-Abgabe effektiv eingeführt wird.

Auch in diesem Sektor wird davon ausgegangen, dass die Musterverordnungen der Kantone im Energiebereich effizient umgesetzt werden und der MINERGIE-Standard sich

weiterhin verstärkt durchsetzt. Hinzu kommt ein wachsender Anteil von sehr energieeffizienten Neubauten auf Standards, die den MINERGIE-Standard sogar noch übertreffen.

Bei den energetischen Sanierungen werden zunächst Sanierungsraten bis 1.9 % angenommen, die sich langsam bis auf 1.3 % reduzieren. Die Gründe hierfür liegen in der Altersschichtung der Gebäude und ihrer entsprechend unterschiedlichen „Fälligkeit“ für Teil- oder Vollsanierungen. Die durchschnittliche Reduktion des Wärmebedarfs durch energetische Sanierungen sinkt im Zeitverlauf ebenfalls (von ca. 55 MJ/(m²a) auf ca. 40 MJ/(m²a)). Dies ist wie im Haushaltssektor der Altersstruktur der Gebäude geschuldet sowie der Tatsache, dass energetische Zweitsanierungen bereits auf einem besseren Standard aufsetzen als Erstsanierungen von älteren Gebäuden, ebenso Sanierungen von jüngeren Gebäuden. Figur 5-2 zeigt exemplarisch die durchschnittliche Reduktion des Heizwärmebedarfs pro Gebäude, die zwischen 1947 und 1960 bzw. im Jahr 1980 erstellt wurden. Die durchschnittliche Reduktion des spezifischen Heizwärmebedarfs beträgt 50 MJ/(m²a).

Figur 5-2 **Szenario I Trend**
Dienstleistungssektor: Durchschnittliche Reduktion des Heizwärmebedarfs bei ausgewählten Gebäuden in den Alterskohorten 1947 – 1960 sowie 1980 (Baujahr), in MJ/(m²a)



CEPE 2007

Die Elektrizität hat den grössten Einzelanteil an der Endenergienachfrage im Sektor Dienstleistungen; der allgemeine Trend zu Technisierung und Elektrifizierung sowohl bei Gebäuden als auch bei der Arbeitsorganisation trifft diesen Sektor am deutlichsten.

Es wird davon ausgegangen, dass sich sowohl bei den Neubauten als auch bei den energetischen Sanierungen die Kennzahlen Elektrizität an den Grenzwerten der SIA 380/4 Empfehlungen aus dem Jahr 1995 orientieren. Generell wird in den Modellrechnungen dieses Sektors die Elektrizitätsnachfrage vom Wirtschaftswachstum entkoppelt – der intrasektorale Strukturwandel hin zu höher technisierten Gebäuden verläuft also nahezu „autonom“. Es wird davon ausgegangen, dass die Zielwerte im Mittel jährlich um ein halbes Prozent reduziert werden (also ca. 5 % in zehn Jahren, die Hälfte der relativen Anpassung im Wärmebereich) und die Ausschöpfung der damit ermöglichten Einsparungen allmählich bis auf 80 % im Jahr 2035 steigt. Die entsprechenden mittleren Elektrizitäts-

kennzahlen für die einzelnen Gebäudegruppen (Erläuterung im Anhang des Sektorberichts) zeigt Tabelle 5-6.

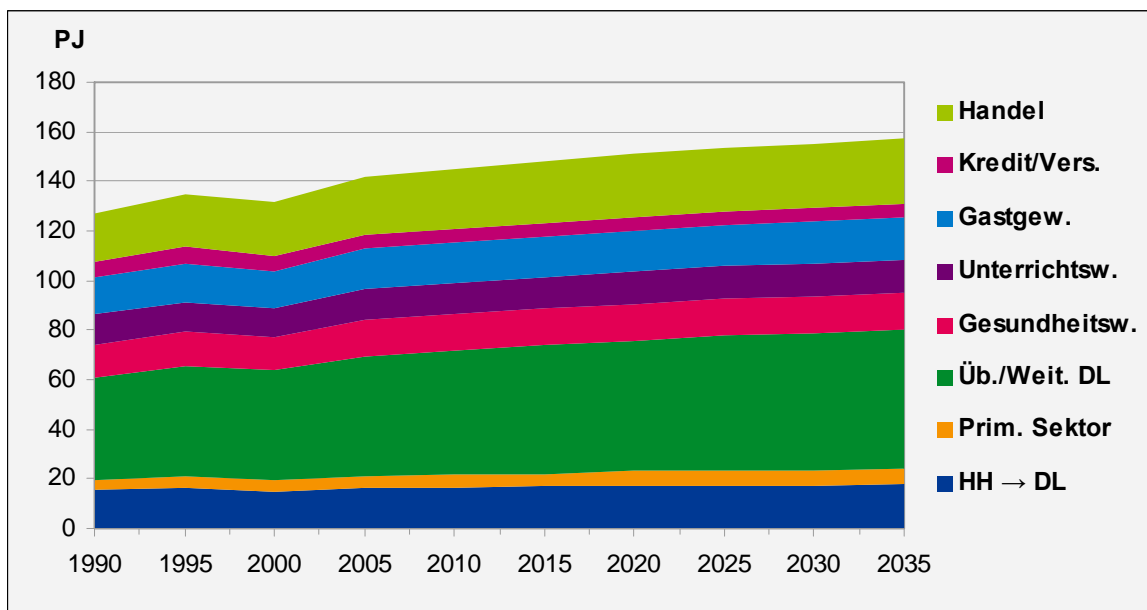
Tabelle 5-6 **Szenario I Trend**
Dienstleistungssektor: Energiekennzahlen Elektrizität für Neubauten und Sanierungen, in MJ/(m²a)

Homogene Gruppe	Energiekennzahl Elektrizität		Homogene Gruppe	Energiekennzahl Elektrizität	
	Bestand MJ/m ² Jahr	Zielwert		Bestand MJ/m ² Jahr	Zielwert
111	150	110	420	50	40
112	300	170	511	350	190
113	500	200	512	270	150
121	900	655	513	200	120
122	1'000	860	521	190	130
123	400	180	522	120	75
130	200	200	611	150	110
210	1'200	360	612	300	170
221	150	110	613	500	200
222	300	170	621	180	120
223	500	200	622	360	250
311	550	450	623	150	100
312	200	200	630	270	180
321	1'500	1'100	700	200	200
322	750	650			
411	700	400			
412	290	160			
413	130	75			

CEPE 2007

Im Ergebnis zeigt sich eine über den gesamten Sektor wachsende (ca. 20 %) Endenergienachfrage (Figur 5-3). Lediglich im Kreditwesen sinkt sie um etwa 20 % zwischen 2000 und 2035, in allen anderen Branchen nimmt sie zu. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass die Wärmenachfrage (leicht) absinkt, die Elektrizitätsnachfrage jedoch deutlich steigt (40%).

Figur 5-3 **Szenario I Trend**
Dienstleistungssektor: Energieverbrauch (Rohdaten) nach den wichtigsten Branchen, in PJ



CEPE 2007

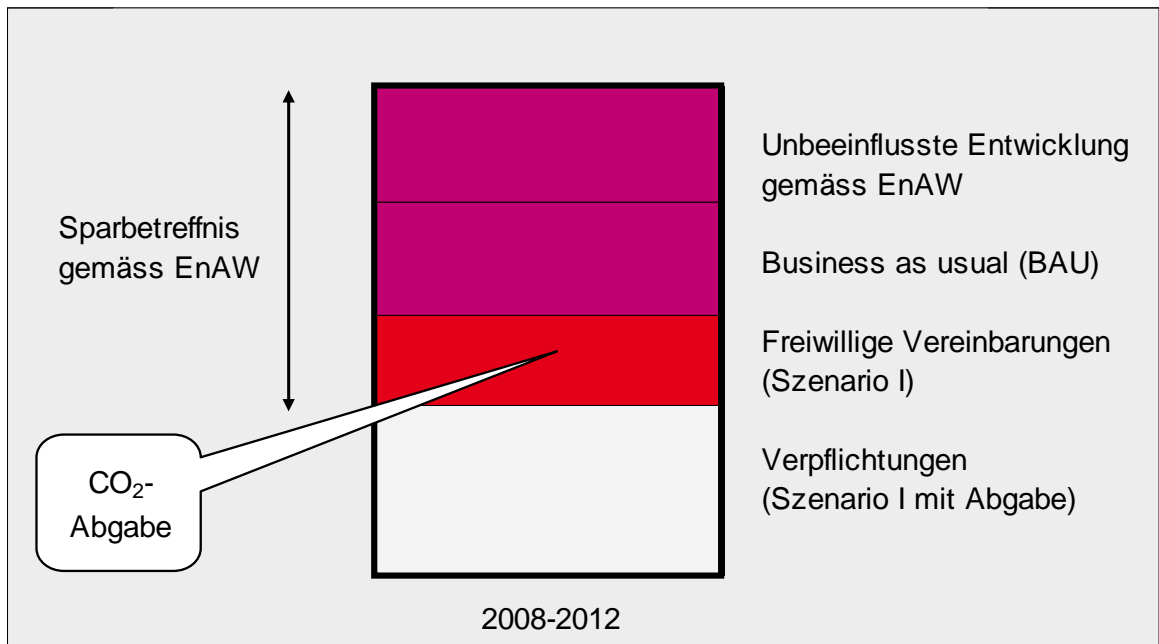
5.4.3 Sektor Industrie

Zur vertieften Beschreibung sowohl der Modellmechanik als auch der Ergebnisse wird auf den Sektorbereich [basics 2007] verwiesen.

Im Sektor Industrie werden in Szenario I ausser den baubezogenen Regelungen für die Verwaltungsgebäude keine Vorschriften für produktive Prozesse unterstellt. Einige Transaktionsprojekte (z. B. die Druckluftkampagne) aus dem Programm EnergieSchweiz greifen direkt im Industriesektor. Die wesentlichen Instrumente sind freiwillige Vereinbarungen. Diese basieren einerseits auf der Grundlage des CO₂-Gesetzes, um die gesetzliche Einführung einer CO₂-Abgabe zu vermeiden (EnAW-Modell). Hierbei werden von Unternehmen oder Branchen mit der Energieagentur der Wirtschaft über einen bestimmten Zeithorizont nachprüfbar Einsparkonzepte festgelegt, die zertifiziert werden und deren Umsetzung einem Monitoring-Verfahren zur Überprüfung der Umsetzung wie auch der (absoluten und spezifischen) Einsparung unterzogen wird. Andererseits gibt es Vereinbarungen auf kantonaler Ebene sowie mit EVU, die beim Abschluss von nachprüfbar Sparvereinbarungen zu Entlastungen von Detailvorschriften („Grossverbraucherparagraf“) oder Effizienzтарifen führen.

Die Wirkung solcher Vereinbarungen ist je nach Branche und Energieträger unterschiedlich. Prinzipiell adressieren sie – je nach ökonomischer Attraktivität und Schärfe der Sanktionsmöglichkeiten – jeweils einen Teil des technisch-physikalischen Einsparpotenzials. Dieser Teil setzt sich zusammen aus dem im Einzelfall wirtschaftlich attraktiven und technisch machbaren Einsparpotenzial und den Umsetzungs- und Durchdringungsraten in den jeweiligen Branchen. Das Prinzip ist in Figur 5-4 dargestellt:

Figur 5-4 **Szenario I Trend**
Industriesektor: Grundsätzliche gestufte Wirkung der Instrumente



basics 2007

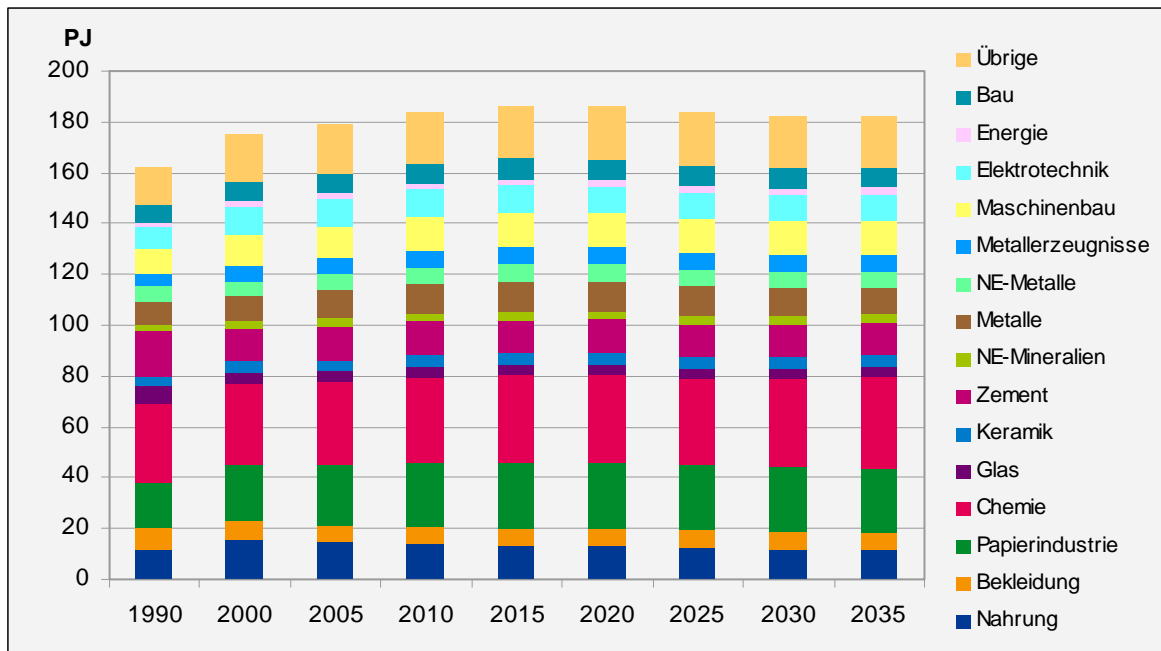
Im Ergebnis zeigt sich bei den Brennstoffen eine geringfügiger Rückgang der Nachfrage (2.1 %) zwischen den Jahren 2000 und 2035, bei der Elektrizität ein Nachfrageanstieg um 14.7 %. Letzterer wird vor allem durch die Zunahme des Verbrauchs bei mechanischen Prozessen, Wärmeprozessen sowie EDV und Beleuchtung hervorgerufen. Dieses Wachstum, das sowohl mit den Mengenkomponten (Produktionsmengen) als auch mit qualitativen Veränderungen der Prozesse (Automatisierung) zusammenhängt, ist jedoch deutlich kleiner als das Wachstum der industriellen Wertschöpfung von knapp 26 % im gleichen Zeitraum. Die Endenergienachfrage des gesamten Sektors wächst innerhalb des Zeitraums 2000 – 2035 um ca. 4 %. Dabei verhalten sich die Nachfragen der einzelnen Branchen durchaus heterogen. Tabelle 5-7 und Figur 5-5 zeigen die Endenergienachfrage nach Branchen.

Tabelle 5-7 **Szenario I Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035,
in PJ

Nr.	Branche	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
1	Nahrung	11.8	15.3	14.6	14	13.5	13.1	12.1	11.8	11.6
2	Bekleidung	8.1	7.6	6.4	6.8	6.7	6.8	6.9	6.9	7
3	Papierindustrie	18.4	22.2	24.2	24.7	25.7	26.1	25.9	25.4	25.1
4	Chemie	30.5	32	32.6	33.9	34.7	34.6	34	34.8	36.3
5	Glas	6.8	4.5	4.1	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7
6	Keramik	4	4.4	4.3	4.5	4.6	4.7	4.6	4.6	4.6
7	Zement	18.2	12.5	12.9	13.1	12.6	12.7	12.7	12.6	12.4
8	NE-Mineralien	2.2	3.3	3.9	3.8	3.7	3.7	3.7	3.7	3.6
9	Metalle	9.2	10	11	11.3	11.5	11.5	11.4	11.1	10.8
10	NE-Metalle	6	5.1	6.1	6.5	6.7	6.6	6.6	6.5	6.2
11	Metallerzeugnisse	5.1	6.4	6.6	7	7.3	7.2	7.1	7	6.9
12	Maschinenbau	10	12.3	12	12.5	13	13	13	13	13.1
13	Elektrotechnik	8.2	11.2	10.9	10.9	11	10.6	10.2	9.9	9.9
14	Energie	2.1	2.4	2.4	2.5	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7
15	Bau	7	7.2	7.8	8	8.1	8.1	8	7.9	8
16	Übrige	14.5	18.9	19.4	20	20.5	21	20.6	20.5	20.6
Summe		162.1	175.1	179	183.6	186.5	186.4	183.5	182.2	182.4

basics 2007

Figur 5-5 **Szenario I Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen, 1990 – 2035,
in PJ



basics 2007

5.4.4 Sektor Verkehr

An dieser Stelle werden die wesentliche Instrumente, ihre Umsetzung und de Ergebnisse im Verkehrssektor zusammengefasst. Sehr viel detailliertere und differenziertere Informationen finden sich im Sektorbericht [Infras 2007].

Das einzige ordnungsrechtliche Instrument im Verkehrssektor ist die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe (LSVA), deren Existenz und Wirkung bis 2035 fortgeschrieben wird. Zusätzlich gilt die Vereinbarung zwischen UVEK und auto-schweiz über die Reduktion des spezifischen Treibstoffverbrauchs neuer Personenwagen (gemäss Art. 8 Abs. 2 und 18 Energiegesetz sowie gemäss Anhang 3.6 der Energieverordnung). Hier hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass – unter anderem aufgrund des Trends zur Höhermotorisierung – das ursprünglich angestrebte Ziel einer Absenkung des durchschnittlichen Verbrauchs von 3 % p.a. verfehlt wurde und lediglich 1.5 % p.a. erreicht wurden. Für die Zukunft in Szenario I wird dieser Trend zunächst fortgeschrieben; hierbei ist zu beachten, dass Teile dieser durchschnittlichen Verbrauchsreduzierung durch den steigenden Anteil an Dieselfahrzeugen im Fahrzeugpark erreicht wurde. Dieses Potenzial wird etwa ab 2008 ausgeschöpft sein, so dass spätestens ab diesem Zeitpunkt auch technische Effizienzverbesserungen stärker zum Tragen kommen müssen. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass der Personenfahrzeugpark der Schweiz weiterhin verglichen mit dem EU-Durchschnitt sehr leistungsstark bleiben wird. Als weiteres Instrument wird die im März 2003 eingeführte Energieetikette fortgeführt.

Die unterstellten Verkehrsleistungen entsprechen den Verkehrsprognosen aus den Verkehrsperspektiven des ARE mit aktuellen Anpassungen [ARE 2006]. Der Gesamtpersonenverkehr nimmt zwischen 2000 und 2035 um knapp 20 % zu, der Güterverkehr um 45 %, wobei die grenzüberschreitenden Verkehre stark zunehmen. Der Modal Split wird sich vor allem im grenzüberschreitenden Verkehr (Personen- und Güterverkehr) stark zugunsten der Schiene verändern: Insgesamt wird eine Zunahme des Schienenverkehrs um 70 % erwartet, während der Strassenverkehr um ca. 30 % zunimmt. Tabellen 5-8 und 5-9 geben die Fahrleistungen Strasse nach Fahrzeugkategorien und Schiene nach Verkehrsarten wieder.

Tabelle 5-8 **Szenario I Trend**
Verkehrssektor: Fahrleistungen Strasse nach Fahrzeugkategorien

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
PW	Mio FzKm	42'648	44'638	49'552	53'689	56'537	58'174	59'927	60'876	61'829	63'091
LI	Mio FzKm	2'758	3'025	3'792	4'391	4'675	4'847	4'975	5'119	5'288	5'452
RBus	Mio FzKm	108	110	99	98	95	93	92	91	91	91
LBus	Mio FzKm	175	193	197	213	216	217	215	213	213	212
MR	Mio FzKm	2'025	1'744	1'998	2'282	2'485	2'649	2'793	2'928	3'055	3'177
SNF	Mio FzKm	2'044	1'996	2'385	2'192	2'325	2'507	2'615	2'687	2'742	2'798

PW: Personenwagen, LI: Lieferwagen, RBus: Reisebus, LBus: Linienbus,
MR: Motorrad, SNF: Schwere Nutzfahrzeuge

Infras 2007

Tabelle 5-9 **Szenario I Trend**
Verkehrssektor: Betriebsleistungen Schiene nach Verkehrskategorien

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
ÖPNV	WgKM			74.8	72.5	74.9	77.3	79.8	82.2	84.6	87.0
Bahnen-P	ZugKm			142.4	170.0	176.7	186.4	193.1	198.2	203.4	207.0
Bahnen-G	ZugKm			31.3	31.7	33.3	34.9	37.4	38.5	39.3	39.7

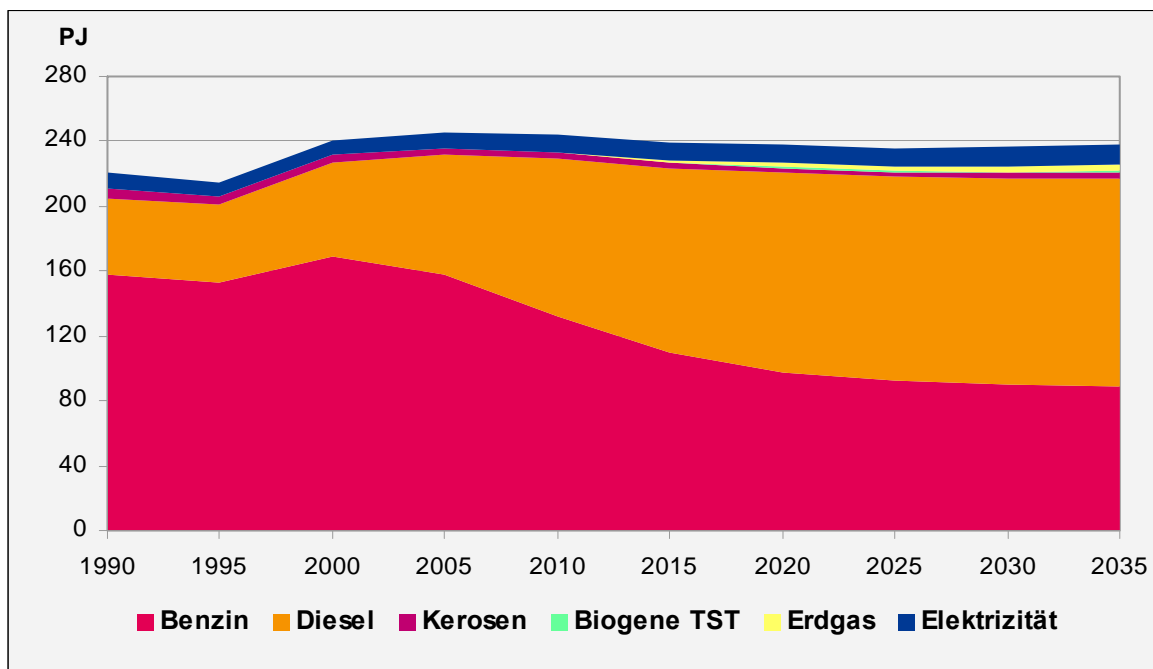
Infras 2007

Der mittlere Verbrauch der Personenwagen wird gemäss dem seit 1996 zu beobachtenden Absenkpfad um rund 1.5 % p.a. absinken. Dies lässt sich aufgrund zunehmender technologischer Schwierigkeiten bei der Umsetzung des jeweils „nächsten Prozentpunkts“ ohne eine zumindest EU-weit verschärfte Politik, die in Szenario I nicht unterstellt ist, jedoch nicht beliebig lange durchhalten. Daher wird der Rückgang der spezifischen Verbräuche ab 2012 bis 2020 nur mehr auf 0.75 % reduziert und anschliessend nochmals auf 0.375 % halbiert. Bei den Schwere Nutzfahrzeugen wird unter anderem aufgrund der Ablösung der 28t- auf die 40t-Limite sowie der notwendigen technischen Begrenzung der NO_x- und Staubemissionen insgesamt von einer durchschnittlichen Zunahme der spezifischen Verbräuche um 4.6 % für den gesamten Zeitraum 2005 – 2035 ausgegangen.

Ohne deutliche neue Förderinstrumente für Biokraftstoffe (oder beispielsweise Mindestbeimischungsgebote), die hier aufgrund der Szenarienanlage nicht unterstellt werden, werden die Biokraftstoffe zwar langsam eingeführt werden, ihr Anteil jedoch sehr gering bleiben. Für Erdgas im Verkehr wird aufgrund verschiedener auch privater und halbprivater Initiativen eine zurückhaltende Durchdringung unterstellt.

Die Entwicklung des Energieverbrauchs im Verkehr nach Energieträgern ist in Figur 5-6 abgebildet.

Figur 5-6 **Szenario I Trend**
Verkehrssektor: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern, in PJ



Infras 2007

Aufgrund des Wachstums des Schienenverkehrs nimmt die Elektrizitätsnachfrage zwischen 2000 und 2035 um 33 % zu. Der Treibstoffverbrauch nimmt um 2.5 % ab; deutlich wird der Trend zur Substitution von Benzin durch Diesel bis ca. 2020 – der Dieselanteil an den Treibstoffen nimmt von 25 % in 2000 auf 54.5 % in 2020 zu.

5.5 Endenergienachfrage gesamt

5.5.1 Endenergienachfrage und Energiemix

Die gesamte Endenergienachfrage der Schweiz nach Energieträgern entwickelt sich gem. Tabelle 5-10 und Figur 5-7.

Die Endenergienachfrage steigt bis zum Jahr 2013 bis auf 838.9 PJ (Zuwachs um 2.9 % gegenüber dem Jahr 2000) an, um bis zum Jahr 2035 auf 830.9 PJ abzusinken. Insgesamt ist dies gegenüber dem Jahr 2000 ein Anstieg um 1.9 %.

Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nimmt um 11.4 % ab, die Nachfrage nach Elektrizität steigt hingegen um 29.1 %.

Der Mix der nachgefragten Energieträger verändert sich stetig. Hierbei sind die Richtungen der Veränderungen keinen Schwankungen unterworfen. Neben der Elektrizitätsnachfrage wächst die Gasnachfrage stark an; dabei wächst auch jeweils der Anteil dieser Energieträger am Mix: Der Elektrizitätsanteil am Mix beträgt 23.4 % im Jahr 2000 und wächst auf 29.6 % im Jahr 2035.

Tabelle 5-10 **Szenario I Trend**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	213.6	223.0	230.6	236.8	242.5	245.7
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	203.2	191.9	180.5	169.1	159.2	150.1
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	104.0	107.8	109.5	110.6	112.0	113.6
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.7	5.5	5.3	5.2	5.1
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	6.3	6.3	6.2	6.2	6.1
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.1	16.8	17.3	17.5	17.7	17.8
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.2	31.4	32.1	32.4	32.4	32.2
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	13.9	13.8	13.7	13.3	13.3	13.3
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.7	10.9	13.0	14.8	16.5	17.9
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	132.4	109.3	97.3	92.2	89.9	88.4
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	96.9	114.2	123.3	126.0	127.3	128.8
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.1
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.5	2.2	2.9	3.6	4.2
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	839.2	838.8	837.8	834.0	833.0	830.9

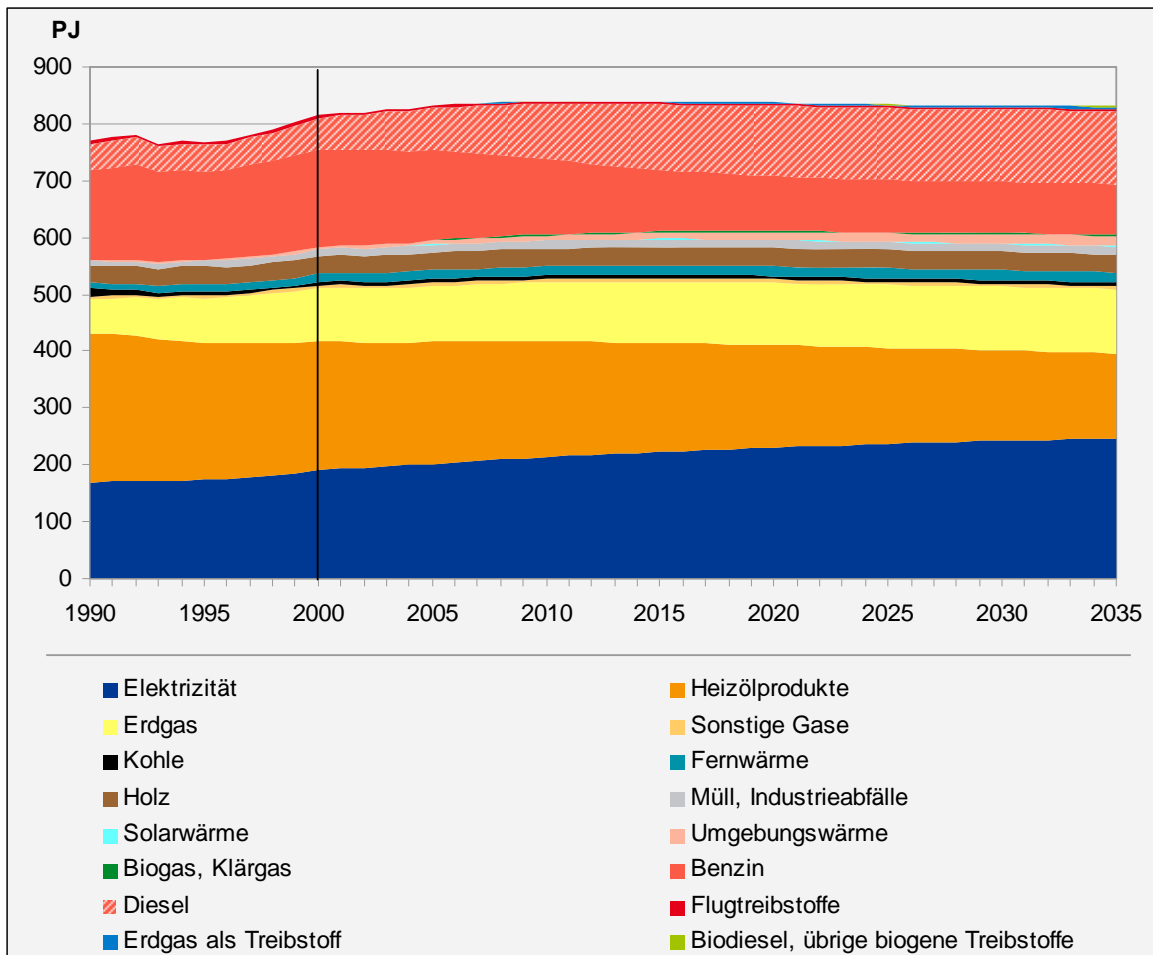
Prognos 2006

Der Gasanteil beträgt im Jahr 2000 12.1% und im Jahr 2035 14.3 %.

Die Nachfrage nach Heizöl und Heizölprodukten geht sowohl absolut als auch relativ (in Anteilen am Mix, von 27.8 % auf 18.1 %) zurück. Innerhalb der Treibstoffe lässt sich ein Trend zur erhöhten Dieselnachfrage (von 7.1 % auf 15.5 %) auf Kosten der Benzinnachfrage (Reduktion der Anteile im Mix von 20.6 % auf 10.6 %) konstatieren. Die erneuerbaren Energien wachsen im Vergleich zum Ausgangswert in 2000 stark an (bei den Energieträgern Solarwärme und Umgebungswärme ist eine Verdrei- bis Vervielfachung zu beobachten). Innerhalb des Gesamtmixes steigt ihr Anteil von 5.9 % auf 8.0 %.

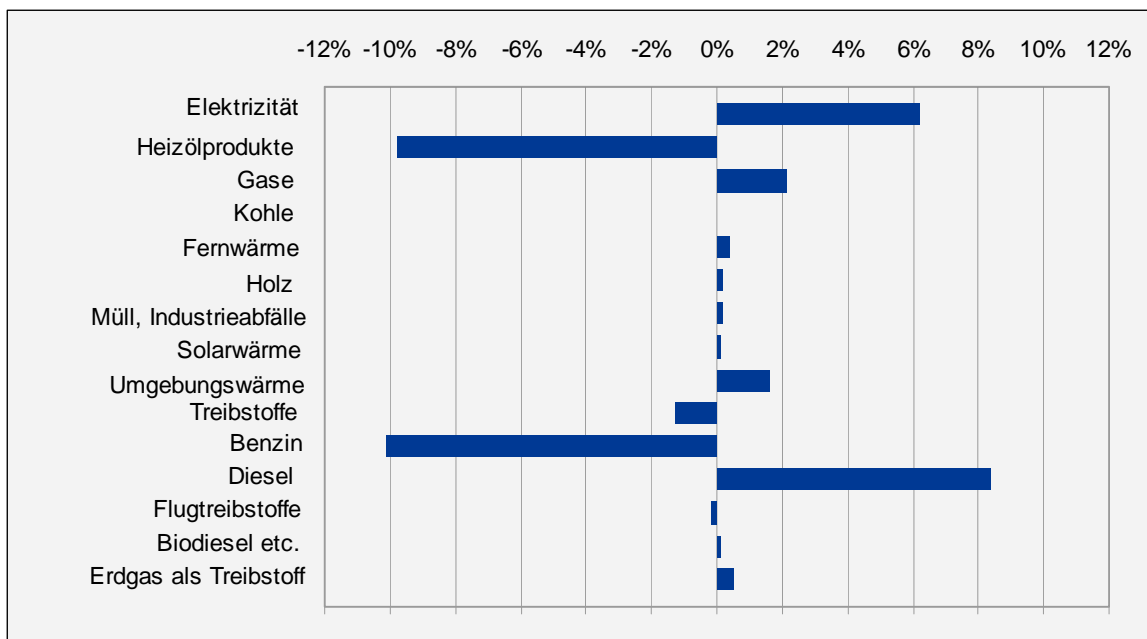
Die Veränderung der Energieträgerstruktur ist in Figur 5-8 dargestellt.

Figur 5-7 **Szenario I Trend**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Figur 5-8 **Szenario I Trend**
Veränderungen der Anteile der Energieträger im Mix im Vergleich 2035 zu 2000, in Prozentpunkten



Prognos 2006

5.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

Die Gesamtenergienachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 5-11 in Fünffjahresschritten sowie in Figur 5-9 in Jahresschritten abgebildet.

Tabelle 5-11 **Szenario I Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren

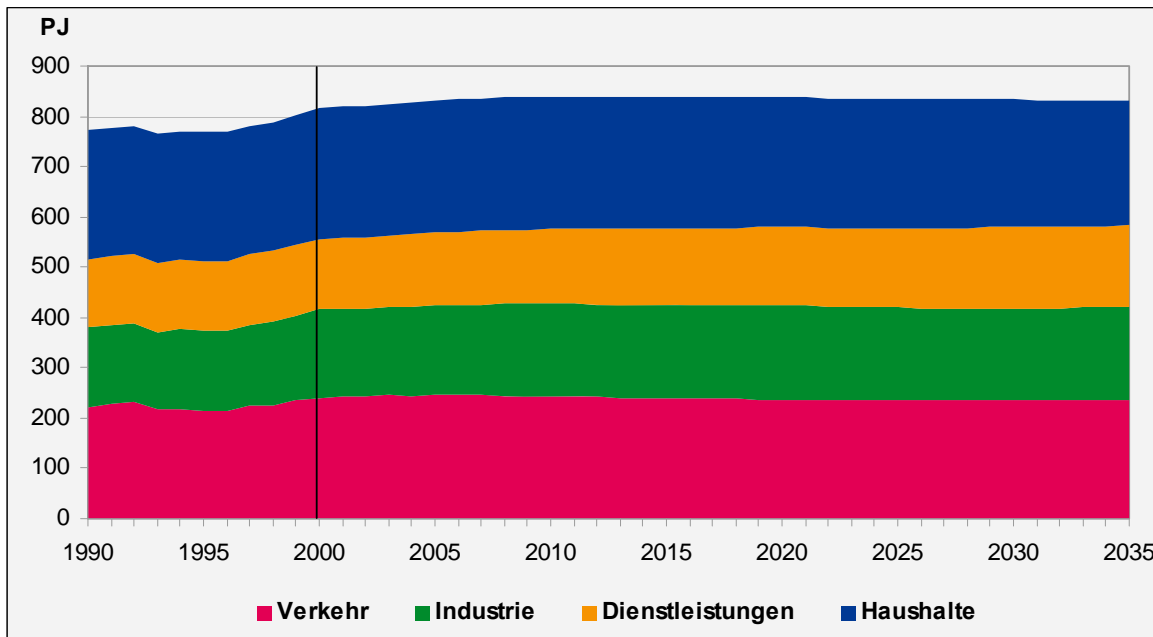
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	243.7	239.1	237.5	236.1	236.4	237.5
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.6	186.5	186.4	183.5	182.2	182.4
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	152.0	155.6	158.3	160.7	162.9
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	263.3	261.3	258.3	256.1	253.7	248.1
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	839.2	838.8	837.8	834.0	833.0	830.9

Prognos 2006

Die Entwicklungen der Nachfrage entwickeln sich innerhalb der Sektoren unterschiedlich:

Im Verkehrssektor erfolgt zwischen 2000 und 2005 ein leichtes Wachstum der Nachfrage nach Treibstoffen; ab 2006 reduziert sich dieses stetig, so dass in 2035 die Nachfrage knapp (um 1.3 %) unter dem Wert von 2000 liegt. Hier greifen trotz bis ca. 2015 deutlich, danach moderat steigender Fahrleistungen die Effizienzverbesserungen der Fahrzeuge. Ein grosser Anteil ist auch dem oben genannten „Dieseltrend“ zuzuschreiben, da Dieselfahrzeuge der gleichen Leistungsklasse geringere spezifische Verbräuche aufweisen als Fahrzeuge mit Ottomotoren.

Figur 5-9 **Szenario I Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

Im Sektor Private Haushalte steigt die Gesamtenergienachfrage bis zum Jahr 2010 noch geringfügig an und sinkt danach stetig ab, bis trotz insgesamt ständig steigender Wohnflächen in 2035 eine gegenüber 2000 um 4 % reduzierte Gesamtenergienachfrage zu verzeichnen ist. 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 überlagert von einer überproportionalen Elektrizitätsnachfrage, so dass in der Summe in diesem Sektor das Wachstum der Gesamtenergienachfrage mit 15.4 % am stärksten ist. Im Industriesektor findet bis zum Jahr 2016 ein Wachstum statt; danach zeigt sich eine Stabilisierung mit ganz leicht rückläufigem Trend, so dass das Gesamtwachstum zwischen den Jahren 2000 und 2035 4.1 % beträgt.

Tabelle 5-12 **Szenario I Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	240.5	237.5	-3.0	-1.3%	29.5%	28.6%
Industrie	175.1	182.4	7.3	4.1%	21.5%	22.0%
Dienstleistungen	141.2	162.9	21.8	15.4%	17.3%	19.6%
Haushalte	258.3	248.1	-10.2	-4.0%	31.7%	29.9%
Total	815.1	830.9	15.8	1.9%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Insgesamt ist zu erkennen, dass sich der Energieverbrauch ab etwa 2015 in allen Sektoren mit Ausnahme des weiter leicht wachsenden Dienstleistungssektors nahezu stabil-

siert. Das Nachfrageverhältnis zwischen den Sektoren verändert sich bis 2035 wenig. (vgl. Tab. 5-12.)

5.5.3 Elektrizitätsnachfrage

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren entwickelt sich gem. Tabelle 5-13 in Fünfjahresschritten und Figur 5-10 in Jahresschritten.

Tabelle 5-13 **Szenario I Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	72.9	74.3	74.2	74.3	74.8
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.5	70.6	74.3	77.3	80.1	82.3
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.3	68.8	71.0	73.9	76.5	76.8
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	213.6	223.0	230.6	236.8	242.5	245.7

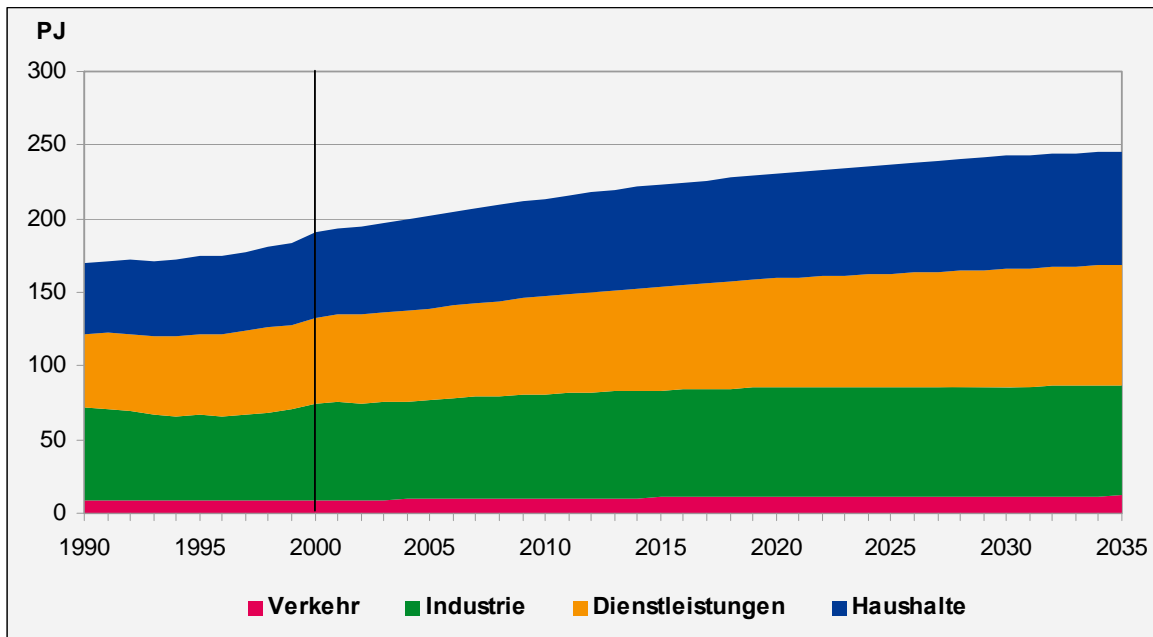
Prognos 2006

Im Gegensatz zur Gesamtenergienachfrage steigt die Elektrizitätsnachfrage in allen Sektoren an. Auffällig ist das sehr unterschiedliche relative Wachstum der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Sektoren, das in Tabelle 5-14 numerisch dargestellt ist. Damit verschieben sich auch die sektoralen Anteile am Elektrizitätsverbrauch zwischen 2000 und 2035 (leicht). Insbesondere im Dienstleistungsbereich ist von einer Verstärkung der „Elektrifizierung“ - vor allem durch eine stetig steigende Technisierung der Gebäude, einen weiterhin verstärkten Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien sowie verstärkter Gebäudeklimatisierung und -kühlung bei Neubauten und Umnutzungen der Gebäude - auszugehen. Hinzu kommt, dass der Anteil des Dienstleistungssektors an der gesamten Wertschöpfung wächst. Zusätzlich zum Wachstum der Flächen in diesem Sektor wächst auch die spezifische Intensität, mit der die Flächen genutzt werden. insgesamt zeigt sich hier mit einer Zunahme von über 40 % zwischen den Jahren 2000 und 2035 das stärkste Wachstum.

Im Industriesektor hingegen sinkt einerseits der Anteil an der gesamten Wertschöpfung des Landes, die Beschäftigtenzahl sinkt (während deren Produktivität steigt), und energieintensive Branchen nehmen zugunsten weniger energieintensiver Branchen ab. Im Ergebnis steht einem Wachstum der industriellen Produktion von 25.9 % eine Steigerung des Elektrizitätsverbrauchs von 14.7 % gegenüber, was auch Ausdruck einer steigenden Elektrizitätseffizienz ist.

Im Verkehrssektor steht ebenfalls einer steigenden Nachfrage ein verstärkter Auslastungs- und Effizienzeffekt gegenüber, so dass das Wachstum des Elektrizitätsverbrauchs um 33 % gegenüber der Nachfragesteigerung nach Schienen-Verkehrleistung (+92 % im Personenverkehr, +77% im Güterverkehr innerhalb des Zeitraums zwischen 2000 und 2035) weniger stark ausgeprägt ist.

Figur 5-10 **Szenario I Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

Im Haushaltssektor ist insgesamt ein Wachstum um 33.3 % zu verzeichnen; dieses ist hauptsächlich auf die wachsende Ausstattung im Bereich der Unterhaltungselektronik zurückzuführen. Obgleich dort die spezifischen Verbräuche trotz Struktureffekten wie Flatrates und zeitlich höheren Nutzungen geringfügig abnehmen, überwiegt der Mengeneffekt.

Durch das unterschiedliche Wachstum der Nachfrage in den einzelnen Sektoren verändert sich auch das Gewicht der Sektoren an der Gesamtnachfrage nach Elektrizität (geringfügig). Insbesondere nimmt der Anteil des Dienstleistungssektors (Anstieg von 30.8 % auf 33.5 %) zulasten des Industriesektors (Abnahme von 34.3 % auf 33.5 %) zu.

Tabelle 5-14 **Szenario I Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	8.9	11.8	2.9	33.3%	4.7%	4.8%
Industrie	65.2	74.8	9.6	14.7%	34.3%	30.5%
Dienstleistungen	58.6	82.3	23.6	40.3%	30.8%	33.5%
Haushalte	57.6	76.8	19.2	33.3%	30.3%	31.2%
Total	190.3	245.7	55.3	29.1%	100.0%	100.0%

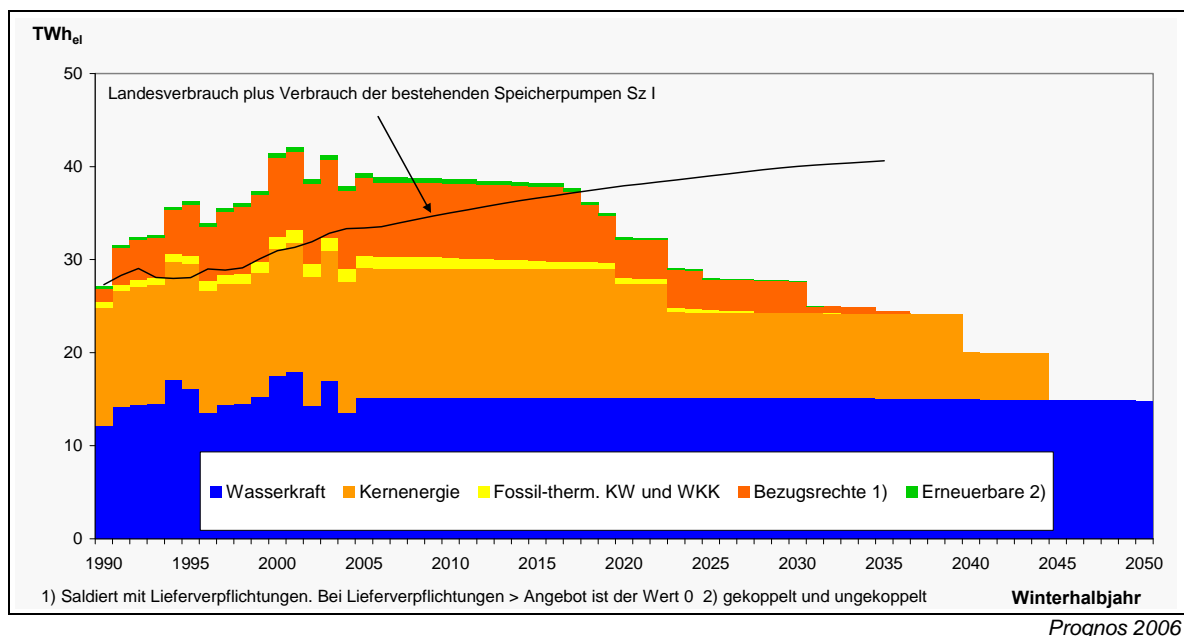
Prognos 2006

5.6 Elektrizitätsangebot

5.6.1 Deckungslücke

Die Nachfrageentwicklung bei der Elektrizität führt dazu, dass spätestens im Winterhalbjahr 2018 eine Deckungslücke auftritt, wenn der derzeitige Kraftwerkspark und das derzeitige Vertragswerk an gesicherten Bezugsrechten, ohne Erneuerung abgewickelt werden. Hierbei wird von einer Lebensdauer der bestehenden Kernkraftwerke von 50/60 Jahren ausgegangen. Auch die Bezugsrechte „altern“ und reduzieren sich je nach Lebensalter der kontrahierten Kraftwerke bzw. Kraftwerksparkzusammenstellungen. Es ist zu beachten, dass bereits ab 2005 rechnerisch ein Importüberschuss besteht, der sich auch realiter gezeigt hat. Die Entwicklung der Winterproduktion des derzeit bestehenden Kraftwerksparks ohne Neubauten und Erneuerungen - lediglich mit Investitionen zur Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit der bestehenden Wasserkraftwerke – ist in Figur 5-11 dargestellt. Ebenfalls eingezeichnet ist der aus der Nachfrage und Netzverlusten resultierende Landesverbrauch zuzüglich dem derzeitigen Verbrauch der Speicherpumpen (aus Platzgründen für alle Szenarien). Diese Arbeitsnachfrage muss durch den zu ergänzenden Kraftwerkspark und/oder Importe gedeckt werden.

Figur 5-11 **Szenario I Trend**
Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr



Die hypothetische Deckungslücke wächst bis zum Jahr 2035 bis auf 22.3 TWh an (im Winterhalbjahr bis auf 16.1 TWh), die Leistungslücke beträgt ca. 3.5 GW. Hierbei ist anzumerken, dass es sich bei den aus dem Kraftwerkspark ausfallenden Kernkraftwerken um Grundlastkapazitäten handelt. Ähnliches gilt für die Bezugsrechte, die auf französische Kernkraftwerke oder Parkzusammenstellungen zugreifen.

Das PolitikszENARIO „weiter wie bisher“ beinhaltet die Fortsetzung der bisherigen Förderinstrumente für erneuerbare Energien. Diese beinhalten eine Einspeisevergütung von 15 Rp./kWh erneuerbaren Stroms, wenn dieser ins Netz aufgenommen werden kann. Hinzu kommen zahlreiche Einzelangebote lokaler oder regionaler Energieversorger, wie z.B. Gemeinschafts-Solaranlagen oder Grünstromangebote, mit denen der Neubau von rege-

nerativen Anlagen im In- oder Ausland gefördert werden. Eine spezifische Förderung der Kraft-Wärme-Koppung gibt es nicht.

Die Nachfragesteigerung und das PolitikszENARIO „weiter wie bisher“ legen eine Fortsetzung der bisherigen Angebotsstrategie mit Grosskraftwerken nahe. Grundsätzlich kann im Rahmen der Energieperspektiven die Entscheidung „für oder gegen Kernkraft“ nicht vorweggenommen werden. Daher wurden zunächst die vier Varianten A (Kernkraft und neue Importe), B (Kernkraft und fossil-thermische Übergangsstrategie) und C (fossil-thermische Erzeugung ohne Kernkraft) als mögliche Optionen gerechnet. In Variante G wird der Bedarf durch neue Importe gedeckt.

Grundsätzlich muss darauf hingewiesen werden, dass die Erzeugung von Elektrizität aus Wasserkraft erheblichen klimatisch bedingten Schwankungen in der Grössenordnung von insgesamt ca. 5 TWh (+/- 2.5 TWh) unterworfen sein kann, was durch die nicht klimabereinigte Vergangenheitsentwicklung illustriert wird.

5.6.2 Umsetzung der Politikvariante

Die bestehenden Wasserkraftwerke erfahren sukzessive gewisse Erneuerungsinvestitionen, die die Produktionseinbussen durch die sich verschärfenden Restwassermengenbestimmungen etwa ausgleichen. Darüber hinaus werden durch Umbauten noch gewisse Potenziale (in allen Varianten zu Szenario I 1.2 TWh) erschlossen.

Die geplanten oder im Bau befindlichen grossen Pump(speicher)werke (Linth-Limmern, Emosson, Grimsel) werden bei der Wasserkraft verbucht. Sie werden hauptsächlich für die Bereitstellung von Spitzenleistung eingesetzt. Auf der Buchungsseite liefern sie zwar rechnerisch mehr Arbeit (ca. 4 TWh), benötigen aber auch noch mehr Pumpenstrom (ca. 5.1 TWh), der auf der Nachfrageseite verbucht wird, gedeckt werden muss und daher die Nachfrage parallel zu dem Bau der neuen Werke erhöht.

Die Förderinstrumente „15-Räppler“ und regionale Einzelinstrumente führen dazu, dass weiterhin ein moderater Ausbau erneuerbarer Energien, der als „autonom“ bezeichnet wird, erfolgt. Dieser beinhaltet vor allem den Ausbau der Stromerzeugung in KVAs, wärme-kraft-gekoppelte Erzeugung aus ARAs, Windenergieanlagen und in geringerem Masse Biogasanlagen und Photovoltaikanlagen. Ausserdem erfolgt ein weiterer Ausbau lokaler, dezentraler WKK-Anlagen, vor allem in der Industrie sowie in grösseren Dienstleistungsobjekten, bei denen eine möglichst kontinuierliche Wärmeabnahme gegeben ist (z.B. Spitäler, Hotels, Bäder) und dadurch die Wirtschaftlichkeit bei Eigenverbrauch des Stroms günstig ist. Deren Grösse überschreitet 50 MW nicht.

Falls dieser autonome Zubau nicht ausreicht, um die Lücke zu decken (Umsetzung vgl. Kap. 5.5.3.4), werden gemäss der Politikvariante Grosskraftwerke zugebaut und/oder neue Importe unterstellt.

5.6.3 Angebotsvariante A

Die Untersuchungen des BFE zur Dauer von Bewilligungsverfahren für neue Kernkraftwerke führen zu der Einschätzung, dass ein neues Kernkraftwerk voraussichtlich erst in 2030 ans Netz gehen kann (vgl. Kapitel 3 sowie Exkurs 11 Kernkraft, Band 5). Durch die Definition der Angebotsvariante sollen grössere Gaskraftwerke (ab ca. 400 MW) nicht möglich sein; die Deckungslücke zwischen den Jahren 2018 und 2030 wird durch Importe gedeckt.

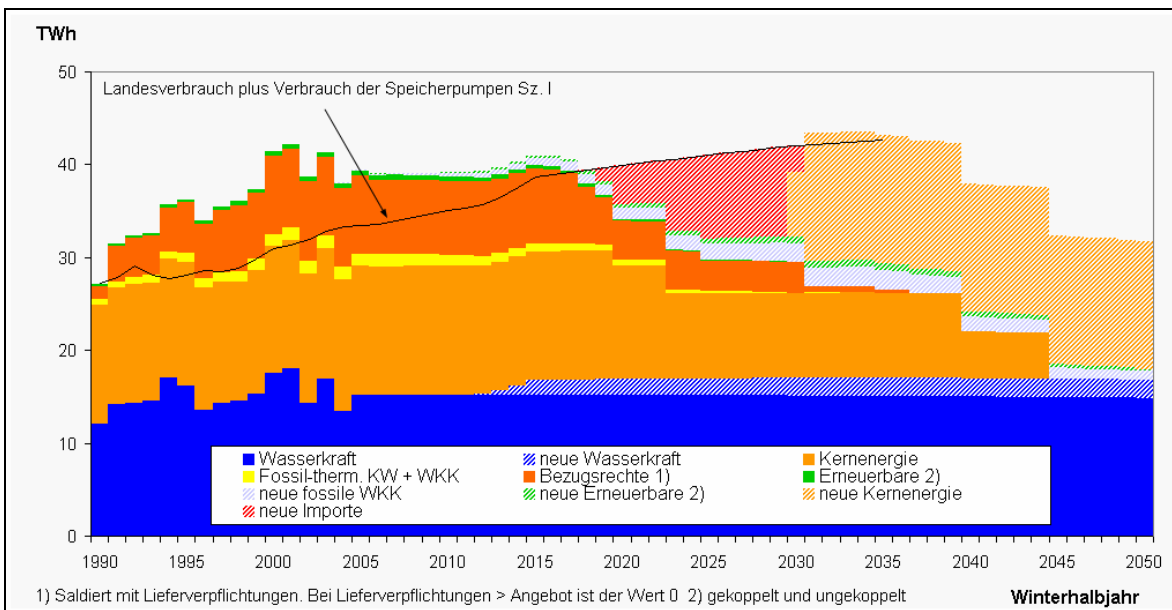
Tabelle 5-15 **Szenario I Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	13.8
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	1.2	1.7	2.0	2.1
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	9.0	2.9	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.1	40.9	40.0	41.0	42.0	43.1

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 5-12 **Szenario I Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr



Prognos 2006

Die Erzeugung des aus diesen Vorgaben resultierenden Kraftwerksparks ist in der Tabellen 5-15 und der Figur 5-12 für das Winterhalbjahr (Auslegungskriterium) sowie für das hydrologische Jahr in Tabelle 5-16 abgebildet.

Tabelle 5-16 **Szenario I Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	24.3
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.2	1.8	2.6	3.1	3.3
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	13.5	4.4	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	79.8	83.9	80.5	80.9	84.3	86.8

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Die Modellrechnungen ergeben, dass mit den bestehenden Förderinstrumenten der autonome Zubau an erneuerbaren Energien 1.4 TWh bis zum Jahr 2035 beträgt.

Der autonome Zubau an WKK-Anlagen beträgt 3.3 TWh bis zum Jahr 2035. Da dieser Zubau in den meisten Fällen wärmegeführt erfolgt, trägt dieser Anteil besonders zur Abdeckung der Winterspitze bei.

In der hier gewählten Bilanzsystematik führt der Zubau gekoppelter Anlagen zu Wärme- und CO₂-Gutschriften. Auf der Nachfrageseite wird von ungekoppelter Wärmeerzeugung ausgegangen.

Die durch diese Zubauten erzeugte elektrische Arbeit und Leistung reicht bei weitem nicht aus, um die Lücke zu decken. Die Modellrechnungen ergeben, dass in 2030 und in 2031 je ein Kernkraftwerk der Klasse 1'600 MW der Generation III+ (European Pressurized Water Reactor, EPR (Druckwasserreaktor)) zugebaut werden. Nach dem Bau des zweiten Kernkraftwerks existieren aufgrund der Grössenklasse Exportmöglichkeiten von 15.8 TWh im hydrologischen Jahr 2035.

Bis zum Bau dieser Kraftwerke werden neue Importe in Höhe von bis zu 22.7 TWh (davon 14.5 neue Importe) im hydrologischen Jahr 2029 notwendig. Bei der Berechnung wurde unterstellt, dass die dann noch bestehenden Exportverpflichtungen weiterhin bedient werden. Diese Importe übersteigen das Volumen der derzeit bestehenden langfristigen Bezugsverträge. Da derzeit unklar ist, ob aufgrund der Entwicklungen im liberalisierten europäischen Strommarkt wiederum langfristige Bezugsverträge abgeschlossen werden können, bestehen grundsätzlich die Beschaffungsmöglichkeiten über Händler auf dem europäischen Markt oder Beteiligungen schweizerischer Akteure an Kraftwerken oder Parkanteilen. Das Risiko, ob zukünftig im EU-Raum wieder langfristige Transportverträge zugelassen werden, bleibt jedoch bestehen. Im europäischen Kraftwerkmarkt entstehen derzeit ganz analog wie in der Schweiz alters- und nachfragewachstumsbedingter Ersatz- und Neubaubedarf im Kraftwerkspark; im gesamten Umland befinden sich Kapazitäten (z. T. auch mit schweizerischer Beteiligung) in Planung. Ob und zu welchen Preisen in 2018 und später Erzeugungskapazitäten und signifikante Erzeugungsmengen für den grenzüberschreitenden Handel verfügbar sind, ist derzeit nicht mit Sicherheit absehbar.

Neben der Verfügbarkeit auf der Seite der Erzeugungskapazitäten ist auch die Frage der Netze und damit der Übertragung der Arbeits- und Leistungsmengen in die Schweiz mit Unsicherheiten behaftet. Derzeit existieren sowohl an den Grenzübergängen nach Deutschland als auch innerhalb Europas (u.a. zwischen Spanien und Frankreich) Netzengpässe. Grenzüberschreitende Engpasskapazitäten werden derzeit mit dem Ziel, dass Erträge aus den Auktionen für die Beseitigung der Engpässe bereit gestellt werden sollen, auktioniert. Grundsätzlich ist die Schweiz als „europäische Stromdrehscheibe“ von den Übertragungskapazitäten her relativ gut ausgestattet. Die unter Berücksichtigung der Netzsicherheitsreserven benutzbaren Übertragungskapazitäten werden derzeit für den Handel gut ausgelastet.

5.6.4 Angebotsvariante B

In der Angebotsvariante B soll die Abhängigkeit von neuen Importen bis zur Betriebsfähigkeit eines neuen Kernkraftwerks durch den Bau von gasgefeuerten modernen Mittellastkraftwerken reduziert werden.

Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Var. B im Winterhalbjahr zeigt die Tabelle 5-17 und Figur 5-13. Die Entwicklung im hydrologischen Jahr ist in Tabelle 5-18 dargestellt.

Tabelle 5-17 **Szenario I Trend, Variante B**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	1.8	2.2	7.0	11.9	12.2	12.3
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	40.6	42.3	41.6	42.2	42.5	46.5

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 5-13 **Szenario I Trend, Variante B**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

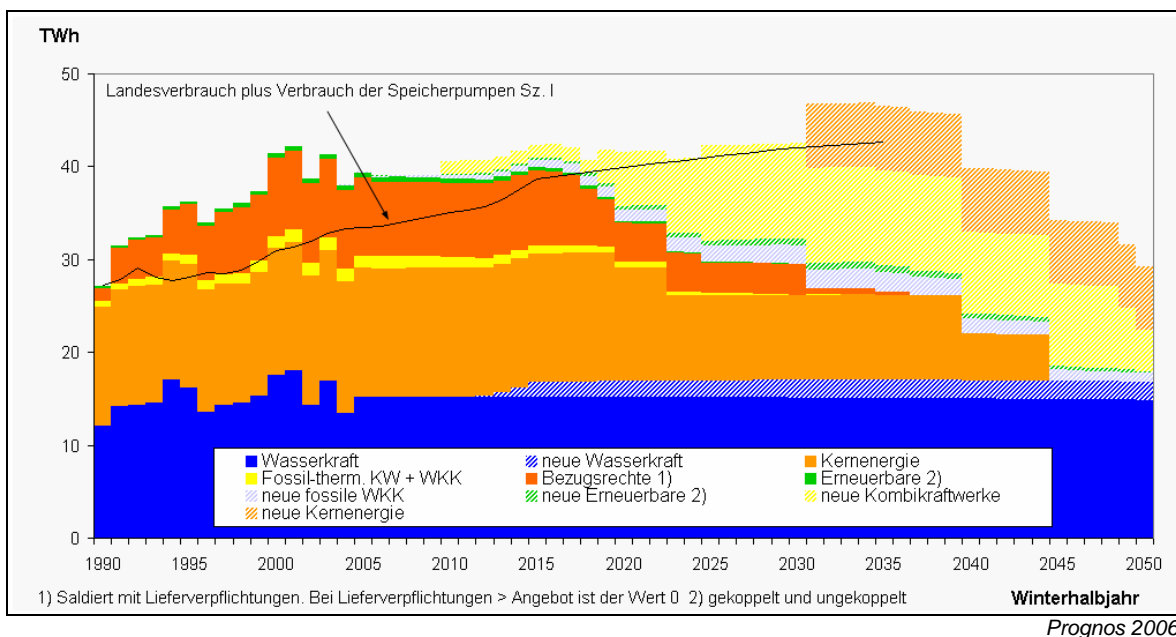


Tabelle 5-18 **Szenario I Trend, Variante B**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologi-
sches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	2.6	3.3	10.6	18.0	18.5	18.7
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	82.0	86.0	82.9	82.7	83.1	90.0

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Im Ergebnis wird für diese Variante der sukzessive Zubau von 4 GuD-Blöcken mit einer Leistung von je 550 MW zusätzlich zu „Chavalon“ (mit einer Leistung von 357 MW) benötigt, bis dann in 2031 ein Kernkraftwerk der neuen EPR-Generation mit der Leistung 1'600 MW zugebaut wird. Da die Gaskraftwerke bis zum Ende ihrer jeweiligen technischen Lebensdauer von 30 Jahren im Park bleiben, wird damit innerhalb des Betrachtungszeitraums kein weiteres Kernkraftwerk notwendig. Insgesamt ergibt sich ab dem Jahr 2031 mit dem Zubau des neuen Kernkraftwerks ein Exportüberschuss in Höhe von 11 TWh. Mit der Stilllegung von Gösgen in 2040 sowie Leibstadt in 2045 und der weiteren Abalterung des in 2035 bestehenden Kraftwerksparks zeigt sich allerdings, dass nicht lange nach 2035 bei einer Fortsetzung der Nachfragelinie möglicherweise bald wiederum eine Lücke auftreten kann.

Der Zubau der Wasserkraft-Spitzenlastkapazitäten sowie der autonome Zubau der Regenerativen und der dezentralen WKK-Anlagen verläuft wie in Variante A.

5.6.5 Angebotsvariante C

In Angebotsvariante C wird auf die Kernkraft definitionsgemäss verzichtet. Sämtliche benötigten Kapazitäten zusätzlich zum autonomen Zubau werden mit GuD-Kraftwerken realisiert.

Die Modellergebnisse sind in den Tabellen 5-19 und 5-20 sowie in Figur 5-14 dokumentiert.

Tabelle 5-19 **Szenario I Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	1.8	2.2	7.0	11.9	12.2	16.7
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	40.6	42.3	41.6	42.2	42.5	44.0

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Zusätzlich zu Chavalon (357 MW) werden sukzessive 6 GuD-Blöcke mit einer Leistung von je 550 MW (dann verfügbare grösste Blockgrösse) gebaut. Neue Importe sind definitionsgemäss nicht notwendig. Aufgrund der Grösse der GuD-Blöcke sind die entstehenden Überschüsse gering; sie entstehen hauptsächlich im Sommerhalbjahr.

Der autonome Zubau der Erneuerbaren sowie der WKK-Anlagen entspricht dem in der Variante A beschriebenen.

Figur 5-14 **Szenario I Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

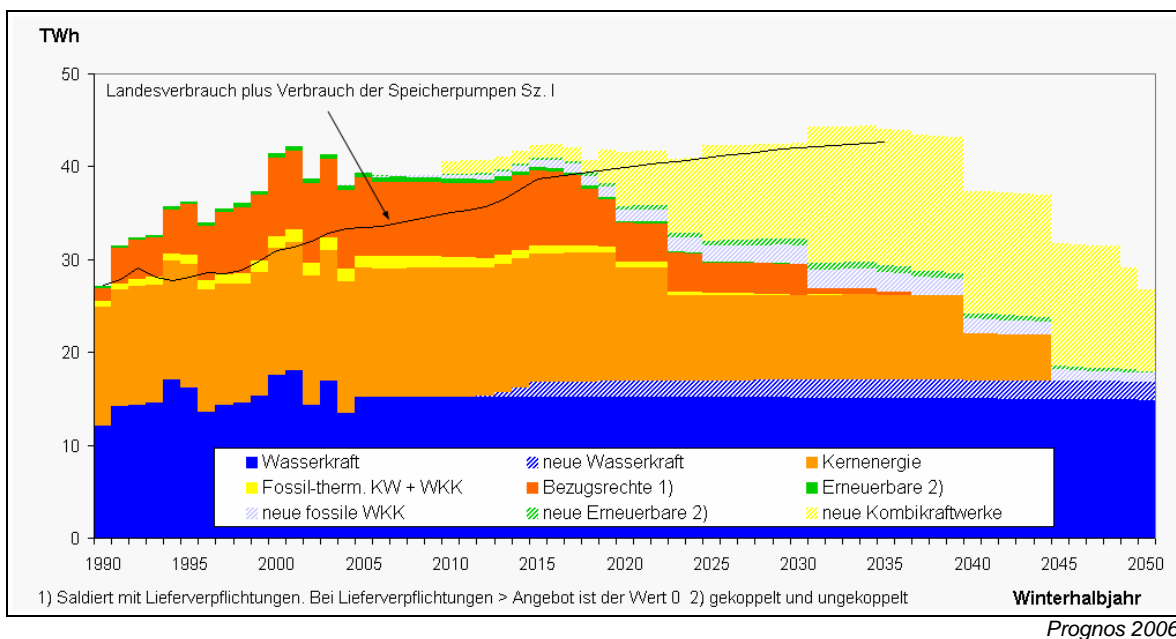


Tabelle 5-20 **Szenario I Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologi-
sches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	2.6	3.3	10.6	18.0	18.5	25.3
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	82.0	86.0	82.9	82.7	83.1	84.4

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

5.6.6 Angebotsvariante G

In der Angebotsvariante G wird definitionsgemäss der zusätzlich zum autonomen Zubau bestehende Elektrizitätsbedarf durch neue Importe abgedeckt. Es gilt das in Variante A zu den Importen Gesagte.

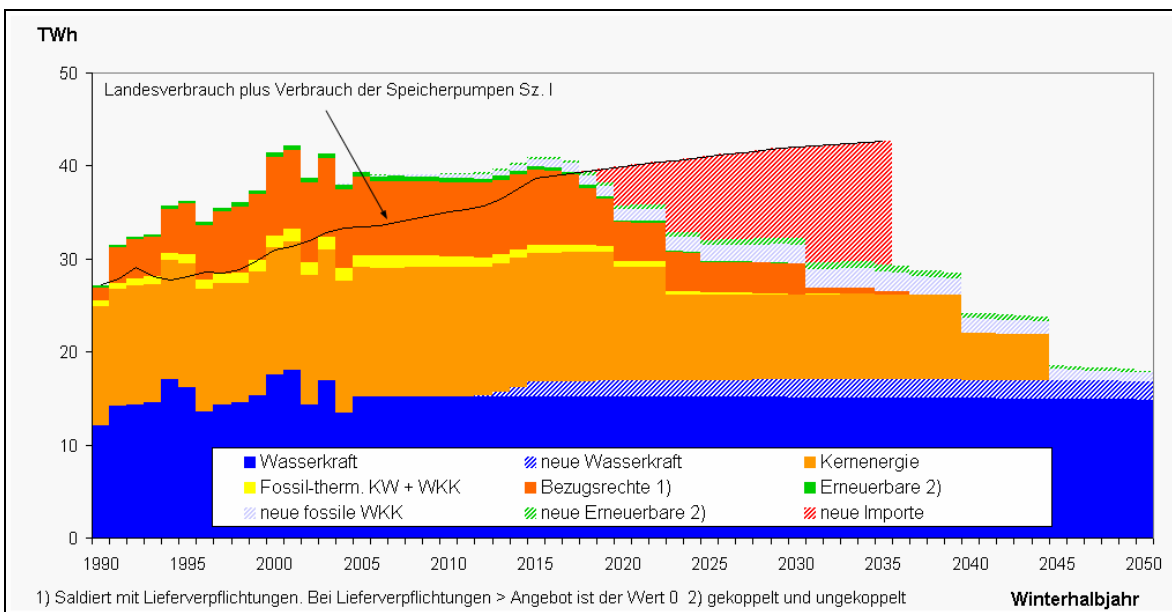
Tabelle 5-21 **Szenario I Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	1.2	1.7	2.0	2.1
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	9.0	9.8	13.3
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.1	40.9	40.0	41.0	42.0	42.7

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 5-15 **Szenario I Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

Tabelle 5-22 **Szenario I Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

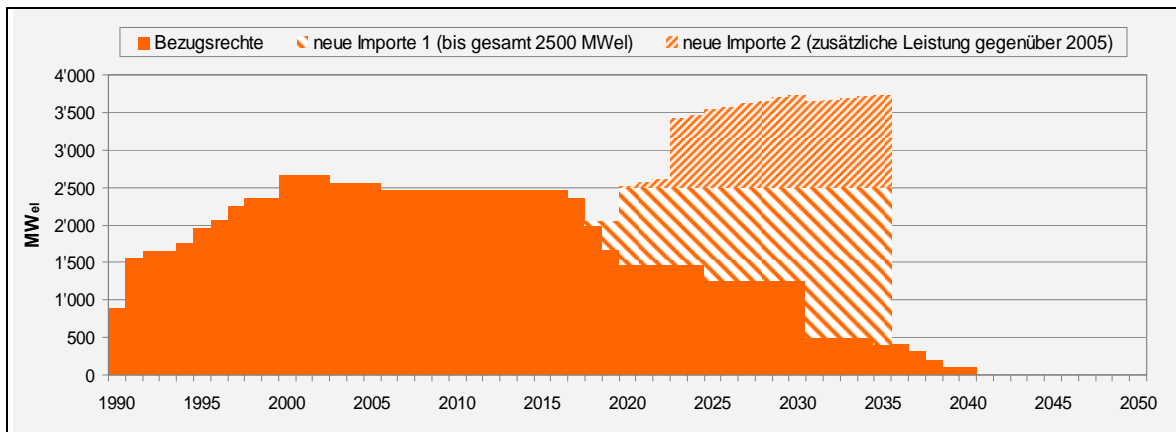
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.2	1.8	2.6	3.1	3.3
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	13.5	14.7	20.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	79.8	83.9	80.5	80.9	82.5	82.4

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Bei der Frage nach den technischen und organisatorischen Möglichkeiten von Importen spielen vor allem die zu übertragenden Leistungen und die Zeitpunkte eine Rolle. Bei einer Importvariante G müssen in 2035 im Winterhalbjahr ca. 3'750 MW Leistung (Grundlastband) importiert werden. Dies bedeutet gegenüber den heute bestehenden Bezugsrechten einen Import an zusätzlicher Leistung von ca. 1'250 MW (vgl. Figur 5-16).

Figur 5-16 **Szenario I Trend, Variante G**
Importnotwendigkeiten (Leistung aufgeschlüsselt nach bestehenden Bezugsrechten und neuen Importen, in MW)



Prognos 2006

Nach Auffassung von Vertretern von Swissgrid ist aus heutiger Sicht eine Übertragung dieser Leistungen im Grundlastband über die Grenzübergangskapazitäten technisch möglich. Die derzeit durch Handel und Bezugsrechte bestehenden Lastflüsse bewegen sich in der Grössenordnung von 6'000 und 7'000 MW. Für die gesicherte Übertragung eines Grundlastbandes müssten allerdings ggf. die gehandelten und technischen Lastflüsse in den Import-/Exportverhältnisse verändert werden.

5.7 Umweltwirkungen

5.7.1 CO₂-Emissionen

Die unmittelbaren CO₂-Emissionen auf der Nachfrageseite (Brenn- und Treibstoffe) entwickeln sich nach Sektoren wie folgt (zunächst ohne Bewertung der Elektrizität und der Fernwärme):

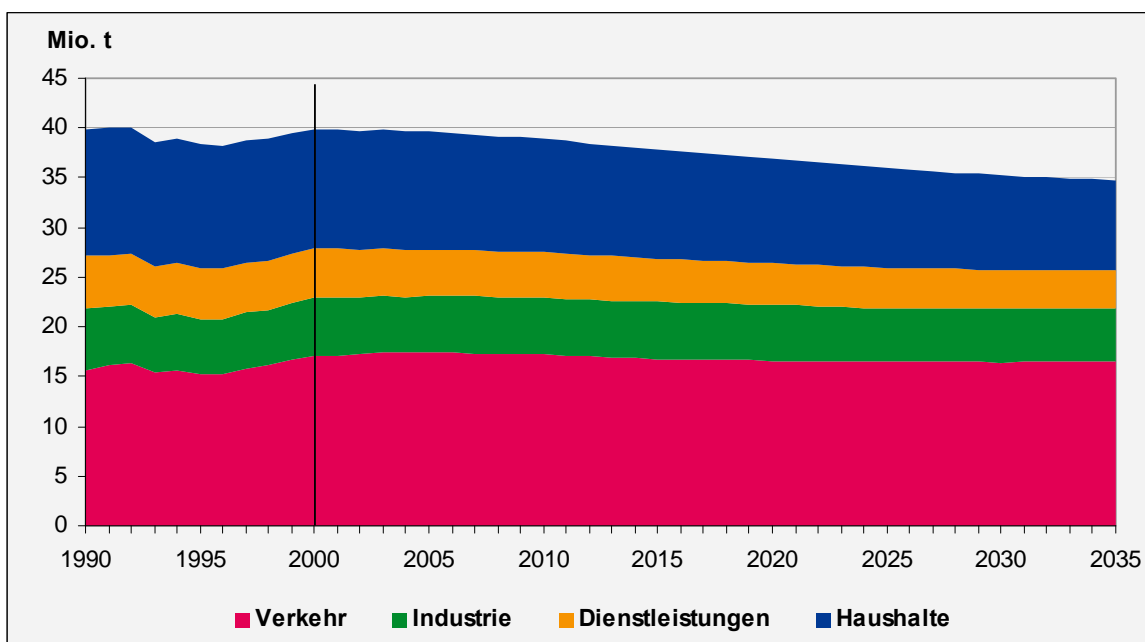
Tabelle 5-23 **Szenario I Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	17.2	16.8	16.6	16.5	16.4	16.5
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.7	5.6	5.4	5.3	5.3
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.5	11.0	10.5	10.0	9.5	9.1
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.9	37.9	36.9	36.0	35.3	34.7

Prognos 2006

Die die CO₂-Emissionen der Nachfrage sinken stärker als die Gesamtenergienachfrage. Diese Tatsache ist vor allem der Veränderung des Energiemix der Nachfrage geschuldet, da die Elektrizitätsnachfrage aus methodischen Gründen nicht CO₂-mässig bewertet wird und das Erdgas bei der Verbrennung mit 55 t CO₂/TJ weniger CO₂ erzeugt als Heizöl mit 74 t CO₂/TJ.

Figur 5-17 **Szenario I Trend**
CO₂-Emissionen der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die gesamten CO₂-Emissionen bei den direkt genutzten Brenn- und Treibstoffen sinken zwischen 2000 und 2035 um 13 %. Die Kyoto-Ziele bis 2010 (Durchschnitt 2008 – 2012)

werden deutlich (um mehr als 2 Mio. t) verfehlt. Bereits an der grafischen Darstellung ist erkennbar, dass im Verkehrssektor – also bei den Treibstoffen – praktisch keine Reduktion stattfindet, während in allen anderen Sektoren die Brennstoff-Emissionen reduziert werden. Dies ist in den Sektoren Private Haushalte und Dienstleistungen auf die steigenden wärmetechnischen Gebäudequalitäten zurückzuführen, im Sektor Industrie auf effizientere (Ab-)Wärmenutzung. Die relativen Entwicklungen sowie die Anteile der Sektoren am Gesamtausstoss der Nachfrage sind in Tabelle 5-24 dargestellt.

Tabelle 5-24 **Szenario I Trend**
CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (Mio. t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	17.1	16.5	-0.6	-3.7%	42.8%	47.5%
Industrie	5.8	5.3	-0.5	-8.9%	14.6%	15.3%
Dienstleistungen	4.9	3.9	-1.1	-21.5%	12.3%	11.1%
Haushalte	12.1	9.1	-3.0	-24.9%	30.3%	26.1%
Total	39.9	34.7	-5.2	-13.1%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Elektrizitätserzeugung produziert je nach gewählter Variante sehr unterschiedliche Mengen an CO₂-Emissionen (inkl. CO₂-Gutschriften aus WKK-Nutzung in der Elektrizitätserzeugung):

Tabelle 5-25 **Szenario I Trend**
CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t,

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
Variante B	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	5.9
Variante C	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	8.1
Variante G	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9

Prognos 2006

Die Varianten B und C, in denen neue Gaskraftwerke eingesetzt werden, führen naturgemäss zu den höchsten inländischen Emissionen. Je Kombikraftwerks-Block von 550 MW kann überschlägig mit 0.9 Mio. t CO₂ gerechnet werden.

Der gesamte Umwandlungssektor umfasst neben der Elektrizität noch die Fernwärme, Netzverluste und Eigenverbräuche (ausser Raffinerie-Eigenverbräuche); zudem wird die statistische Differenz ebenfalls mit CO₂-Emissionen bewertet. Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild (in der Abgrenzung nach CO₂-Gesetz):

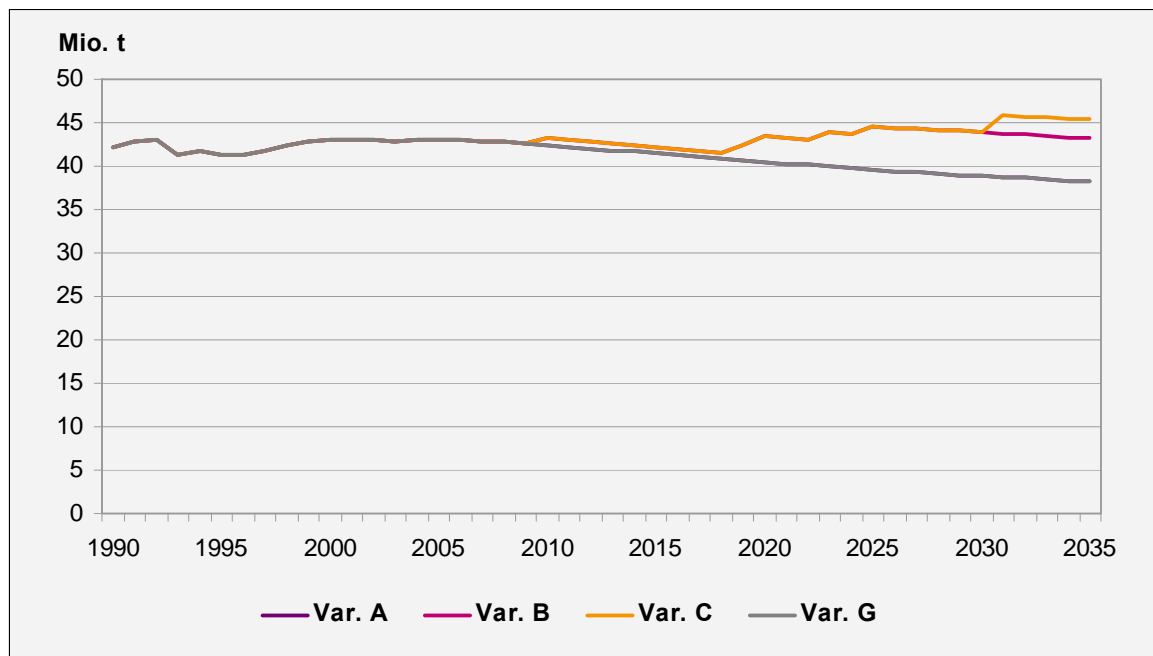
Tabelle 5-26 **Szenario I Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	40.3	39.4	38.5	37.8	37.1
Variante B	41.8	40.5	42.3	42.0	42.0	41.0	42.3	43.5	42.8	42.1
Variante C	41.8	40.5	42.3	42.0	42.0	41.0	42.3	43.5	42.8	44.2
Variante G	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	40.3	39.4	38.5	37.8	37.1

Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen werden in Figur 5-18 grafisch dargestellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass die CO₂-Emissionen der Variante A und G im gesamten Zeitablauf übereinstimmen, da in beiden Fällen keine neuen Gaskraftwerke (aufgrund der gewählten Konvention für die Szenarien auch nicht das Projekt „Chavalon“) zugebaut werden und der autonome Zubau an dezentralen WKK-Anlagen jeweils gleich ist. Es ist darauf hinzuweisen, dass die abgebildeten CO₂-Emissionen der Varianten A und G über denen der nachfragebedingten Brenn- und Treibstoffverbräuche (Figur 5-14) liegen, da die Emissionen des Umwandlungssektors sowie der autonom zugebauten WKK-Anlagen enthalten sind. Variante B unterscheidet sich erst ab dem Jahr 2030 von Variante C, da dann der wachsende Strombedarf durch Kernkraftwerke gedeckt wird.

Figur 5-18 **Szenario I Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t



Prognos 2006

In der „rein fossilen“ Variante C wird die Reduktion der Nachfragesektoren durch den neuen Kraftwerkspark überkompensiert. Unter Aspekten des Klimaschutzes ist mit diesem Ergebnis kompensatorisch umzugehen: Entweder beispielsweise über den (internationalen) Handel mit Emissionsrechten (Zertifikaten, vgl. Exkurs 4, Band 4) oder inländisch durch entsprechende Massnahmen zur Umsetzung von Energieeffizienz und erneuerba-

ren Energien. Hinweise auf Möglichkeiten und Potenziale hierzu geben Szenarien II bis IV. (Eine solche landesinterne Rückkoppelung würde allerdings die innere Konsistenz von Szenario I reduzieren, da dann in erheblichem Masse neue Instrumentarien zur Reduktion von ca. 8 Mio. t CO₂ eingeführt werden müssten, was der Szenariendefinition „Politik weiter wie bisher“ widerspricht).

5.7.2 NO_x-Emissionen

Die NO_x-Emissionen (NO₂, NO₃) aus der energetischen Verwertung der Brenn- und Treibstoffe der Nachfrageseite sind in Tabelle 5-27 und in Figur 5-19 dargestellt. Anders als bei den CO₂-Emissionen hängen die NO_x-Emissionen nicht nur vom Brennstoffeinsatz, sondern vor allem von der Qualität der eingesetzten (Verbrennungs-)Technik und den ggf. nachgeschalteten Reinigungsstufen wie Katalysatoren ab. Die kumulierten NO_x-Emissionen sind besonders im Verkehrssektor im Zeitverlauf stärker durch die spezifischen Emissionen je produzierter Energieeinheit bestimmt als durch die reinen Mengeneffekte. (Vgl. hierzu Kapitel 2 sowie Anhang 6, [Infras 2007]).

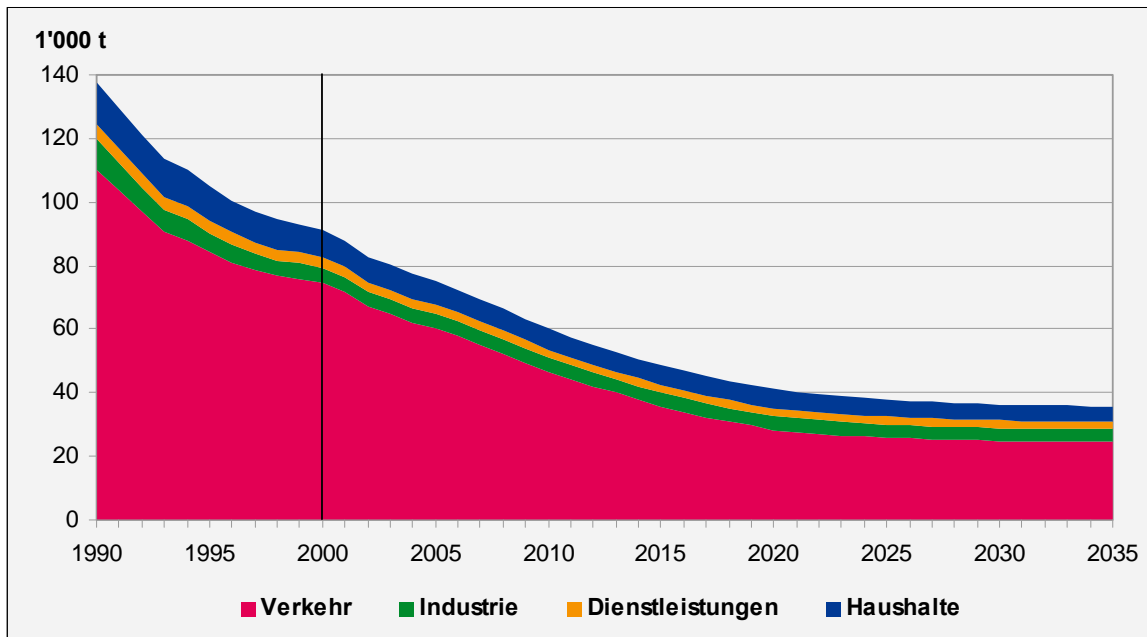
Tabelle 5-27 **Szenario I Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	110.0	84.1	74.6	60.4	46.7	35.8	28.4	25.8	24.8	24.6
Industrie	9.8	6.0	4.8	4.4	4.3	4.2	4.3	4.2	4.1	4.0
Dienstleistungen	5.0	4.1	3.3	2.9	2.6	2.6	2.6	2.5	2.4	2.4
Haushalte	13.0	10.7	8.3	7.5	6.5	6.1	5.9	5.4	5.0	4.6
Insgesamt	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	48.7	41.1	37.9	36.3	35.6

Prognos 2006

Insgesamt nehmen die NO_x-Emissionen auf der Nachfrageseite von 2000 bis 2035 auf unter 40 % ab, wobei der grösste Anteil der Reduktion im Verkehrssektor erbracht wird. Dieser basiert auf Annahmen über absehbare Entwicklungen der spezifischen Emissionsgrenzwerte (insbesondere nach Euro-5- und Euro-6-Norm). Den grössten Beitrag liefern hier die schweren Nutzfahrzeuge, bei denen das deutliche Wachstum der Verkehrsmengen und -leistungen auf der Ebene dieser Emissionen durch die Verbesserungen in der Technik überkompensiert wird. Details hierzu finden sich in Annex 6 des Schlussberichts zum Verkehrssektor von Infras [Infras 2007].

Figur 5-19 **Szenario I Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

Auch in den übrigen Sektoren finden sich Reduktionen der spezifischen Emissionen je produzierter Energieeinheit. So reduzieren sich beispielsweise die spezifischen Emissionen beim Einsatz von Gas in der Raumwärmeproduktion um nahezu 50 %. Es soll allerdings darauf hingewiesen werden, dass insbesondere bei Heizöl als Brennstoff bereits in den Jahre vor 2000 erhebliche Verbesserungen der Verbrennungstechnologie und damit auch der spezifischen Emissionsfaktoren (so zum Beispiel im Industriesektor um fast 50 % von 78 g/GJ auf 42 g/GJ zwischen den Jahren 1980 und 2000, vgl. Anhang) stattgefunden haben.

In Tabelle 5-28 sind die relativen Veränderungen der NO_x-Emissionen der Nachfragesektoren sowie die jeweiligen Anteil der Sektoren an den gesamten Emissionen der Nachfrageseite zusammengefasst.

Tabelle 5-28 **Szenario I Trend**
NO_x-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	74.6	24.6	-50.0	-67.0%	82.0%	69.2%
Industrie	4.8	4.0	-0.8	-16.7%	5.3%	11.2%
Dienstleistungen	3.3	2.4	-0.9	-27.3%	3.6%	6.7%
Haushalte	8.3	4.6	-3.8	-45.0%	9.2%	12.9%
Total	91.0	35.6	-55.4	-60.9%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung hängen vom Einsatz fossiler und biogener Brennstoffe sowie der eingesetzten Technik ab. Es wird davon ausgegangen, dass in den grossen (zentralen) Anlagen wie grossen Gasturbinen und Kombikraftwerken einerseits die Verbrennungstechnik besser kontrolliert werden kann sowie aus wirtschaftlichen Gründen ein höherer Aufwand bei der Behandlung der Abgase möglich ist als bei kleineren, dezentralen Anlagen und z. B. motorischen BHKWs. Auch bei diesen wird allerdings für die Zukunft vom regelmässigen Einsatz von Katalysatoren ausgegangen. (Vgl. Kap. 2)

Tabelle 5-29 **Szenario I Trend**
NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante G	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0

Prognos 2006

Die abnehmende Tendenz der Emissionen nach 2005 spiegelt die Abalterung des vorhandenen Parks an insbesondere dezentralen WKK-Anlagen und ihren Ersatz durch emissionsärmere Technik wider. Beim Vergleich der Grössenordnungen der NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung mit derjenigen der Nachfragesektoren zeigt sich, dass die Elektrizitätserzeugung in 2000 mit 2.1 kt NO_x gut 2 % der Gesamtemissionen ausmacht und in Variante C mit maximalem Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung knapp 2 %.

Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild (Tabelle 5-30):

Tabelle 5-30 **Szenario I Trend**
NO_x-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	50.4	41.6	38.0	36.3	35.6
Variante B	138.3	106.1	93.1	77.5	62.5	50.5	41.9	38.5	36.8	36.1
Variante C	138.3	106.1	93.1	77.5	62.5	50.5	41.9	38.5	36.8	36.3
Variante G	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	50.4	41.6	38.0	36.3	35.6

Prognos 2006

Aufgrund der vorgenannten starken Veränderungen auf der Nachfrageseite, insbesondere durch den starken Beitrag des Verkehrs, sind die Streuungen der gesamtschweizerischen NO_x-Emissionen in den verschiedenen Angebotsvarianten mit insgesamt knapp 2 % vergleichsweise gering.

5.7.3 PM10-Emissionen

Die PM10-Emissionen der Nachfrageseite sind in Tabelle 5-31 sowie in Figur 5-20 dargestellt.

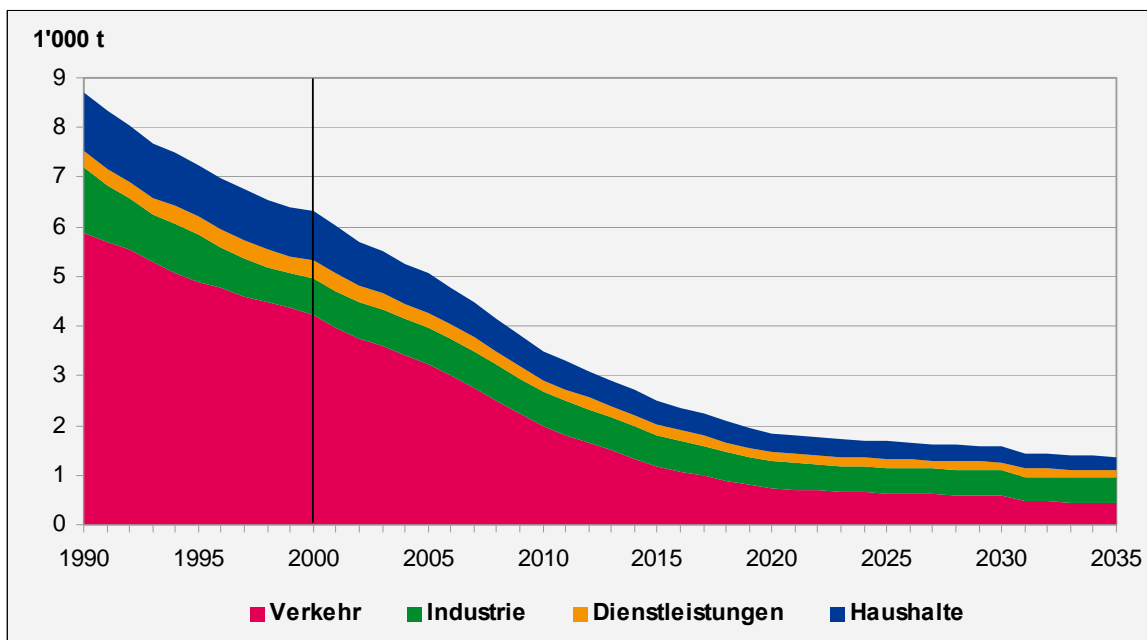
Tabelle 5-31 **Szenario I Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	5.9	4.9	4.2	3.2	2.0	1.2	0.7	0.6	0.6	0.5
Industrie	1.3	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Dienstleistungen	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Haushalte	1.2	1.1	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3
Insgesamt	8.7	7.3	6.3	5.1	3.5	2.5	1.8	1.7	1.6	1.4

Prognos 2006

Ähnlich wie bei den NO_x-Emissionen werden die Feinstaub-Emissionen (PM10) sehr stark vom Verkehr dominiert. Ebenfalls ähnlich wie bei den NO_x-Emissionen sind die spezifischen Emissionen hier technikabhängig; die Gesamtemissionen werden im Resultat stärker durch die Technik als durch die Mengeneffekte (Energieträgereinsatz) dominiert. Im Verkehrssektor werden an dieser Stelle lediglich die verbrennungsbedingten („exhaust“) Partikel und nicht die abriebbedingten (Reifen, Bremsbeläge, Kupplungen) und auch nicht verwirbelte Partikel betrachtet. Die letztgenannten („non-exhaust“) wachsen mit den Verkehrsleistungen, insbesondere im motorisierten Verkehr und werden im Schlussbericht des Verkehrssektors [Infras, 2007], Anhang 7, ausgewiesen. PM10-Emissionen des Verkehrs werden vor allem von den Grenzwerten der EU-Normen bestimmt, die im Zeitablauf um über 16 % abgesenkt werden. Die ausgewiesenen Gesamtemissionen stellen daher Obergrenzen dar.

Figur 5-20 **Szenario I Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

In den übrigen Sektoren sind bei den spezifischen Partikelemissionen bereits in den Jahren vor 2000 starke Verbesserungen (Absenkungen) erfolgt. Deutliche Änderungen zeigen sich noch bei Gas zur Raumwärmeerzeugung (von 0.2 g/GJ in 2000 auf 0.1 g/GJ in 2005, danach Konstanz) sowie beim Einsatz von Holz zur Raumwärmeerzeugung und

zum Einsatz in der Industrie (Absenkung von 50 g/GJ (Raumwärme) bzw. 60 g/GJ (Industrie) in 2000 bis auf 15 g/GJ in 2035).

Eine Zusammenfassung mit den relativen Veränderungen der Emissionen im Zeitablauf und sowie den sich verändernden Anteilen der Sektoren an den Gesamtemissionen zeigt Tabelle 5-32.

Tabelle 5-32 **Szenario I Trend**
PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	4.2	0.5	-3.8	-89.3%	67.0%	32.9%
Industrie	0.7	0.5	-0.2	-33.6%	11.7%	35.7%
Dienstleistungen	0.4	0.2	-0.2	-56.8%	5.7%	11.4%
Haushalte	1.0	0.3	-0.7	-72.0%	15.5%	20.0%
Total	6.3	1.4	-4.9	-78.2%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Partikelemissionen der Elektrizitätserzeugung sind wie die NO_x-Emissionen mit dem Einsatz fossiler bzw. biogener Brennstoffe verbunden sowie technikabhängig. Die entsprechenden Emissionen nach Angebotsvarianten sind in Tab. 5-33 dargestellt.

Tabelle 5-33 **Szenario I Trend**
PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0
Variante B	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	18.2
Variante C	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	25.9
Variante G	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0

Prognos 2006

Hierbei ist zu beachten, dass die Emissionen für die bessere Lesbarkeit hier in Tonnen angegeben sind, während die Emissionen der Nachfrageseite in 1'000 t angegeben sind. Die Emissionsreduktionen zwischen 1995 und 2000 hängen mit der Betriebseinstellung von Vouvry zusammen. Bei den Varianten A und G zeigt sich im Zeitverlauf die Abalterung des vorhandenen dezentralen fossilen Parks und der Einsatz neuerer Technik (Feinstaubfilter) bei den neuen WKK-Anlagen. In den Varianten B und C zeigt sich deutlich der Beitrag der Gaskombikraftwerke.

Aufgrund der verschiedenen Skalen ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der Beitrag der Elektrizitätserzeugung an den gesamten verbrennungsbedingten Partikelemissionen insgesamt maximal bei knapp 2 % liegt, wie aus Tabelle 5-34 ersichtlich wird.

Tabelle 5-34 **Szenario I Trend**
PM10-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'505.8	2'517.1	1'840.6	1'680.0	1'576.3	1'374.9
Variante B	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'508.4	2'519.7	1'851.1	1'698.3	1'594.5	1'393.1
Variante C	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'508.4	2'519.7	1'851.1	1'698.3	1'594.5	1'400.7
Variante G	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'505.8	2'517.1	1'840.6	1'680.0	1'576.3	1'374.9

Prognos 2006

5.8 Versorgungssicherheit

5.8.1 Importanteile

Importiert werden alle fossilen Energieträger (Kohle, Erdölprodukte, Erdgas), Kernbrennstoffe, Strom als Endenergieträger sowie aus heutiger Sicht im Lichte der jüngeren Entwicklungen Biotreibstoffe (Ethanol, Öle und Ölprodukte). Bei den Biotreibstoffen liesse sich auch denken, dass Anteile des Marktes aus heimischer Produktion stammen könnten. Die vollständige Zurechnung der Biotreibstoffe zu den importierten Energieträgern stellt also unter der „Abhängigkeitsoptik“ eine konservative Abschätzung dar.

Bei den Kernbrennstoffen führen die hohe Energiedichte sowie der feste Aggregatzustand zur Lagerfähigkeit von Brennstoffvorräten für mehrere Jahre. Daher werden diese in manchen Quellen nicht zur Importabhängigkeit gerechnet. In der hier vorliegenden Arbeit werden jeweils für alle Szenarien und Varianten die Ergebnisse unter beiden Sichtweisen gezeigt. (Kap. 2)

Tabelle 5-35 bildet die importierten Endenergieträger auf der Nachfrageseite (fossile Brennstoffe für Raumwärmeerzeugung und Prozessenergie, die fossilen Anteile – Gas, Öl – in der Fernwärmeerzeugung sowie Treibstoffe) in absoluten Energieeinheiten (PJ) ab.

Tabelle 5-35 **Szenario I Trend**
Importanteile in der Nachfrage, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Fossile	551.9	537.5	563.5	560.5	552.9	539.9	527.8	515.4	506.4	499.4
Biotreibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.1
foss. Anteil FW	5.8	5.4	5.8	7.8	7.9	7.9	7.8	7.7	7.4	5.8
Summe	557.8	542.9	569.3	568.3	561.0	548.1	536.0	523.7	514.7	506.3

Prognos 2006

Ab 2010 sinkt der Bedarf an importieren Energieträgern im wesentlichen proportional mit der Nachfrage nach fossilen Bren- und Treibstoffen. Der Importbedarf wird von den Fossilen dominiert. Da der Rückgang der direkten Nachfrage nach fossilen Energieträgern aber mit einer steigenden Nachfrage nach Strom einhergeht, ist dieses Ergebnis allein nur begrenzt aussagefähig.

Tabelle 5-36 zeigt die Anteile an importierten Energieträgern in der Elektrizitätserzeugung. Hier wird die verwendete Primärenergie (Input) ausgewiesen, der Wirkungsgrad der jeweiligen Kraftwerke ist somit berücksichtigt. Stromimporte werden aufgrund der gewählten Abgrenzung („Systemgrenze Schweiz“) ohne Vorketten ausgewiesen.

Tabelle 5-36 **Szenario I Trend**
Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.4	12.7	13.5	14.7	15.2	15.6	15.3
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	2.4	16.1	32.7	57.9	18.5	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Summe	247.1	260.8	273.2	239.8	273.4	286.3	272.5	237.7	320.4	423.2
Variante B										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.4	25.9	26.8	67.0	106.3	106.7	106.4
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	8.3	1.1	2.5	7.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Summe	247.1	260.8	273.2	239.8	284.2	291.8	293.3	273.5	278.4	392.7
Variante C										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.4	25.9	26.8	67.0	106.3	106.7	144.8
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	8.3	1.1	2.5	7.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.8	284.2	291.8	293.3	273.5	278.4	309.4
Variante G										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.4	12.7	13.5	14.7	15.2	15.6	15.3
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	2.4	16.1	32.7	57.9	62.3	64.8
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.8	273.4	286.3	272.5	237.7	242.6	244.8

Prognos 2006

Je nach Variante dominieren wenig überraschend die Fossilen oder die Kernbrennstoffe. Das starke Übergewicht der Kernbrennstoffe in Variante G folgt aus den oben und in Kap. 2 erörterten Wirkungsgradfragen.

Tabelle 5-37 zeigt die Summe der importierten Energie(träger) in absoluten Energieeinheiten nach Varianten, jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen.

Tabelle 5-37 **Szenario I Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe (KB) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.1	834.4	834.4	808.5	761.4	835.1	929.5
Variante A - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.7	576.1	577.7	583.3	596.8	548.8	521.6
Variante B - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.1	845.2	839.9	829.3	797.2	793.1	899.0
Variante B - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.7	586.9	583.2	604.1	632.6	628.4	612.8
Variante C - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.1	845.2	839.9	829.3	797.2	793.1	815.8
Variante C - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.7	586.9	583.2	604.1	632.6	628.4	651.1
Variante G - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.1	834.4	834.4	808.5	761.4	757.3	751.1
Variante G - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.7	576.1	577.7	583.3	596.8	592.6	586.4

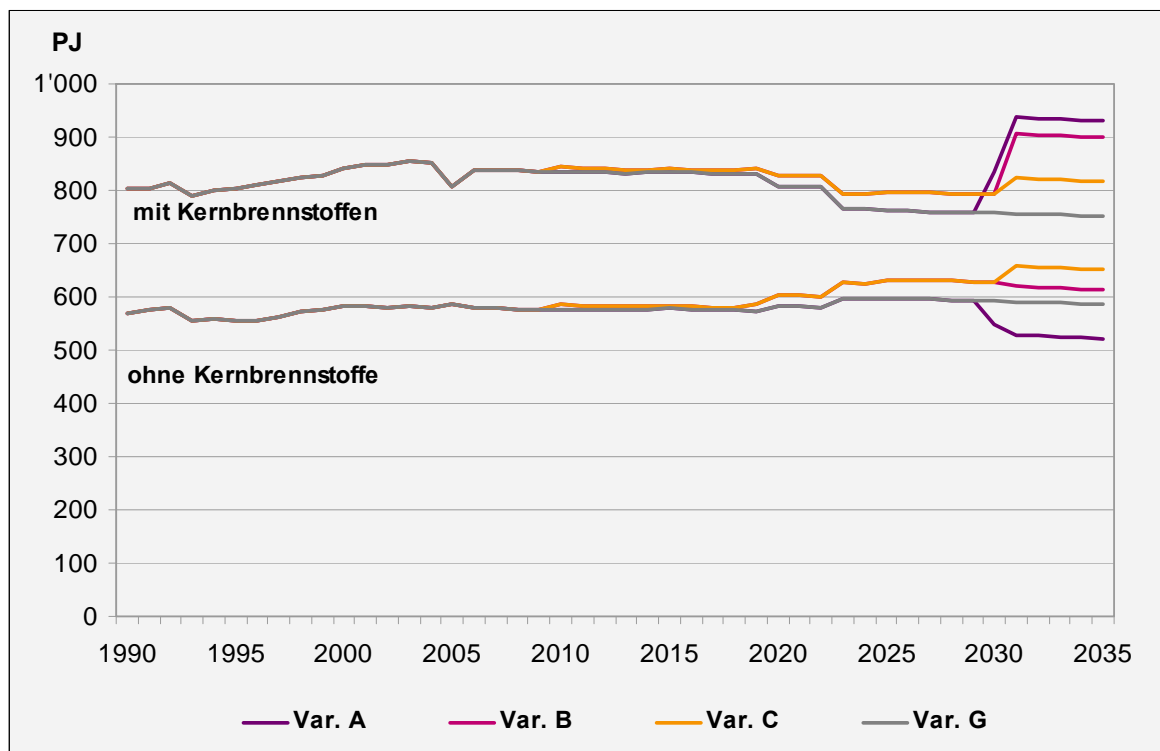
Prognos 2006

Mit Berücksichtigung der Kernbrennstoffe variieren die Importe in den Varianten zwischen ca. 750 und 930 PJ, wobei aufgrund der vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrade (max. 35 %) der Kernkraftwerke die Anteile jeweils in den Varianten A und B (mit KKW) am höchsten sind. Ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen variieren die Werte zwischen ca. 520 PJ und 660 PJ; in diesem Falle haben die Varianten A (Importe und KKW) sowie G (Importe) jeweils den geringsten Anteil. Letzteres liegt an den Wirkungsgradkonventionen und sollte daher nicht überinterpretiert werden: In diesem Falle sind die Wirkungsgrade jeweils implizit in den Importpreisen enthalten.

Die zeitliche Entwicklung der importierten Energie nach Varianten jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe ist in Figur 5-21 abgebildet.

Die Gesamttendenz ist bei beiden Betrachtungsweisen ungefähr konstant, wobei die Anteile gegen Ende des Betrachtungszeitraums nach Varianten deutlich auffächern. Die „ungefähre Konstanz“ spiegelt die beiden wesentlichen Szenarienergebnisse wider: Etwa konstante Gesamtenergienachfrage sowie keine signifikante Änderung des Anteils der heimischen Erneuerbaren im Mix – insbesondere nicht bei Brennstoffen und Strom. Werden die Kernbrennstoffe nicht gezählt, so dominieren in den Varianten B und C die Erdgasimporte die Abhängigkeit; werden sie gezählt, so dominieren in den Varianten A und B die Kernbrennstoffe die Abhängigkeit.

Figur 5-21 **Szenario I Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ



Prognos 2006

Die Entwicklung der relativen Anteile der Importe an der Gesamtenergie des Systems bietet eine zusätzliche wichtige Information. Diese ist in Tabelle 5-38 sowie in Figur 5-22 in der zeitlichen Entwicklung jeweils nach Angebotsvarianten und Zuordnung der Kernbrennstoffe ausgewiesen. Das Bild ist gegenüber der „absoluten“ Version geringfügig verändert: In den Jahren bis 2018 sinkt der Anteil jeweils leicht (bei der Betrachtung mit

Kernbrennstoffen bis ca. 2030) um sechs (ohne KB) bis neun (mit KB) Prozentpunkte, um sich mit dem Bau der neuen Grosskraftwerke wieder deutlich zu erhöhen.

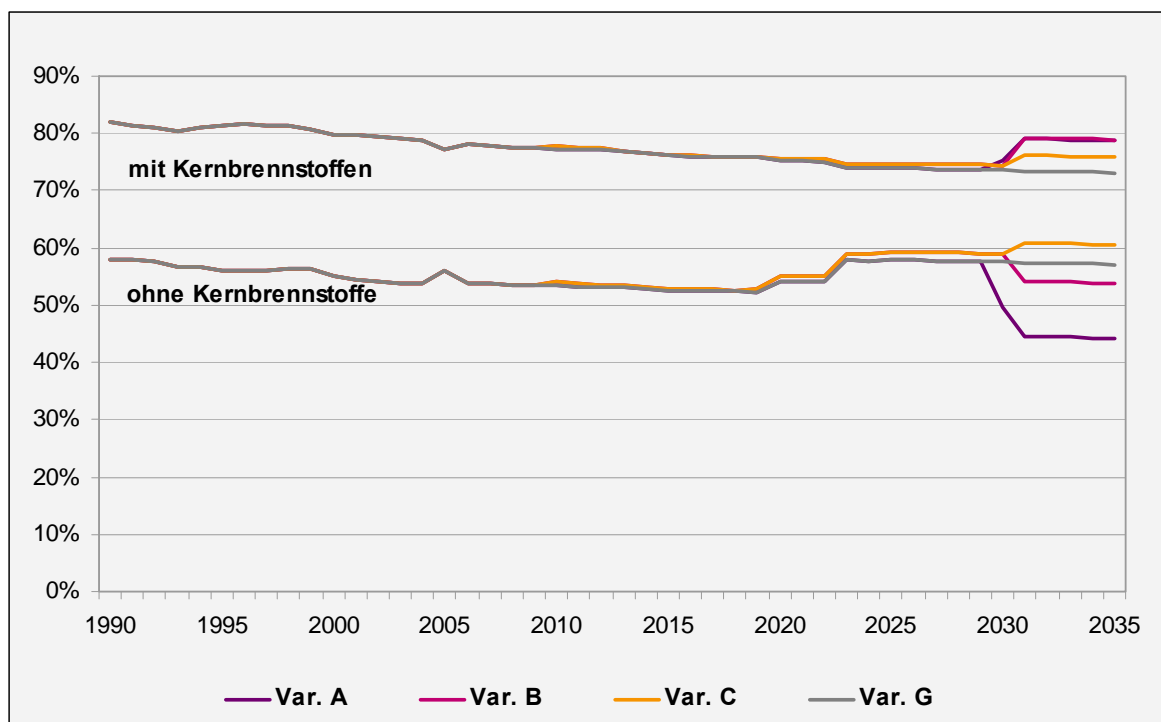
Lediglich in der Betrachtungsweise ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen wäre in Variante A eine signifikante Reduzierung der Abhängigkeit (von 55.1 % auf 44.1 %) zu konstatieren.

Tabelle 5-38 **Szenario I Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.3%	76.1%	75.2%	73.9%	75.4%	78.6%
Variante A - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.4%	52.7%	54.3%	57.9%	49.6%	44.1%
Variante B - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.9%	76.2%	75.7%	74.8%	74.4%	78.9%
Variante B - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	54.1%	52.9%	55.1%	59.3%	59.0%	53.8%
Variante C - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.9%	76.2%	75.7%	74.8%	74.4%	75.8%
Variante C - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	54.1%	52.9%	55.1%	59.3%	59.0%	60.5%
Variante G - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.3%	76.1%	75.2%	73.9%	73.6%	73.2%
Variante G - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.4%	52.7%	54.3%	57.9%	57.6%	57.1%

Prognos 2006

Figur 5-22 **Szenario I Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %



Prognos 2006

5.8.2 Hitze- und Kältewellen

Die Situation und Reaktionsfähigkeit der Kraftwerkparks unter der Belastung von Hitze- und Kältewellen wurde als weiteres operationalisierbares Kriterium der Versorgungssi-

cherheit definiert (vgl. Kap. 2). Hierbei wird für die Kältewelle neben der temperaturbedingt hohen Nachfrage der Ausfall der Importe (überall in der EU, vor allem in Frankreich, wird der erzeugte Strom jeweils in den Erzeugerländern benötigt, da die Kältewelle sich stabil über ganz Europa erstreckt) sowie ein ausserplanmässiger Ausfall des jeweils grössten Kraftwerksblocks unterstellt. Die schweizerischen Laufwasserkraftwerke laufen mit Engpassleistung, die Speicherwerke stehen zur Bereitstellung von Arbeit und Leistung zur Verfügung, ebenso die Pumpspeicherwerke zum kürzerfristigen Lastmanagement.

Die Speichersimulationen von Piot (vgl. Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Extremsituation „Kältewelle“ insgesamt ein Grundlastmanko von bis zu 4.1 GW aus den Speichern gedeckt werden kann, sofern die gesamte installierte Leistung die Abdeckung der Spitzenlast ermöglicht.

Während der (ebenfalls europaweiten) Hitzewelle tritt aufgrund des Kühlungsbedarfs eine erhöhte (Spitzen-)Nachfrage auf, die thermischen Kraftwerke sind aufgrund der Belastung der Kühlkapazitäten in der Leistung etwas eingeschränkt. Ein grosser KKW-Block ist planmässig in Revision, ein kleiner fällt unplanmässig aus. Importe stehen zur Verfügung, die Exportverpflichtungen sollen nach Möglichkeit gedeckt werden.

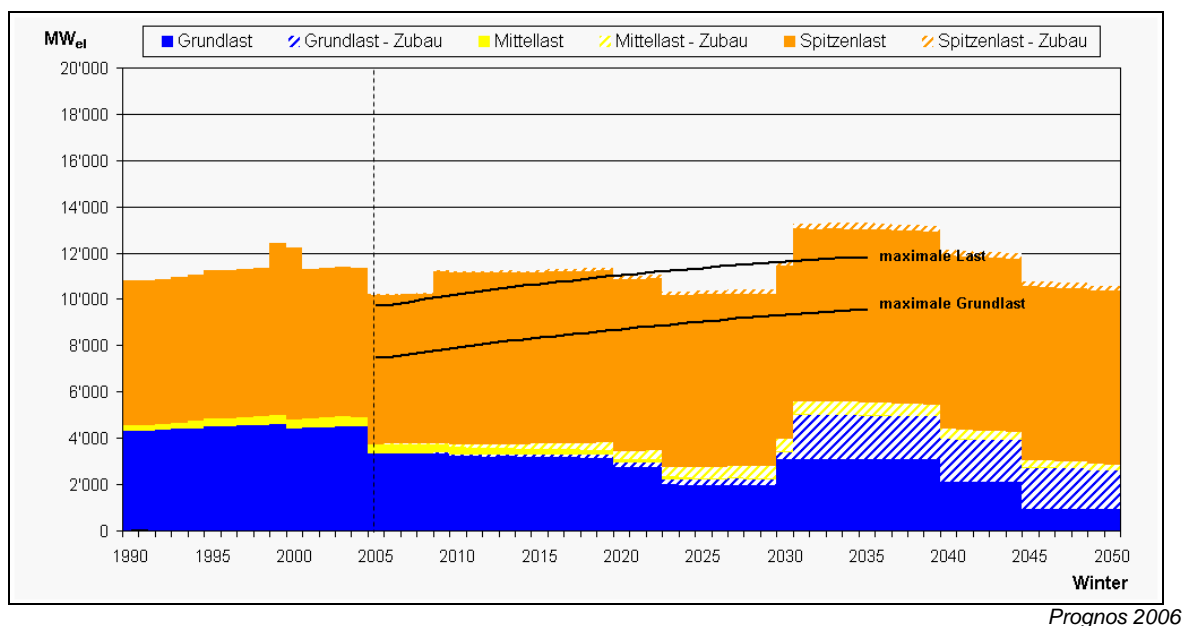
Die Speichersimulationen von Piot (Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Situation ein Grundlastmanko von ca. 3.5 GW aus den Speichern abgedeckt werden kann, sofern die insgesamt installierte Leistung zur Abdeckung der Spitzenlast hinreicht.

Die Untersuchung der Kraftwerksparks der in Szenario I betrachteten Varianten A, B, C und G in diesen Belastungssituationen führt zu den im folgenden beschriebenen Ergebnissen.

5.8.2.1 Kältewellen

Figur 5-23 zeigt die Situation der Kältewelle für Variante A in der Leistungsbetrachtung.

Figur 5-23 **Szenario I, Variante A**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}

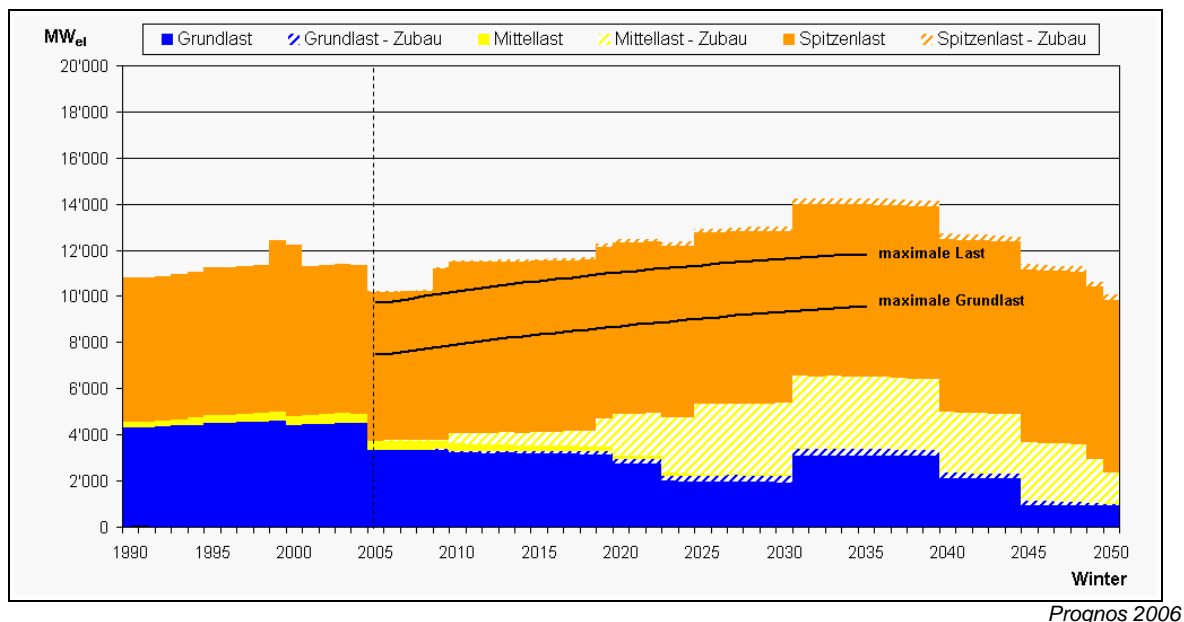


Prognos 2006

Aus der Grafik geht hervor, dass in den Jahren von 2019 bis 2031 die maximale Leistung nicht aus den schweizweit installierten Kapazitäten gedeckt werden kann (Leistungsman-ko). Erst ab 2031, wenn das zweite grosse neue Kernkraftwerk verfügbar ist, ist die Spitzenleistung wieder gesichert. Etwa ab dem Jahr 2020 überschreitet das durch die Kälte-welle und den Kraftwerksausfall bedingte Grundlastmanko den tolerablen (und durch die Speicher ausgleichbaren) Wert von 4'100 MW. Auch diese kritische Situation ist erst ab 2031 behoben. Beide Kritikalitätspunkte liegen darin begründet, dass die in dieser Vari-an-te die Lücke definitionsgemäss bis zum Zubau neuer Kernkraftwerke durch Importe ge-deckt wird und diese Importe ebenfalls definitionsgemäss aufgrund der Belastungssituati-on „Kältewelle“ nicht zur Verfügung stehen. Der Ausfall der jeweils grössten Kraftwerks-einheit (zunächst Leibstadt, später jeweils einer der neuen 1'600 MW-Blöcke) zeigt sich ebenfalls deutlich im Leistungsgebirge.

In Figur 5-24 ist die Situation für Variante B (neue KKW ab 2030, zwischenzeitlich Zubau von neuen Gaskombikraftwerken nach Bedarf) abgebildet.

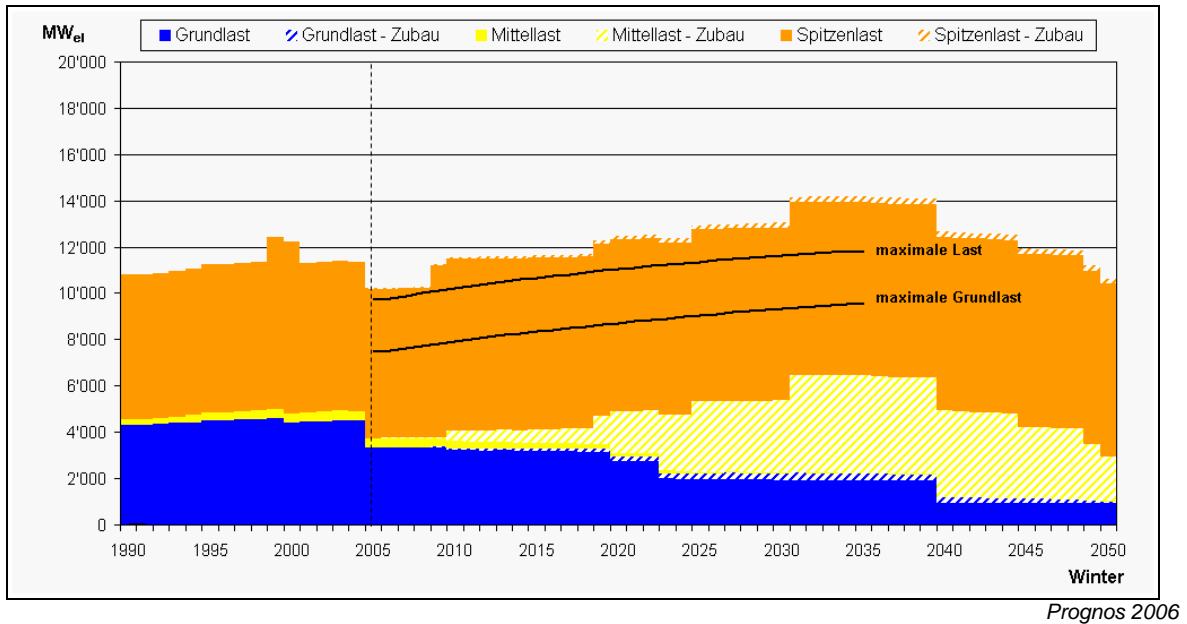
Figur 5-24 **Szenario I, Variante B**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{eI}



Die maximale Last kann aus den im Land installierten Kapazitäten gedeckt werden, das Grundlastmanko überschreitet die kritische Grenze von 4.1 GW zu keinem Zeitpunkt.

Die Situation für Variante C (neue Gaskraftwerke) wird in Figur 5-25 dargestellt:

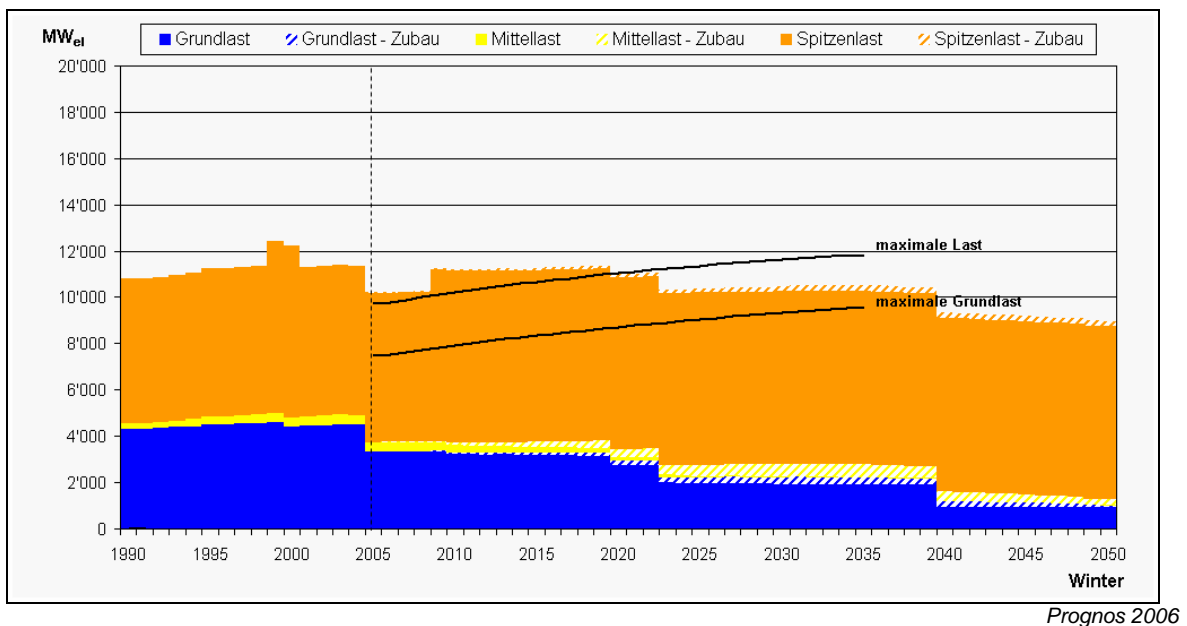
Figur 5-25 **Szenario I, Variante C**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Die Situation ist der von Variante B sehr ähnlich. Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko bleibt unterhalb der kritischen Schwelle von 4.1 GW.

Die Kältewellensituation für Variante G (neue Importe) wird in Figur 5-26 dargestellt.

Figur 5-26 **Szenario I, Variante G**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Ab 2020 kann die Spitzenlast nicht mehr gedeckt werden. Ab 2018 überschreitet das Grundlastmanko die kritische Grenze von 4.1 GW. Da keine Kraftwerke in der Schweiz zugebaut werden, verschlimmert sich das Problem im Zeitablauf aufgrund der Abalterung

des Kraftwerksparks. Der autonome Zubau bei den fossil-dezentralen WKK-Anlagen sowie den Erneuerbaren (dargestellt jeweils im Zubau der Grund-, Mittel- und Spitzenlast) ist in Szenario I nicht gross genug, um das Problem zu lösen.

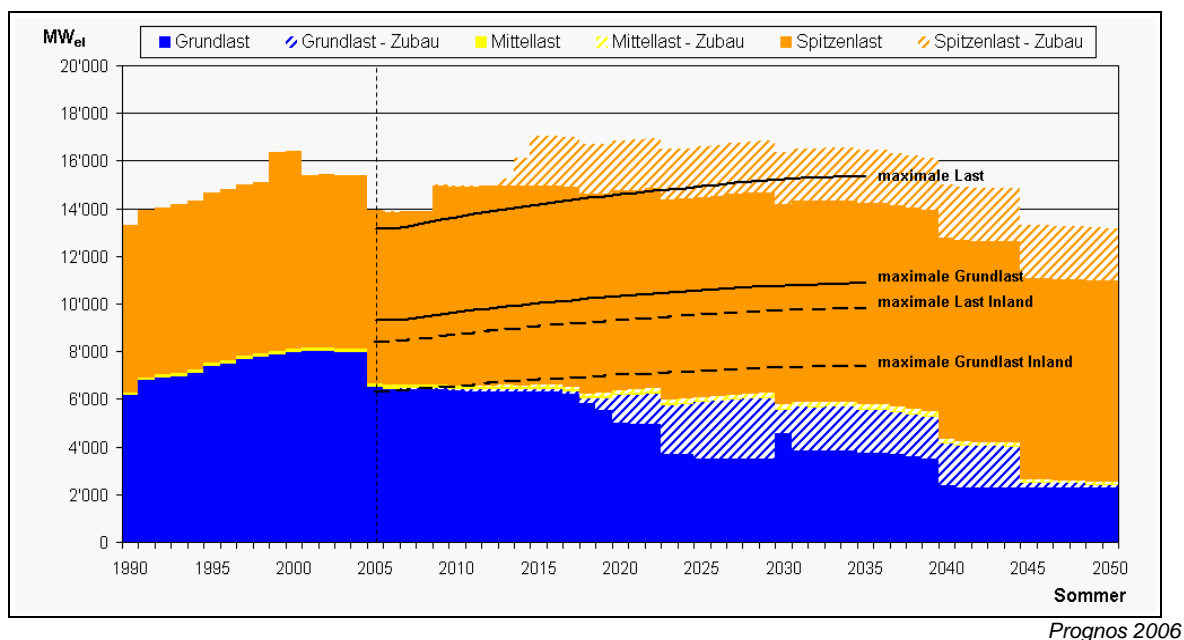
Fazit: Aufgrund des definitionsgemässen Importausfalls sind die Varianten A und G in der Kältewellensituation besonders kritisch.

5.8.2.2 Hitzewellen

Da während der Hitzewellen definitionsgemäss die Exportverpflichtungen nach Möglichkeit erfüllt werden sollen, ist die zu betrachtende Leistung auf der Nachfrageseite jeweils nicht (nur) die inländische Last, sondern es muss vor allem geprüft werden, ob die verfügbare Leistung die Last inkl. Exportverpflichtungen decken kann. Daher werden in den Abbildungen für die Leistungsnachfrage der Grund- und Spitzenlast jeweils die inländische und die Gesamtnachfrage abgebildet.

In Figur 5-27 wird die Variante A in der Leistungsbetrachtung für die Hitzewellensituation dargestellt.

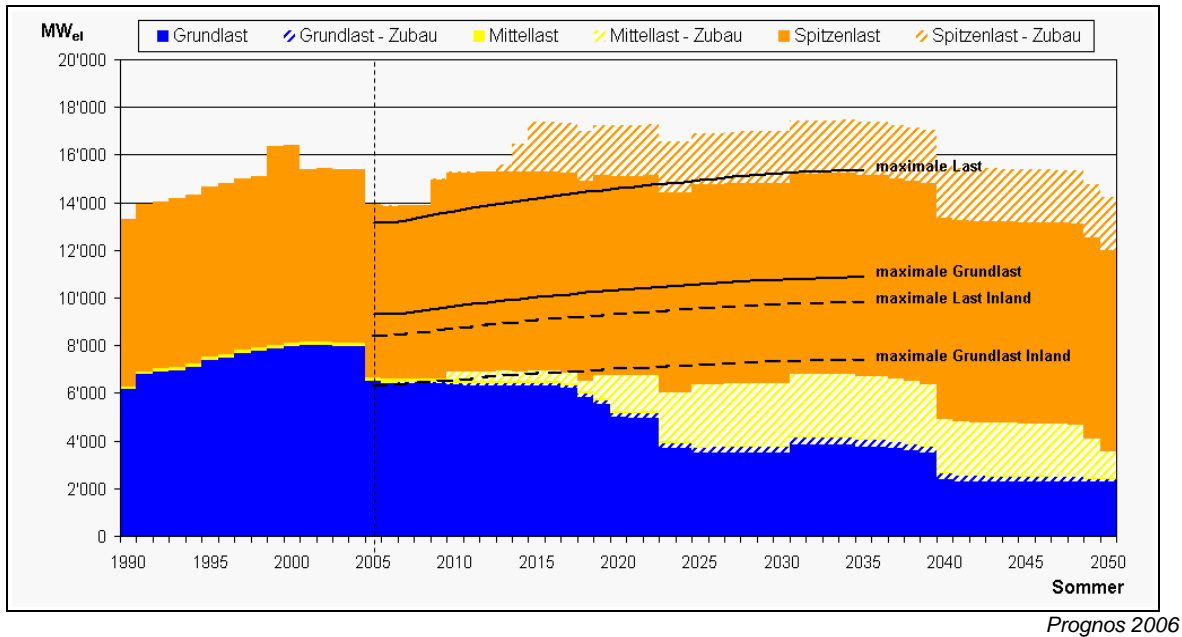
Figur 5-27 **Szenario I, Variante A**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Mit den neuen Spitzenlastkraftwerken und den zur Verfügung stehenden neuen Importen (beim Zubau der Grundlast verbucht) kann die benötigte Spitzenlast zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Die Exportverpflichtungen können erfüllt werden. Das Grundlastmanko überschreitet ab 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW und steigt ab 2030 auf über 4 GW an. Damit werden die in den Folgejahren aufzufangenden Speicherbelastungen eventuell kritisch.

Figur 5-28 zeigt die Hitzewellen-Situation für Variante B.

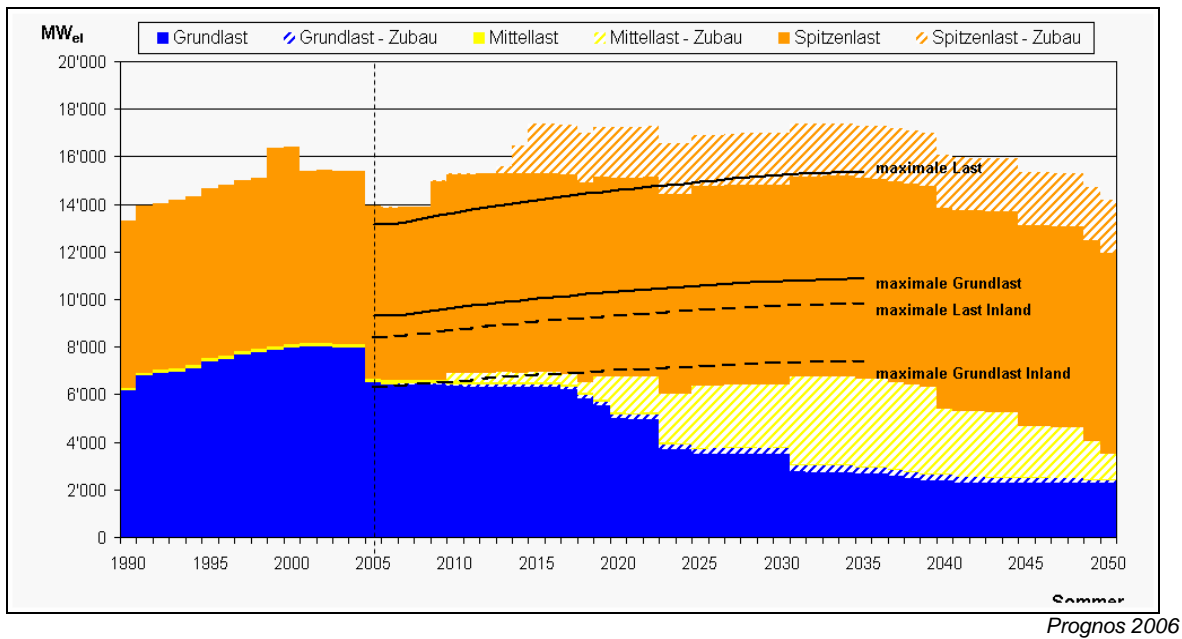
Figur 5-28 **Szenario I, Variante B**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Die Spitzenlast kann gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet ab 2022 den kritischen Wert von 3.5 GW, wächst jedoch nicht so stark an wie in Variante A.

Figur 5-29 zeigt die Hitzewellensituation für Variante C.

Figur 5-29 **Szenario I, Variante C**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

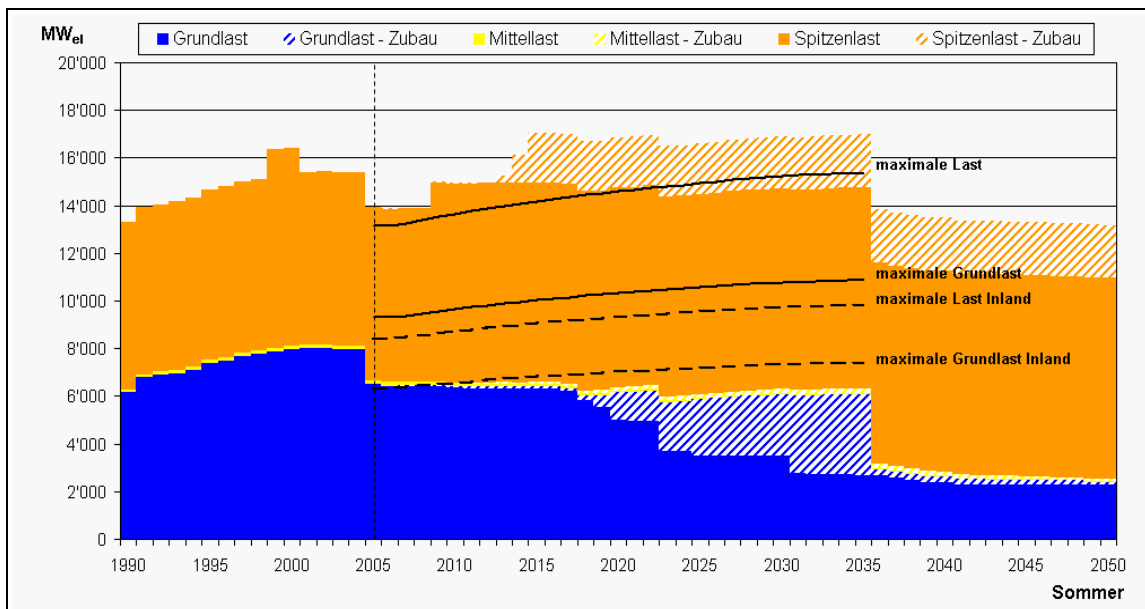


Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet in den Jahren 2022 – 2030 die kritische Grenze von 3.5 GW.

Figur 5-30 stellt die Hitzewellensituation für Variante G dar.

Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet in 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW und wächst danach weiterhin geringfügig.

Figur 5-30 **Szenario I, Variante G**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Prognos 2006

Fazit: Für die Hitzewellensituation ergibt sich in allen Varianten eine kritische Situation ab 2022, wenn das Grundlastmanko über den kritischen Wert von 3.5 GW anwächst und somit die Speicherbelastung im Hitzejahr oder in den folgenden Jahren kritisch werden könnte. Diese kritische Situation wird nur in der Variante C (Zubau von Gaskraftwerken) wieder ab ca. 2030 entschärft. Der Grund dafür liegt in der Grösse des „jeweils grössten Kraftwerksblocks“, der definitionsgemäss in diesen Stress-Situationen in Revision ist. Bei den KKW ist dies jeweils ein Block der Grösse 1 GW, später 1.6 GW. Hieran zeigt sich deutlich das „Klumpenrisiko“.

5.9 Kosten

5.9.1 Nachfrage: Die Energierechnung

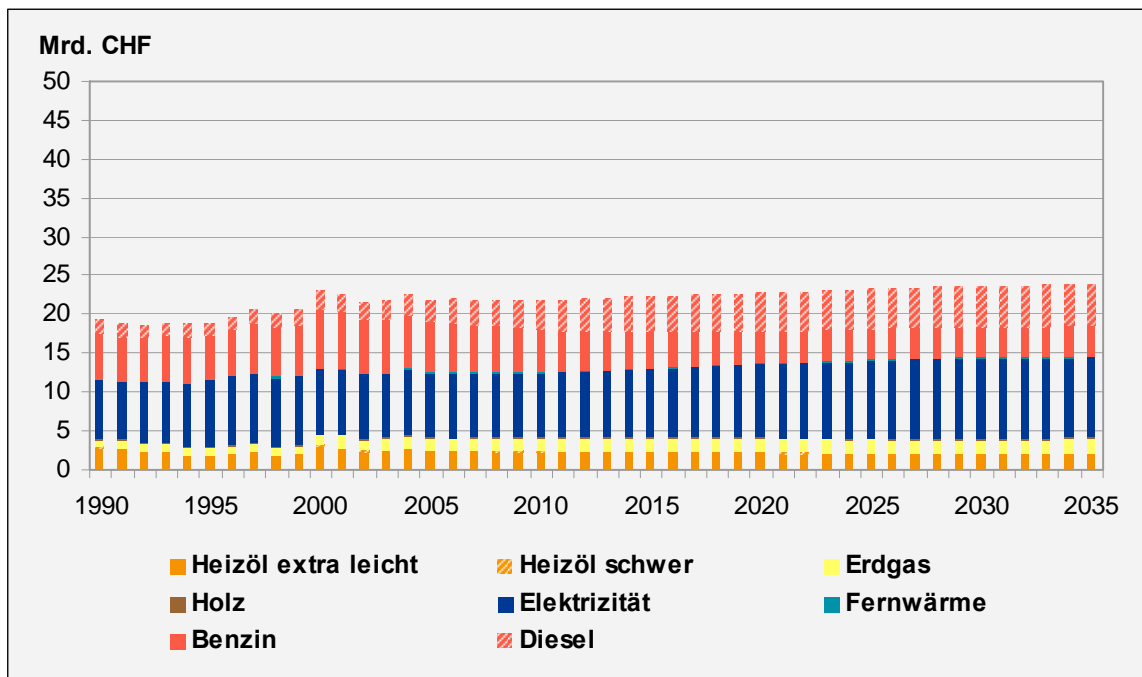
Die Endenergieausgaben der Endverbraucher für die Energieträger Heizöle, Gas, Kohle, Elektrizität, Holz und Fernwärme steigen zwischen 2000 und 2035 um 3.6 % an. Dieser Anstieg ist geringfügig höher als der Anstieg der Endenergienachfrage und ist vor allem durch die Veränderung der Energieträgerstruktur bedingt. (Die Skala der Abbildungen ist für alle Szenarien gleich gewählt, damit Vergleiche leichter vorgenommen werden können.) Am Vergleich der Gewichtungen der Energieträgerkosten zur jeweiligen Nachfrage zeigt sich augenfällig die hohe Bewertung der Elektrizität. (Tabelle 5-39, Figur 5-31)

Tabelle 5-39: **Szenario I Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	2.41	2.35	2.27	2.16	2.04	1.92	1.95
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.04	0.04	0.04	0.05	0.04	0.04	0.05
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.54	1.61	1.70	1.76	1.81	1.84	1.97
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.17	8.81	9.45	9.97	10.34	10.27
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.11	0.12	0.13	0.13	0.14	0.14	0.15
Benzin	5.95	5.67	7.64	6.48	5.54	4.62	4.16	3.98	3.89	3.91
Diesel	1.81	1.70	2.40	2.91	3.83	4.57	4.98	5.14	5.20	5.39
Gesamt	19.41	18.94	23.11	21.89	21.84	22.34	22.89	23.33	23.59	23.92

Prognos 2007

Figur 5-31 **Szenario I Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF



Prognos 2007

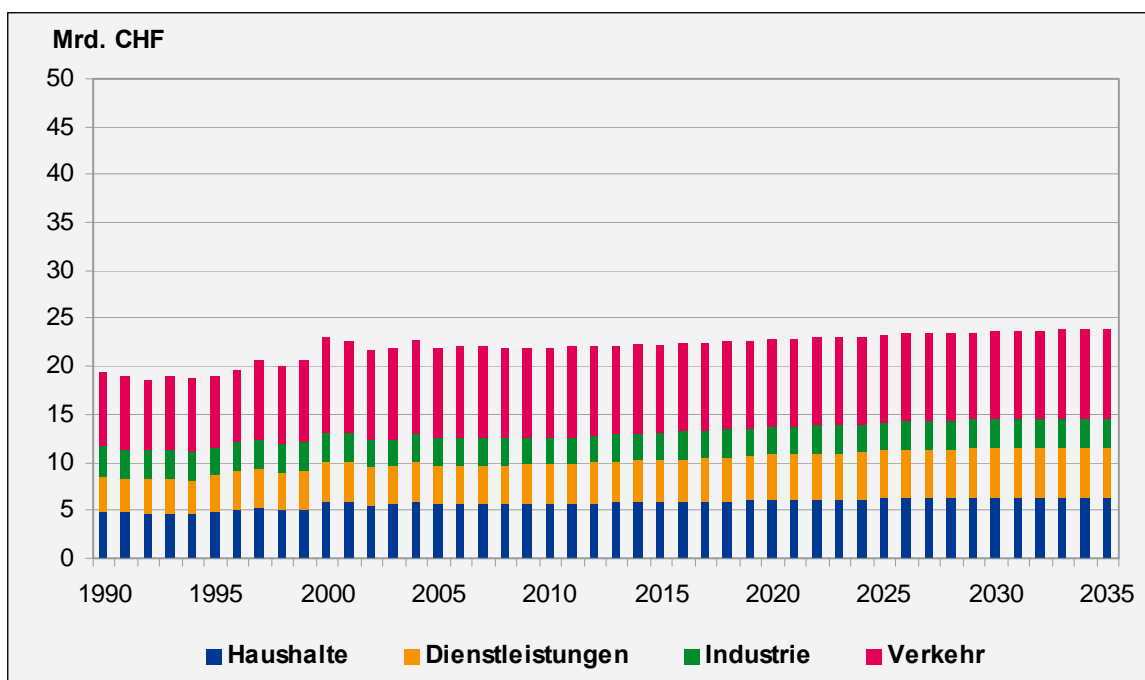
Die sektorale Aufteilung der Energieausgaben spiegelt im Vergleich mit der physikalischen Endenergienachfrage die Unterschiede in den Preisverhältnissen wider: Obgleich der Anteil des Industriesektors an der Nachfrage ungefähr (physikalisch, in PJ) ca. 22 % beträgt, macht ihr Anteil an der Energierechnung aufgrund der gegenüber dem Haushalts- und Dienstleistungssektor günstigeren Preise lediglich 10 % aus. Beim Verkehr zeigt sich ein gegenläufiges Bild.

Tabelle 5-40 **Szenario I Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Haushalte	4.93	4.80	5.87	5.60	5.67	5.87	6.05	6.23	6.33	6.32
Industrie	3.25	2.95	2.95	2.83	2.64	2.81	2.93	2.97	3.01	3.05
Dienstleistungen	3.52	3.84	4.27	4.07	4.18	4.48	4.78	5.02	5.18	5.26
Verkehr	7.76	7.37	10.04	9.40	9.37	9.19	9.14	9.12	9.08	9.31
Gesamt	19.46	18.96	23.12	21.90	21.86	22.35	22.91	23.34	23.61	23.94

Prognos 2007

Figur 5-32 **Szenario I Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF



Prognos 2007

5.9.2 Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung

Die Elektrizitätserzeugung aus neuen Anlagen führt je nach Variante zu unterschiedlichen Kosten, sowohl absolut als auch bezogen auf die erzeugte Einheit (kWh). Die hierfür verwendete Methode wird in Exkurs 9, Band 4 (Methoden der Kostenberechnung) sowie in Kap. 2.2 näher beschrieben. Es handelt sich hier um die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten der neu zugebauten Anlagen, der bestehende Park wird nicht bewertet. Die Kosten der Nachfrage und des Angebots lassen sich nicht addieren, da hier jeweils verschiedene „Optiken“ gewählt wurden. Wesentlich ist die Aussage, dass zwischen der bezüglich

der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten die Spannweite zwischen der „teuersten“ und der „billigsten“ Variante 1.2 Mrd. CHF (aufsummiert über den gesamten Betrachtungszeitraum) bzw. 0.5 Rp./kWh beträgt.

Tabelle 5-41 **Szenario I Trend**
Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots,
in Mrd. CHF

Kosten des Zubaus (diskontiert)		Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
Gesamtkosten	Mrd. CHF	15.1	16.4	16.8	16.3
Gestehungskosten	Rp./kWh _{el}	3.9	4.2	4.4	4.4

Prognos 2007

5.10 Sensitivitäten zu Szenario I

Zur Ermittlung der Robustheit der Ergebnisse unter Variationen der Rahmenbedingungen wurden Sensitivitäten mit den unter Kap. 1.3.5 bzw. 5.3.1 aufgezeigten Varianten gerechnet. Das Szenario Ib (CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen mit dem Ziel der Einhaltung des Kyoto-Ziels in 2010 durch inländische Massnahmen) mit allen weiteren Sensitivitäten wird in diesen Fächer aufgenommen.

Die Sensitivitätsrechnungen sind vor allem auf der Nachfrageseite von Interesse, da sich die verschiedenen Veränderungen der Rahmenbedingungen (höheres BIP, höhere Energiepreise, CO₂-Abgaben, Klimaerwärmung) zunächst auf der Nachfrageseite auf die Mengengrössen und die Grössen des spezifischen Verbrauchs auswirken. Auf der Ebene des Elektrizitätsangebots werden die Mehrnachfragen entweder durch entsprechend erhöhte Importe oder – wo in der entsprechenden Variante (B und C) definitorisch zulässig und notwendig – durch Zubau eines weiteren Gaskombiblockes, ggf. mit entsprechenden Exporten, gedeckt. Im Fall „Klima wärmer“ wirken sich die Temperaturveränderungen auch auf das Wasserdargebot der Wasserkraftwerke aus: Vor allem durch verstärkte Verdunstung wird das Wasserdargebot und die erzeugbare Arbeit um bis zu 7 % reduziert (vgl. Exkurs 3, Band 4 und die dort zitierte Literatur). Damit verändert sich die Stromlücke in den Sensitivitäten „Klima wärmer“ sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite.

5.10.1 Sensitivität BIP hoch

Bei der Sensitivität BIP hoch wird das durchschnittliche jährliche Wachstum des BIP gegenüber der Trendvariante um 0.5 % erhöht. Damit ist das BIP in 2035 mit 692.2 Mrd. CHF₂₀₀₃ gegenüber der Trendvariante (572.3 Mrd. CHF₂₀₀₃) um ca. 21 % erhöht. Das durchschnittliche jährliche Pro-Kopf-Wachstum liegt dann mit 964 CHF₂₀₀₃p.c./a deutlich über dem langjährigen Durchschnitt (und Trend, wenn Konjunkturschwankungen herausgefiltert werden) von 701 CHF₂₀₀₃p.c./a.

Die BIP-Erhöhung findet ihren Niederschlag vor allem in den Mengengrössen der einzelnen Sektoren: Die Produktion der Sektoren Dienstleistungen und Industrie nimmt entsprechend zu, der Personenverkehr wächst um ca. 11 %, der Güterverkehr um 14 %. Das BIP-Wachstum führt auch zu einer Steigerung der Energiebezugsflächen (und dort vor allem im Neubauvolumen). Hierbei ist das scheinbare Paradoxon zu berücksichtigen, das

aus dem Umgang mit Wachstumsraten stammt: Wenn sich die Neubautätigkeit in jedem Jahr parallel zur BIP-Entwicklung um 0.5 % gegenüber der Referenzentwicklung erhöhen würde, so wäre das kumulierte Neubauvolumen am Endzeitpunkt um 0.5 % höher als in der Trend-Entwicklung. Da sich die veränderten BIP-Raten auch auf den Umgang mit der Gebäudesubstanz (mehr qualitativ hochwertige bestandserhaltende Sanierungen) auswirken sowie Effekte zweiter Ordnung berücksichtigt werden, kann die hier unterstellte Steigerung der Energiebezugsflächen um 1.6 % gegenüber der Trendvariante in 2035 eher als obere Schranke aufgefasst werden.

Neben den Auswirkungen auf die Energiebezugsflächen führt das erhöhte BIP sowohl zu Steigerungen im Konsum im weitesten Sinne (Fahrzeuge, Geräte) als auch zu Investitionen in Energieeffizienz, da die „Energiepolitik weiter wie bisher“ weiterhin greift, tendenziell sogar mehr Mittel für Effizienzinvestitionen zur Verfügung stehen sowie Innovationen etwas schneller umgesetzt werden. In Tabelle 5-39 sind die wichtigsten Rahmendaten und Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 5-42 **Szenario I BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	449.6	497.0	546.4	590.6	630.0	662.5	692.2
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	702.5	740.7	776.7	806.9	834.8	859.6
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.5	498.9	524.3	545.8	566.3	583.6
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	121.4	127.9	134.1	139.2	144.2	148.1
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	28.2	31.5	36.4	39.3	41.7	42.5
Preise I Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	44.2	45.4	46.0	46.7	46.8	50.6
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.2
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Preise I Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	432.2	443.3	445.5	447.5	449.2	488.9
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	306.5	316.8	318.5	320.1	321.3	359.2
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	3.9	4.0	4.0	4.0	4.3
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Preise I Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	263.8	262.5	260.3	258.4	255.5	249.8
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.0	148.9	153.0	157.2	160.7	164.3	167.7
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.9	185.4	189.9	191.7	190.4	191.0	193.7
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	247.2	246.1	249.3	252.2	256.2	258.4
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	845.2	851.4	858.5	861.8	867.0	869.5
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	66.8	70.1	73.3	77.0	79.6	79.9
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.8	71.3	75.5	79.1	82.3	85.1
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	71.7	74.7	77.0	77.4	78.4	80.3
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	11.1	12.0	12.5	13.1	13.3
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	227.3	237.7	246.1	253.4	258.7
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.1	264.5	272.6	279.2	285.4	289.0
Umwandlungssektor											
Fernwärme: Einsatz ohne Abfall	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.7	12.6
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	446.7	475.8	465.5	432.9	517.6	599.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	452.2	481.3	486.3	468.7	475.6	557.8
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	452.2	481.3	486.3	468.7	475.6	494.5
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	446.7	475.8	465.5	432.9	439.8	444.1
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'085.6	1'109.0	1'095.3	1'057.8	1'141.0	1'220.2
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'091.1	1'114.5	1'116.1	1'093.6	1'099.0	1'178.2
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'091.1	1'114.5	1'116.1	1'093.6	1'099.0	1'114.9
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'085.6	1'109.0	1'095.3	1'057.8	1'063.2	1'064.6
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	585.5	577.7	572.1	565.2	560.9	553.9
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	598.7	591.0	624.5	656.3	652.1	645.0
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	598.7	591.0	624.5	656.3	652.1	683.4
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	585.5	577.7	572.1	565.2	560.9	553.9
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 5-42 **Szenario I BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.4	10.9	10.4	9.8	9.3	8.8
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.4	4.2	4.1	4.0	3.9
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.8	5.8	5.8	5.6	5.6	5.6
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	17.5	17.3	17.4	17.5	17.7	17.8
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	39.2	38.4	37.8	37.1	36.7	36.3
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	5.9	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	5.9	8.0
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.6	40.8	40.2	39.6	39.2	38.6
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	42.3	41.5	43.1	44.6	44.2	43.6
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	42.3	41.5	43.1	44.6	44.2	45.7
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.6	40.8	40.2	39.6	39.2	38.6
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	48.8	41.2	38.1	36.6	35.9
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.1	3'511.2	2'531.6	1'862.7	1'710.0	1'614.0	1'420.5
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.0	0.1	0.0	-0.1
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.2	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.2	25.8
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.0	0.1	0.0	-0.1

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Verteilung des erhöhten BIP-Wachstums auf das Wachstum der Mengengrössen und die erhöhte Effizienzinvestitionen bedeutet für die Energienachfrage gegenläufig wirkende Impulse. Im Ergebnis führen diese zu einem Wachstum der Endenergienachfrage in 2035 gegenüber 2000 um 6.7 %, zu einem Wachstum der Elektrizitätsnachfrage um 35.9 %, zu einem Rückgang der fossilen Energieträger bei den Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizitätserzeugung) von 7.5 % und zu einem Wachstum der Erneuerbaren (Wärme und Treibstoffe, ohne regenerativ erzeugten Strom) um 38 % (vgl. Tabelle 5-43).

Tabelle 5-43 **Szenario I BIP hoch**
Ergebnisse in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	845.2	851.4	858.5	861.8	867.0	869.5
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	227.3	237.7	246.1	253.4	258.7
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.4	556.8	547.4	540.0	531.9	526.7	521.1
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	56.8	59.8	63.5	66.2	69.0	71.8

Prognos 2006

Die Aufteilung der Nachfrage nach Energieträgern ist in Tabelle 5-44 und in Figur 5-33 abgebildet.

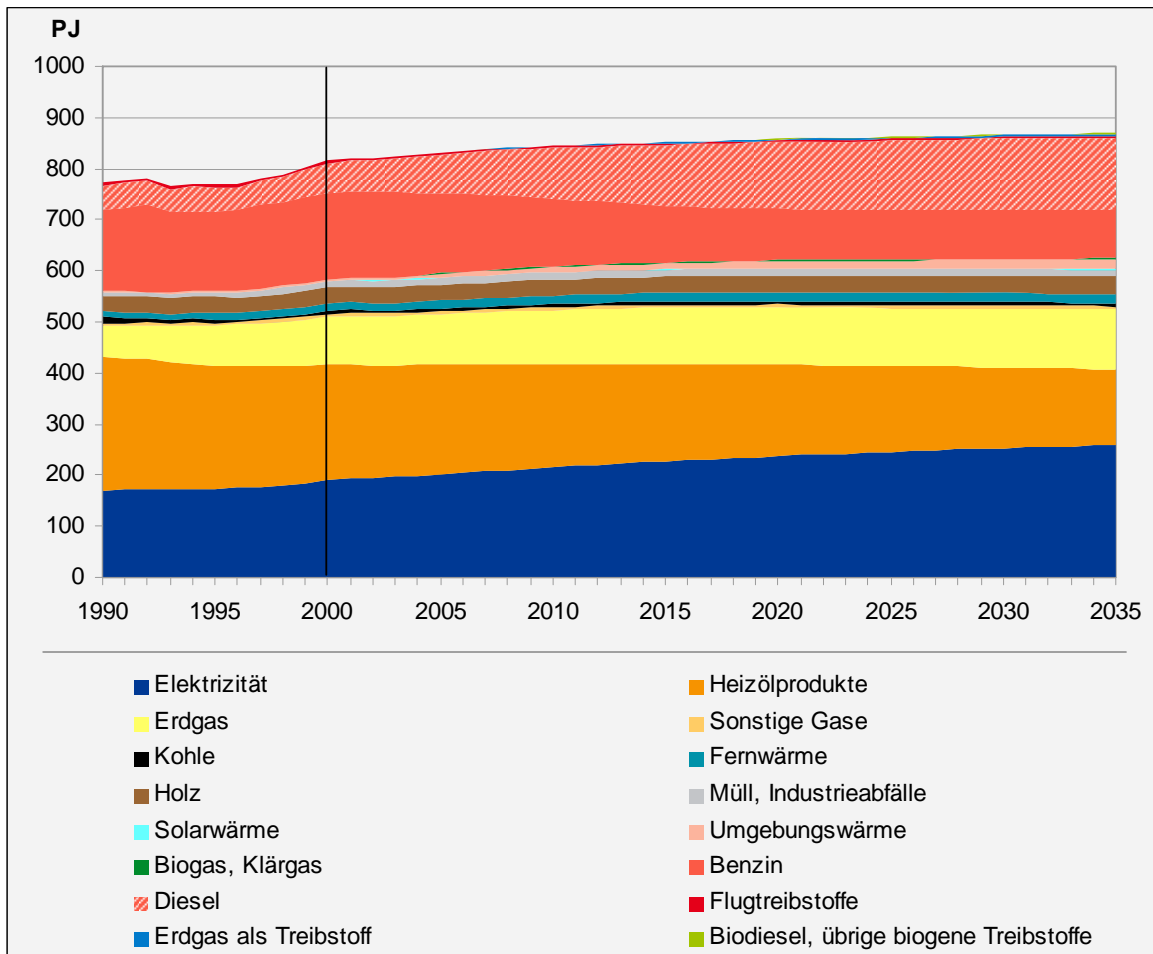
Die Entwicklung ist derjenigen in Szenario I Trend recht ähnlich: Die Energieträgerstruktur wird von Elektrizität und fossilen Energieträgern dominiert. Das Wachstum der Gesamtnachfrage zwischen 2000 und 2035 ist mit 6.7 % höher als das in der Variante Trend mit 1.7 %, wobei dieses Wachstum vor allem vom Wachstum der Stromnachfrage und der Treibstoffe (absolut und relativ) dominiert ist. Die Nachfrage nach Heizöl als Wärmeträger reduziert sich aufgrund von Effizienzmassnahmen und Substitutionseffekten geringfügig gegenüber der Trendvariante in 2035 (-1.5 PJ), die Erdgasnachfrage steigt (3.8 PJ). Die erneuerbaren Energieträger (vor allem Umgebungswärme und biogene Treibstoffe) wachsen etwas stärker als in der Trendvariante.

Tabelle 5-44 **Szenario I BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	227.3	237.7	246.1	253.4	258.7
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	202.9	191.0	179.2	167.4	157.6	148.6
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	104.8	109.4	111.8	113.4	115.3	117.4
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.8	5.9	5.8	5.8	5.8	5.8
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.6	6.5	6.5	6.6	6.6	6.6
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.1	16.8	17.4	17.6	17.8	17.9
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.3	31.7	32.6	33.1	33.3	33.4
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.0	13.9	13.9	13.6	13.6	13.7
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.8	11.2	13.4	15.4	17.2	18.8
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	133.8	112.0	101.1	97.1	95.8	94.7
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	98.7	118.0	130.3	135.7	139.3	141.5
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.6	1.1	1.7	2.4
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.5	2.2	2.7	3.1	3.4
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	845.2	851.4	858.5	861.8	867.0	869.5

Prognos 2006

Figur 5-33 **Szenario I BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Nachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 5-45 und Figur 5-34 dargestellt.

Tabelle 5-45 **Szenario I BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

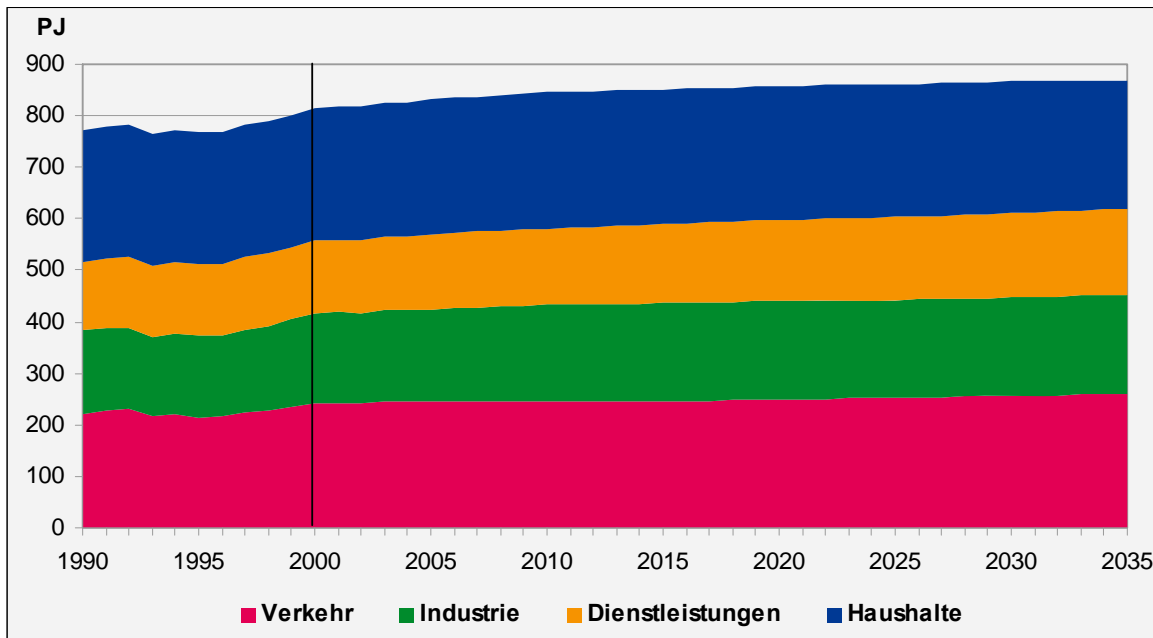
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	247.2	246.1	249.3	252.2	256.2	258.4
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.9	185.4	189.9	191.7	190.4	191.0	193.7
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.0	148.9	153.0	157.2	160.7	164.3	167.7
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	263.8	262.5	260.3	258.4	255.5	249.8
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	845.2	851.4	858.5	861.8	867.0	869.5

Prognos 2006

Auch hier ist das Bild gegenüber der Trendvariante ähnlich: Das (moderate) Wachstum der Gesamtnachfrage ist dominiert von den Sektoren Dienstleistungen und Industrie. Im Einzelnen lassen sich dennoch einige Unterschiede ausmachen, an denen sich zeigt, wie verschieden das erhöhte BIP auf die einzelnen Sektoren wirkt: Während die Endenergienachfrage im Verkehrssektor in der Trendvariante zwischen 2000 und 2035 um 1.3 %

abnimmt, wächst sie in der Variante „BIP hoch“ um 7.4 %. Im Industriesektor wächst die Nachfrage in der Trendvariante um 4.1 %, in der Variante „BIP hoch“ um 10.6 %.

Figur 5-34 **Szenario I BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Im Dienstleistungssektor wächst die Nachfrage in der Trendvariante um 15.4 %, in der Variante BIP hoch um 18.8 %. Im Sektor Private Haushalte nimmt die Nachfrage in der Trendvariante um 4.0 % ab, während sie in der Variante BIP hoch nur mehr um 3.3 % zurück geht.

In Tabelle 5-46 sowie Figur 5-35 ist die sektorale Elektrizitätsnachfrage in der Variante BIP hoch dokumentiert.

Tabelle 5-46 **Szenario I BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

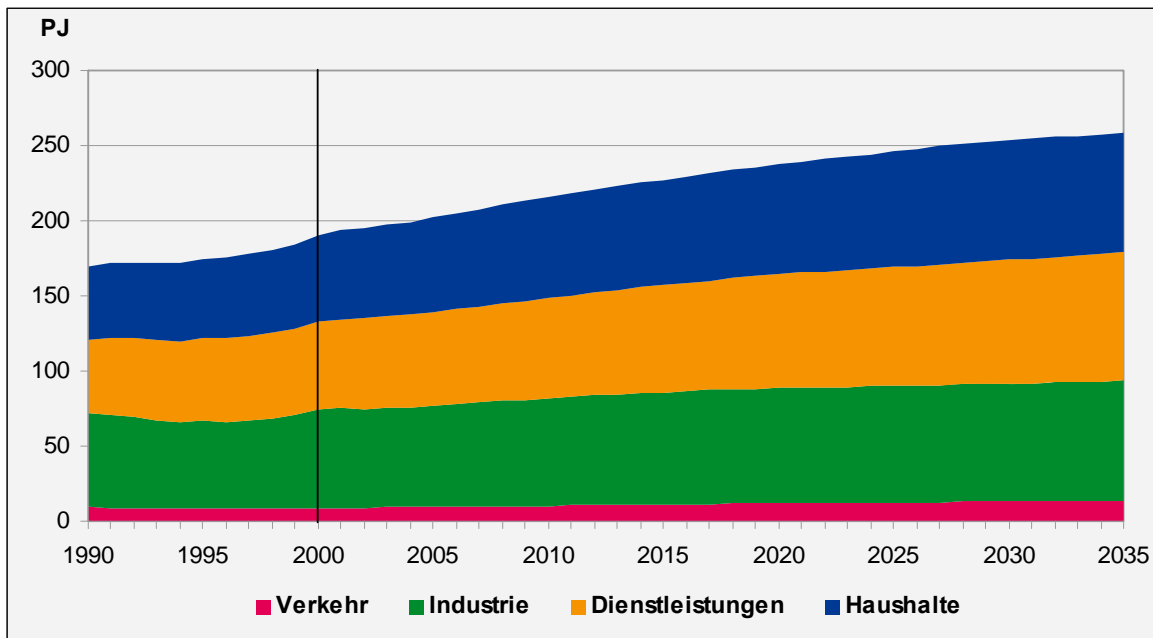
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	11.1	12.0	12.5	13.1	13.3
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	71.7	74.7	77.0	77.4	78.4	80.3
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.8	71.3	75.5	79.1	82.3	85.1
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.8	70.1	73.3	77.0	79.6	79.9
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	227.3	237.7	246.1	253.4	258.7

Prognos 2006

Wie in der Trendvariante wird das Wachstum mengenmässig und relativ von den Sektoren Industrie und Dienstleistungen dominiert. Das Elektrizitätsnachfragewachstum im Verkehrssektor zwischen 2000 und 2035 beträgt in der Trendvariante 33.3 %, in der Variante „BIP hoch“ 50.3 %. Diese Zunahme fällt lediglich aufgrund des geringen Anteils an der Gesamtnachfrage nicht so stark ins Gewicht. Das Nachfragewachstum im Industriesektor beträgt in der Trendvariante 14.7 %, in der Variante „BIP hoch“ 23.1 %. Im Dienstleis-

tungssektor beträgt es in der Trendvariante 40.3 %, in der Variante „BIP hoch“ 45.1 %. Im Haushaltssektor beträgt es in der Trendvariante 33.3 %, in der Variante „BIP hoch“ 38.8 %.

Figur 5-35 **Szenario I BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 5-47 und Figur 5-36 sind die CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe, ohne Elektrizitätserzeugung) nach Sektoren abgebildet. Gegenüber 1990 und 2000 sinken die Emissionen bis 2035 um 9.2 % ab, jedoch deutlich weniger stark als in der Trendvariante mit 13.1 % Absenkung. Der Beitrag der einzelnen Sektoren zu dieser (reduzierten) Absenkung ist im Vergleich mit der Trendvariante recht unterschiedlich:

Tabelle 5-47 **Szenario I BIP hoch**
CO₂-Emissionen der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t

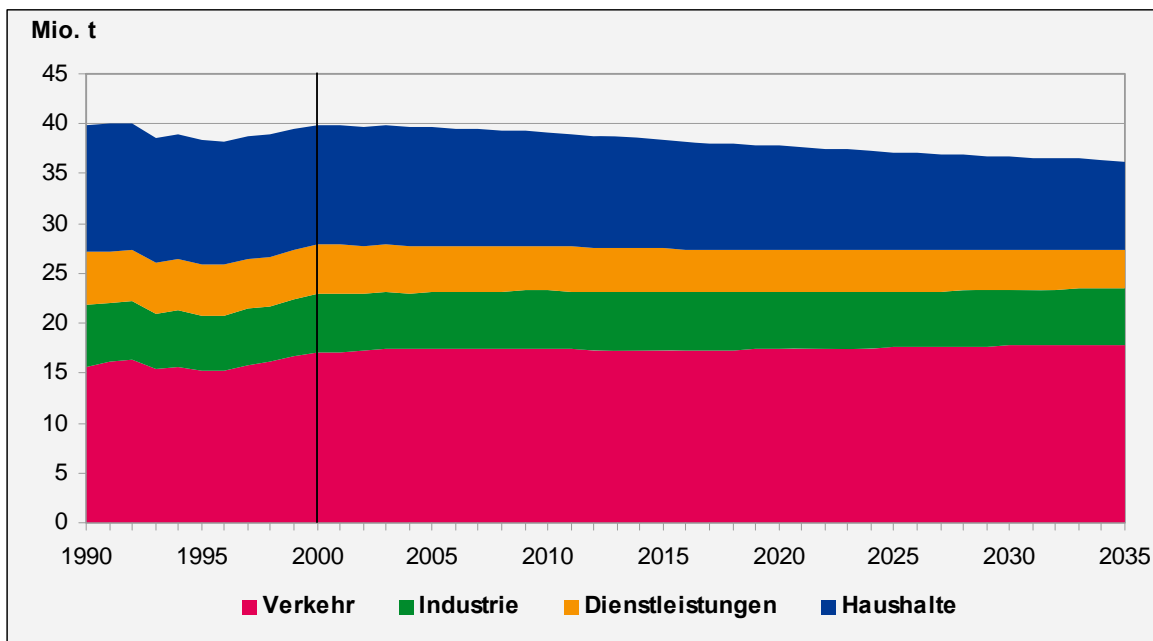
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	17.5	17.3	17.4	17.5	17.7	17.8
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.8	5.8	5.8	5.6	5.6	5.6
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.4	4.2	4.1	4.0	3.9
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.4	10.9	10.4	9.8	9.3	8.8
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	39.2	38.4	37.8	37.1	36.7	36.3

Prognos 2006

Im Verkehrssektor nehmen die Emissionen aus dem Treibstoffverbrauch trotz verstärkten Einsatzes von Biokraftstoffen um 4.3 % zu, während sie in der Trendvariante um 3.7 % abnehmen. Im Industriesektor nehmen die in der Trendvariante um 8.9 % ab, während die Reduktion in der Variante „BIP hoch“ nur noch 3.0 % beträgt. Im Dienstleistungssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 21.5 %, in der Variante „BIP hoch“ 20.0 %. Im Haushaltssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 24.5 %, während sie in der Variante „BIP hoch“ sogar auf 26.8 % ansteigt. Der Haushaltssektor ist also der einzige

Sektor, bei dem das höhere BIP zu deutlich erhöhter CO₂-Effizienz führt. Dies wird nur zum Teil durch verstärkten Stromkonsum (z. B. Wärmepumpen) erreicht bzw. kompensiert, da das Wachstum der Stromnachfrage verglichen mit den anderen Sektoren nicht erhöht ist.

Figur 5-36 **Szenario I BIP hoch**
CO₂-Emissionen der Nachfrage nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Tabelle 5-48 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Sensitivität „BIP hoch“ im Vergleich zur Trendvariante absolut und relativ zusammen.

Tabelle 5-48 **Szenario I BIP hoch**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	54.4	6.7%	38.6	4.6%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	68.3	35.9%	13.0	5.3%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-3.7	-9.2%	1.5	4.5%

Prognos 2006

Das in 2035 gegenüber der Trendvariante um insgesamt 21 % erhöhte BIP führt zu einer um 4.6 % erhöhten Nachfrage an Endenergie, wobei besonders die Elektrizitätsnachfrage um 5.3 % erhöht ist. Den grössten Beitrag zu dieser Nachfragesteigerung liefern der Verkehrs- und der Industriesektor.

Das BIP-Wachstum schlägt also bei einer „Politik wie bisher“ abgeschwächt auf die Energienachfrage, die Elektrizitätsnachfrage und die brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen durch. Effizienzmassnahmen und Strukturwandel können das Nachfrage- und

Emissionswachstum reduzieren, das durch die Zunahme der Mengengrößen (Verkehrsleistung, Produktionsmengen, Konsum) induziert wird; kompensieren oder gar durch Beschleunigung von technologischen Entwicklungen umkehren können sie es nicht.

Die CO₂-Emissionen verfehlen in 2010 das Kyoto-Ziel (-10 % gegenüber 1990) deutlich und erreichen selbst dieses in 2035 nur knapp. Jedes weiter gehende mögliche Post-Kyoto-Ziel wird mit inländischen Massnahmen deutlich verfehlt.

5.10.2 Sensitivität Preis 50 \$

In der Sensitivität „Preis 50 \$“ bzw. 50 \$/bbl Rohöl wird die Empfindlichkeit der Szenarienergebnisse auf die Abhängigkeit von den Weltmarkt-Energiepreisen untersucht. Hierfür werden ab 2006 die Weltmarkt-Rohölpreise auf 50 \$/bbl gesetzt und als real konstant (unabhängig von kurzfristigen Fluktuationen) angenommen.

Die Auswirkungen dieser Erhöhung um 67 % gegenüber dem Preisszenario „Trend“ im Jahr 2006 und noch 50 % im Jahr 2035 auf die Endenergiepreise sind je nach Energieträger und Verwendungszweck (Brenn- oder Treibstoff) aufgrund der unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen und Abgaben verschieden: Beim Heizöl extra leicht für Heizzwecke (Haushalte, Dienstleistungen) beträgt die Erhöhung 44 %, beim Erdgas 24 %; bei den Treibstoffen beträgt die Erhöhung beim Benzin 13 %, bei Diesel für nicht-gewerbliche Zwecke 14 %, bei Diesel für gewerbliche Zwecke 16 %, dies allerdings aufgrund der fehlenden Mehrwertsteuer auf niedrigerem Niveau als bei den Haushalten.

Aufgrund der geringen Abhängigkeit der schweizerischen Strompreise von fossilen Rohstoffen ziehen die Strompreise erst im Laufe der Zeit geringfügig nach; die Preisdifferenz zwischen den verschiedenen Varianten bei den Haushalten beträgt 6.5 % in 2035.

Der Preisimpuls wirkt sich geringfügig auf die Verkehrsmengengerüste aus: In 2006 liegt die Verkehrsleistung im Personenverkehr Strasse 0.3 % unter der der Trendvariante, in 2010 um 1.5 % darunter, in 2020 um 1.6 % und in 2035 (aufgrund der allmählichen Erhöhung der Preise in der Trendvariante wieder) um 1.5 %. Im Personenschienenverkehr ist aufgrund von Verschiebungseffekten ein gegenläufiger Effekt zu sehen: In 2006 ist die Leistung um 1.9 % erhöht, in 2010 um 3.2 %, in 2020 um 3.2 % und in 2035 um 2.8 %.

Die Energiebezugsflächen als solche verändern sich nicht. Allerdings werden bei den Heizsystemen und Energieträgern Effizienzerhöhungen und Substitutionen aufgrund der veränderten Preisrelationen erfolgen.

In Tabelle 5-49 sind die Rahmendaten und wesentliche Ergebnisse der Sensitivität zusammengefasst.

Tabelle 5-49 **Szenario I Preis 50 \$**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.1	122.9	126.5	128.6	130.8	133.5
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise I Preis 50 \$ Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	57.0	63.8	65.8	66.7	67.6	67.8	68.0
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	7.2	8.4	8.6	8.7	8.8	8.9	8.9
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.5	47.5	49.6	51.8	54.0	56.4
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.6	18.3	18.8	19.0	18.8
Preise I Preis 50 \$ Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	577.4	646.5	664.4	667.6	670.5	672.8	674.7
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	446.8	513.5	530.5	533.2	535.6	537.5	539.0
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.8
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	10.1	10.7	11.2	11.6	11.5
Preise I Preis 50 \$ Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	262.3	258.8	254.3	250.3	246.3	239.5
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	147.1	149.1	151.2	152.7	154.1	155.7
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.8	181.7	184.1	184.1	181.1	179.7	180.3
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	236.5	231.7	230.2	228.9	229.1	230.2
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.7	827.6	823.7	819.8	813.0	809.2	805.6
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	70.2	73.1	76.7	79.8	80.4
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	70.7	74.4	77.4	80.2	82.4
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.4	72.3	74.7	76.0	75.8	75.7	75.7
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.3	215.9	226.2	234.6	241.3	247.3	250.3
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.1	264.5	272.6	279.2	285.4	289.0
Umwandlungssektor											
Fernwärme: Einsatz ohne Abfall	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.7	12.6
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	447.1	474.8	462.4	428.3	511.7	591.7
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	452.6	480.3	483.2	464.1	469.7	549.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	452.6	480.3	483.2	464.1	469.7	486.4
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	447.1	474.8	462.4	428.3	433.9	436.1
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'067.7	1'080.9	1'056.1	1'008.5	1'082.7	1'155.8
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'073.2	1'086.4	1'076.9	1'044.3	1'040.6	1'113.7
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'073.2	1'086.4	1'076.9	1'044.3	1'040.6	1'050.5
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'067.7	1'080.9	1'056.1	1'008.5	1'004.8	1'000.1
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	565.9	548.7	533.4	517.6	505.2	494.0
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	579.1	561.9	585.8	608.7	596.3	585.2
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	579.1	561.9	585.8	608.7	596.3	623.5
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	565.9	548.7	533.4	517.6	505.2	494.0
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert ¹⁾ inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 5-49 **Szenario I Preis 50 \$**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.5	9.8	9.1	8.4	7.8
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.1	3.9	3.7	3.5	3.3
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.4	5.3	5.1	5.0	5.0
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	16.3	16.1	15.9	15.9	15.9
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	37.8	36.3	35.0	33.7	32.7	32.0
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	6.0	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	6.0	8.0
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.2	38.7	37.5	36.2	35.2	34.4
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.9	39.5	40.4	41.2	40.2	39.4
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.9	39.5	40.4	41.2	40.2	41.5
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.2	38.7	37.5	36.2	35.2	34.4
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.0	48.5	40.8	37.7	36.1	35.4
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'054.6	3'516.7	2'534.9	1'859.5	1'703.1	1'601.9	1'404.3
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.0	0.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	25.9
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.0	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
(die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die erhöhten Preise der fossilen Endenergieträger führen zu einer Abnahme der Gesamtenergienachfrage um 1.2 % in 2035 gegenüber 2000. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 31.5 %. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern reduziert sich um 18.1 %, während die nach Erneuerbaren bei den Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizität) sich um 60 % erhöht. Ihr Anteil an der Endenergienachfrage steigt somit von 5.7 % auf 9.3 %. (vgl. Tabelle 5-47)

Tabelle 5-50 **Szenario I Preis 50 \$
Ergebnisse**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	827.6	823.7	819.8	813.0	809.2	805.6
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.3	215.9	226.2	234.6	241.3	247.3	250.3
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.2	537.2	518.4	501.3	484.3	470.9	461.3
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.5	58.2	61.8	66.0	69.2	72.4	75.2

Prognos 2006

In Tabelle 5-51 ist die Nachfrage nach Energieträgern in der Zeitreihe aufgeschlüsselt und in Figur 5-37 optisch dargestellt.

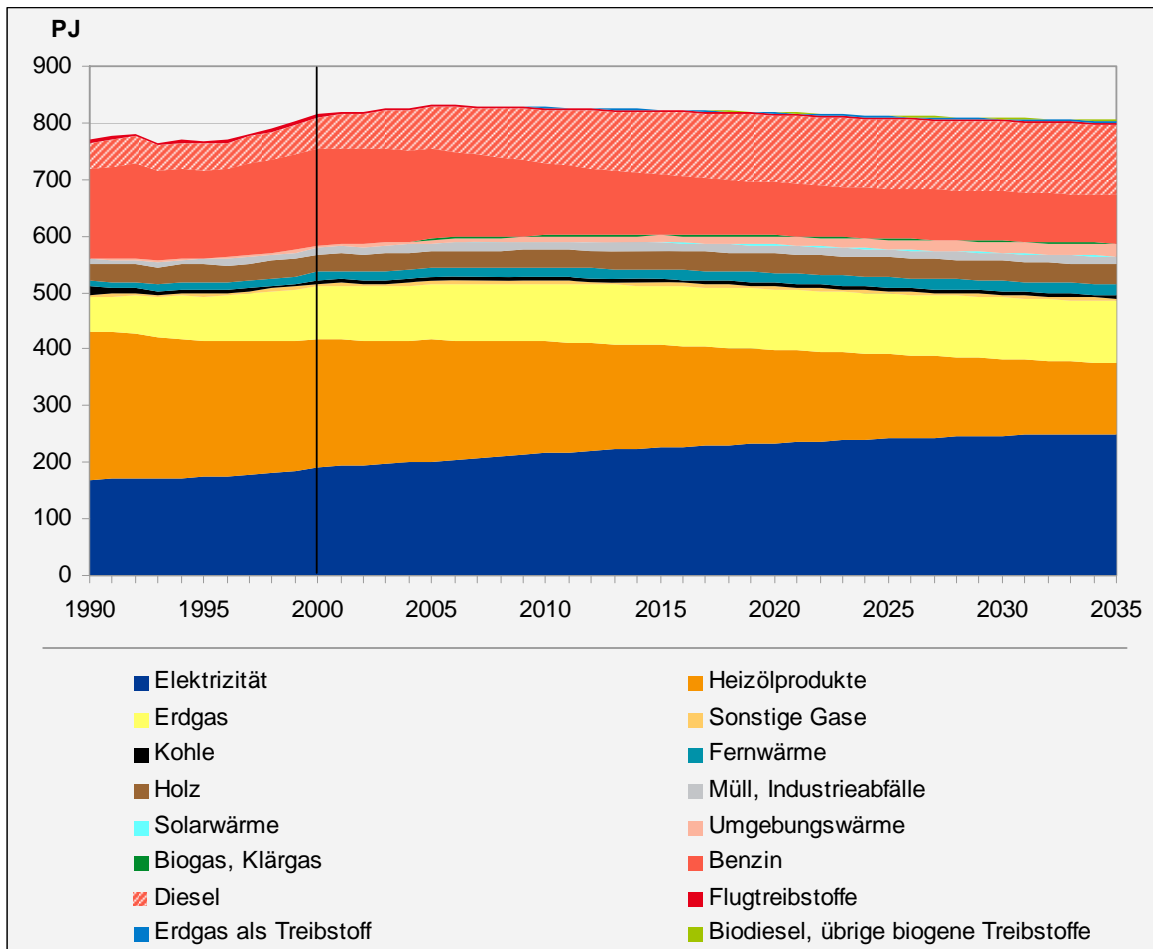
Tabelle 5-51 **Szenario I Preis 50 \$
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.3	215.9	226.2	234.6	241.3	247.3	250.3
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	213.9	196.9	180.5	164.8	149.4	136.1	124.8
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	102.1	105.4	106.6	107.1	107.8	109.3
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.4	5.4	5.2	5.1	5.0	4.9
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	6.3	6.2	6.2	6.1	6.0
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.3	17.2	17.9	18.3	18.6	18.8
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.9	32.6	33.9	34.6	35.0	35.3
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.5	14.4	14.3	13.9	13.8	13.7
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	1.0	1.2	1.4	1.6
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	9.1	11.7	14.2	16.5	18.6	20.4
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	128.2	105.6	94.0	89.0	86.8	85.3
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	93.9	110.5	119.3	121.9	123.1	124.6
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.6	1.0	1.5	2.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.5	2.1	2.5	2.9	3.1
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	827.6	823.7	819.8	813.0	809.2	805.6

Prognos 2006

Wie in der Trendvariante zeigt sich eine ungefähre Konstanz der Nachfrage, die in der Binnenaufteilung nach Energieträgern von Elektrizität und fossilen Energieträgern dominiert wird. Die Gesamtnachfrage reduziert sich zwischen 2000 und 2035 um 1.2 % gegenüber einem Wachstum in der Variante Trend mit 1.7 %. Die Nachfrage nach Heizöl als Wärmeträger reduziert sich aufgrund von Effizienzmassnahmen und Substitutionseffekten vor allem in Richtung Holz und Wärmepumpen gegenüber der Trendvariante in 2035 deutlich (25.3 PJ, 16.9 %), die Erdgasnachfrage geringfügig (4.3 PJ, 3.8 %). Hierzu tragen die gegenläufigen Effekte Effizienzverbesserung und Substitutionsgewinne bei. Die fossilen Treibstoffe werden geringfügig weniger nachgefragt: Benzin um 3.1 PJ (3.5 %), Diesel 4.2 PJ (3.3%). Die erneuerbaren Energieträger werden gegenüber der Trendvariante in 2035 stärker nachgefragt: Umgebungswärme um 2.5 PJ (14 %), Solarwärme um 0.2 PJ (14 %), Holz 3.1 PJ (9.1 %), biogene Treibstoffe um 1.1 PJ (50 %).

Figur 5-37 **Szenario I Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Aufteilung der Endenergienachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 5-52 und Figur 5-38 abgebildet.

Tabelle 5-52 **Szenario I Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

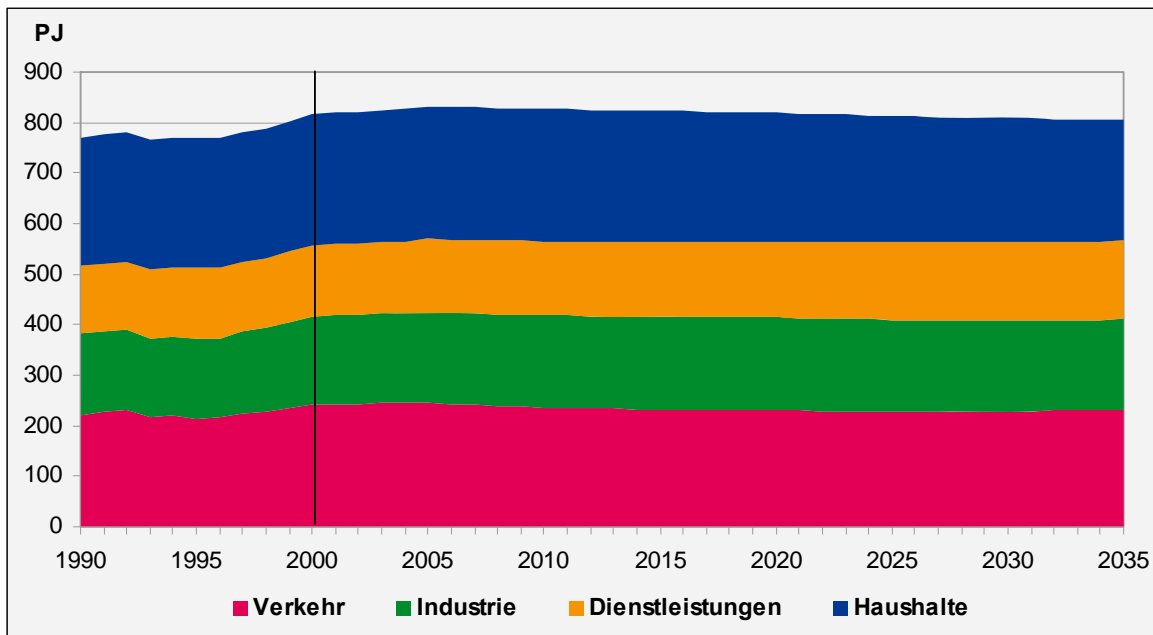
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	236.5	231.7	230.2	228.9	229.1	230.2
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.8	181.7	184.1	184.1	181.1	179.7	180.3
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	147.1	149.1	151.2	152.7	154.1	155.7
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	262.3	258.8	254.3	250.3	246.3	239.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	827.6	823.7	819.8	813.0	809.2	805.6

Prognos 2006

Die „ungefähre Konstanz“ (leichte Reduktion) der Endenergienachfrage im Gegensatz zur leichten Erhöhung in der Trendvariante erfolgt durch eine gegenüber der Trendvariante in allen Sektoren leicht reduzierte Entwicklung: Im Verkehrssektor erfolgt eine Reduzierung der Nachfrage zwischen 2000 und 2035 in der Variante „Preis 50 \$“ 4.3 % im Vergleich zur Reduktion um 1.3 % in der Trendvariante. Im Industriesektor erfolgt ein Nachfragewachstum um 2.9 % im Vergleich zu 4.1 % in der Trendvariante. Im Dienstleistungssektor

beträgt das Nachfragewachstum 10.3 % im Vergleich zu 15.4 % (Trendvariante), und im Haushaltssektor reduziert sich die Nachfrage um 7.3 % gegenüber 4.0 % in der Trendvariante.

Figur 5-38 **Szenario I Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Die sektorale Aufteilung der Elektrizitätsnachfrage ist in Tabelle 5-53 und in Figur 5-39 abgebildet.

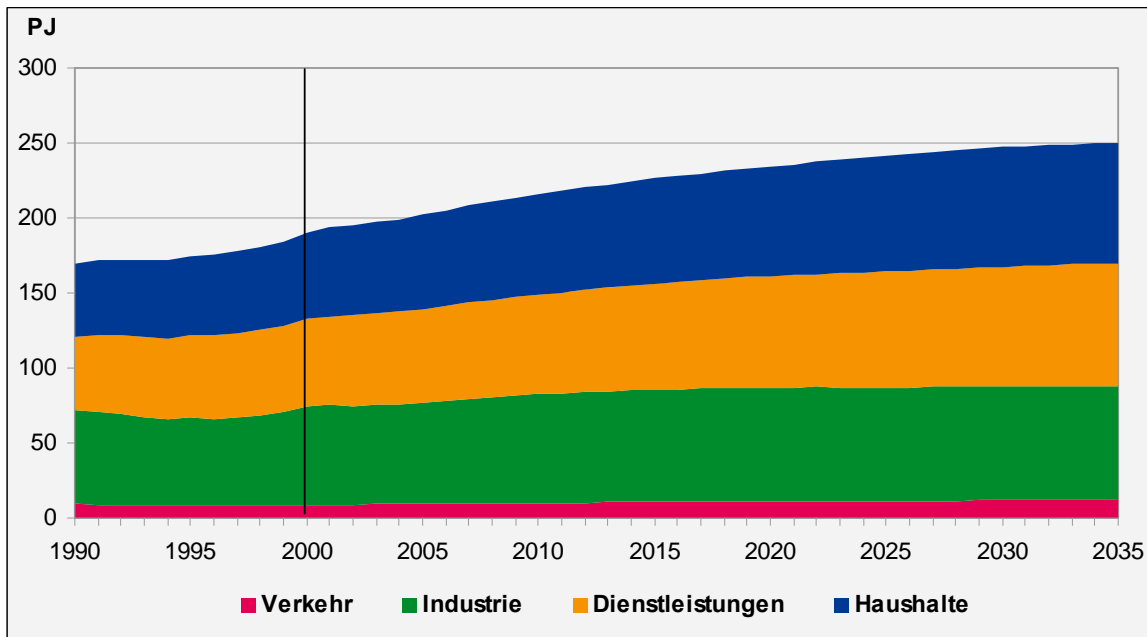
Das Wachstum der Elektrizitätsnachfrage zwischen den Jahren 2000 und 2035 ist mit 31.5 % gegenüber der Trendvariante leicht erhöht. Es setzt sich wie folgt zusammen: Die Entwicklung im Verkehrssektor ist mit einer Zunahme von 33.3 % unverändert. Die leicht erhöhte Nachfrage im Schienenverkehr wird durch Auslastungseffekte erreicht. Im Industriesektor beträgt das Wachstum 16.0 % gegenüber 14.7 % aufgrund von Substitutionseffekten, im Dienstleistungssektor 50.4 % im Vergleich zu 40.3 % in der Trendvariante. Dies ist ein Ergebnis der gegenläufigen Effekte von Effizienz (erhöhte Auslastung) und Substitution. Im Haushaltssektor beträgt das Wachstum 39.6 % im Vergleich zu 33.3 % in der Trendvariante, was vor allem auf Substitutionseffekte (Wärmepumpen, aber auch Elektrodirektheizungen, vor allem in Zweit- und Ferienwohnungen) zurückzuführen ist.

Tabelle 5-53 **Szenario I Preis 50 \$**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.4	72.3	74.7	76.0	75.8	75.7	75.7
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	70.7	74.4	77.4	80.2	82.4
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	70.2	73.1	76.7	79.8	80.4
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.3	215.9	226.2	234.6	241.3	247.3	250.3

Prognos 2006

Figur 5-39 **Szenario I Preis 50 \$**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 5-54 und Figur 5-40 sind die CO₂-Emissionen, die aus der Nachfrage nach Brenn- und Treibstoffen resultieren (ohne Stromerzeugung), dargestellt.

Tabelle 5-54 **Szenario I Preis 50 \$**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

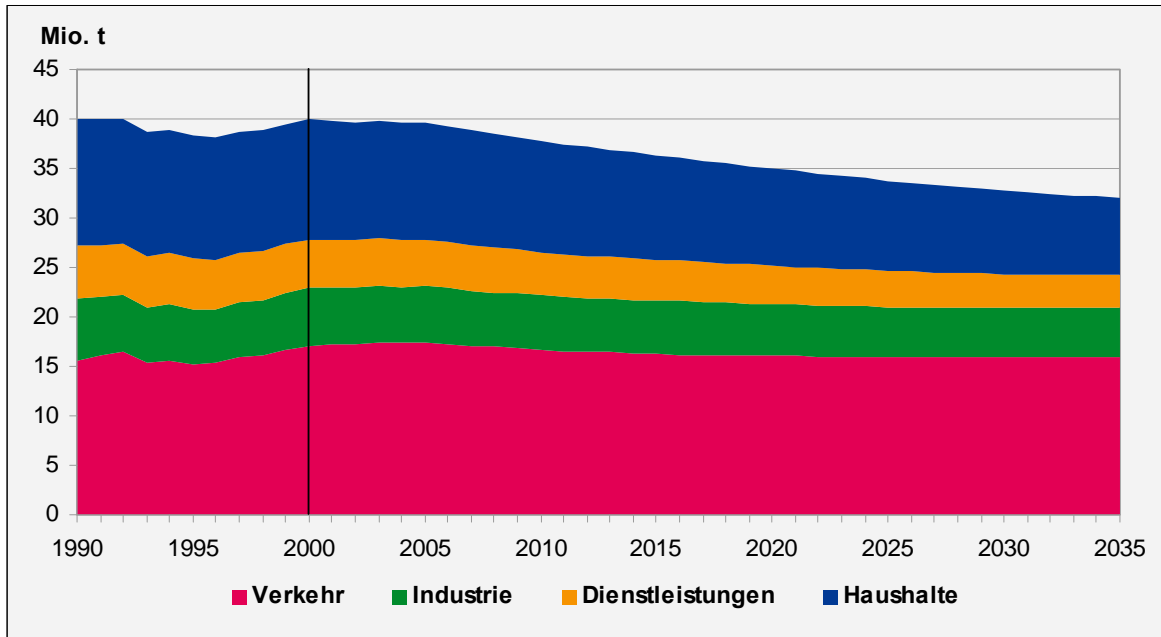
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	16.3	16.1	15.9	15.9	15.9
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.4	5.3	5.1	5.0	5.0
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.1	3.9	3.7	3.5	3.3
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.5	9.8	9.1	8.4	7.8
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	37.8	36.3	35.0	33.7	32.7	32.0

Prognos 2006

Die Emissionen werden in 2035 gegenüber 2000 und 1990 um 19.8 % reduziert – im Vergleich zu 13.1 % in der Trendvariante. Wie in der Trendvariante werden die grössten Beiträge hierzu von den Sektoren Private Haushalte (mit 35.8 %, Trendvariante 24.9 %) und Dienstleistungen (32.6 %, Trendvariante 21.9 %) aufgrund der Effizienzmöglichkeiten im Brennstoffbereich erbracht. Der Industriesektor trägt mit einer Reduktion von 13.3 % (Trendvariante 8.9 %) und der Verkehrssektor mit einer Reduktion um 7.1 % (Trendvariante 3.7 %) zur Reduktion bei.

In 2010 wird mit einer Reduktion um 5.2 % das Kyoto-Ziel nicht erreicht.

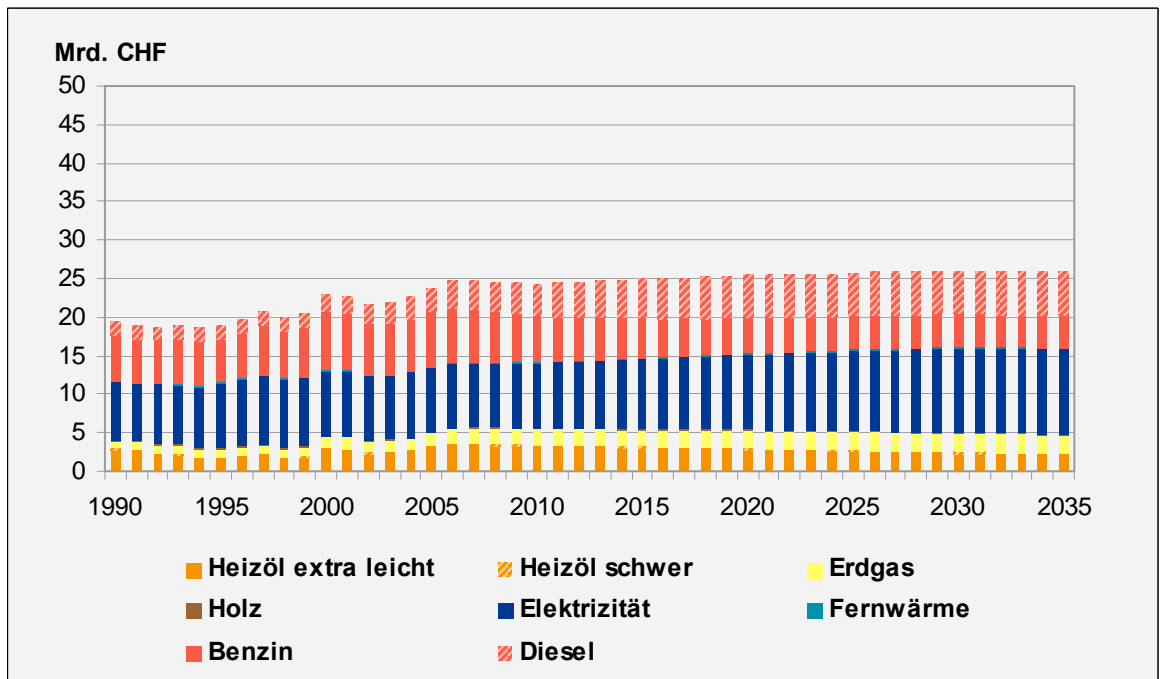
Figur 5-40 **Szenario I Preis 50 \$**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die Energierechnung erhöht sich um ca. 2.6 Mrd. CHF oder 9 % gegenüber der Trendvariante.

Figur 5-41 **Szenario I Preis 50 \$**
Energieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF



Prognos 2007

Tabelle 5-55 fasst die wichtigsten Ergebnisse auch in Relation zur Trendvariante zusammen.

Tabelle 5-55 **Szenario I Preis 50 \$**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-9.5	-1.2%	-25.2	-3.0%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	60.0	31.5%	4.7	1.9%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-7.9	-19.8%	-2.7	-7.8%

Prognos 2006

Im Ergebnis zeigt sich, dass ein scheinbar hoher Preisimpuls der Weltmarkt-Rohölpreise von 67 % mit einer Erhöhung der Heizölpreise um 44 % und einer Erhöhung der Treibstoffpreise um 13 % in der Endenergienachfrage lediglich einen Rückgang von 3 % in 2035 in der Trendvariante bewirkt. Der Rückgang der fossilen Energieträger beträgt 7.6 % gegenüber der Trendvariante, was mit dem Rückgang der CO₂-Emissionen um 7.8 % korrespondiert. Der Gebäudesektor trägt mit Effizienz und Erneuerbaren am stärksten zu dieser Veränderung bei; der Verkehrssektor ist am wenigsten reaktiv – allerdings kommt von der Preisänderung beim Rohöl dort auch aufgrund der Preisbildungsmechanismen am wenigsten „an“.

Eine starke Reduktion der CO₂-Emissionen z. B. um 35 % oder mehr oder eine starke Reduktion der Gesamtnachfrage oder pro-Kopf-Nachfrage als Voraussetzung für einen Einstieg in eine regenerative Energiewirtschaft ist mit „weiter wie bisher“ und „hohe Preise“ nicht zu erreichen – dafür wären stärkere Impulse erforderlich.

5.10.3 Sensitivität Klima wärmer

In der Sensitivität „Klima wärmer“ wird untersucht, welche Auswirkungen eine Klimaerwärmung hat, die entsprechend der IPCC-Szenarien [OcCC 2004] zu einem Anstieg der mittleren Jahrestemperaturen um 2 °C bis zum Jahr 2050 führt. Bis zum Jahr 2035 bedeutet dies einen durchschnittlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur um 1.25 °C, der sich in der Schweiz unterschiedlich auf die mittleren Tagestemperaturen in den Sommer- und Wintermonaten auswirkt: In den Wintermonaten September – Mai erhöht sich die Tagesmitteltemperatur um 1 °C, in den Sommermonaten Juni – August um 2 °C. Da die Klimamodelle bis zum Zeitpunkt der Rechnungen (2005) noch keine regionalisierten eindeutigen Zeitreihentrends auswiesen, wird der Anstieg von 2005 bis 2035 zunächst als Modellannahme linear unterstellt. Eine solche Annahme wird durch eine Analyse des Ex-Post-Trends der Heiz- und Kühlgradtage der letzten dreissig Jahre gestützt (vgl. Sektorbericht Private Haushalte, [Prognos 2006b]).

Damit reduzieren sich die Heizgradtage (und nachfolgend der Heizwärmebedarf der Gebäude) gegenüber dem langjährigen Mittel 1984 – 2004 bis 2035 um ca. 10 %.

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.

Die Zahl der – analog zu den Heizgradtagen gebildeten – Kühlgradtage (Summe der Zahl der Tage, deren 24-Stunden-Mittel über 18.3 °C liegt, jeweils multipliziert mit der Differenz zwischen der Tagesmitteltemperatur und 18.3 °C) steigt von heute 122 auf 235 in 2035.

Dies bedeutet nahezu eine Verdoppelung. Da der Kühlleistungsbedarf in den meisten technischen Modellierungen als proportional zu den Kühlgradtagen angenommen wird, führt dies zu einer Verdoppelung der benötigten Kühlarbeit. Wenn mit der Häufung warmer Sommer gerechnet wird, so wird sich die Ausstattung der Wohnungen mit Kühlgeräten von heute unter 1 % auf über 50 % vervielfachen (Wachstum der gekühlten Flächen im Sektor Private Haushalte von 2 Mio. m² in 2005 auf 191 Mio. m² in 2035). Entsprechend der Szenarioanlage „Politik weiter wie bisher“ wird in diesem Falle nicht damit gerechnet, dass sich Bauweisen effektivieren oder besonders effiziente Kühlanlagen eingebaut werden, sondern es wird vor allem mit einer Nachrüstung dezentraler Einzelanlagen gerechnet. Daneben wird mit einer geringfügig erhöhten Arbeitsnachfrage von Kühl- und Gefriergeräten gerechnet, um bei höheren Aussentemperaturen die entsprechenden Kühlresultate bereitzustellen.

In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen greifen für die Raumheizung und Klimatisierung grundsätzlich die gleichen Mechanismen. Im Dienstleistungssektor ist allerdings zu beachten, dass auch in der Trendvariante im Rahmen des so genannten „intra-sektoralen Strukturwandels“ und der zunehmenden Technisierung der Gebäude mit einer starken Durchdringung der Gebäude mit Klimatisierungsanlagen gerechnet wird. Im Industriesektor führen die erhöhten Sommertemperaturen theoretisch zu einer Verringerung des Energieaufwandes für die Erzeugung von Prozesswärme. Aufgrund der grossen Temperaturdifferenzen, die hier zu überwinden sind, bleibt dieser Effekt unter 0.1 % und wird daher nicht explizit modelliert.

Im Verkehrssektor sind 70 % der Fahrzeuge bereits heute mit Klimaanlage ausgestattet; der Anteil von Neuwagen mit Klimaanlage beträgt über 90 %. Für die Sensitivität wird mit einer den sommerlichen Temperaturverhältnissen entsprechenden verstärkten Nutzung der Klimaanlage ausgegangen.

Für Einzelheiten zu den entsprechenden Annahmen bei der Ableitung der entsprechenden Mengeneffekte sowie die Diskussion der vorhandenen Literatur aus anderen Klimazonen und anderen Bautraditionen (Südeuropa, Skandinavien, USA) und ihrer Übertragbarkeit wird an dieser Stelle ausdrücklich auf die Berichte der Sektormodelle verwiesen.

In allen Sektoren wird entsprechend der „Übungsanlage“ als Sensitivität zum Szenario „weiter wie bisher“ von den gleichen Rahmendaten sowie den gleichen Politikinstrumenten wie in der Trendvariante ausgegangen.

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 von der EPFL durchgeführten Simulationen der Gletscherabflussgebiete deuten darauf hin, dass insgesamt aufgrund von erhöhten Verdunstungen davon ausgegangen werden muss, dass bis 2035 das Wasserdargebot um ca. 7 % abnimmt [Horton 2005]. Dies wird bei der Berechnung der Deckungslücke berücksichtigt und wirkt sich entsprechend auf die notwendigen Kraftwerksneubauten aus. Innerhalb „normaler“ Schwankungsbreiten muss nicht mit einer Reduktion der verfügbaren Kühlleistungen bei thermischen Kraftwerken gerechnet werden. Ausnahmen im Sinne von Extremsituationen werden bei der Betrachtung der Hitze- und Kältewellen mit kumulierten „Stress-Situationen“ betrachtet. Die Diskussion im Einzelnen ist in Exkurs 3, Band 4, dargestellt.

Die wesentlichen Kenndaten und Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Tabelle 5-56 zusammengestellt.

Tabelle 5-56 Szenario I Klima wärmer
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise I Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	44.2	45.4	46.0	46.7	46.8	50.6
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	6.7	6.8	6.8	6.9	7.2
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Preise I Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	432.2	443.3	445.5	447.5	449.2	488.9
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	306.5	316.8	318.5	320.1	321.3	359.2
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	3.9	4.0	4.0	4.0	4.3
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Preise I Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.20	1.18	1.43	1.31	1.33	1.34	1.36	1.37	1.37	1.40
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.35	1.23	1.47	1.38	1.40	1.42	1.44	1.45	1.45	1.49
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	260.9	256.7	251.9	248.1	244.5	237.8
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	147.5	150.0	152.9	155.0	156.9	158.7
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	183.1	185.4	184.9	181.5	179.8	179.5
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	243.9	239.5	238.2	236.8	237.0	238.2
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	835.4	831.7	827.9	821.3	818.2	814.3
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	66.8	69.9	72.8	76.6	80.3	81.6
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	67.2	71.9	76.5	80.4	84.3	87.5
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	73.1	74.5	74.5	74.7	75.4
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	225.5	234.9	242.9	250.9	256.3
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.1	264.5	272.6	279.2	285.4	289.0
Umwandlungssektor											
Fernwärme: Einsatz ohne Abfall	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.7	12.6
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	446.0	474.1	462.8	430.1	515.4	597.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	451.5	479.6	483.6	465.9	473.4	555.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	451.5	479.6	483.6	465.9	473.4	492.5
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	446.0	474.1	462.8	430.1	437.6	442.1
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'076.0	1'089.9	1'065.5	1'018.5	1'093.7	1'166.7
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'081.5	1'095.4	1'086.3	1'054.3	1'051.7	1'124.7
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'081.5	1'095.4	1'086.3	1'054.3	1'051.7	1'061.4
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'076.0	1'089.9	1'065.5	1'018.5	1'015.9	1'011.1
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	577.5	562.1	548.2	533.5	522.2	510.6
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	590.7	575.4	600.5	624.6	613.3	601.7
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	590.7	575.4	600.5	624.6	613.3	640.1
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	577.5	562.1	548.2	533.5	522.2	510.6
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 5-56 **Szenario I Klima wärmer**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.6	10.0	9.4	8.8	8.3
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	3.9	3.7	3.5	3.4
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.7	5.5	5.3	5.2	5.1
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	17.2	16.8	16.7	16.5	16.5	16.5
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.6	37.3	36.1	35.0	34.0	33.3
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	8.1
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.0	39.7	38.6	37.5	36.5	35.7
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.8	40.5	41.5	42.5	41.5	40.7
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.8	40.5	41.5	42.5	41.5	42.8
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.0	39.7	38.6	37.5	36.5	35.7
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	59.9	48.4	40.6	37.3	35.6	34.8
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'486.2	2'486.9	1'807.4	1'639.5	1'529.7	1'323.7
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	25.9
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage nimmt in 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 0.1 % ab – im Vergleich zur Trendvariante bedeutet das eine Verringerung um 2 %. Diese Entwicklung ist in der Binnendifferenzierung Ergebnis zweier gegenläufiger Effekte: Die Elektrizitätsnachfrage steigt mit einem Wachstum von 34.7 % stärker als in der Trendvariante (unterschied in 2035 4.7 %), was vor allem auf die erhöhte Elektrizitätsnachfrage beim Kühlungsbedarf zurückzuführen ist. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern verringert sich um 15.2 % (Trendvariante 11.4 %) und liegt damit in 2035 um 4.3 % unter dem Wert der Trendvariante. Hier kommen die gegenläufigen Effekte des verringerten Raumwärmebedarfs und der erhöhten Klimatisierungsbedarfs von Fahrzeugen zum Tragen. Die erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe (ohne Stromerzeugung) weisen ein Nachfragewachstum von 35.5 % im Vergleich zur Trendvariante von 44.2 % auf. Dies ist hauptsächlich auf die verringerte Nachfrage an Brennstoffen für die Erzeugung von Heizwärme zurückzuführen. (Tabelle 5-57)

Tabelle 5-57 **Szenario I Klima wärmer**
Ergebnisse in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	835.4	831.7	827.9	821.3	818.2	814.3
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	225.5	234.9	242.9	250.9	256.3
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	548.8	531.8	516.1	500.2	487.9	477.8
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	56.0	58.0	60.2	61.5	62.7	63.6

Prognos 2006

Die Aufschlüsselung der Gesamtenergienachfrage nach Energieträgern in der Zeitreihe ist in Tabelle 5-58 und Figur 5-42 abgebildet.

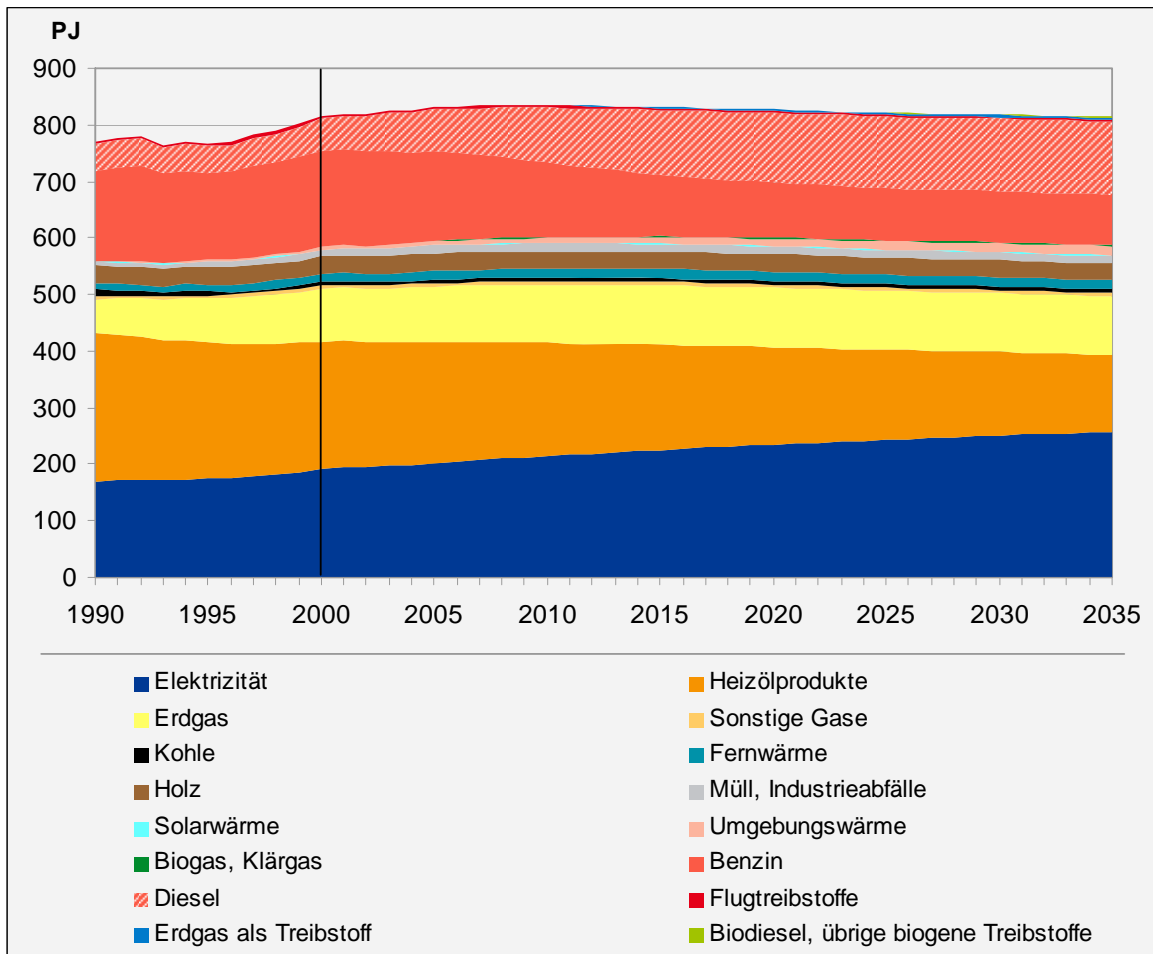
Tabelle 5-58 **Szenario I Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	225.5	234.9	242.9	250.9	256.3
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	200.2	186.2	172.5	159.1	147.6	137.1
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	102.7	105.0	105.1	104.7	104.4	104.4
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.7	5.5	5.3	5.2	5.1
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	6.3	6.2	6.2	6.1	6.1
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	15.9	16.4	16.7	16.7	16.7	16.5
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	30.7	30.5	30.7	30.5	30.0	29.3
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	13.9	13.8	13.7	13.3	13.2	13.3
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.0	1.2	1.3
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.6	10.7	12.5	14.1	15.5	16.6
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	132.6	109.6	97.7	92.5	90.3	88.8
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	96.9	114.4	123.6	126.3	127.6	129.1
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.1
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.5	2.2	2.9	3.6	4.2
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	835.4	831.7	827.9	821.3	818.2	814.3

Prognos 2006

Am grundsätzlichen aus der Trendvariante und den bereits abgehandelten Sensitivitäten bekannten Bild ändert sich nichts Wesentliches: Die „ungefähre Konstanz“ der Nachfrage wird in der Binnendifferenzierung durch eine steigende Elektrizitätsnachfrage, sinkende Heizölnachfrage, steigende Erdgasnachfrage sowie einem nahezu konstanten Block an fossilen Treibstoff mit der Binnendifferenzierung „Dieseltrend“ dominiert. Im Vergleich zur Trendvariante steigt wie bereits erwähnt, die Elektrizitätsnachfrage um 10.6 PJ oder 4.3 % an, was nahezu vollständig auf die erhöhten Arbeits- und Leistungsbedarfe für Raumkühlung zurückzuführen ist. Sämtliche fossilen und erneuerbaren Energieträger, die für die Erzeugung von Raumwärme eingesetzt werden, weisen in 2035 geringere Verbräuche als in der Trendvariante auf: Heizöl -13.0 PJ (-8.7 %), Erdgas -9.2 PJ (-8.1 %), Fernwärme -1.3 PJ (-7.3 %), Holz -2.9 PJ (-9 %), Solarwärme -0.1 PJ (-7.0 %), Umgebungswärme -1.3 PJ (-7.3 %). Die Nachfrage nach Benzin und Diesel erhöht sich durch verstärkte Klimatisierung gegenüber der Trendvariante zwischen 0.2 und 0.5 %.

Figur 5-42 **Szenario I Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Aufteilung der Gesamtnachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 5-59 und Figur 5-43 abgebildet.

Tabelle 5-59 **Szenario I Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

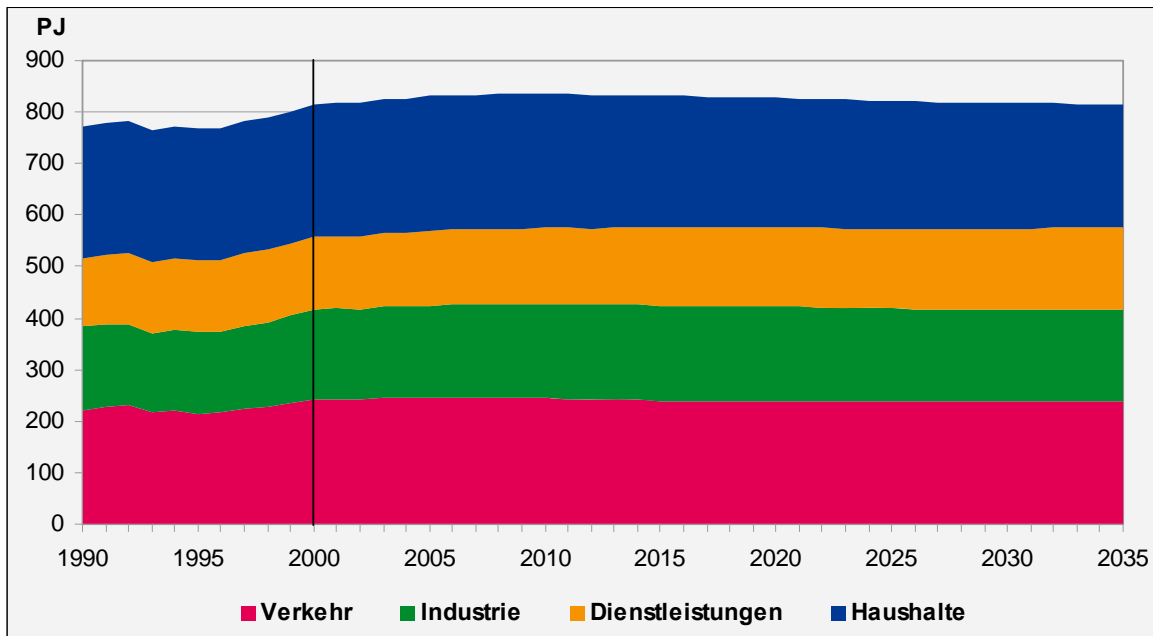
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	243.9	239.5	238.2	236.8	237.0	238.2
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.1	185.4	184.9	181.5	179.8	179.5
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	147.5	150.0	152.9	155.0	156.9	158.7
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	260.9	256.7	251.9	248.1	244.5	237.8
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	835.4	831.7	827.9	821.3	818.2	814.3

Prognos 2006

Die „Nahezu-Konstanz“ der Gesamtnachfrage, die auch in der Trendvariante und in den bereits vorgestellten Sensitivitäten sichtbar war, ist sektoral differenziert vor allem durch den Wachstum der Nachfrage im Dienstleistungssektor um 12.4 % (Vergleich Trendvariante: 15.4 %) sowie die Reduktion der Nachfrage im Haushaltssektor um 7.9 % (Trendva-

riante 4.0 %). Im Industriesektor beträgt das Wachstum 2.5 % (Trendvariante 4.1 %), im Verkehrssektor beträgt die Reduktion 1.3 % (Trendvariante 1.0 %).

Figur 5-43 **Szenario I Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Insgesamt ist also lediglich im Verkehrssektor eine (sehr geringfügige) Steigerung der Gesamtnachfrage gegenüber der Trendvariante festzustellen – hier gibt es nur Mehrverbrauch durch Kühlungsbedarf. In allen anderen Sektoren „gewinnt“ von den beiden gegenläufigen Effekten Reduktion Raumwärmebedarf“ und „Erhöhung Kühlungsbedarf“ jeweils der verringerte Raumwärmebedarf – die Gesamtnachfrage nach Endenergie ist niedriger als in der Trendvariante.

Die Binnendifferenzierung nach Kühlung und Raumwärme lässt sich an den Aufschlüsselungen der Elektrizitätsnachfrage und der direkten nachfragebedingten CO₂-Emissionen demonstrieren.

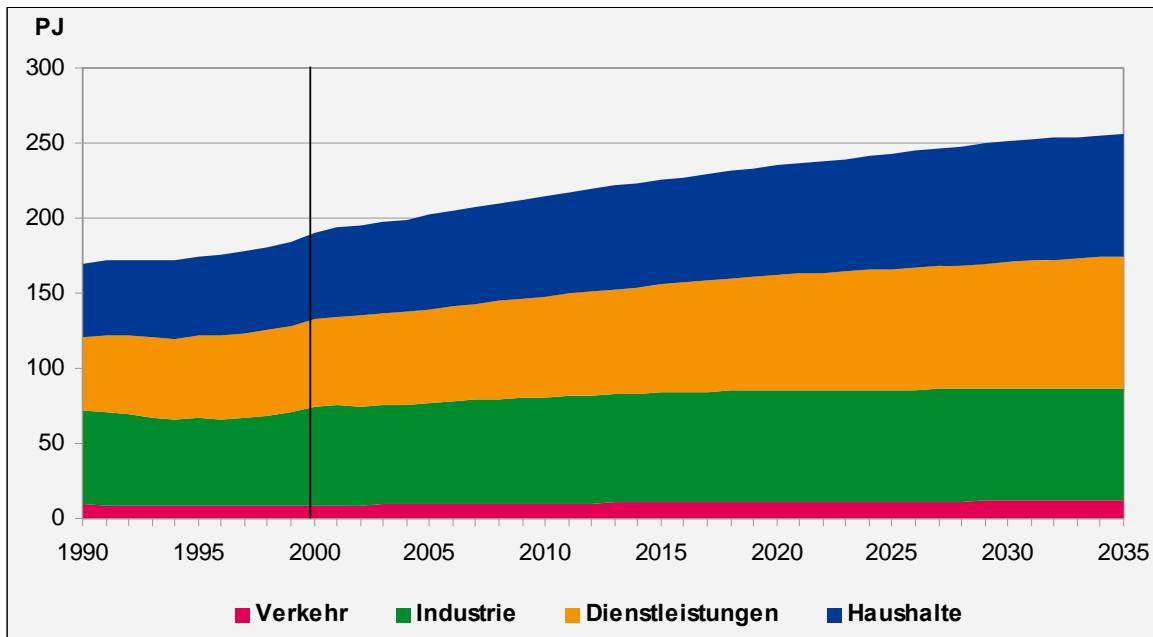
Tabelle 5-60 und Figur 5-44 bilden die sektorale Elektrizitätsnachfrage ab.

Tabelle 5-60 **Szenario I Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	73.1	74.5	74.5	74.7	75.4
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	67.2	71.9	76.5	80.4	84.3	87.5
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.8	69.9	72.8	76.6	80.3	81.6
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	225.5	234.9	242.9	250.9	256.3

Prognos 2006

Figur 5-44 **Szenario I Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Im Verkehrssektor bleibt die Nachfragesteigerung mit 33.3 % gegenüber der Trendvariante unverändert: zusätzliche Kühlenergie fällt gegenüber der ohnehin unterstellten Zunahme an Traktionsenergie sowie Verbesserung der Ausstattung der Züge nicht ins Gewicht. In allen anderen Sektoren ist das Nachfragewachstum nach Strom stärker als in der Trendvariante: Industrie 15.5 % (Trendvariante 14.7 %), Dienstleistungen 49.3 % (Trendvariante 40.3 %), Haushalte 41.7 % (Trendvariante 33.3 %).

Auf der Ebene der sektoralen CO₂-Emissionen zeigt sich ein umgekehrtes Bild (Tabelle 5-61, Figur 5-45):

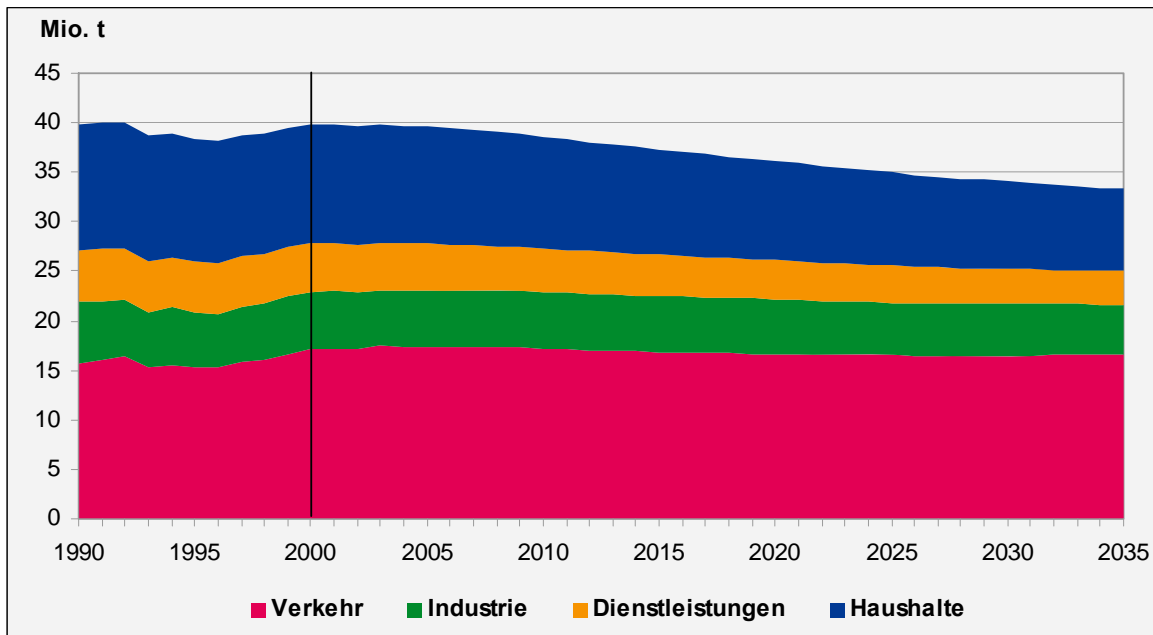
Tabelle 5-61 **Szenario I Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	17.2	16.8	16.7	16.5	16.5	16.5
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.7	5.5	5.3	5.2	5.1
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	3.9	3.7	3.5	3.4
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.6	10.0	9.4	8.8	8.3
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.6	37.3	36.1	35.0	34.0	33.3

Prognos 2006

Im Verkehrssektor ist die Reduktion der CO₂-Emissionen mit 3.4 % geringfügig niedriger als in der Trendvariante mit 3.7 %. In allen anderen Sektoren ist die Reduktion der Emissionen stärker als in der Trendvariante: Industrie -11.9 % (Trendvariante -8.9 %), Dienstleistungen -36.6 % (Trendvariante -21.5 %), Haushalte -31.6 % (Trendvariante -24.9 %).

Figur 5-45 **Szenario I Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die wesentlichen Ergebnisse sind in Tabelle 5-62 zusammengefasst.

Tabelle 5-62 **Szenario I Klima wärmer**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-0.9	-0.1%	-16.6	-2.0%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	66.0	34.7%	10.7	4.3%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-6.6	-16.6%	-1.4	-4.1%

Prognos 2006

Eine Klimaerwärmung führt bei ansonsten unveränderter Politik (keine Effizianzorderungen an Bauten oder Klimatisierung, keine Anforderungen an den Anteil erneuerbarer Energien oder Umgebungswärme in der Klimatisierung etc.) zu einer um 4.3 % erhöhten Elektrizitätsnachfrage, hingegen zu einer um 4.1 % verringerten CO₂-Emissionen aus den Brenn- und Treibstoffen aufgrund des verringerten Raumwärmebedarfs. Zu einer signifikanten Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen (Heizöl, Erdgas) führt dies jedoch nicht.

5.10.4 Sensitivität Ib Trend

In der Sensitivität Ib wird als zusätzliches wesentliches Instrument eine CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen eingeführt mit dem Ziel, das Kyoto-Ziel in 2010 zu erreichen: Im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 sollen die CO₂-Emissionen der Brenn- und Treib-

stoffe um 10 % unter denen des Jahres 1990 liegen. Hierbei sind die Einzelziele des Brenn- und Treibstoffsektors verschieden, um den unterschiedlichen Reaktionsgeschwindigkeiten und -stärken Rechnung zu tragen: Im Brennstoffsektor sollte eine Reduktion um 12 % erreicht werden, während der Treibstoffsektor (motorisierter Verkehr) 8 % erreichen muss.

Prognos und Infrac haben 2003 die notwendige Höhe der Abgabe für jeweils für den Brenn- und den Treibstoffsektor berechnet, um die Ziele, basierend auf den aktualisierten Mengengerüsten der Perspektiven vom Jahr 2000 und bei Einführung ab 2004, zu erreichen [Prognos 2003, Infrac 2003a]. Für den Brennstoffsektor wurde eine Abgabenhöhe von 35 CHF/t CO₂ und für den Treibstoffsektor eine innerhalb von drei Jahren gestuft einzuführende Abgabenhöhe von 64 CHF/t CO₂ und zwei Jahre später 128 CHF/t CO₂ ermittelt. Dies bedeutet auf die Energieträger umgerechnet eine Abgabenhöhe von 9.3 Rp./l Heizöl extraleicht, 0.69 Rp./kWh Erdgas, 15 Rp./l Benzin, nach zwei Jahren 30 Rp./l Benzin, 16.7 Rp./l Diesel (zwei Jahr später 32 Rp./l), Kohle 92.2 CHF/t.

Mit diesen Abgabesätzen wird das Szenario Ib gerechnet. Hierbei sind folgende Punkte wesentlich:

- Da die Abgabe zunächst gemäss CO₂-Gesetz zur Erreichung des Kyoto-Ziels in 2010 konzipiert ist, wird sie als nominal konstant über den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen – es wird als politisch problematisch angenommen, die Abgabenhöhe einige Jahre nach der Einführung erneut nach oben anzupassen. Damit reduziert sich also die Preisdifferenz zwischen dem Szenario I Trend und dem Szenario Ib im Zeitverlauf.
- Die Abgabe ist als reine Lenkungsabgabe, also aufkommensneutral konzipiert. Sie wird über Lohnnebenkosten an die Arbeitnehmer und die Betriebe nach einem standardisierten Schlüssel zurückgegeben, so dass Investitionsmittel erhalten bleiben. Aufgrund dieser Konzeption gibt es „Gewinner“ und „Verlierer“ der Abgabe: Energieintensive Betriebe und Haushalte, die überdurchschnittlich fossile Energieträger verbrauchen, haben Anreize, in Energieeffizienz zu investieren.
- Im Industriesektor und im Dienstleistungssektor gibt es die Möglichkeit (gem. CO₂-Gesetz), über das EnAW-Modell durch konkrete, nachprüfbare Reduktionsverpflichtungen eine Befreiung von der Abgabe zu erhalten. Falls die kontrahierte Reduktion nicht erreicht wird, muss die Abgabe nachgezahlt werden. Innerhalb dieser Sektoren entsteht also ein Effizienzmarkt bis zu der Obergrenze, an der die Kosten der CO₂-Einsparungen die Abgabenhöhe erreichen.

In der Variante Ib wird zusätzlich zu den in Szenario I eingesetzten Instrumenten die Wirkung eines einmaligen dauerhaften und kommunizierten Preisimpulses mit Lenkungswirkung untersucht. Die Abgabe wird in den Modellrechnungen in 2006 eingeführt, die zweite Stufe im Verkehr in 2008.

Aufgrund der Definition der Abgabe über die CO₂-Bepreisung verändern sich die Einzelpreise anders als in der Sensitivität „Preis 50 \$“, ebenso die Preisrelationen:

- Leichtes Heizöl verteuert sich für Haushalte in 2006 um 22.6 % gegenüber der Trendvariante. In 2035 beträgt die Kostendifferenz noch 13.7 %.
- Erdgas im Haushaltssektor erfährt in 2006 eine Erhöhung um 11.3 %, in 2035 beträgt die Erhöhung noch 7.1 %.

- Benzin verteuert sich gegenüber der Trendvariante zunächst um 12 %, ab 2008 um 23 %. Im Jahr 2035 beträgt die Differenz noch 16 %.
- Die Strompreise verändern sich zunächst nicht – dies führt zu einer Abschätzung einer oberen Grenze der möglichen Substitutionseffekte in Richtung Elektrizität. (Falls sich die Strompreise aufgrund einer CO₂-Abgabe auf das Kraftwerksgas erhöhen würden, kann die Substitution und damit das Wachstum der Stromnachfrage gegenüber der Trendvariante geringer ausfallen.

Als zusätzliche Instrumente gibt es im Verkehrssektor ein Bonus-Malus-System für energieeffiziente Fahrzeuge sowie die fiskalische Förderung „alternativer“ Treibstoffe: Ethanol sowie Erdgas/Biogas werden gem. Vernehmlassungsbericht 2004 zur Hälfte von der Mineralölsteuer befreit.

Die Mengengerüste (Flächen, Produktionsmengen) verändern sich in allen Sektoren nicht. Die Veränderungen spielen sich auf der Ebene der spezifischen Verbräuche über Investitionen entlang der Verbrauchszyklen und Lebensdauern sowie ggf., vor allem anfangs durch nicht- und geringinvestive Massnahmen ab. Im Verkehrssektor erfolgen Investitionen in verbrauchsärmere Fahrzeuge, Auslastungseffekte sowie eine beschleunigte Einführung biogener Treibstoffe, vor allem Ethanol als Beimischung.

Tab. 5-63 zeigt die Voraussetzungen und Ergebnisse im Überblick.

Tabelle 5-63 **Szenario Ib Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.2
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise Ib Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	53.6	54.3	54.5	54.6	54.3	57.5
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Preise Ib Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	534.6	540.2	536.3	532.5	528.4	562.4
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	409.9	414.6	410.2	405.9	401.3	433.4
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.7
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Preise Ib Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.20	1.18	1.43	1.31	1.63	1.63	1.63	1.63	1.61	1.63
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.35	1.23	1.47	1.38	1.74	1.74	1.74	1.74	1.72	1.74
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	262.2	259.0	255.6	252.7	249.9	244.0
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	147.7	150.4	153.2	155.3	157.3	159.2
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	183.0	185.8	185.9	183.0	181.8	182.0
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	223.8	216.9	212.6	208.1	206.5	206.6
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	816.6	812.1	807.3	799.1	795.4	791.9
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	66.5	69.2	71.6	74.7	77.4	77.8
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	70.7	74.4	77.4	80.1	82.3
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	71.6	73.9	75.1	75.0	74.9	75.3
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	224.3	232.1	238.4	244.1	247.3
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.1	264.5	272.6	279.2	285.4	289.0
Umwandlungssektor											
Fernwärme: Einsatz ohne Abfall	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.7	12.6
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	446.0	473.0	460.0	425.5	508.6	588.7
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	451.5	478.5	480.8	461.3	466.6	546.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	451.5	478.5	480.8	461.3	466.6	483.4
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	446.0	473.0	460.0	425.5	430.8	433.1
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'056.9	1'069.7	1'043.9	995.1	1'069.4	1'142.6
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'062.4	1'075.2	1'064.7	1'030.9	1'027.3	1'100.5
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'062.4	1'075.2	1'064.7	1'030.9	1'027.3	1'037.3
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C & E	PJ										
Variante D & E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'056.9	1'069.7	1'043.9	995.1	991.5	986.9
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	552.1	533.8	516.8	500.6	488.7	477.5
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	565.4	547.0	569.1	591.7	579.9	568.7
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	565.4	547.0	569.1	591.7	579.9	607.0
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	552.1	533.8	516.8	500.6	488.7	477.5
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 5-63 **Szenario Ib Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.7	10.2	9.6	9.1	8.6
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.9	3.7	3.6
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.6	5.5	5.4	5.3	5.2	5.2
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	15.4	14.6	14.1	13.7	13.4	13.3
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	36.7	35.1	33.7	32.4	31.4	30.7
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	8.1
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.1	37.6	36.2	34.9	33.9	33.1
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.8	38.3	39.1	39.9	38.9	38.1
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.8	38.3	39.1	39.9	38.9	40.2
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.1	37.6	36.2	34.9	33.9	33.1
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	58.3	46.9	39.6	36.6	35.0	34.3
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'427.8	2'448.7	1'788.1	1'636.0	1'537.6	1'346.3
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	25.9
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
(die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage nimmt von 2000 bis 2035 um 2.9 % ab (Trendvariante: Zunahme um 1.9 %), die Elektrizitätsnachfrage nimmt um 29.9 % zu (Trendvariante: 29.1 %), die fossilen Energieträger bei den Brenn und Treibstoffen erfahren einen Nachfragerückgang von 21.1 % (im Vergleich zu 11.4 % in der Trendvariante), und die erneuerbaren Energieträger bei den Brenn- und Treibstoffen erfahren einen Nachfragezuwachs von 73.8 % (Trendvariante: 78.9 %). Vgl. Tabelle 5-64.

Tabelle 5-64 **Szenario Ib Trend**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	816.6	812.1	807.3	799.1	795.4	791.9
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	224.3	232.1	238.4	244.1	247.3
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	523.4	503.5	484.7	467.2	454.5	444.7
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	62.2	67.3	72.9	75.6	78.6	81.6

Prognos 2006

In Tabelle 5-65 und Figur 5-46 ist die Zeitentwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern abgebildet.

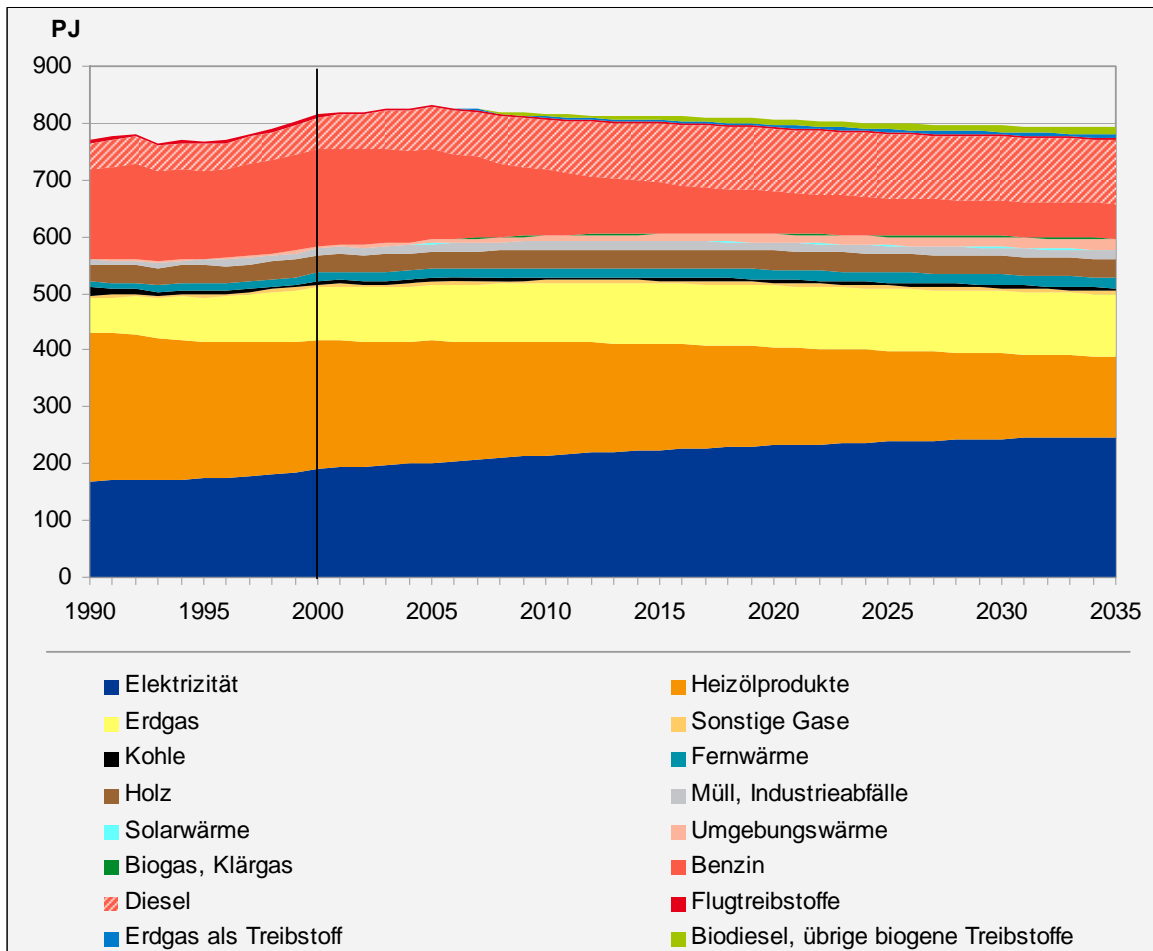
Tabelle 5-65 **Szenario Ib Trend**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	224.3	232.1	238.4	244.1	247.3
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	199.7	186.3	173.6	161.0	150.3	140.6
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	103.1	106.5	107.9	108.7	109.8	111.2
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.6	5.6	5.4	5.3	5.1	5.1
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.8	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.2	17.0	17.6	17.9	18.2	18.3
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.4	31.7	32.5	32.8	32.9	32.9
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.8	14.7	14.6	14.1	14.0	13.9
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	1.0	1.1	1.3	1.4
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.9	11.3	13.5	15.5	17.3	18.9
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	115.2	88.9	73.5	66.0	62.6	60.7
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	88.0	104.0	111.2	112.6	112.4	112.7
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	6.8	9.3	10.1	11.1	12.4
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.3	4.3	5.0	5.5	5.9
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	816.6	812.1	807.3	799.1	795.4	791.9

Prognos 2006

Die mit der CO₂-Abgabe belasteten fossilen Brenn- und Treibstoffe weisen in 2035 sämtlich einen geringeren Verbrauch auf als in der Trendvariante: Heizölprodukte -6.33 %, Erdgas -2.1%, Kohle -8.2 %, Benzin -31.3 %, Diesel -12.5 % gegenüber der Trendvariante. Eine Zunahme gegenüber der Trendvariante weisen die „Substitutionsziele“ Elektrizität mit 0.7 %, Fernwärme mit 2.8 %, Müll/Industrieabfälle als industrieller Brennstoff (ohne Fernwärmeerzeugung in KVA) 4.5 %, Umgebungswärme mit 5.6 %, biogene Treibstoffe mit einer Verzehnfachung (1027 %) sowie Erdgas als Treibstoff mit einem Zuwachs von 40.5 % gegenüber der Trendvariante auf. Hierbei ist zu beachten, dass noch eine Binnensubstitution von Heizöl zu Erdgas aufgrund der geringeren Erdgasintensität sowie von Benzin zu Diesel (Verstärkung des Dieseltrends) aufgrund der höheren Effizienz erfolgt.

Figur 5-46 Szenario Ib Trend
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Abbildung verdeutlicht, dass der Preisimpuls nach 2005 ein „schnelles“ Absinken der Nachfrage bewirkt, das vor allem auf die Dynamik bei den Treibstoffen (und hier wiederum hauptsächlich beim Benzin) zurückzuführen ist und sich nach 2015 etwas abschwächt. Ausserdem werden die biogenen Treibstoffe im Vergleich mit allen anderen Varianten von Szenario I deutlich sichtbar.

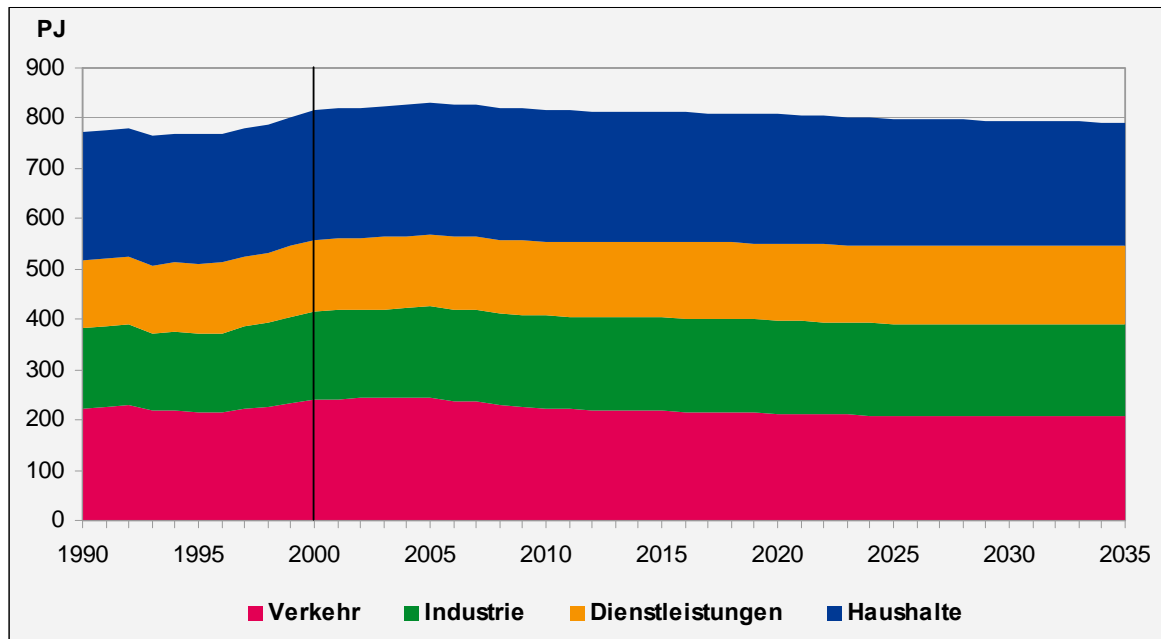
In Tabelle 5-66 und Figur 5-47 ist die Endenergienachfrage nach Sektoren aufgeschlüsselt.

Tabelle 5-66 Szenario Ib Trend
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	223.8	216.9	212.6	208.1	206.5	206.6
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.0	185.8	185.9	183.0	181.8	182.0
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	147.7	150.4	153.2	155.3	157.3	159.2
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	262.2	259.0	255.6	252.7	249.9	244.0
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	816.6	812.1	807.3	799.1	795.4	791.9

Prognos 2006

Figur 5-47 **Szenario Ib Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Im Verkehrssektor beträgt der Nachfragerückgang zwischen 2000 und 2035 14.1 %, im Vergleich zum Trendszenario mit einem Rückgang von 1.3 %. Hierbei ist besonders darauf hinzuweisen, dass der stärkste Rückgang mit 21.9 PJ in den Jahren zwischen 2005 und 2010 erfolgt und sich danach deutlich abschwächt, bis zwischen 2025 und 2035 nahezu Konstanz vorherrscht. Hier greifen also insbesondere die Preisimpulse und das Bonus-Malus-System direkt.

Im Industriesektor ist ein Nachfragewachstum von 4.0 % festzustellen – gegenüber der Trendvariante (4.1 %) praktisch keine Veränderung. Dies liegt vor allem daran, dass in der Trendvariante das Prinzip der „Drohkulisse“ der CO₂-Abgabe bereits Teil des Politik-szenarios gem. CO₂-Gesetz ist: Wenn auf der Basis der freiwilligen Vereinbarungen nicht genügend Reduktion erbracht wird, kann eine CO₂-Abgabe in der notwendigen Höhe eingeführt werden. D. h. innerhalb des von der CO₂-Abgabe vorgesehenen Preisregimes entsteht ein gewisser Effizienzmarkt.

Im Dienstleistungssektor ist ein Nachfragewachstum von 12.8 % festzustellen (Trendvariante 15.4 %). Im Haushaltssektor beträgt die Nachfragereduktion 5.6 % (Trendvariante 4.0 %). In beiden Sektoren liegt die Nachfrage zwischen der Trendvariante und der Variante „Preis 50 \$“, was darauf zurückzuführen ist, dass der Preisimpuls der Variante „Preis 50 \$“ mit einer Steigerung der Heizölpreise um 44 % grösser ist als der Preisimpuls der Abgabe, der sich durch die nominale Konstruktion auch noch abschwächt.

Tabelle 5-67 und Figur 5-48 zeigen den Verlauf der Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren: Dieser ist gegenüber der Trendvariante nicht stark verändert. Das Nachfragewachstum von 33.3 % im Verkehrssektor entspricht dem der Trendvariante. Im Industriesektor liegt es mit 15.5 % geringfügig über dem der Trendvariante mit 14.7 %, im Dienstleistungssektor bei 40.0 % (Trendvariante 40.3 %) und im Haushaltssektor bei 35.0 % (Trendvariante 33.3 %).

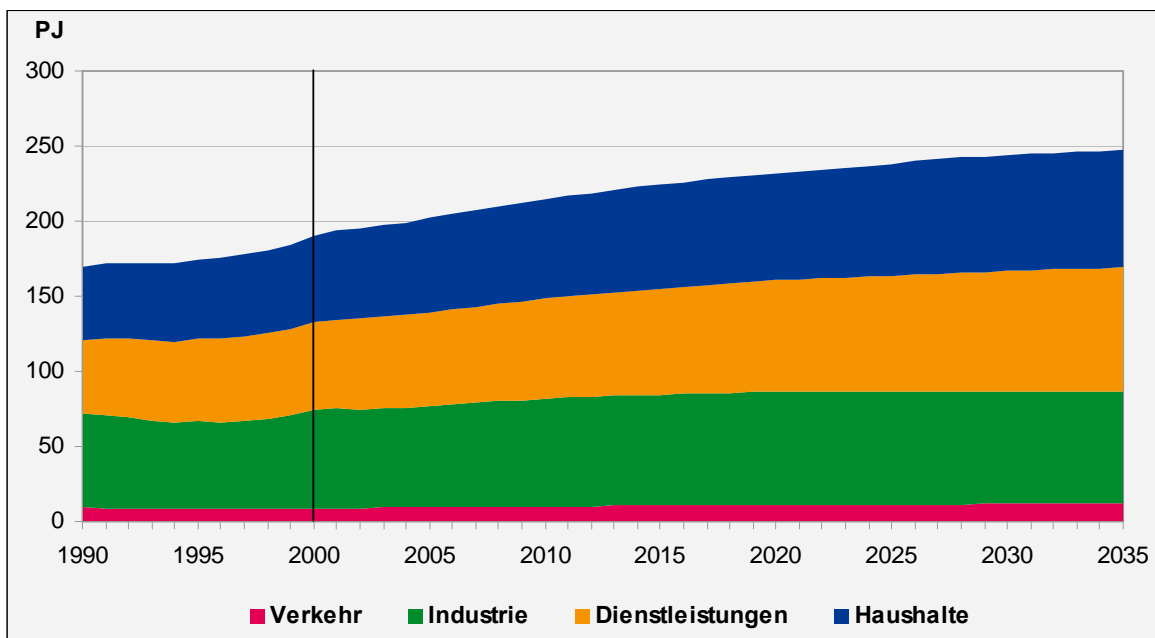
Tabelle 5-67 **Szenario Ib Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	71.6	73.9	75.1	75.0	74.9	75.3
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	70.7	74.4	77.4	80.1	82.3
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.5	69.2	71.6	74.7	77.4	77.8
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	224.3	232.1	238.4	244.1	247.3

Prognos 2006

Dies ist vor allem dem Substitutionseffekt zu Wärmepumpen im Neubaubereich geschuldet.

Figur 5-48 **Szenario Ib Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen sind in Tabelle 5-68 und Figur 5-49 nach Sektoren dokumentiert.

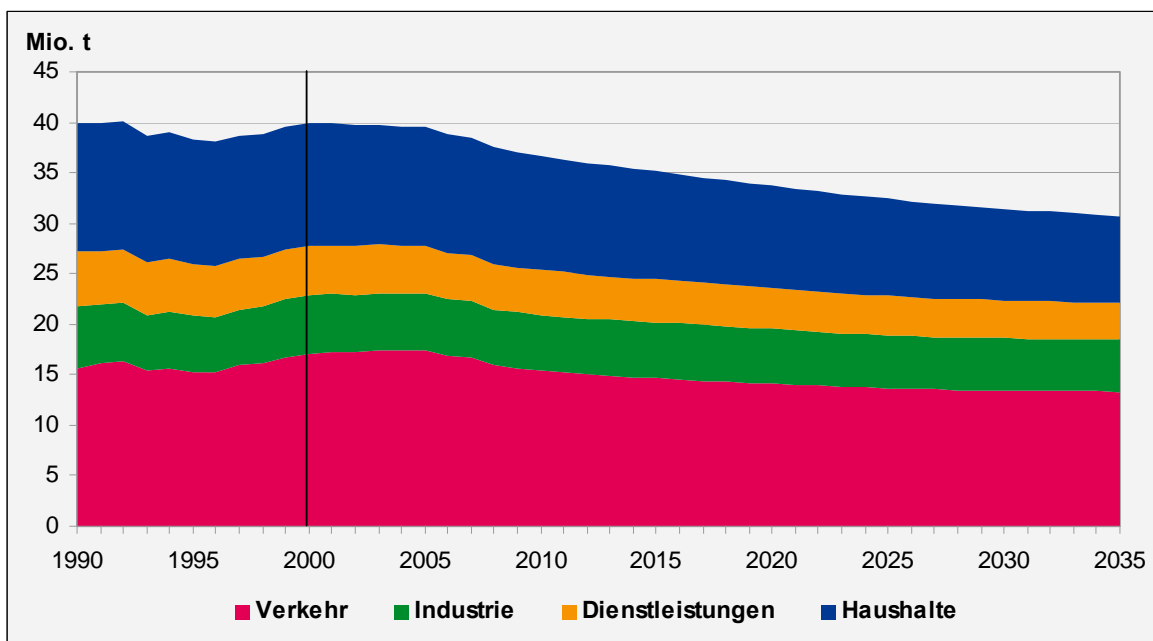
Tabelle 5-68 **Szenario Ib Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	15.4	14.6	14.1	13.7	13.4	13.3
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.6	5.5	5.4	5.3	5.2	5.2
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.9	3.7	3.6
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.7	10.2	9.6	9.1	8.6
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	36.7	35.1	33.7	32.4	31.4	30.7

Prognos 2006

Der Rückgang der CO₂-Emissionen zwischen 2000 und 2035 ist mit 23.2 % deutlich stärker als in der Trendvariante (13.1 %). Hierbei ist der Beitrag des Verkehrssektors mit einem Rückgang von 3.8 PJ (22.3 %) am stärksten, insbesondere im Vergleich mit der Trendvariante (Rückgang von 3.7 %). Insbesondere ist im Verkehrssektor deutlich zu sehen, dass der stärkste Rückgang zwischen 2005 und 2010 stattfindet; darüber hinaus bildet sich das zweistufige Vorgehen bei der Einführung der Abgabe ab. Zum gesamten Rückgang im Verkehrssektor tragen in den Jahren ab 2015 auch verstärkt die biogenen Treibstoffe und Erdgas als Treibstoff (mit steigenden Biogasanteilen bis zu 10 %) bei. Im Industriesektor beträgt der Rückgang 11.0 %; im Vergleich zur Trendvariante mit 8.9 % ist der Effekt gering, da Teile der Dynamik der CO₂-Abgabe bereits in den Politikvoraussetzungen der Trendvariante enthalten sind. Im Dienstleistungssektor ist der Rückgang mit 27.0 % im Vergleich zur Trendvariante (21.5 %) stärker ausgeprägt; hier werden durch die Abgabe gehemmte Potenziale freigesetzt, die allein mit den freiwilligen Vereinbarungen nicht erschlossen werden. Im Haushaltssektor beträgt der Rückgang 29 % (Trendvariante 24.9 %).

Figur 5-49 **Szenario Ib Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Insbesondere in der optischen Darstellung wird deutlich, dass der Rückgang der CO₂-Emissionen in den Jahren zwischen 2005 und 2010 am stärksten ist, vor allem bedingt durch den starken Effekt im Verkehr. Nach 2010 schwächt sich der Rückgang zunehmend ab. Das Kyoto-Ziel von einem Rückgang der Emissionen aus Brenn- und Treibstoffen um 10 % im Durchschnitt der Jahre 2008 – 2012 gegenüber den Emissionen von 1990 wird nicht erreicht: Der Rückgang beträgt integriert lediglich 8 %. Der rechnerische Zielwert wird im Jahr 2012/2013 erreicht. Die (hypothetische) Einführung der CO₂-Abgabe erst im Jahr 2006 erfolgt im Vergleich zu den Annahmen der Studien von Prognos/Infras 2003, bei denen die Abgabenhöhe berechnet wurde, um zwei Jahre später. Diese beiden Jahre wirken sich entsprechend aus und wären in Bezug auf den fixierten Kyoto-Zeitraum von 2010 nur mit einer höheren Abgabe zu kompensieren – wenn überhaupt, denn auch solche Impulse benötigen Zeit, bis sie in die entsprechenden Investitionen umgesetzt sind.

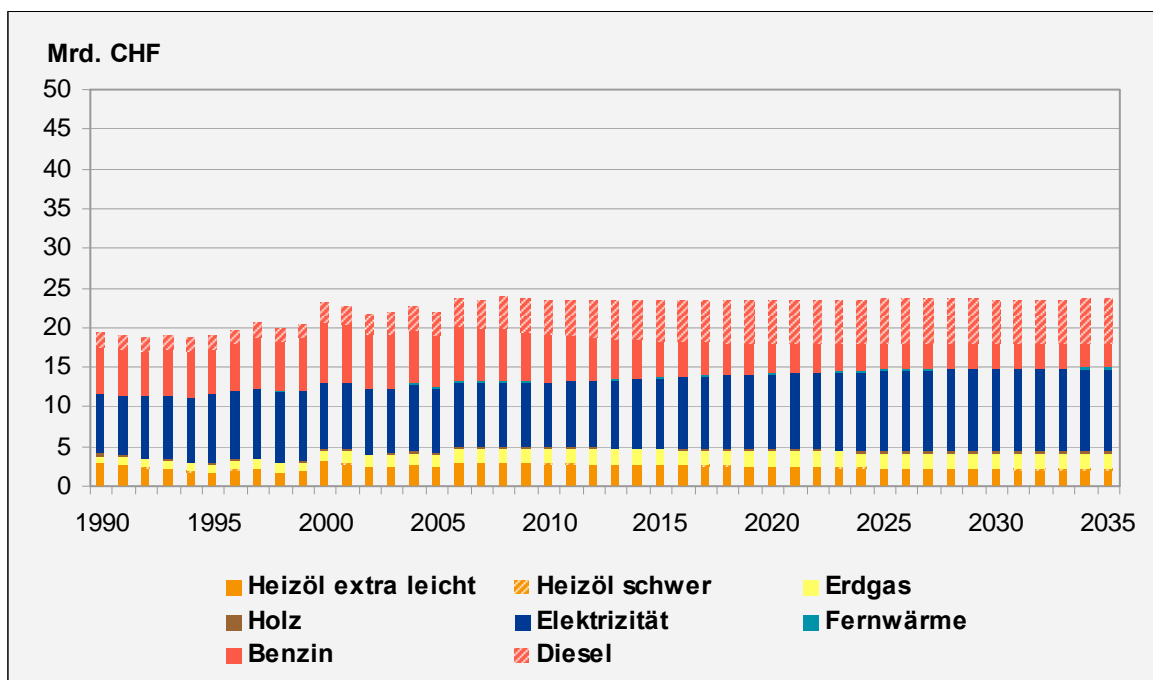
Die Energierechnung für die Endenergienachfrage nach „konventionellen“ Energieträgern steigt gegenüber Szenario I Trend in 2006 aufgrund der Abgabe um a. 1.5 Mrd. CHF an, in 2008 wegen der zweiten Stufe im Treibstoffbereich nochmals um eine halbe Milliarde Franken. Aufgrund der einsetzenden Einspareffekte verringert sich die Differenz dann aber kontinuierlich, bis die Energierechnung (inkl. Abgabe) in 2035 sogar um knapp eine halbe Milliarde CHF unter dem Wert von Szenario I Trend liegt.

Tabelle 5-69 **Szenario Ib Trend**
Energieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	2.41	2.81	2.65	2.46	2.28	2.11	2.08
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.04	0.05	0.06	0.06	0.06	0.05	0.06
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.54	1.79	1.88	1.92	1.95	1.97	2.08
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.21	8.85	9.51	10.03	10.41	10.34
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.11	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15	0.16
Benzin	5.95	5.67	7.64	6.48	5.92	4.57	3.78	3.38	3.18	3.11
Diesel	1.81	1.70	2.40	2.91	4.32	5.10	5.44	5.51	5.44	5.51
Gesamt	19.41	18.94	23.11	21.89	23.41	23.43	23.50	23.56	23.52	23.55

Prognos 2006

Figur 5-50 **Szenario Ib Trend**
Energieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF



Prognos 2006

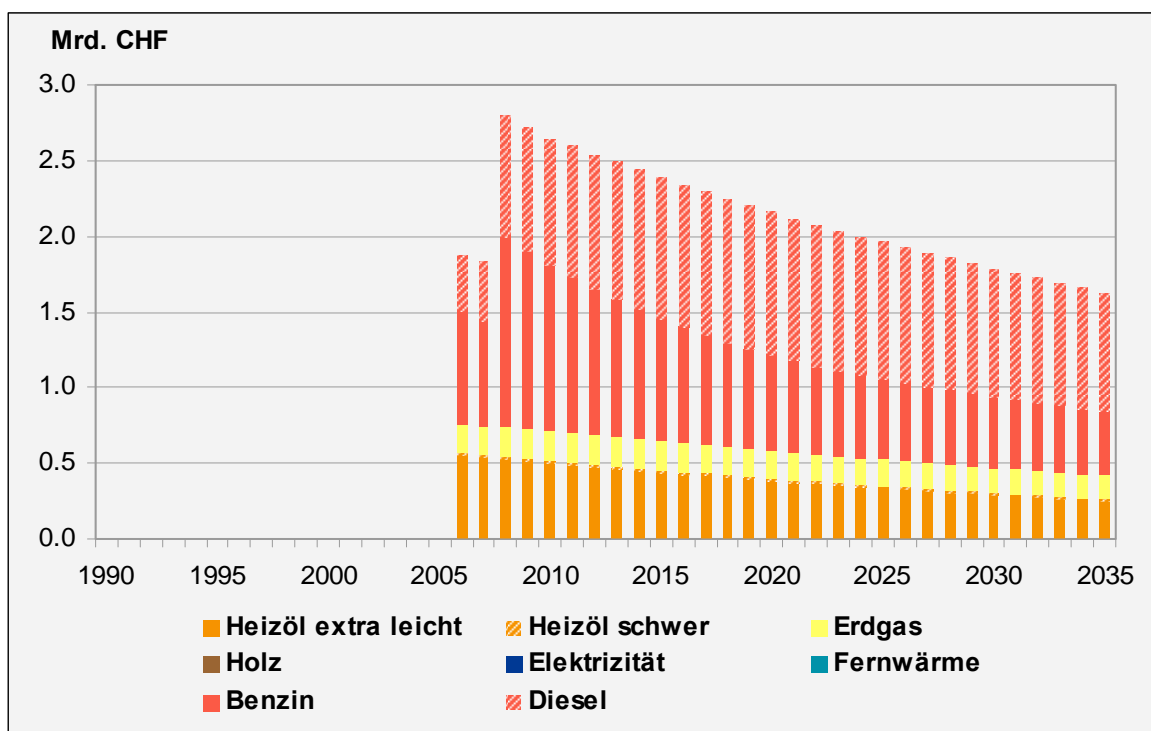
Das Abgabenaufkommen bewegt sich zwischen 1.88 Mrd. CHF/a in 2006 und 1.63 Mrd. CHF/a in 2035. Es hat damit einen Anteil am BIP zwischen 0.4 % (2006) und 0.3 % (in 2035), vgl. Tabelle 5-70 und Figuren 5-51, 5-52. Der Anteil des Verkehrssektors ist aufgrund der (wegen der sektoralen CO₂-Ziele) hohen Abgabe auf Treibstoffen am höchsten.

Tabelle 5-70 **Szenario Ib Trend**
Abgabebaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.44	0.39	0.34	0.29	0.25
Heizöl schwer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Erdgas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.19	0.18	0.17	0.16	0.15
Benzin	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10	0.81	0.63	0.54	0.47	0.43
Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.84	0.94	0.95	0.91	0.85	0.79
Gesamt	0.00	0.00	0.00	0.00	2.65	2.40	2.17	1.97	1.79	1.63

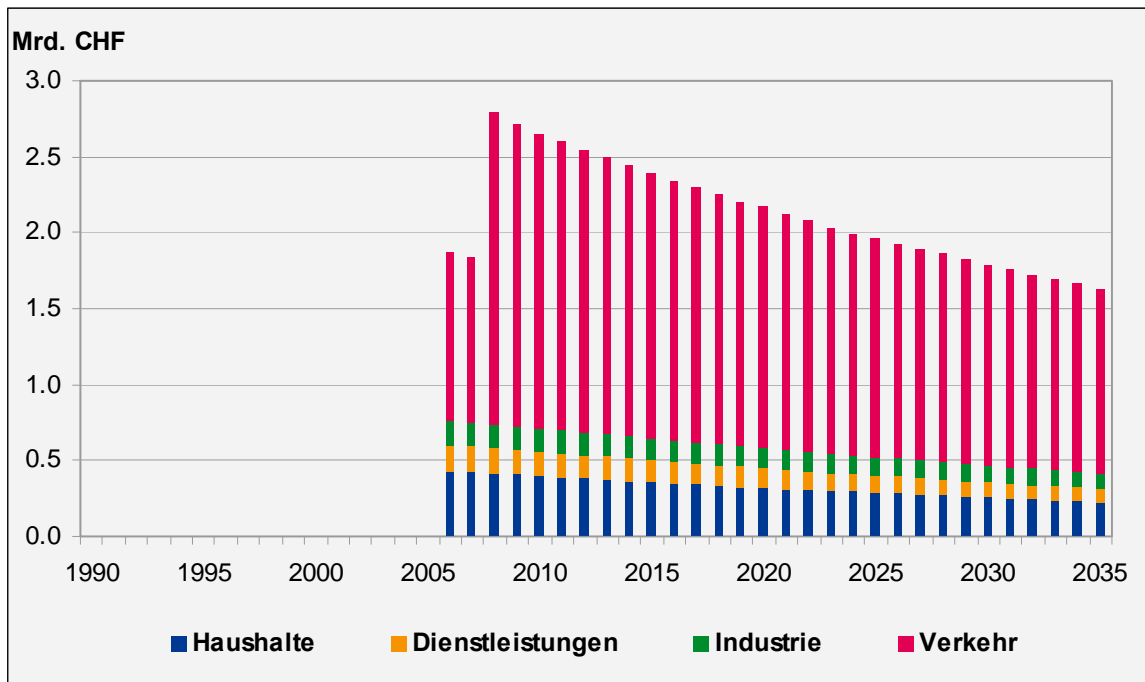
Prognos 2007

Figur 5-51 **Szenario Ib Trend**
Abgabebaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF



Prognos 2007

Figur 5-52 **Szenario Ib Trend**
Abgabenaufkommen nach Sektoren, in Mrd. CHF



Prognos 2007

Die Zusammenfassung der Ergebnisse im Vergleich zur Trendvariante zeigt Tabelle 5-71.

Tabelle 5-71 **Szenario Ib Trend**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-23.2	-2.9%	-39.0	-4.7%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	56.9	29.9%	1.6	0.7%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-9.2	-23.2%	-4.0	-11.6%

Prognos 2006

Als Fazit lässt sich festhalten, dass in dieser Variante hauptsächlich der starke Preisimpuls der CO₂-Abgabe im Treibstoffbereich sowie die weiteren Instrumente im Verkehrssektor (Bonus-Malus, Förderung alternativer Treibstoffe) zu einer starken Nachfrage- und CO₂-Reduktion beitragen. Im Vergleich zur Variante „Preis 50 \$“ ist der Preisimpuls im Verkehrssektor höher und derjenige im Brennstoffbereich geringer, was sich in den Reduktionsrelationen der entsprechende Sektoren im Vergleich zur Trendvariante widerspiegelt: In den Sektoren Industrie, Dienstleistungen und Private Haushalte liegen die Reduktionen der Gesamtenergienachfrage, der fossilen Energieträger und der CO₂-Emissionen zwischen denjenigen der Trendvariante und der Variante „Preis 50 \$“.

Die einer Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage gegenüber der Trendvariante von 0.7 % liegt eher am oberen Rand, da keine Auswirkungen der Abgabe auf die Strompreise angenommen wurden. Falls die Strompreise sich im Zuge einer solchen Abgabe ebenfalls

erhöhten, wären die Substitutionsbewegungen aufgrund der sich angleichenden Preisrelationen eher geringer. Die häufig geäußerte These, Einsparung an fossilen Energieträgern funktioniere nur mit einer gleichzeitigen deutlichen Erhöhung des Elektrizitätsverbrauchs, wird durch diese Rechnungen nicht bestätigt.

5.10.5 Sensitivität Ib BIP hoch

Da das Szenario Ib während der Perspektivarbeiten anfangs als vollständig mit der Referenz (Ia, Referenzszenario ohne CO₂-Abgabe) gleichberechtigtes Szenario bearbeitet wurde, wurden hierzu auch die Sensitivitäten „BIP hoch“, „Preis 50 \$“ und „Klima wärmer“ gerechnet. Der Vollständigkeit halber werden die Ergebnisse hier ebenfalls dokumentiert. Da die Ergebnisse aufgrund der Zusammensetzung der zahlreichen Einzelaspekte nicht linear von den Rahmenbedingungen abhängen, lassen sich diese Sensitivitäten zu Ib nicht einfach additiv ableiten. Insbesondere gibt es z. T. gegenläufige Effekte beispielsweise zwischen der CO₂-Abgabe und dem stärkeren Wirtschaftswachstum.

In der Sensitivität Ib BIP hoch werden die sozioökonomischen Rahmendaten wie in der Sensitivität Ia BIP hoch angenommen: Gegenüber der Trendvariante ist das BIP in 2035 um 21 % erhöht, die Personenverkehrsleistungen um 11 %, die Güterverkehrsleistungen um 14 % und die Energiebezugsflächen um 16 %. (Vgl. Tab. 5-72)

Die Energiepreise entsprechen denjenigen der Sensitivität Ib, ebenso die sonstigen politischen Vorgaben: Bonus-Malus-System, fiskalische Förderung alternativer Treibstoffe (Bioethanol und Erdgas als Treibstoff mit zunehmendem Biogasanteil) im Treibstoffsektor sowie die Option zur Befreiung von der CO₂-Abgabe bei überprüfaren Reduktionsverpflichtungen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen.

Tabelle 5-72 Szenario Ib BIP hoch
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	449.6	497.0	546.4	590.6	630.0	662.5	692.2
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	702.5	740.7	776.7	806.9	834.8	859.6
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.5	498.9	524.3	545.8	566.3	583.6
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	121.4	127.9	134.1	139.2	144.2	148.1
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	28.2	31.5	36.4	39.3	41.7	42.5
Preise Ib Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	53.6	54.3	54.5	54.6	54.3	57.5
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Preise Ib Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	534.6	540.2	536.3	532.5	528.4	562.4
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	409.9	414.6	410.2	405.9	401.3	433.4
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.7
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Preise Ib Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.20	1.18	1.43	1.31	1.63	1.63	1.63	1.63	1.61	1.63
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.35	1.23	1.47	1.38	1.74	1.74	1.74	1.74	1.72	1.74
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	262.4	260.2	257.4	254.8	251.5	245.4
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.0	148.1	151.3	154.8	157.7	160.4	163.2
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.9	184.7	189.2	189.2	189.9	190.5	193.3
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	227.0	224.5	227.2	228.8	232.6	236.0
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	822.2	825.2	830.5	831.1	835.0	837.9
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	70.5	73.8	77.7	80.5	81.0
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.9	71.4	75.6	79.1	82.4	85.1
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	72.6	75.6	77.9	78.2	79.1	80.8
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	11.1	12.0	12.5	13.1	13.3
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	216.7	228.7	239.2	247.6	255.0	260.2
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.1	264.5	272.6	279.2	285.4	289.0
Umwandlungssektor											
Fernwärme: Einsatz ohne Abfall	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.7	12.6
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	447.9	477.2	467.0	434.5	519.2	601.4
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	453.4	482.7	487.8	470.3	477.2	559.3
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	453.4	482.7	487.8	470.3	477.2	496.1
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	447.9	477.2	467.0	434.5	441.4	445.7
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'062.4	1'082.6	1'067.0	1'026.7	1'108.5	1'188.2
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'067.9	1'088.1	1'087.8	1'062.5	1'066.5	1'146.2
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'067.9	1'088.1	1'087.8	1'062.5	1'066.5	1'082.9
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'062.4	1'082.6	1'067.0	1'026.7	1'030.7	1'032.5
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	555.4	540.3	527.0	514.1	504.8	494.5
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	568.6	553.5	579.4	605.2	596.0	585.6
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	568.6	553.5	579.4	605.2	596.0	624.0
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	555.4	540.3	527.0	514.1	504.8	494.5
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 5-72 **Szenario Ib BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.7	10.1	9.4	8.9	8.3
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.9	3.7	3.6
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.6	5.6	5.6	5.5	5.5	5.5
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	15.6	15.1	14.7	14.5	14.5	14.4
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	36.9	35.6	34.4	33.4	32.6	31.9
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	5.9	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	5.9	8.0
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.3	38.0	36.9	35.8	35.0	34.2
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.1	38.7	39.8	40.8	40.0	39.3
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.1	38.7	39.8	40.8	40.0	41.4
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.3	38.0	36.9	35.8	35.0	34.2
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	58.3	47.0	39.7	36.7	35.2	34.6
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.1	3'436.4	2'464.9	1'808.9	1'663.1	1'571.0	1'386.6
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.0	0.1	0.0	-0.1
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.2	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.2	25.8
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.0	0.1	0.0	-0.1

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmennachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Endenergienachfrage steigt zwischen 2000 und 2035 um 2.8 % an und liegt somit zwischen den Werten der Trendvariante mit einem Anstieg von 1.9 % und der Variante Ia BIP hoch mit einem Anstieg von 6.7 %. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 36.7 % an und liegt über beiden Vergleichsvarianten (die Variante Ia BIP hoch weist einen Anstieg von 35.9 % aus, die Trendvariante lediglich von 29.9 %) – hier wirken die Effekte „wachstumsinduzierte Nachfragesteigerung“ und „Substitutionsziel aufgrund der CO₂-Abgabe“ in die gleiche Richtung. Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Einsatz in der Elektrizitätserzeugung) wird um 18.1 % reduziert – dieser Rückgang ist höher als in der Trendvariante mit 11.4 %, aber geringer als in der reinen Abgabenvariante Ib (mit 21.1 %). Die erneuerbaren Energieträger (bei Brenn- und Treibstoffen, wiederum ohne Einsatz in der Elektrizitätserzeugung) weisen mit einem Anstieg um 107.9 % mehr als eine Verdopplung auf, was über sämtlichen bisher vorgestellten Varianten liegt. Auch der Anteil an der Endenergienachfrage liegt mit 11.7 % am höchsten. Dies ist vor allem auf das Wachstum bei den biogenen Treibstoffen zurückzuführen, bei denen sich der Wachstumseffekt sowohl über das Verkehrsmengen- und damit das Treibstoffabsatzwachstum und der

Substitutionseffekt durch CO₂-Abgabe und Förderung alternativer Treibstoffe ergänzen. (Tabelle 5-73)

Tabelle 5-73 **Szenario Ib BIP hoch**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	822.2	825.2	830.5	831.1	835.0	837.9
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	216.7	228.7	239.2	247.6	255.0	260.2
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.4	526.7	510.0	494.9	480.7	470.6	461.7
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	62.6	69.5	78.7	84.7	91.1	97.6

Prognos 2006

Auf der Ebene der einzelnen Energieträger ist das Bild ebenfalls heterogen, je nach ergänzender oder gegenläufiger Wirkung der jeweiligen Einflüsse (Tabelle 5-74, Figur 5-53): Der Rückgang beim Heizöl ist mit 38.8 % stärker als in allen anderen (bisher diskutierten) Varianten, hier gewinnt also die Effizienz gegenüber den Wachstumseffekten. Das Wachstum bei Erdgas als Brennstoff liegt mit 23.3 % zwischen den Werten der Trendvariante (22.3 %) und der Variante „BIP hoch“ (26.3 %) – hier kommt der Effekt des Substitutionsziels, abgeschwächt durch Effizienz, zum Tragen.

Tabelle 5-74 **Szenario Ib BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

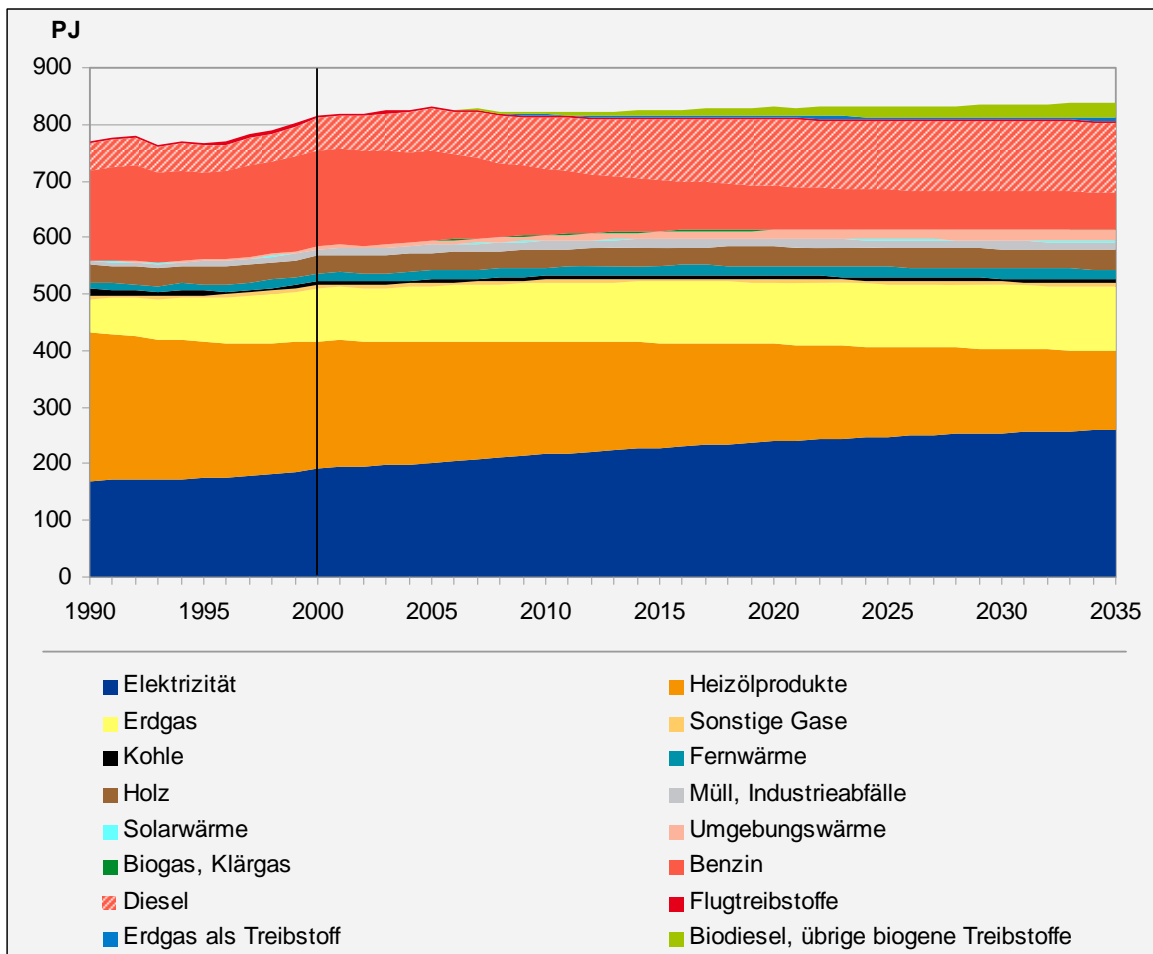
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	216.7	228.7	239.2	247.6	255.0	260.2
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	199.2	185.3	172.1	159.2	148.3	138.7
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	103.8	108.1	110.1	111.4	112.8	114.6
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.9	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.2	17.1	17.7	18.0	18.3	18.4
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.5	32.0	33.0	33.5	33.7	33.9
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.9	14.8	14.8	14.4	14.3	14.4
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	1.0	1.1	1.3	1.5
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	9.0	11.5	13.9	16.0	18.0	19.7
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	116.5	91.1	76.4	69.5	66.7	65.0
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	89.7	107.4	117.5	121.3	123.1	123.7
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	8.4	14.1	17.7	21.7	26.1
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.3	4.1	4.6	4.9	4.9
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	822.2	825.2	830.5	831.1	835.0	837.9

Prognos 2006

Die Substitutionsziele bei den erneuerbaren Wärmeträgern wachsen allesamt stärker als in den Varianten Trend, BIP hoch und Ib – hier ergänzen sich jeweils Wachstumseffekte und Substitutionseffekte: Holz 11.3 %, Industrieabfälle 22.8 %, Solarwärme 336.9 %, Umgebungswärme 346.9 %. Benzin- und Dieselnachfrage liegen mit 65.5 PJ (Rückgang um 61.6 %) bzw. 113.7 PJ (Wachstum 113.2%) jeweils geringfügig über der Variante Ib Trend (Benzin 60.7 PJ, Diesel 112.7 PJ), jedoch ist die Differenz zwischen den Varianten Ib Trend und Ib BIP hoch deutlich geringer als diejenige zwischen der Trendvariante und

der Variante Ia BIP hoch – die durch die Politikinstrumente induzierten Effizienz- bzw. Substitutionseffekte hin zu den Alternativtreibstoffen wirken in diesem Falle stärker als die Wachstumseffekte. Der Verbrauch der biogenen Treibstoffe (hier kann kein Wachstum angegeben werden, da der Verbrauch in 2000 insignifikant war) liegt mit 26.1 PJ mehr als doppelt so hoch wie in der Variante Ib Trend – hier wird also ein Teil des Nachfragewachstums sowie der wachstumsinduzierten Mittel instrumentenbedingt in die biogenen Treibstoffe gesteckt. Diese Schicht ist insbesondere in der Grafik gut zu erkennen.

Figur 5-53 **Szenario Ib BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die sektorale Aufschlüsselung der Endenergienachfrage (Tab. 5-75, Figur 5-54) zeigt im Verkehr zwischen 2000 und 2035 eine Reduktion um 1.9 %, die geringfügig stärker ist als in der Trendvariante (-1.3 %), deutlich weniger stark als in der Variante Ib (-14.1 %) und im Vergleich zum Wachstum der Variante Ia BIP hoch von 7.4 % eine sehr gedämpfte Entwicklung, da praktisch das gesamte zusätzliche Verkehrsmengenwachstum durch Effizienzeffekte kompensiert wird.

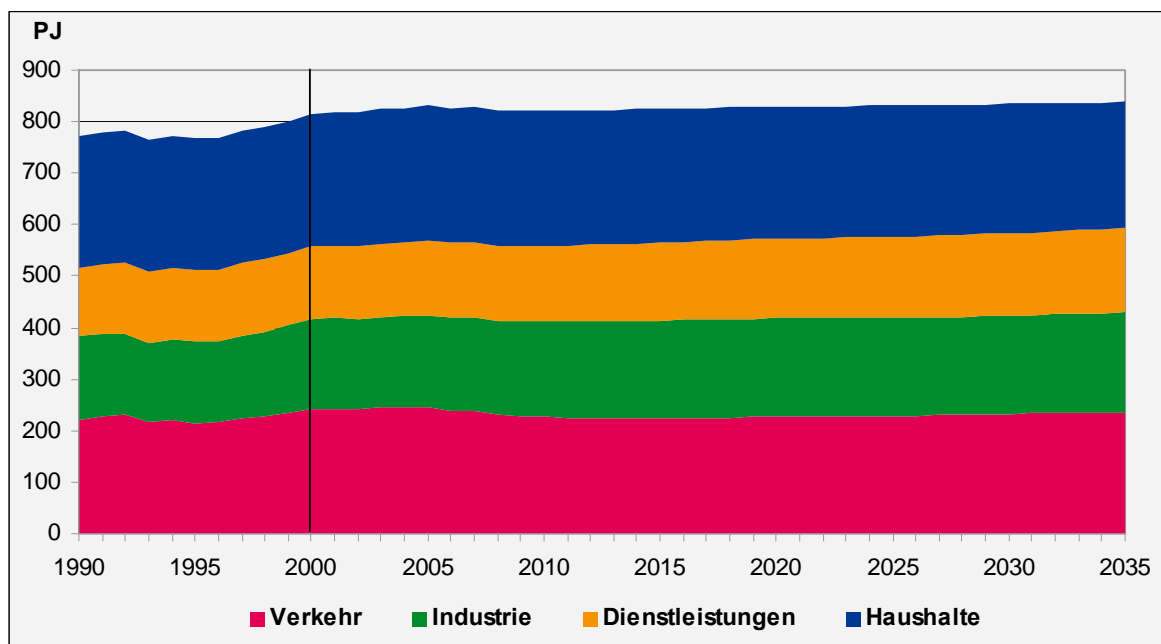
Tabelle 5-74 **Szenario Ib BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	227.0	224.5	227.2	228.8	232.6	236.0
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.9	184.7	189.2	191.2	189.9	190.5	193.3
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.0	148.1	151.3	154.8	157.7	160.4	163.2
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	262.4	260.2	257.4	254.8	251.5	245.4
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	822.2	825.2	830.5	831.1	835.0	837.9

Prognos 2006

Das Nachfragewachstum in den Sektoren Dienstleistungen (15.6 %) und Industrie (10.4 %) liegt nur geringfügig unter dem der Variante Ia BIP hoch (Dienstleistungen 18.8 %, Industrie 10.6%), was darauf zurückzuführen ist, dass die CO₂-Abgabe aufgrund der bereits in der Trendvariante eingebauten Befreiungsoptionen wenig zusätzliche Wirkung erzeugt. Im Haushaltssektor hingegen liegt der Rückgang mit -5.0 % zwischen demjenigen der Trendvariante (-4.0 %) und der Variante Ib Trend (-5.6%). Hier kommt zum Tragen, dass die CO₂-Abgabe durch Veränderung des Investitionsverhaltens auch die durch das höhere BIP vorhandenen verfügbare Mittel stärker in die Richtung Effizienzinvestitionen lenkt.

Figur 5-54 **Szenario Ib BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

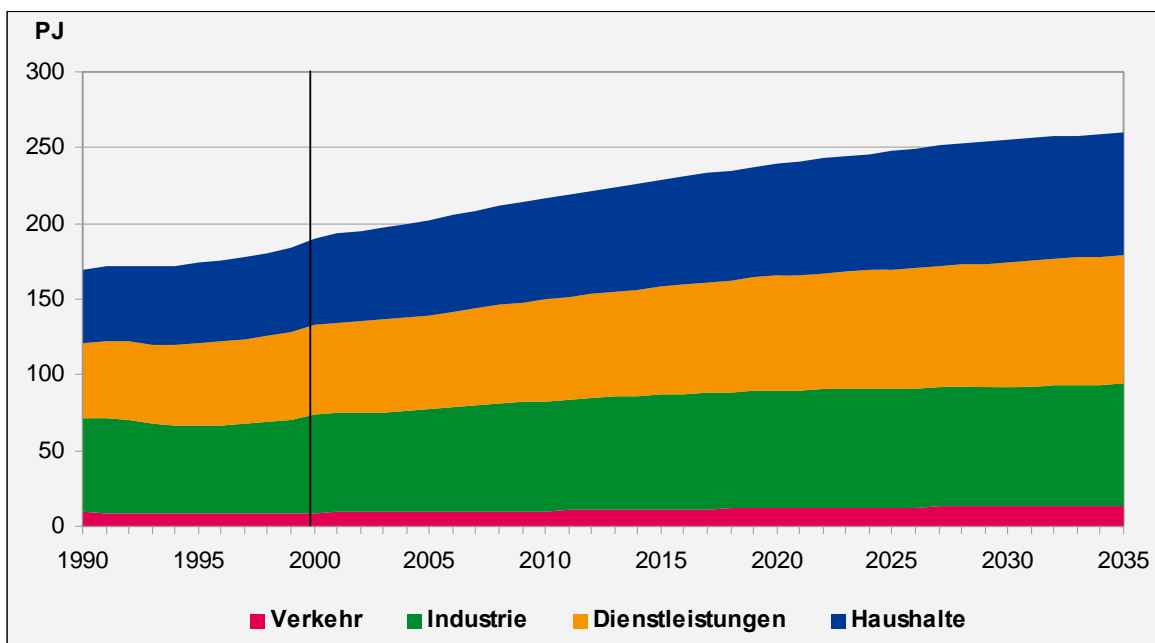
Die sektorale Elektrizitätsnachfrage (Tabelle 5-76, Figur 5-55) wächst in den Sektoren Verkehr und Dienstleistungen genauso stark wie in der Variante Ia BIP hoch. Im Verkehr liegt das daran, dass es für den Treibstoff kaum Substitutionsmöglichkeiten in Richtung Elektrizität gibt (analog zur unveränderten Nachfrage zwischen I Trend und Ib), im Dienstleistungssektor gleichen sich Effizienz- und Substitutionseffekt gerade aus. In den Sektoren Industrie (Wachstum 23.9 %) und Haushalte (40.6 %) wirken die wachstumsbedingte Mehrnachfrage und der Substitutionseffekt in die gleiche Richtung, hier liegt das Wachstum jeweils über der Variante Ia BIP hoch (Industrie 23.1 %, Haushalte 38.8 %).

Tabelle 5-76 **Szenario Ib BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	11.1	12.0	12.5	13.1	13.3
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	72.6	75.6	77.9	78.2	79.1	80.8
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.9	71.4	75.6	79.1	82.4	85.1
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	70.5	73.8	77.7	80.5	81.0
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	216.7	228.7	239.2	247.6	255.0	260.2

Prognos 2006

Figur 5-55 **Szenario Ib BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Bei den sektoralen CO₂-Emissionen (Tabelle 5-77, Figur 5-56) der Brenn- und Treibstoffe wirken sich gegenüber der Gesamtenergienachfrage die Binneneffekte der Substitutionen und der erneuerbaren Energien aus.

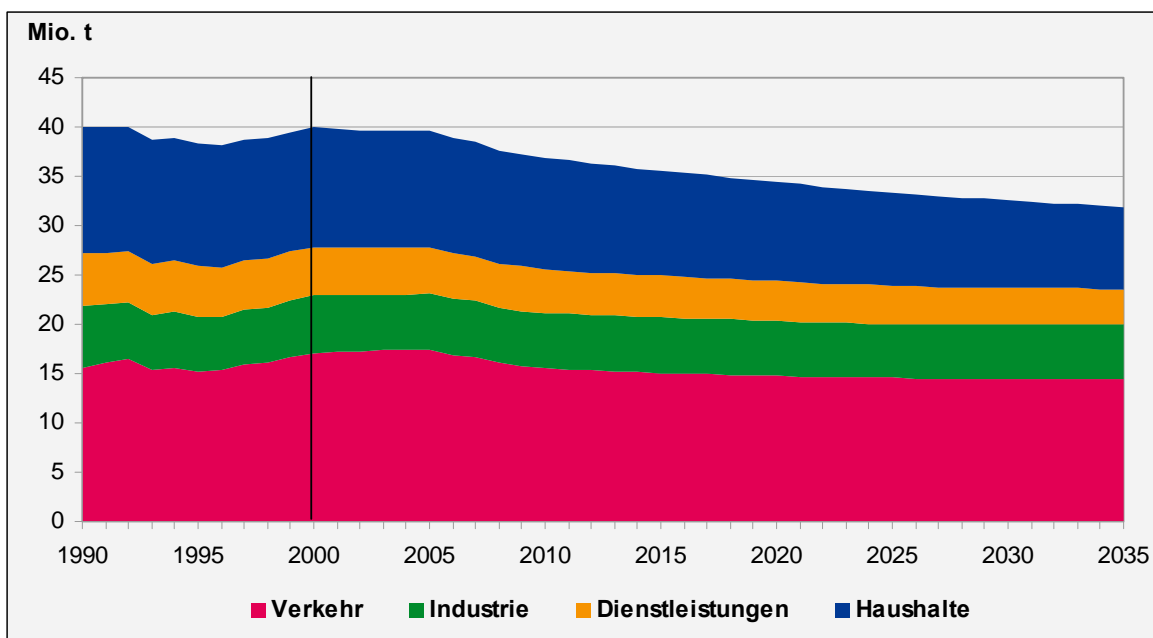
Tabelle 5-77 **Szenario Ib BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	15.6	15.1	14.7	14.5	14.5	14.4
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.6	5.6	5.6	5.5	5.5	5.5
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	3.9	3.7	3.6
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.7	10.1	9.4	8.9	8.3
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	36.9	35.6	34.4	33.4	32.6	31.9

Prognos 2006

Im Verkehrssektor liegt die Reduktion zwischen 2000 und 2003 mit 15.8 % zwischen derjenigen der Varianten Trend (-3.7 %) und Ib (-22.0 %) – deutlich unterschieden vom Wachstumstrend der Variante Ia BIP hoch (+4.3 %). Hier zeigt sich, dass die Politikinstrumente von Ib insbesondere durch das starke Wachstum der Alternativtreibstoffe das Nachfragewachstum auf der Ebene der CO₂-Emissionen einigermaßen kompensieren. Im Industriesektor liegt die Reduktion mit 5.3 % nahe an derjenigen der Variante Ia BIP hoch aufgrund der bereits mehrfach diskutierten „politischen Nähe“ der Varianten Ia und Ib durch die Befreiungsmöglichkeiten von der Abgabe. Im Dienstleistungssektor liegt die Reduktion mit 26.2 % nahe an derjenigen der Variante Ib (27.0%), während sie sie im Haushaltssektor mit 31.0 % diejenige der Variante Ib (29.0 %) sogar übersteigt. Dies liegt daran, dass die Abgabe auch das Investitionsverhalten unter den Bedingungen höheren Wachstums verändert. Es wird verstärkt in Effizienz sowie insbesondere Wärmepumpen und Solaranlagen investiert.

Figur 5-56 **Szenario Ib BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Im Gesamtvergleich der kumulierten Kenngrößen mit der Trendvariante in 2035 (Tab. 5-78) zeigt sich bei der gesamten Endenergienachfrage ein geringfügiges Wachstum von 0.8 % – hier werden also die Wachstumseffekte auf der Ebene der Mengeneffekte durch das höhere BIP durch die Effizienzeffekte, die durch die „Ib-Politikinstrumente“ vor allem im Verkehrs- und Haushaltssektor induziert werden, kompensiert. Bei der Elektrizitätsnachfrage wirken zusätzlich zu den Mengeneffekten allerdings weniger Effizienz- als vielmehr Substitutionseffekte, was nicht kompensatorisch, sondern gleichläufig wirkt. Somit ist die Elektrizitätsnachfrage sogar gegenüber der Variante Ia BIP hoch in 2035 nochmals um 0.8 % erhöht. Bei den CO₂-Emissionen wirken sowohl kompensatorische als auch gegenläufige Effekte. Insgesamt liegen die Emissionen um 3.9 % über denen der Variante Ib, aber um 8.1 % unter denen der Trendvariante, so dass in der Summe die reduzierend wirkenden Politikinstrumente der Variante Ib „gewinnen“.

Tabelle 5-78 **Szenario Ib BIP hoch**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	22.8	2.8%	7.0	0.8%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	69.9	36.7%	14.6	5.9%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-8.0	-20.1%	-2.8	-8.1%

Prognos 2006

5.10.6 Sensitivität Ib Preis 50 \$

In der Sensitivität Ib Preise 50 \$ wirken die beiden untersuchten Effekte CO₂-Abgabe und Erhöhung der Weltmarkt-Rohölpreise gleichgerichtet. Die CO₂-Selektivität der Abgabe mit ihren Wirkungen auf die Preisrelationen wird durch die steigenden Weltmarktpreise relativiert.

Tabelle 5-79 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.2
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			53.0	58.0	63.0	68.0	73.0	78.0	83.0	88.0
Preise Ib Preis 50 \$ Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	57.0	73.2	74.7	75.2	75.6	75.3	74.9
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	7.2	9.1	9.3	9.4	9.4	9.4	9.4
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.5	47.5	49.6	51.8	54.0	56.4
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.6	18.3	18.8	19.0	18.8
Preise Ib Preis 50 \$ Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	577.4	748.9	761.2	758.4	755.5	752.0	748.2
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	446.8	616.9	628.3	624.9	621.5	617.5	613.2
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.5	6.2	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	10.1	10.7	11.2	11.6	11.5
Preise Ib Preis 50 \$ Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.4	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.5	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	261.2	257.0	251.6	247.1	243.0	236.4
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	146.6	148.3	150.3	151.6	152.8	154.4
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.8	181.2	183.7	183.8	180.8	179.4	180.0
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	217.5	211.7	210.2	208.0	208.5	210.9
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.7	806.4	800.7	795.9	787.5	783.7	781.6
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.2	70.6	73.6	77.2	80.4	81.1
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	70.7	74.4	77.5	80.3	82.5
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.4	73.2	75.7	76.9	76.5	76.3	76.2
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.3	217.1	227.5	236.0	242.6	248.6	251.6
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.1	264.5	272.6	279.2	285.4	289.0
Umwandlungssektor											
Fernwärme: Einsatz ohne Abfall	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.7	12.6
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	448.2	476.1	463.8	429.6	513.0	593.0
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	453.7	481.6	484.6	465.4	471.0	551.0
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	453.7	481.6	484.6	465.4	471.0	487.7
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	448.2	476.1	463.8	429.6	435.2	437.4
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'046.5	1'057.9	1'032.1	982.9	1'057.0	1'131.6
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'052.0	1'063.4	1'052.9	1'018.7	1'015.0	1'089.6
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'052.0	1'063.4	1'052.9	1'018.7	1'015.0	1'026.3
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'046.5	1'057.9	1'032.1	982.9	979.2	976.0
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	537.8	514.8	493.4	473.2	457.7	444.7
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	551.0	528.0	545.8	564.3	548.9	535.9
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	551.0	528.0	545.8	564.3	548.9	574.2
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	588.9	537.8	514.8	493.4	473.2	457.7	444.7
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 5-79 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	10.3	9.5	8.8	8.1	7.4
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.8	3.6	3.3	3.2
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.3	5.2	5.1	4.9	4.9	4.9
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	14.9	14.2	13.6	13.2	12.9	12.8
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	35.7	33.8	32.0	30.5	29.2	28.4
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	6.0	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	5.9	6.0	8.0
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	38.1	36.2	34.5	32.9	31.7	30.7
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	38.8	36.9	37.4	37.9	36.7	35.7
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	38.8	36.9	37.4	37.9	36.7	37.8
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	38.1	36.2	34.5	32.9	31.7	30.7
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	58.1	46.8	39.4	36.4	34.9	34.2
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'054.6	3'444.2	2'472.0	1'809.4	1'660.9	1'564.8	1'376.8
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.0	0.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	25.9
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.0	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage sinkt um 4.1 % innerhalb des Zeitraums von 2000 bis 2035 und liegt damit unter der Sensitivität Ib Trend mit einem Rückgang von 2.9 %. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 32.2 % und liegt somit über derjenigen von Ib Trend (29.9 %) und Ia Preis 50 \$ (31.5 %), jedoch unter derjenigen der BIP-Varianten. Die fossilen Energieträger erfahren einen Rückgang von 29.1 % (der über allen anderen bislang diskutierten Sensitivitäten liegt), während sich die Nachfrage nach erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen mit 111.1 % mehr als verdoppelt und somit ebenfalls stärker ist als in den bisher diskutierten Sensitivitäten (Tabelle 5-80).

Tabelle 5-80 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	806.4	800.7	795.9	787.5	783.7	781.6
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.3	217.1	227.5	236.0	242.6	248.6	251.6
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.2	509.1	484.5	461.3	439.9	423.5	412.0
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.5	64.0	71.3	80.6	86.7	92.9	99.1

Prognos 2006

Diese Trends der stärkeren Reduktion der fossilen Energieträger sowie des stärkeren Wachstums der erneuerbaren Energieträger finden sich bei allen einzelnen Energieträgern der jeweiligen Kategorien wieder. Insbesondere wird das Wachstum der erneuerbaren Wärmeträger Holz (18.9%), Solarwärme (nahezu Vervielfachung mit 398.0 %) und Umgebungswärme (ebenfalls nahezu Vervielfachung mit 379.5 %) sichtbar. Mit dem starken Wachstum der Wärmepumpen ist auch der Anstieg der Elektrizitätsnachfrage verbunden. (Tabelle 5-81, Figur 5-57)

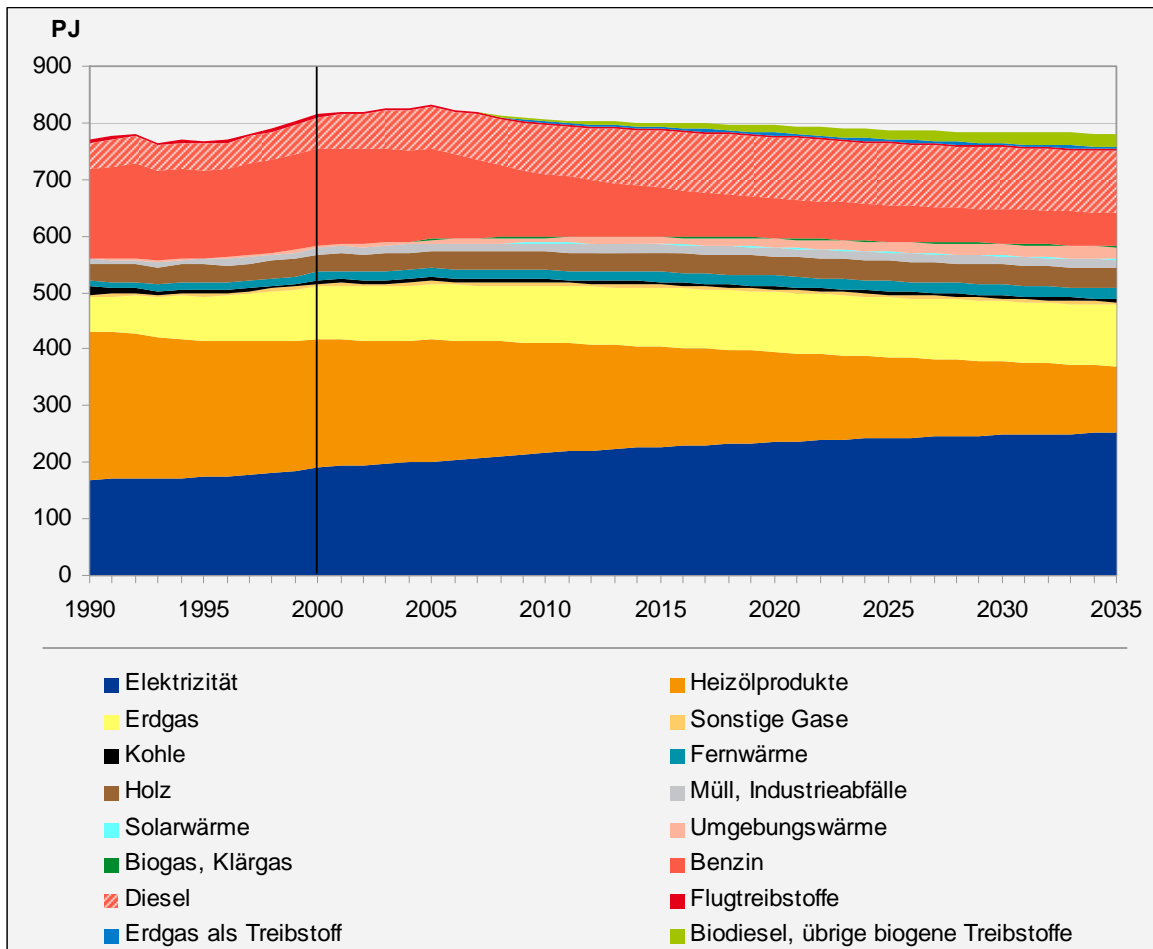
Tabelle 5-81 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.3	217.1	227.5	236.0	242.6	248.6	251.6
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	213.9	194.0	176.2	159.5	143.5	129.7	118.5
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	101.2	104.4	105.4	105.8	106.5	108.0
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.3	5.3	5.1	5.0	4.9	4.9
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.8	5.6	5.5	5.6	5.5	5.5
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.3	17.3	18.0	18.4	18.7	18.9
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	32.1	33.0	34.3	35.1	35.6	35.9
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	15.4	15.4	15.2	14.7	14.6	14.4
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	9.2	12.0	14.6	17.0	19.3	21.2
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	111.5	85.9	71.0	63.7	60.4	58.5
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	85.4	100.7	107.5	108.9	108.8	109.0
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	8.1	13.5	16.6	20.0	23.9
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.2	3.9	4.3	4.5	4.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	806.4	800.7	795.9	787.5	783.7	781.6

Prognos 2006

Wie in der Sensitivität Ib Trend ist der stärkste Rückgang der Gesamtenergienachfrage, getrieben durch den Rückgang bei der Treibstoff- und Heizölnachfrage, in den Jahren 2005 - 2010 festzustellen.

Figur 5-57 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Im sektoralen Vergleich sinkt die Gesamtenergienachfrage im Verkehrssektor um 12.3 %, was geringer ist als in der Sensitivität Ib Trend (14.1 %). Dies ist bedingt durch den gegenüber Ib angestiegenen Anteil der Biokraftstoffe. Ab etwa 2020 stagniert die Nachfrage und steigt bis 2035 sogar wieder leicht an, was vor allem mit der Binnendifferenzierung zwischen fossilen und erneuerbaren Energieträgern zusammenhängt – aber auch mit der allmählich sich reduzierenden Wirkung der (nominalen) Lenkungsabgabe. Im Industriesektor beträgt das Nachfragewachstum 2.8 %, erfährt somit gegenüber der Sensitivität Ib Trend mit 4.0 % nochmals eine Dämpfung. Dies liegt daran, dass im Industriesektor der Effekt der Weltmarktpreise stärker „durchschlägt“ als derjenige der Abgabe.

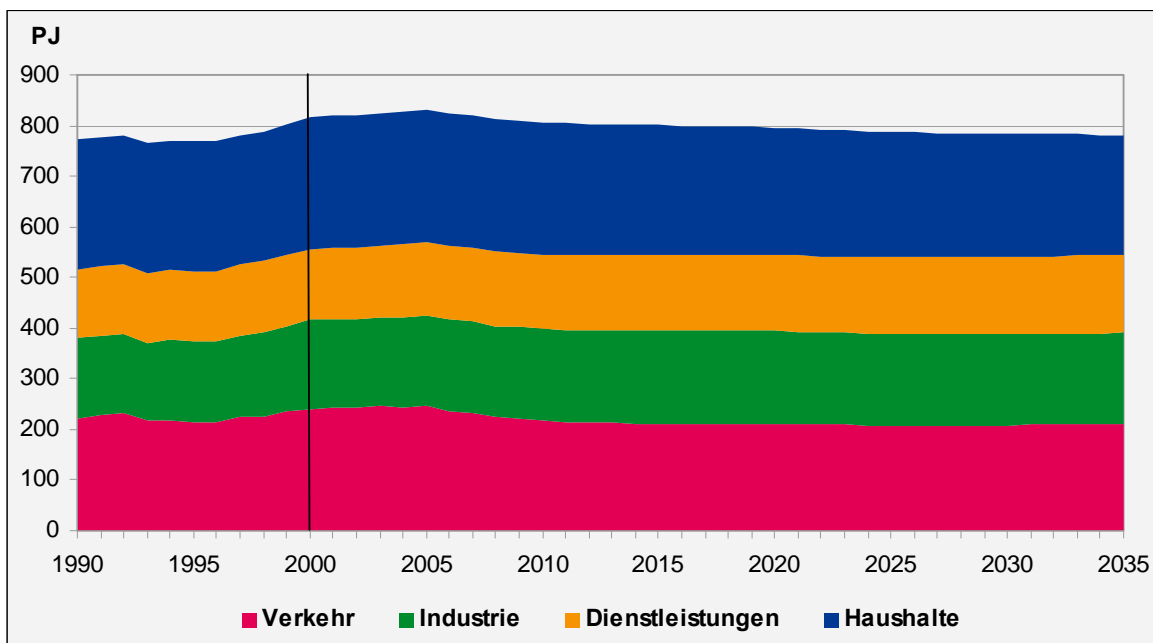
Tabelle 5-82 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	217.5	211.7	210.2	208.0	208.5	210.9
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.8	181.2	183.7	183.8	180.8	179.4	180.0
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	146.6	148.3	150.3	151.6	152.8	154.4
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	261.2	257.0	251.6	247.1	243.0	236.4
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	806.4	800.7	795.9	787.5	783.7	781.6

Prognos 2006

Auch im Dienstleistungssektor ist das gesamte Nachfragewachstum mit 9.8 % gegenüber der Sensitivität Ib Trend (12.8 %) nochmals gedämpft, ebenso im Haushaltssektor mit einer Reduktion von 8.5 % gegenüber 5.6 % in Ib. Der Haushaltssektor ist der einzige Sektor, in dem die Nachfrage einen dauerhaften Abwärtstrend aufweist (Tabelle 5-82, Figur 5-58).

Figur 5-58 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

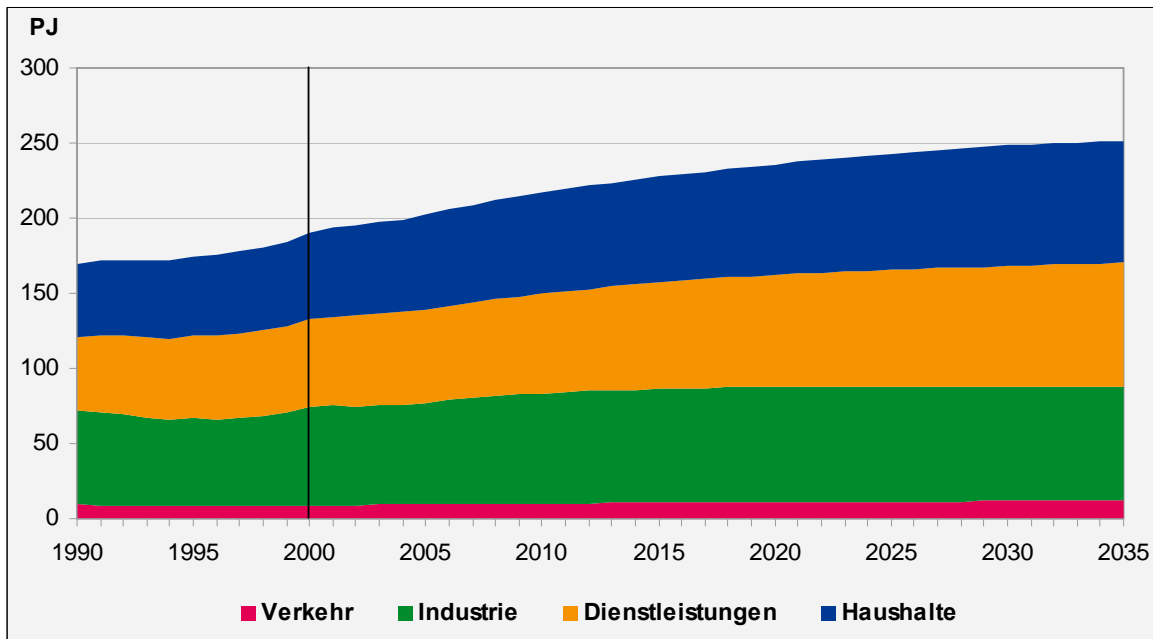
Bei der sektoralen Elektrizitätsnachfrage liegt – bis auf den untangierten Verkehrssektor mit einem Wachstum von 33.3 % - das Wachstum jeweils über demjenigen sowohl der Variante Ib als auch in Ia Preis 50 \$. Hier lässt sich feststellen, dass in den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen die Nachfrage kontinuierlich wächst, während sie in den Sektoren Verkehr und Industrie ab 2025 ungefähr stagniert (Tabelle 5-83, Figur 5-59).

Tabelle 5-83 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.4	73.2	75.7	76.9	76.5	76.3	76.2
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	70.7	74.4	77.5	80.3	82.5
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.2	70.6	73.6	77.2	80.4	81.1
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.3	217.1	227.5	236.0	242.6	248.6	251.6

Prognos 2006

Figur 5-59 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

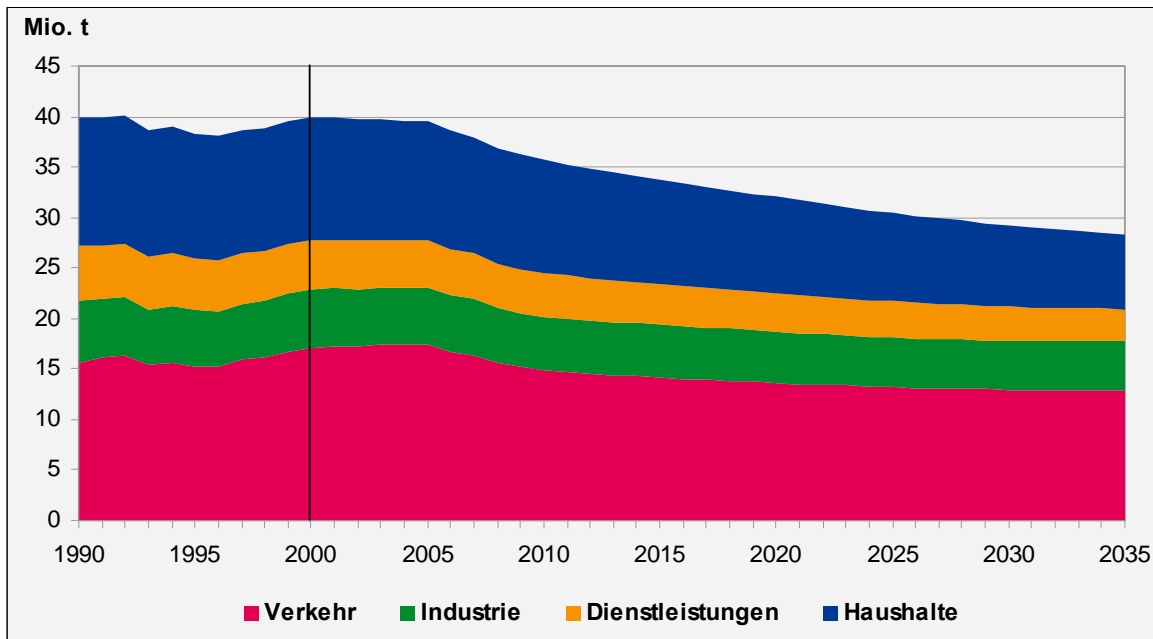
Die CO₂-Emissionen der Nachfrage sinken mit 29.0 % stärker als in den bisher betrachteten Sensitivitäten zu Szenario I. Dies ist den kumulierten Effekten der verstärkten Substitution in die erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe sowie in die Elektrizität geschuldet. Diese verstärkte Reduktion lässt sich in allen Sektoren beobachten (Tabelle 5-84, Figur 5-60): Im Verkehrssektor beträgt die Reduktion 25 % (im Vergleich zu 22 % bei Ib Trend), im Industriesektor 15.3 % (Ib: 11.0 %), im Dienstleistungssektor 35.2 % (Ib: 27.0 %), im Haushaltssektor 38.0 % (Ib: 28.6 %). In allen Sektoren lässt sich ein dauerhaftes absinken beobachten, bis auf den Industriesektor, bei dem gegen Ende des Betrachtungszeitraums eine Stagnation eintritt. Das Kyoto-Ziel in 2010 wird erfüllt.

Tabelle 5-84 **Szenario Ib Preis 50 \$**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	14.9	14.2	13.6	13.2	12.9	12.8
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.3	5.2	5.1	4.9	4.9	4.9
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.8	3.6	3.3	3.2
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	10.3	9.5	8.8	8.1	7.4
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	35.7	33.8	32.0	30.5	29.2	28.4

Prognos 2006

Figur 5-60 **Szenario Ib Preis 50 \$**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

In der Zusammenfassung der Ergebnisse zeigt sich, dass die kumulierte Preiswirkung von Abgabe und Weltmarktpreisen, verbunden mit den verkehrsorientierten Instrumenten, insbesondere auf die CO₂-Emissionen mit einer Reduktion von 18.3 % gegenüber der Trendvariante einen starken Einfluss hat. Damit verbunden ist ein Wachstum der Elektrizitätsnachfrage von 2.4 %, wobei zu berücksichtigen ist, dass dieses auf einen ohnehin steigenden Nachfragetrend aufsattelt.

Diese Variante erfüllt das Kyoto-Ziel von 2010 (-10 %) – der Weltmarkt-Preisimpuls kann also die beiden fehlenden Abgabehahre gerade kompensieren. Auch ein mögliches Post-Kyoto-Ziel von einer Reduktion um 20 % gegenüber 2000 bis 2020 wäre gerade erfüllbar – allerdings nur ohne Berücksichtigung allfälliger Emissionen aus dem Umwandlungssektor (Tabelle 5-85).

Tabelle 5-85 **Szenario Ib Preis 50 \$**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-33.5	-4.1%	-49.3	-5.9%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	61.3	32.2%	6.0	2.4%
CO₂-Emissionen (Mio t)	-11.6	-29.0%	-6.4	-18.3%

Prognos 2006

5.10.7 Sensitivität Ib Klima wärmer

In der Sensitivität Ib Klima wärmer wirken die jeweiligen wesentlichen Einflussgrößen differenziert auf die Sektoren und die Energieträger ein: Die Abgabe und die wärmeren Winter wirken gleichgerichtet dämpfend auf die Nachfrage an fossilen Heizenergieträgern, die geringfügige Substitution sowie die steigenden Kühlungsbedarf wirken gleichgerichtet steigernd auf die Elektrizitätsnachfrage.

Im Verkehrssektor ergeben sich gegenüber der Variante Ib Trend nur marginale Veränderungen, da das wärmere Klima nur einen geringfügigen Einfluss auf den Mehrverbrauch der Klimaanlage hat (vgl. Variante Ia Klima wärmer).

Tabelle 5-86 Szenario Ib Klima wärmer
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.2
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise Ib Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	53.6	54.3	54.5	54.6	54.3	57.5
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Preise Ib Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	534.6	540.2	536.3	532.5	528.4	562.4
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	409.9	414.6	410.2	405.9	401.3	433.4
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.7
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Preise Ib Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.20	1.18	1.43	1.31	1.63	1.63	1.63	1.63	1.61	1.63
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.35	1.23	1.47	1.38	1.74	1.74	1.74	1.74	1.72	1.74
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	259.7	254.5	249.2	244.7	240.7	233.8
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	146.7	148.4	150.6	152.2	153.8	155.5
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	182.4	184.8	184.4	181.0	179.4	179.2
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	224.0	217.3	213.1	208.7	207.0	207.2
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	812.8	805.0	797.4	786.7	780.9	775.6
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	70.2	73.3	77.2	80.9	82.2
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	67.2	71.9	76.5	80.5	84.3	87.6
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	71.6	74.0	75.4	75.3	75.4	75.9
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	215.9	226.8	236.3	244.3	252.2	257.5
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.1	264.5	272.6	279.2	285.4	289.0
Umwandlungssektor											
Fernwärme: Einsatz ohne Abfall	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.7	12.6
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	447.1	475.4	464.2	431.4	516.6	598.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	452.6	480.9	485.0	467.2	474.6	556.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	452.6	480.9	485.0	467.2	474.6	493.6
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	447.1	475.4	464.2	431.4	438.8	443.2
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3	13.3
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'053.3	1'063.0	1'034.6	983.5	1'056.0	1'127.7
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'058.8	1'068.4	1'055.5	1'019.3	1'014.0	1'085.7
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'058.8	1'068.4	1'055.5	1'019.3	1'014.0	1'022.4
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.9	1'053.3	1'063.0	1'034.6	983.5	978.2	972.0
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	548.0	525.8	505.3	485.8	471.0	457.0
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	561.2	539.0	557.7	577.0	562.1	548.1
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	561.2	539.0	557.7	577.0	562.1	586.4
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.2	548.0	525.8	505.3	485.8	471.0	457.0
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 5-86 **Szenario Ib Klima wärmer**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.2	10.4	9.7	9.0	8.4	7.8
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.8	3.5	3.3	3.1
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.5	5.3	5.1	5.0	5.0
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	15.4	14.7	14.1	13.7	13.5	13.4
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	36.4	34.6	32.9	31.4	30.3	29.3
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor incl. Raff.-EV	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	5.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	3.8	6.0	6.0	8.1
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	38.8	37.0	35.4	33.9	32.7	31.7
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.6	37.8	38.3	38.9	37.8	36.7
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	39.6	37.8	38.3	38.9	37.8	38.8
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	38.8	37.0	35.4	33.9	32.7	31.7
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	58.1	46.6	39.1	36.0	34.3	33.5
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.5
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.6	0.5	0.7
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'411.8	2'421.1	1'755.7	1'595.3	1'490.6	1'294.7
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	18.2
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.4	11.5	18.4	18.3	25.9
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.2	0.1	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
(die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Tabelle 5-87 **Szenario Ib Klima wärmer**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	812.8	805.0	797.4	786.7	780.9	775.6
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.9	226.8	236.3	244.3	252.2	257.5
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	519.3	495.5	473.2	452.5	436.7	424.2
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	61.7	66.1	70.9	72.9	75.0	77.1

Prognos 2006

Die Endenergienachfrage sinkt zwischen 2000 und 2035 um 4.8 % ab und weist damit den geringsten Wert aller Sensitivitäten zu Szenario I auf (Tabelle 5-86). Die Reduktion ist im Zeitraum von 2005 – 2010 am stärksten ausgeprägt und flacht danach ab. Die Elektri-

zitätsnachfrage wächst um 35.3 % und liegt somit noch über derjenigen der Sensitivität Ia Klima wärmer (34.0 %), aber unterhalb der Sensitivität Ib BIP hoch (36.7 %). Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern sinkt mit 24.7 % etwas stärker als in der Variante Ib Trend (21.1 %). Die erneuerbaren Energieträger weisen ein Wachstum von 64.2 % auf, was gegenüber der Variante Ib (73.8 %) aufgrund des geringeren Heizwärmebedarfs verringert ist.

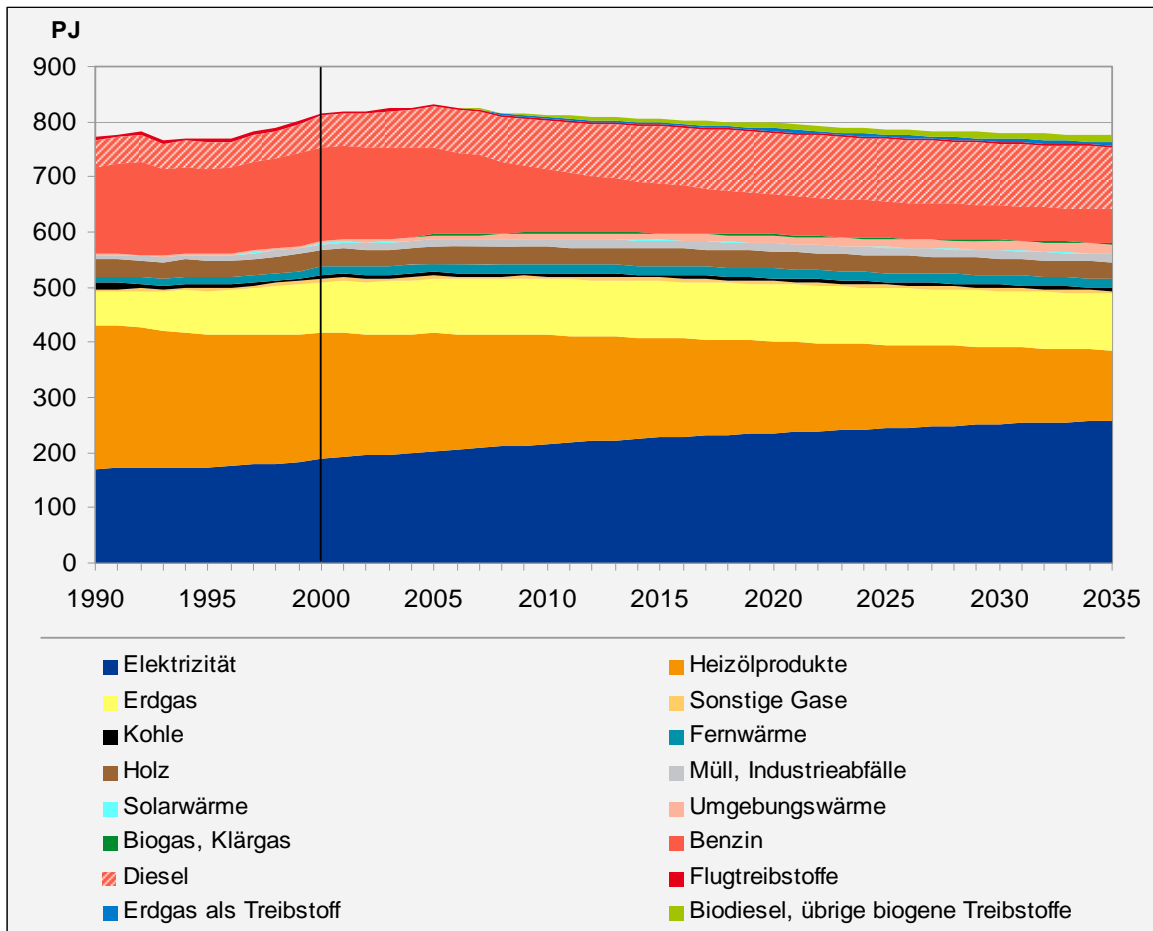
Dieses summierte Ergebnis bildet sich auch bei den einzelnen Energieträgern ab: Bei den fossilen wie erneuerbaren Treibstoffen entsprechen die Ergebnisse exakt denjenigen der Sensitivität Ib, die fossilen wie die erneuerbaren Energieträger für die Wärmeerzeugung weisen einen geringeren Verbrauch auf als in Sensitivität Ib (Tabelle 5-88, Figur 5-61).

Tabelle 5-88 **Szenario Ib Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.9	226.8	236.3	244.3	252.2	257.5
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	196.7	180.8	165.9	151.6	139.4	128.5
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	101.8	103.7	103.6	102.9	102.4	102.2
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.6	5.6	5.4	5.3	5.1	5.1
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.8	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.0	16.6	17.0	17.0	17.1	16.9
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	30.9	30.8	31.1	30.9	30.5	30.0
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.8	14.7	14.6	14.1	13.9	13.9
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.3
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.8	11.0	13.0	14.7	16.2	17.5
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	115.3	89.2	73.8	66.2	62.8	60.9
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	88.1	104.2	111.4	112.9	112.7	112.9
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	6.8	9.3	10.1	11.1	12.4
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.3	4.3	5.0	5.5	5.9
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	812.8	805.0	797.4	786.7	780.9	775.6

Prognos 2006

Figur 5-61 **Szenario Ib Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Im Verkehrssektor bleibt die Nachfragereduktion mit 13.9 % gegenüber derjenigen der Sensitivität Ib Trend (14.1 %) nahezu unverändert. Im Industriesektor ist das Nachfragewachstum mit 2.3 % schwächer als in Ib Trend (4.0 %), im Dienstleistungssektor mit 10.8 % (Ib: 12.2 %) ebenfalls, und im Haushaltssektor ist die Reduktion mit 9.5 % deutlich stärker als in Variante Ib Trend (5.6 %). Dies hängt damit zusammen, dass der Heizenergiebedarf in den Haushalten mit ungefähr zwei Dritteln den grössten Anteil der Energienachfrage ausmacht. (Tabelle 5-89, Figur 5-62).

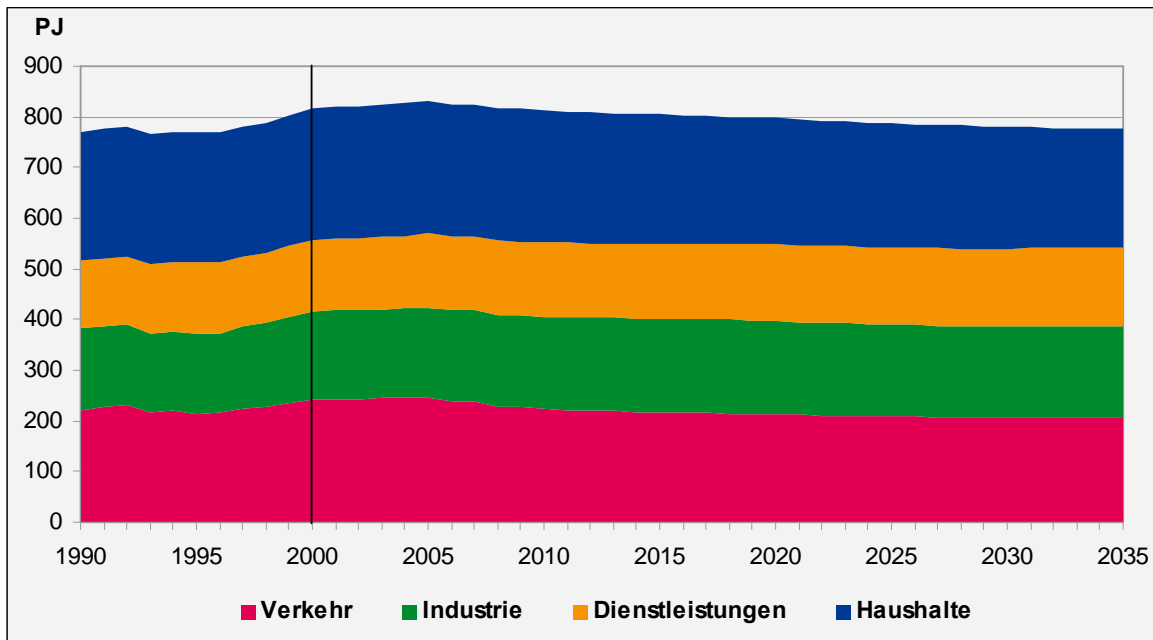
Tabelle 5-89 **Szenario Ib Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	224.0	217.3	213.1	208.7	207.0	207.2
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	182.4	184.8	184.4	181.0	179.4	179.2
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	146.7	148.4	150.6	152.2	153.8	155.5
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	259.7	254.5	249.2	244.7	240.7	233.8
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	812.8	805.0	797.4	786.7	780.9	775.6

Prognos 2006

Wie in allen anderen Sensitivitäten zur Variante Ib ist auch hier die starke und gestufte Nachfragereduktion in 2005 - 2010, aufbauend auf dem Verkehrssektor, sichtbar.

Figur 5-62 **Szenario Ib Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

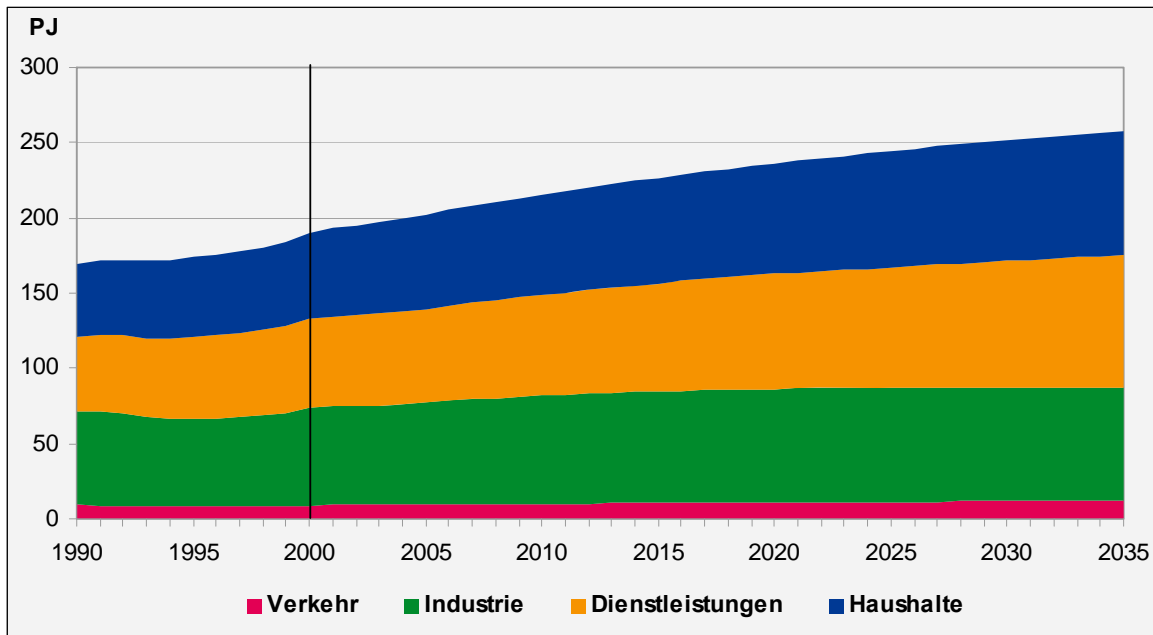
Die Elektrizitätsnachfrage im Verkehrssektor entspricht derjenigen aller Non-BIP-hoch-Varianten. Im Industriesektor wächst sie mit 16.3 % stärker als in der Variante Ib mit 15.5 %, jedoch deutlich weniger stark als in Variante Ib BIP hoch (23.3 %). Im Dienstleistungssektor wächst sie mit 49.3 % stärker als in jeder anderen Variante, selbst Ib BIP hoch (45.1 %) – hier kommen die Klimatisierungsanforderungen deutlich zum Tragen. Im Haushaltssektor beträgt das Wachstum 42.7 % und übersteigt somit ebenfalls das Wachstum in der Variante Ib BIP hoch (40.6 %) (Tabelle 5-90, Figur 5-63).

Tabelle 5-90 **Szenario Ib Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	71.6	74.0	75.4	75.3	75.4	75.9
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	67.2	71.9	76.5	80.5	84.3	87.6
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	70.2	73.3	77.2	80.9	82.2
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	215.9	226.8	236.3	244.3	252.2	257.5

Prognos 2006

Figur 5-63 **Szenario Ib Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen reduzieren sich zwischen 2000 und 2035 um 26.5 %, also weniger als in der Variante Ib Preis 50 \$. Im Verkehrssektor entsprechen sie mit einer Reduktion von 21.8 % fast denjenigen der Sensitivität Ib (22.0 %). Im Industriesektor liegen sie mit einer Reduktion von 14.0 % zwischen denjenigen von Ib (11.2 %) und Ib Preis 50 \$ (15.1%); bei den Dienstleistungen liegen sie mit 36.4 % Reduktion unter allen anderen Sensitivitäten (Ib Preis 50 \$: 35.2 %), bei den Haushalten mit 35.2 % Reduktion wieder zwischen der Variante Ib (29.0 %) und Ib Preis 50 \$ (38.6 %). (Tabelle 5-91, Figur 5-64).

Tabelle 5-91 **Szenario Ib Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

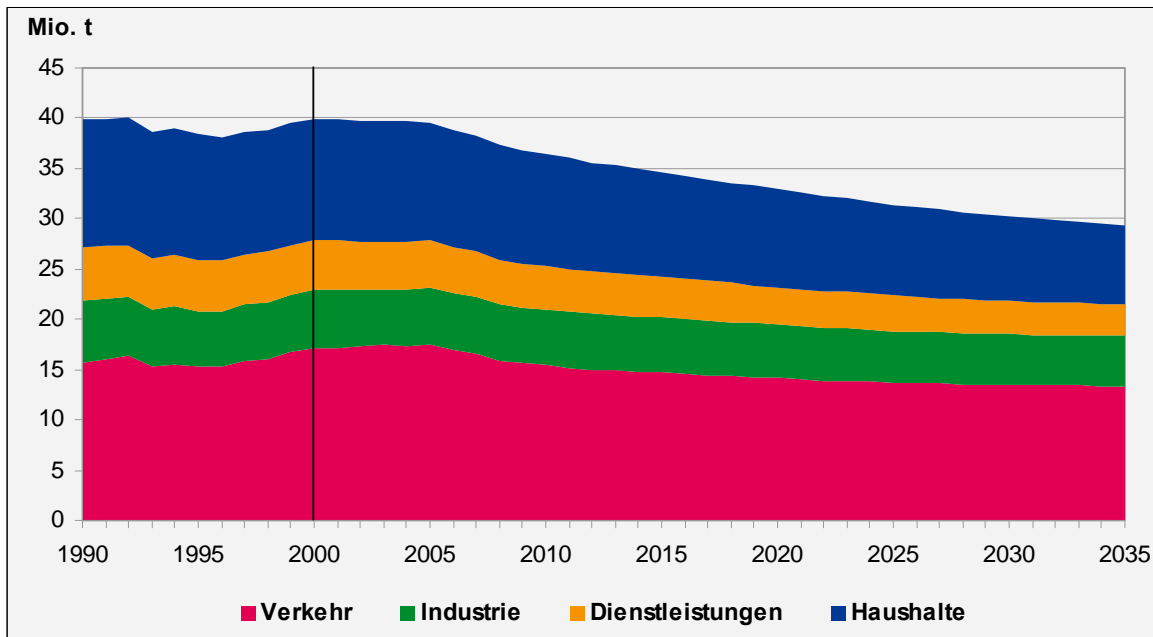
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	15.4	14.7	14.1	13.7	13.5	13.4
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.5	5.3	5.1	5.0	5.0
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.3	4.0	3.8	3.5	3.3	3.1
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.2	10.4	9.7	9.0	8.4	7.8
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	36.4	34.6	32.9	31.4	30.3	29.3

Prognos 2006

Wiederum ist der starke Rückgang zwischen 2005 und 2010 deutlich zu erkennen; die Emissionen haben bis 2035 abnehmende Tendenz.

Das Kyoto-Ziel in 2010 wird mit einer Reduktion von 8.8 % knapp verfehlt, was daran liegt, dass der Beitrag des Verkehrssektors nicht über den der Sensitivität Ib hinaus geht. Mit einer Reduktion von 17.5 % bis 2020 (gegenüber 2000) wird auch ein mögliches Post-Kyoto-Ziel verfehlt.

Figur 5-64 **Szenario Ib Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Sensitivität Ib Klima wärmer gegenüber der Trendvariante zu vergleichsweise grossen Ausschlägen führt: Die Gesamtenergienachfrage reduziert sich um 6.6 % gegenüber der Trendvariante (und somit am stärksten von allen Sensitivitäten), die CO₂-Emissionen jedoch „nur“ um 15.5 % und somit weniger stark als in der Variante Ib Preis 50 \$, da der Verkehrssektor keinen zusätzlichen Beitrag erbringt. Die Klimatisierungsnotwendigkeiten erhöhen zudem die Stromnachfrage, wenn an diesem Thema nicht gezielt (mit Technologieentwicklung und Instrumenten wie Normen, Richtlinien und Etiketten) gearbeitet wird.

Tabelle 5-92 **Szenario Ib Klima wärmer**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-39.5	-4.8%	-55.2	-6.6%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	67.1	35.3%	11.8	4.8%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-10.6	-26.5%	-5.4	-15.5%

Prognos 2006

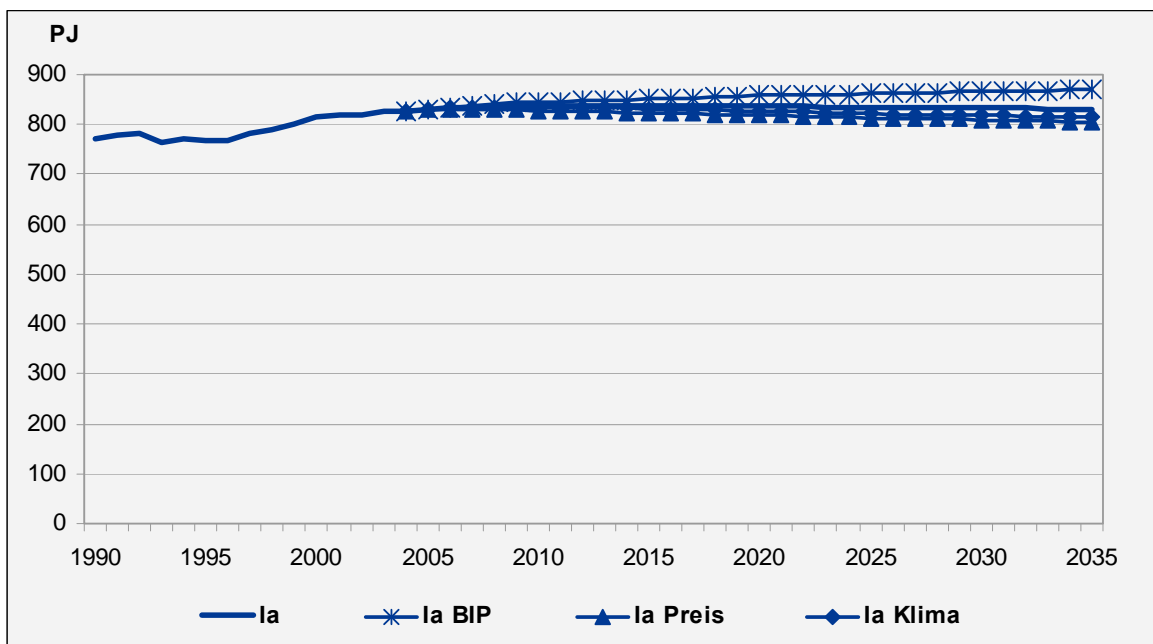
Fazit: Das wärmere Klima löst durch die Verringerung des Heizenergiebedarfs das CO₂-Problem nicht und erhöht bei ansonsten gleicher Politik (selbst mit CO₂-Abgabe) wie bisher auch nicht den Anteil der erneuerbaren Energieträger im Brenn- und Treibstoffbereich signifikant.

5.10.8 Sensitivitäten der Nachfrage zu Szenario I im Vergleich

Für den Vergleich der Sensitivitäten auf der Nachfrageseite werden zunächst die Sensitivitäten ohne die „Ib-Fälle“ und diejenigen „mit Ib“ kurz gesondert betrachtet und anschliessend der gesamte Fächer diskutiert.

Der Fächer der gesamten Endenergienachfrage bewegt sich in einem Bereich von etwa -3 % bis +5 % in 2035 um die Trendvariante (Figur 5-65).

Figur 5-65 **Szenario I**
Sensitivitätsrechnungen ohne Ib-Varianten, Endenergienachfrage in PJ



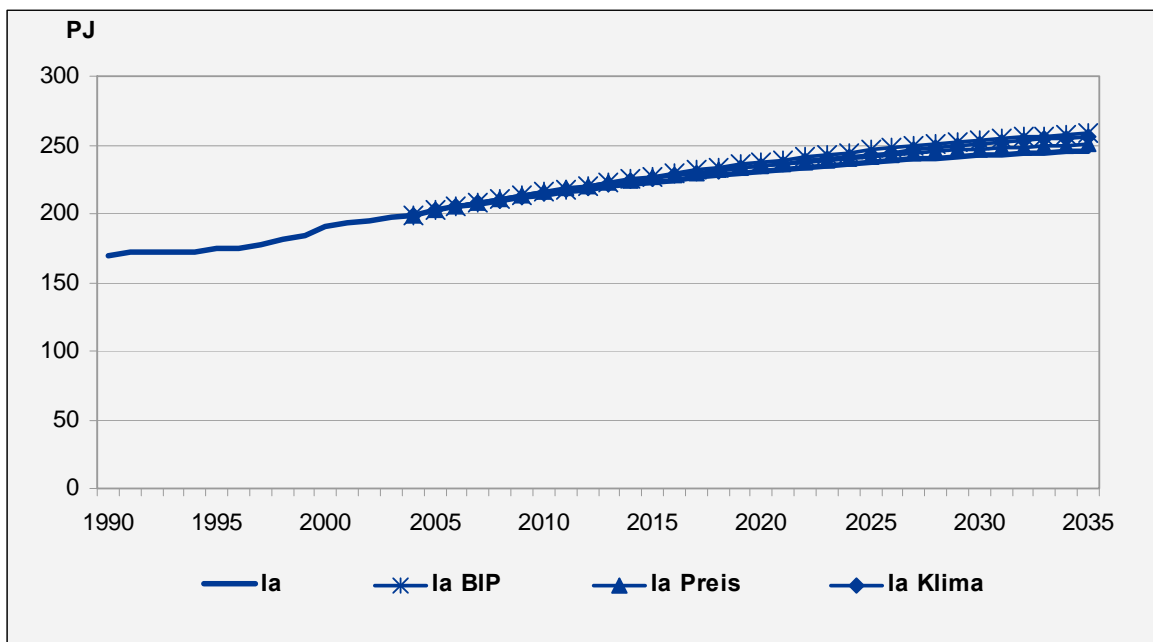
Prognos 2006

Die Darstellung mit Ursprung zeigt, dass die Gesamtenergienachfrage gegenüber Variationen der Rahmenbedingungen vergleichsweise robust ist:

Bei einer Erhöhung der BIP-Entwicklung um ca. 21 % erhöht sich die Endenergienachfrage um 4.6 %. Dieses ist die einzige Sensitivität, die zu einer Erhöhung der Endenergienachfrage führt. Bei einer Erhöhung der realen Weltmarkt-Energiepreise um anfangs 67 % (und immer noch knapp 50 % in 2035) verringert sich die Gesamtenergienachfrage um 3.1 %, bei wärmeren Wintern (Reduktion der Heizgradtage um 10 %) und heisseren Sommern (Erhöhung der Kühlgradtage – cooling degree days – um nahezu 100 %) verringert sie sich um 2 %.

Bei der Elektrizitätsnachfrage ergibt sich ein leicht verändertes Bild (Figur 5-66):

Figur 5-66 **Szenario I**
Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, ohne Ib-Varianten,
in PJ

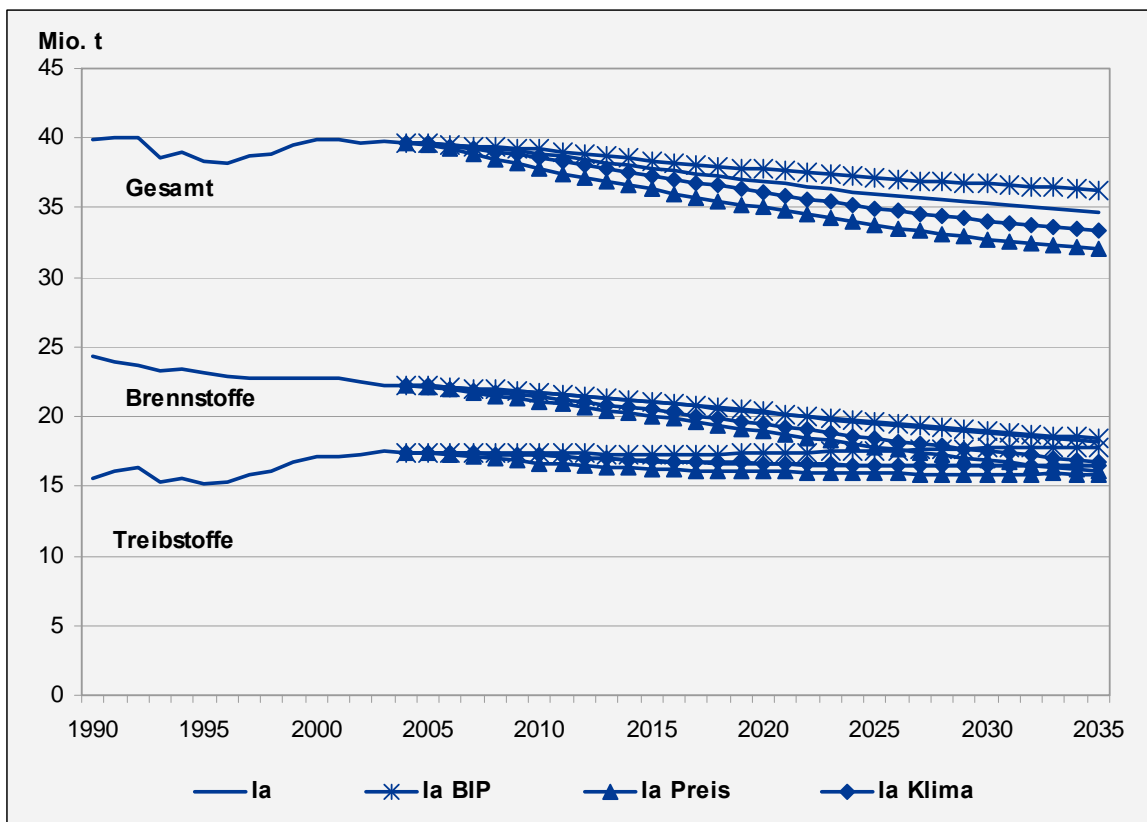


Prognos 2006

Hier zeigt sich bei allen Sensitivitäten eine Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage. Die Erhöhung des BIP führt zu einer Elektrizitätsnachfragesteigerung gegenüber der Trendsensitivität um 5.3 %, die Klimaerwärmung führt zu einer Nachfragesteigerung um 4.3 % (hauptsächlich der sommerlichen Klimatisierung geschuldet), und die Erhöhung der Weltmarktpreise führt zu Substitutionseffekten (vor allem im Heizungsbereich) in Höhe von ca. 1.9 %.

Die CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe, ohne Stromerzeugung) streuen insgesamt innerhalb eines Korridors von -7.8 % bei den höheren Preisen und +4.5 % bei höherem BIP. Hier wird bei der Aufschlüsselung in Brenn- und Treibstoffemissionen deutlich sichtbar, dass die Emissionen des Verkehrssektors (Treibstoffe) insgesamt eine Tendenz zur zeitlichen Konstanz haben, während diejenigen der Brennstoffe insgesamt um eine Linie mit abnehmender Tendenz (ca. 20 % zwischen 2000 und 2035) streuen. (Figur 5-67)

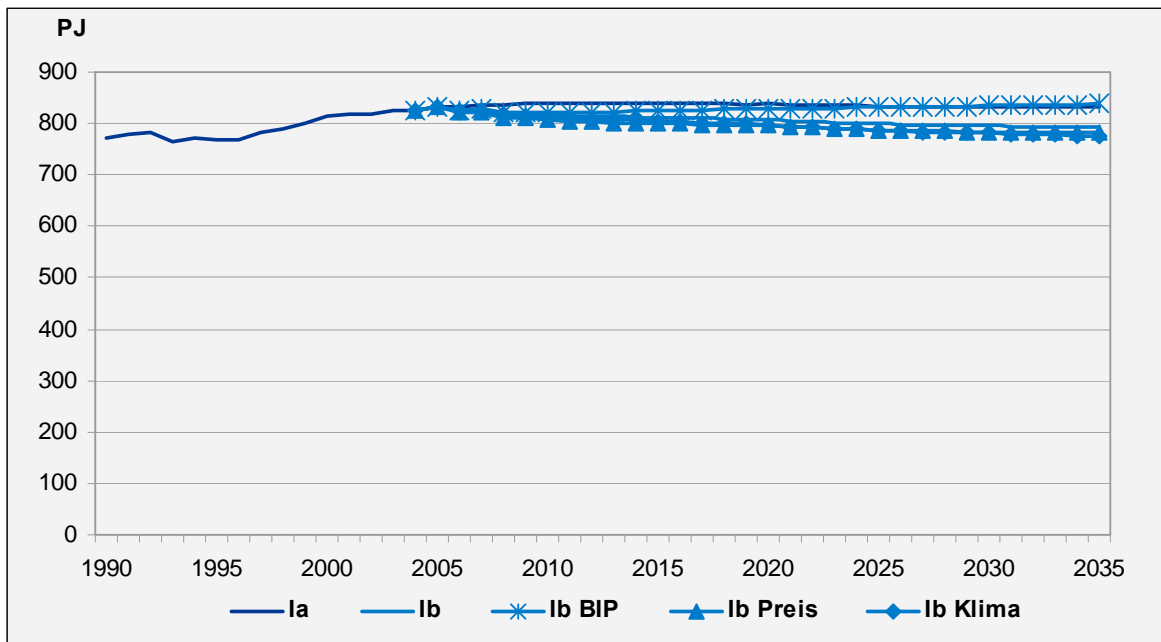
Figur 5-67 **Szenario I**
Sensitivitätsrechnungen CO₂-Emissionen der Nachfrage ohne lb-Varianten, in Mio. t



Prognos 2006

Die „lb-Sensitivitäten“ streuen insgesamt um eine Linie mit leicht abnehmender Tendenz: Zum Vergleich ist jeweils die Trendvariante als dunkelblaue Linie eingezeichnet. Der Fächer der lb-Varianten bewegt sich innerhalb eines Korridors zwischen einem Nachfragewachstum von +2.8 % (lb BIP hoch) und -4.8 % (lb Klima wärmer) im Vergleich zwischen 2000 und 2035. Hier führt lediglich die Variante lb BIP hoch zu einem Wachstum, alle andere führen zu einer (leichten) Reduktion der Nachfrage (Figur 5-68).

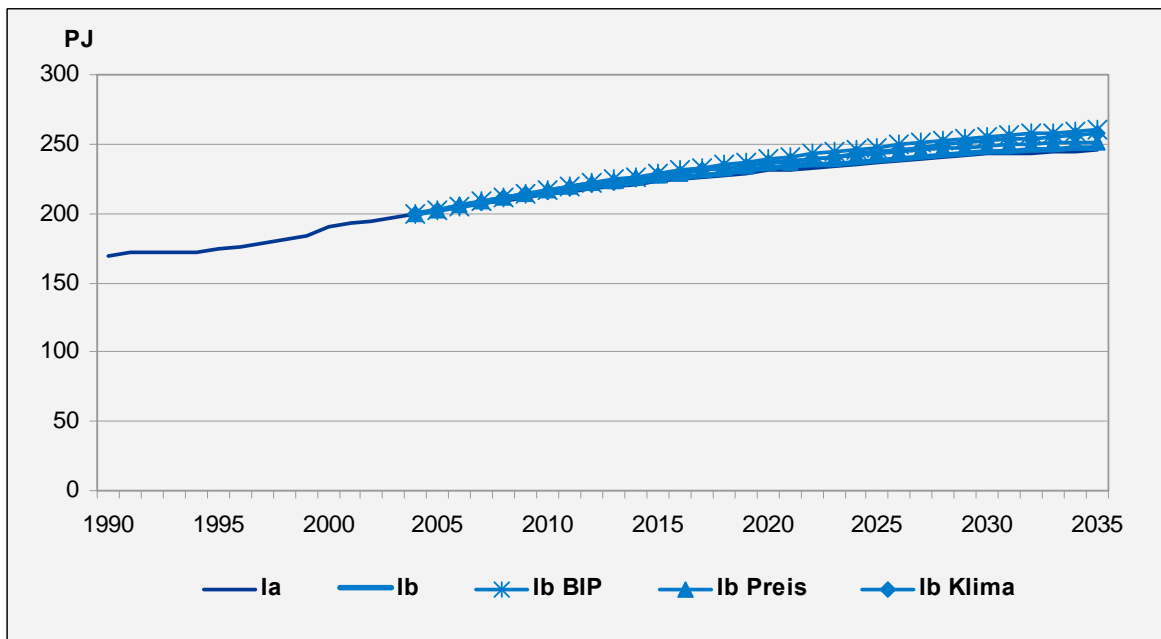
Figur 5-68 **Szenario I**
Trendvariante und Ib-Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergie-
nachfrage, in PJ



Prognos 2006

Die Elektrizitätsnachfrage ist analog dargestellt (Figur 5-69). Hier führen sämtliche Sensitivitäten zu einer Steigerung der Elektrizitätsnachfrage gegenüber der Trendvariante, im Fall Ib BIP hoch mit einem Wachstum von 36.7 % zwischen 2000 und 2035 eine Abweichung um 5.9 % gegenüber der Trendvariante.

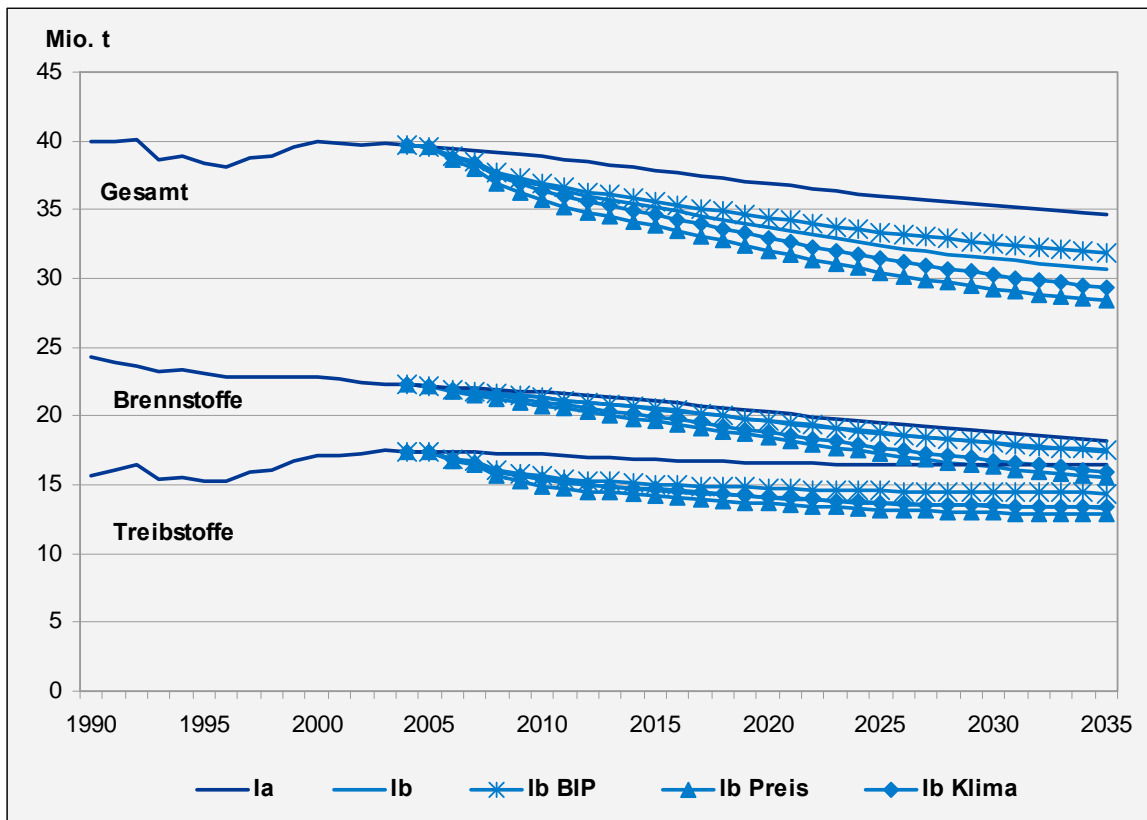
Figur 5-69 **Szenario I**
Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, Trendvariante und
Ib-Sensitivitäten, in PJ



Prognos 2006

Die Klimaerwärmung führt zu einer Nachfragesteigerung um 4.8 % (hauptsächlich der sommerlichen Klimatisierung geschuldet), und die Erhöhung der Weltmarktölpreise führt zu Substitutionseffekten (vor allem im Heizungsbereich) in Höhe von ca. 2.4 %.

Figur 5-70 **Szenario Ib**
Sensitivitätsrechnungen CO₂-Emissionen der Nachfrage, in Mio. t



Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen liegen in allen Ib-Varianten (z. T. deutlich) unter denen der Trendvariante. Hier ist vor allem die Wirkung der CO₂-Abgabe im Treibstoffbereich zu bemerken. Insgesamt liegen die CO₂-Emissionen der Nachfrage in den Varianten um 8.1 % (Ib BIP hoch), 11.6 % (Ib Trend), 15.5 % (Ib Klima wärmer) und 18.3 % (Ib Preis 50 \$) unter denen der Trendvariante.

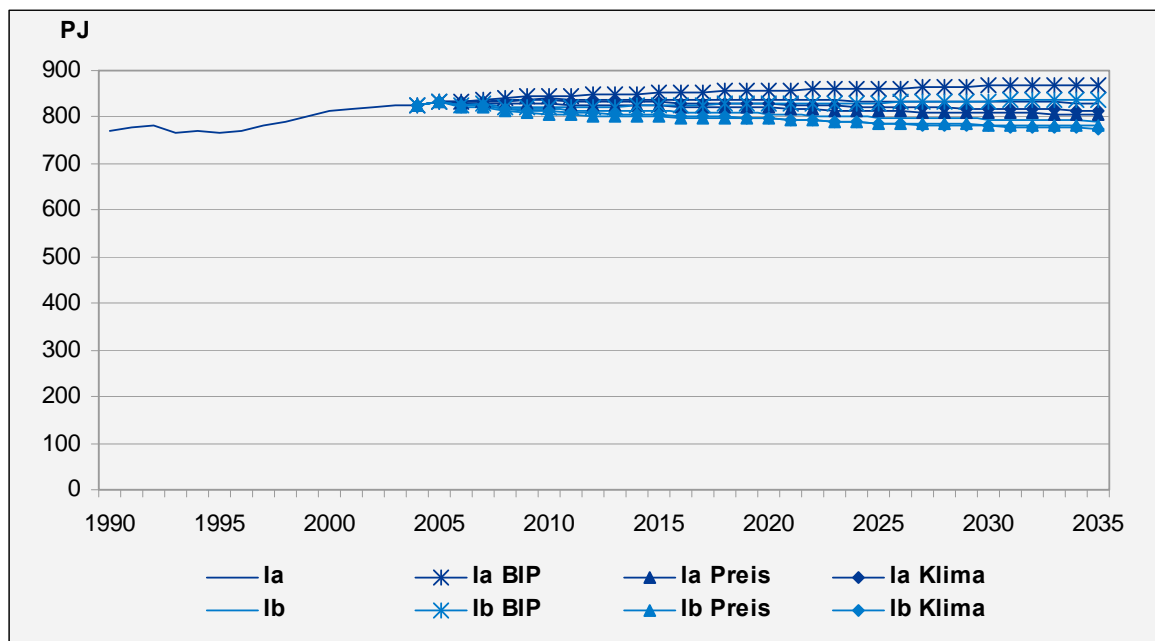
Die Synopse aller Sensitivitäten weist in der Endenergienachfrage eine Streuung von -6.6 % (Ib Klima wärmer) bis +4.6 % (Ia BIP hoch) auf (Tabelle 5-93, Figur 5-71). Die Analyse der Sensitivitäten hat ergeben, dass die Einflüsse zum Teil sehr differenziert gegenläufig auf die einzelnen Energieträger einwirken. Die stärksten Wirkungen werden jeweils durch das erhöhte BIP mit nachfragesteigernder sowie die CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen (mit Bonus-Malus für Personenfahrzeuge und Förderung der alternativen Treibstoffe) mit nachfragesenkender Wirkung erzielt.

Tabelle 5-93 **Szenario I**
Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ,
Veränderungen zu 2000 / la Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu la Trend
la Trend	771.7	768.1	815.1	831.8	839.2	838.8	837.8	834.0	833.0	830.9	1.9%	
la BIP hoch	771.7	768.1	815.1	831.8	845.2	851.4	858.5	861.8	867.0	869.5	6.7%	4.6%
la Preis 50 \$	771.7	768.1	815.1	831.7	827.6	823.7	819.8	813.0	809.2	805.6	-1.2%	-3.0%
la Klima wärmer	771.7	768.1	815.1	831.8	835.4	831.7	827.9	821.3	818.2	814.3	-0.1%	-2.0%
lb Trend	771.7	768.1	815.1	831.8	816.6	812.1	807.3	799.1	795.4	791.9	-2.9%	-4.7%
lb BIP hoch	771.7	768.1	815.1	831.8	822.2	825.2	830.5	831.1	835.0	837.9	2.8%	0.8%
lb Preis 50 \$	771.7	768.1	815.1	831.7	806.4	800.7	795.9	787.5	783.7	781.6	-4.1%	-5.9%
lb Klima wärmer	771.7	768.1	815.1	831.8	812.8	805.0	797.4	786.7	780.9	775.6	-4.8%	-6.6%

Prognos 2006

Figur 5-71 **Szenario I**
Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ



Prognos 2006

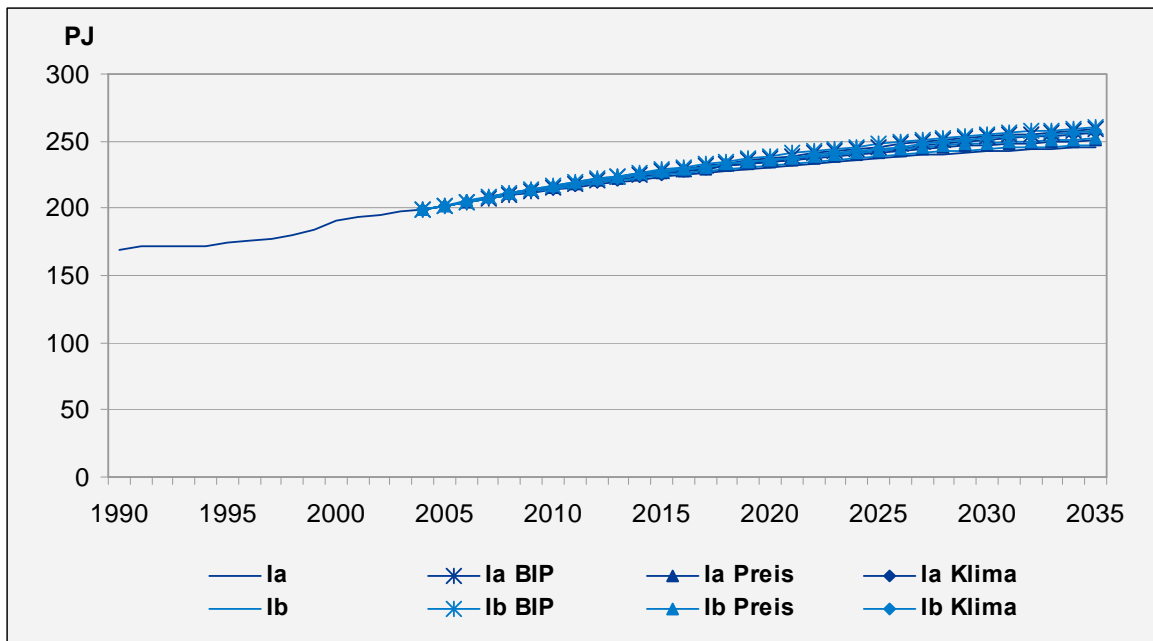
Die Streuung der Elektrizitätsnachfrage in den verschiedenen Sensitivitäten reicht bis zu einer Erhöhung um 5.9 %. Alle untersuchten Änderungen in den Rahmenbedingungen führen zu Erhöhungen der Nachfrage. Dies liegt vor allem daran, dass kein Preisimpuls bei der Elektrizität untersucht wurde, sondern sie aufgrund der veränderten Preisrelationen immer zum „Gewinner“ wird. Als stärkster Einzeleffekt wirkt sich die Erhöhung des BIP-Wachstums und damit auch des absoluten BIP mit einer Nachfrageerhöhung von 5.3 % in 2035 gegenüber der Trendvariante aus. (Tabelle 5-94, Figur 5-72)

Tabelle 5-94 **Szenario I**
Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ,
Veränderungen zu 2000 / la Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu la Trend
la Trend	169.6	174.2	190.3	202.2	213.6	223.0	230.6	236.8	242.5	245.7	29.1%	
la BIP hoch	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	227.3	237.7	246.1	253.4	258.7	35.9%	5.3%
la Preis 50 \$	169.6	174.2	190.3	202.3	215.9	226.2	234.6	241.3	247.3	250.3	31.5%	1.9%
la Klima wärmer	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	225.5	234.9	242.9	250.9	256.3	34.7%	4.3%
lb Trend	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	224.3	232.1	238.4	244.1	247.3	29.9%	0.7%
lb BIP hoch	169.6	174.2	190.3	202.2	216.7	228.7	239.2	247.6	255.0	260.2	36.7%	5.9%
lb Preis 50 \$	169.6	174.2	190.3	202.3	217.1	227.5	236.0	242.6	248.6	251.6	32.2%	2.4%
lb Klima wärmer	169.6	174.2	190.3	202.2	215.9	226.8	236.3	244.3	252.2	257.5	35.3%	4.8%

Prognos 2006

Figur 5-72 **Szenario I**
Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ



Prognos 2006

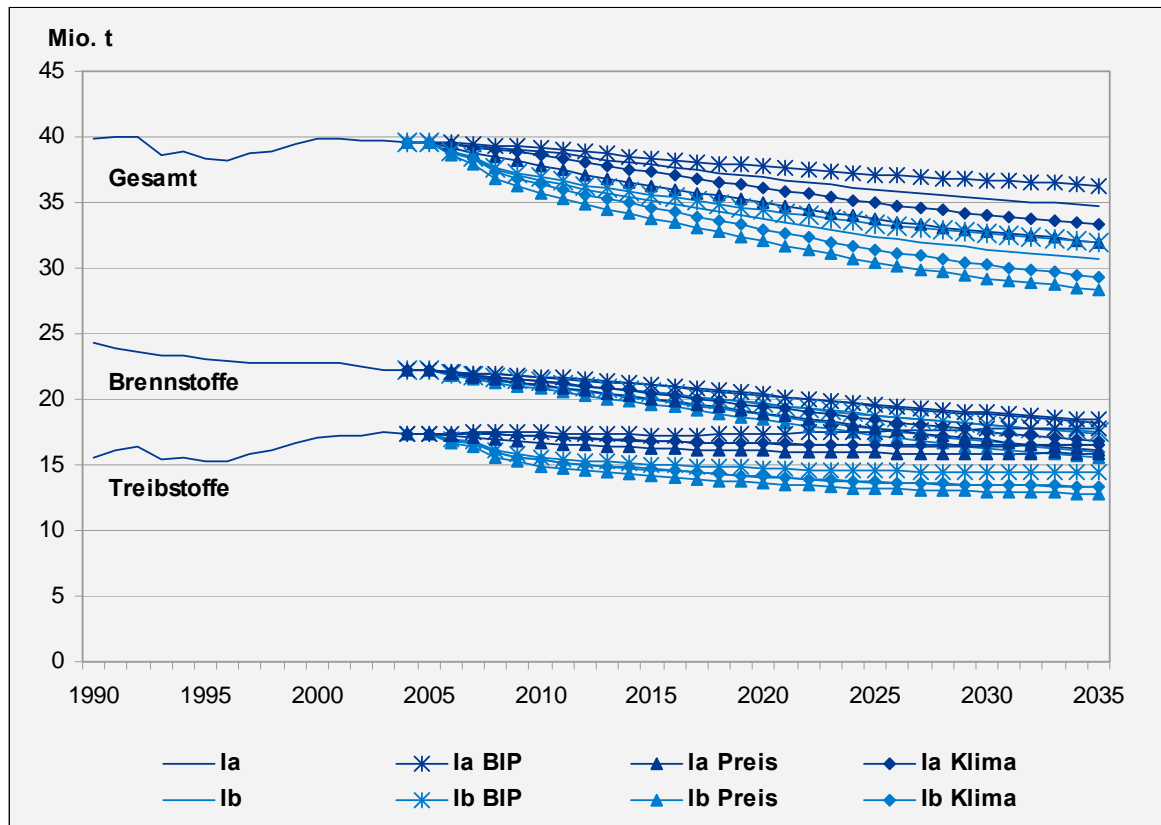
Die CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe (ohne Stromerzeugung) streuen in den Sensitivitäten von -18.3 % (lb Preis 50 \$) bis +4.5 % (la BIP hoch) um die Trendvariante (Tabelle 5-95, Figur 5-73). Die stärkste Wirkung wird durch die CO₂-Abgabe hervorgerufen; bei den Treibstoffen ist deutlich zu sehen, dass der Fächer der lb-Sensitivitäten unterhalb aller anderen Sensitivitäten liegt. Lediglich die Variante la BIP hoch führt zu einem Anstieg der Emissionen gegenüber der Trendvariante. Sowohl die höheren Preise als auch das wärmere Klima wirken insbesondere auf der Brennstoffseite ebenfalls nachfragereduzierend, weshalb sich die Effekte mit der lb-Politik kumulieren. Daher ist die Streuung bei den CO₂-Emissionen am stärksten ausgeprägt.

Tabelle 5-95 **Szenario I**
Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000 / Ia Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu Ia Trend
Ia Trend	39.9	38.4	39.9	39.6	38.9	37.9	36.9	36.0	35.3	34.7	-13.1%	
Ia BIP hoch	39.9	38.4	39.9	39.6	39.2	38.4	37.8	37.1	36.7	36.3	-9.2%	4.5%
Ia Preis 50 \$	39.9	38.4	39.9	39.6	37.8	36.3	35.0	33.7	32.7	32.0	-19.8%	-7.8%
Ia Klima wärmer	39.9	38.4	39.9	39.6	38.6	37.3	36.1	35.0	34.0	33.3	-16.6%	-4.1%
Ib Trend	39.9	38.4	39.9	39.6	36.7	35.1	33.7	32.4	31.4	30.7	-23.2%	-11.6%
Ib BIP hoch	39.9	38.4	39.9	39.6	36.9	35.6	34.4	33.4	32.6	31.9	-20.1%	-8.1%
Ib Preis 50 \$	39.9	38.4	39.9	39.6	35.7	33.8	32.0	30.5	29.2	28.4	-29.0%	-18.3%
Ib Klima wärmer	39.9	38.4	39.9	39.6	36.4	34.6	32.9	31.4	30.3	29.3	-26.5%	-15.5%

Prognos 2006

Figur 5-73 **Szenario I**
Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t



Prognos 2006

Die Wirkungen der jeweiligen veränderten „Treibgrößen“ der Sensitivitäten auf die einzelnen Endenergieträger in ihren relativen Entwicklungen zur Trendvariante ermöglicht es, ein differenziertes Bild der Abhängigkeiten und Reaktionen auf Impulse zu entwickeln.

In Tabelle 5-96 und Figur 5-74 zeigt sich zunächst die grundsätzliche Robustheit des Energieträgermixes im Szenario I gegenüber isolierten Variationen der Rahmenbedingungen bei etwa gleich bleibendem politischem Paradigma: Lediglich bei Biodiesel und biogenen Treibstoffen zeigt sich eine sichtbare Veränderung bei den Ib-Varianten. Hier ist

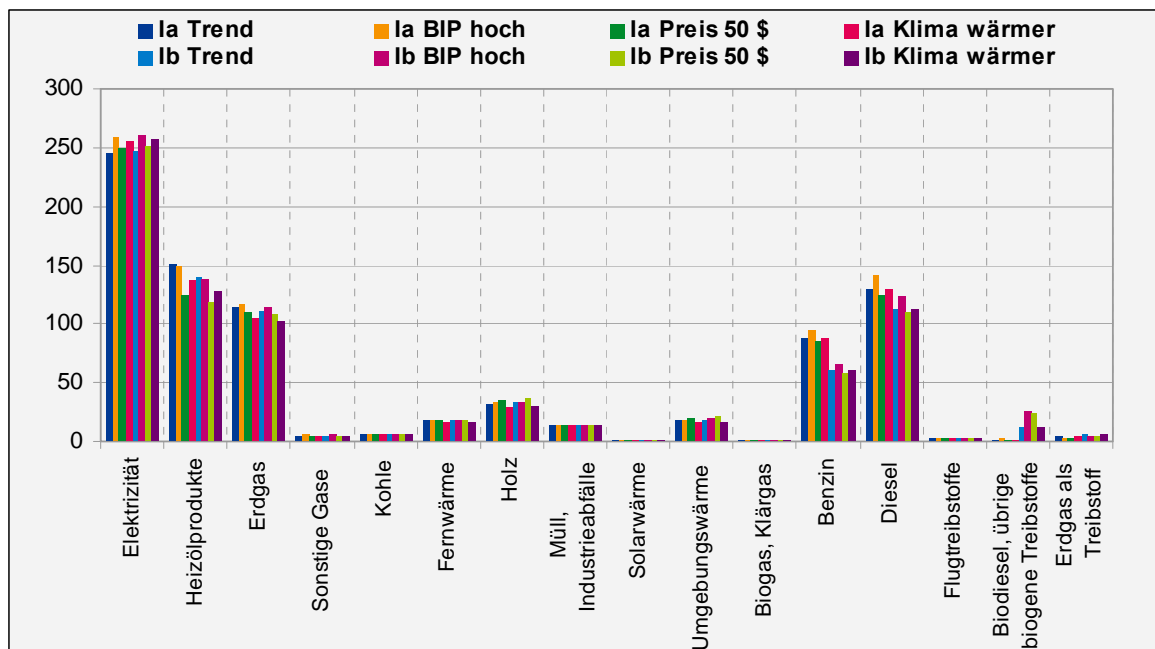
allerdings mit der Kombination einer starken Abgabe auf den fossilen Treibstoffen und einer fiskalischen Förderung der Alternativtreibstoffe eine gegenüber den anderen Varianten deutliche politische Veränderung vorgenommen worden.

Tabelle 5-96 **Szenario I**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ

	la Trend	la BIP hoch	la Preis 50 \$	la Klima wärmer	lb Trend	lb BIP hoch	lb Preis 50 \$	lb Klima wärmer
Elektrizität	245.7	258.7	250.3	256.3	247.3	260.2	251.6	257.5
Heizölprodukte	150.1	148.6	124.8	137.1	140.6	138.7	118.5	128.5
Erdgas	113.6	117.4	109.3	104.4	111.2	114.6	108.0	102.2
Sonstige Gase	5.1	5.8	4.9	5.1	5.1	5.7	4.9	5.1
Kohle	6.1	6.6	6.0	6.1	5.6	6.1	5.5	5.6
Fernwärme	17.8	17.9	18.8	16.5	18.3	18.4	18.9	16.9
Holz	32.2	33.4	35.3	29.3	32.9	33.9	35.9	30.0
Müll, Industrieabfälle	13.3	13.7	13.7	13.3	13.9	14.4	14.4	13.9
Solarwärme	1.4	1.4	1.6	1.3	1.4	1.5	1.7	1.3
Umgebungswärme	17.9	18.8	20.4	16.6	18.9	19.7	21.2	17.5
Biogas, Klärgas	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	88.4	94.7	85.3	88.8	60.7	65.0	58.5	60.9
Diesel	128.8	141.5	124.6	129.1	112.7	123.7	109.0	112.9
Flugtreibstoffe	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	1.1	2.4	2.2	1.1	12.4	26.1	23.9	12.4
Erdgas als Treibstoff	4.2	3.4	3.1	4.2	5.9	4.9	4.5	5.9
Insgesamt	830.9	869.5	805.6	814.3	791.9	837.9	781.6	775.6

Prognos 2006

Figur 5-74 **Szenario I**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ



Prognos 2006

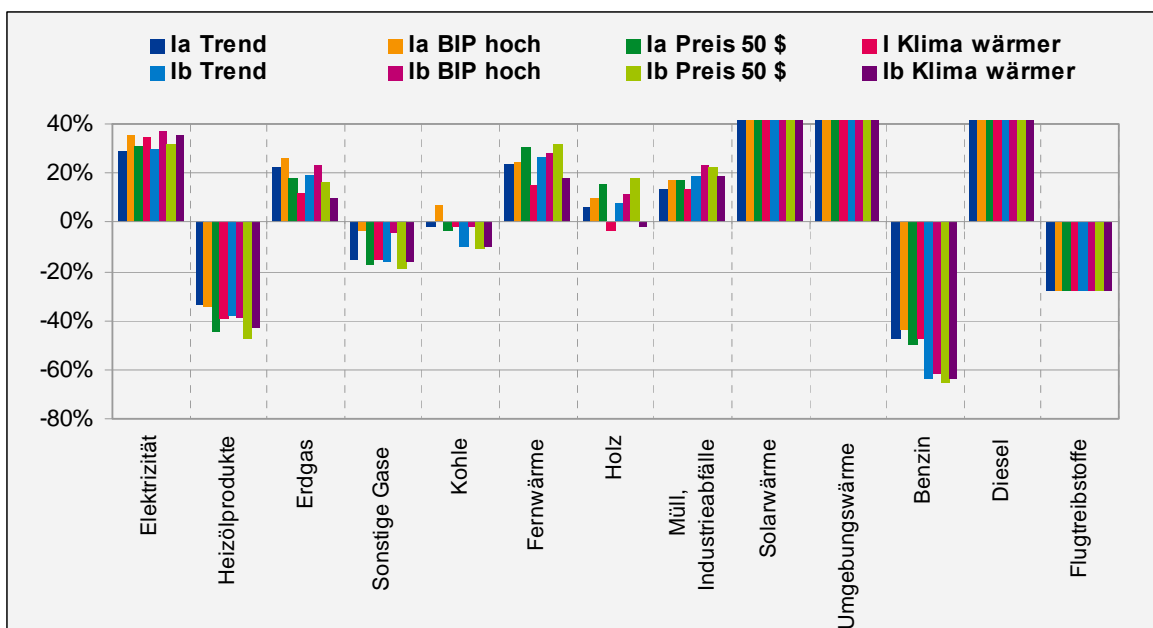
Tabelle 5-97 **Szenario I**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %

	la Trend	la BIP hoch	la Preis 50 \$	I Klima wärmer	lb Trend	lb BIP hoch	lb Preis 50 \$	lb Klima wärmer
Elektrizität	29.1%	35.9%	31.5%	34.7%	29.9%	36.7%	32.2%	35.3%
Heizölprodukte	-33.8%	-34.4%	-44.9%	-39.5%	-38.0%	-38.8%	-47.7%	-43.3%
Erdgas	22.3%	26.3%	17.6%	12.3%	19.6%	23.3%	16.2%	9.9%
Sonstige Gase	-15.2%	-3.5%	-17.8%	-15.2%	-16.0%	-4.4%	-18.5%	-16.0%
Kohle	-1.7%	6.7%	-3.1%	-2.3%	-9.7%	-2.0%	-11.0%	-10.2%
Fernwärme	23.9%	24.7%	30.7%	14.8%	27.1%	27.9%	31.7%	17.7%
Holz	5.8%	9.8%	15.8%	-3.7%	7.9%	11.3%	18.0%	-1.7%
Müll, Industrieabfälle	13.5%	17.2%	17.0%	13.2%	19.0%	22.8%	22.7%	18.7%
Solarwärme	313.5%	328.4%	372.6%	278.7%	323.7%	336.9%	398.0%	288.2%
Umgebungswärme	306.4%	326.6%	363.5%	275.7%	327.7%	346.9%	379.5%	295.6%
Benzin	-47.8%	-44.1%	-49.6%	-47.6%	-64.2%	-61.6%	-65.4%	-64.0%
Diesel	122.0%	143.8%	114.7%	122.5%	94.1%	113.2%	87.8%	94.6%
Flugtreibstoffe	-27.7%	-27.7%	-27.7%	-27.7%	-27.7%	-27.7%	-27.7%	-27.7%
Insgesamt	1.9%	6.7%	-1.2%	-0.1%	-2.9%	2.8%	-4.1%	-4.8%

Prognos 2006

Bei den relativen Veränderungen im Zeitablauf innerhalb der einzelnen Sensitivitäten zeigt sich, dass bei den fünf dominierenden Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas als Brennstoff, Benzin und Diesel sich Streuungen um einen grundsätzlichen Trend ausbilden. Die BIP-hoch-Varianten wirken steigernd, alle anderen wirken bei den fossilen Energieträgern in unterschiedlichem Masse absenkend, selbst bei den Substitutionsgewinnern Erdgas und Diesel (Tabelle 5-97, Figuren 5-75, 5-76 in verschiedenen Skalierungen). Einzige Ausnahme ist die Kohle, bei der die Schwankungen sehr nah der Nulllinie erfolgen und daher die Variante I BIP hoch dem allgemeinen Reduktionstrend entgegen wirkt.

Figur 5-75 **Szenario I**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)

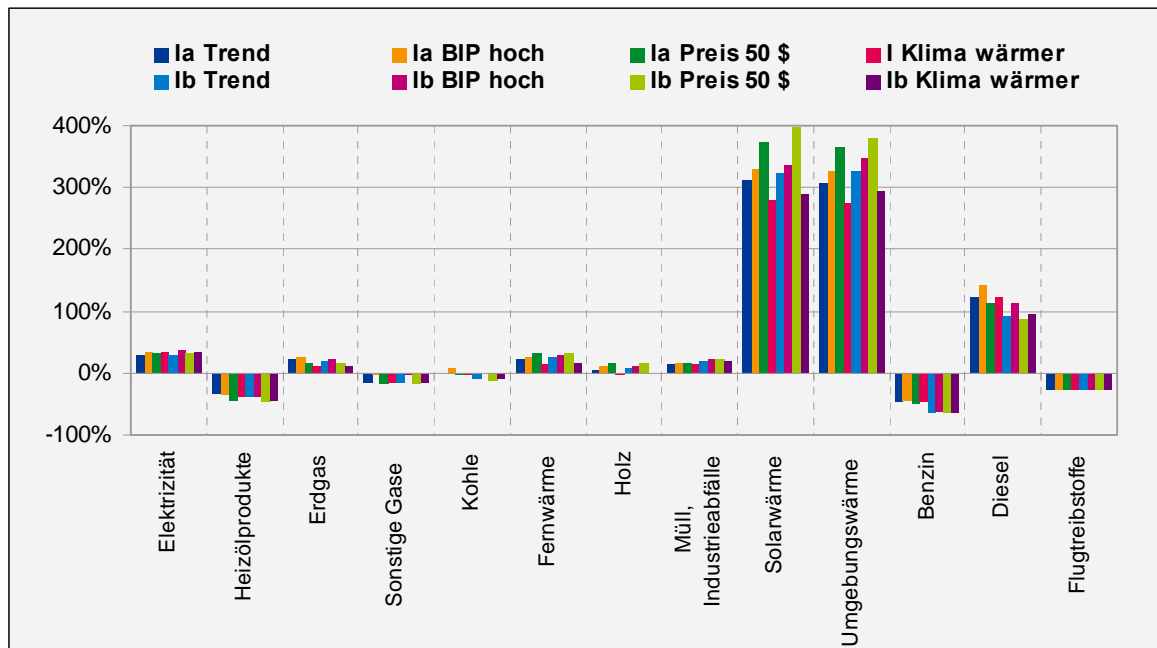


Prognos 2006

Bei den erneuerbaren Wärmeträgern wirken aufgrund der geringeren Nachfrage in „Klima wärmer“-Varianten reduzierend gegenüber dem allgemeinen Entwicklungstrend, alle

sonstigen hingegen steigend. Das hohe relative Wachstum der erneuerbaren Energieträger Solarwärme und Wärmepumpe darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass die absolute Nachfrage und der Anteil am Mix in Szenario I in allen Sensitivitäten immer noch sehr gering ist. Bei den biogenen Treibstoffen kann aufgrund des Fehlens im Mix im Jahr 2000 keine Wachstumsrate angegeben werden.

Figur 5-76 **Szenario I**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

Bei einer Betrachtung der relativen Veränderungen in 2035 gegenüber der Trendvariante zeigen sich die verschiedenen Abhängigkeiten und somit möglichen „Stellschrauben“ nochmals deutlicher. Hier muss allerdings aufgrund der mit allen Modellierungen verbundenen Unschärfen und der z. T. kleinen Werte vor einer Überinterpretation der Ergebnisse gewarnt werden. (Tabelle 5-98, Figur 5-77)

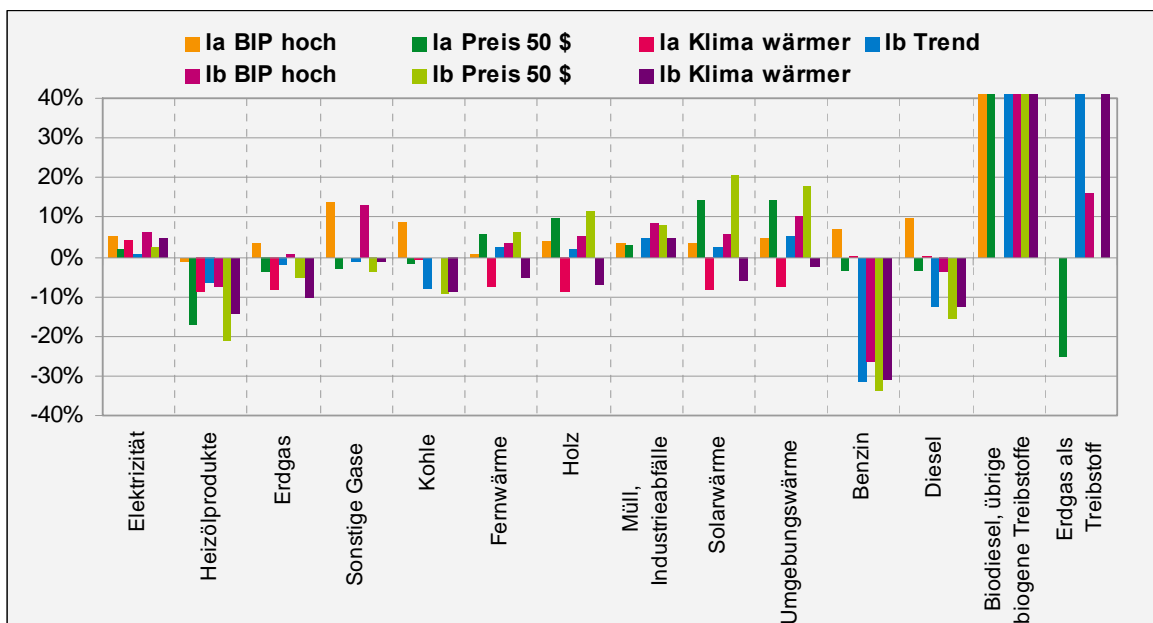
Tabelle 5-98 **Szenario I**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %

	la BIP hoch	la Preis 50 \$	la Klima wärmer	lb Trend	lb BIP hoch	lb Preis 50 \$	lb Klima wärmer
Elektrizität	5.3%	1.9%	4.3%	0.7%	5.9%	2.4%	4.8%
Heizölprodukte	-1.0%	-16.8%	-8.7%	-6.3%	-7.6%	-21.1%	-14.4%
Erdgas	3.3%	-3.8%	-8.1%	-2.2%	0.8%	-5.0%	-10.1%
Sonstige Gase	13.8%	-3.0%	0.0%	-0.9%	12.7%	-3.9%	-0.9%
Kohle	8.6%	-1.4%	-0.5%	-8.1%	-0.2%	-9.4%	-8.6%
Fernwärme	0.6%	5.5%	-7.4%	2.6%	3.2%	6.2%	-5.0%
Holz	3.8%	9.5%	-8.9%	2.1%	5.2%	11.5%	-7.0%
Müll, Industrieabfälle	3.2%	3.1%	-0.2%	4.8%	8.2%	8.1%	4.6%
Solarwärme	3.6%	14.3%	-8.4%	2.5%	5.7%	20.5%	-6.1%
Umgebungswärme	5.0%	14.0%	-7.6%	5.2%	9.9%	18.0%	-2.7%
Benzin	7.1%	-3.5%	0.4%	-31.4%	-26.5%	-33.8%	-31.1%
Diesel	9.8%	-3.3%	0.2%	-12.5%	-4.0%	-15.4%	-12.3%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	109.6%	92.5%	0.0%	1001.5%	2208.3%	2019.8%	1001.5%
Erdgas als Treibstoff	-18.3%	-25.0%	0.0%	42.1%	16.1%	6.6%	42.1%
Insgesamt	4.6%	-3.0%	-2.0%	-4.7%	0.8%	-5.9%	-6.6%

Prognos 2006

In der grafischen Darstellung wurde die Skala so gewählt, dass bei den meisten Energieträgern die Veränderungen sichtbar sind und auf eine Abbildung der extremen Wachstumsraten bei den Biotreibstoffen verzichtet.

Figur 5-77 **Szenario I**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skala)



Prognos 2006

Bei den Heizölprodukten und bei den erneuerbaren Wärmeträgern wirken die „Preis 50 \$“-Varianten am stärksten – hier ist die relative Preisveränderung durch die Abgabe geringer als diejenige durch die Erhöhung der Basispreise. Ausserdem wirkt die Abgabe aufgrund der Konstruktion der Politikinstrumente in der Trendvariante im Industriesektor nur wenig. Bei den Treibstoffen zeigt sich deutlich die Wirkung der Voraussetzung lb: abgabenbe-

dingt wird die Nachfrage nach Benzin und Diesel jeweils in den Ib-Varianten deutlich reduziert, und die biogenen Treibstoffe sowie Erdgas als Treibstoff „gewinnen“ sehr stark. Das besonders starke Wachstum (Verzehn- bis Verzwanzigfachung) bei den biogenen Treibstoffen hat neben dem Förderinstrument auch logistische Gründe: Diese Treibstoffe werden zugemischt und benötigen weder auf der Energietechnik-Seite (Motoren) noch auf der Verteilungsseite (Tankstellen) eine neue Infrastruktur. Es wird vor allem mit Importen von Ölen, Estern und Ethanol gerechnet, so dass auch der mögliche Aufbau einer schweizinternen Produktion zunächst kein Hindernis ist. Bei Erdgas und Biogas als Treibstoff werden sowohl auf der Tankstellen- als auch auf der Fahrzeug- bzw. Motorenseite Investitionen benötigt. Daher ist hier die Steigerung gegenüber der Trendvariante weitaus weniger hoch.

Eine Korrelation der variierten Treibergrößen mit den relativen Veränderungen der Sensitivitäten führt zu einer Einschätzung der Reagibilitäten der wesentlichen Ergebnisgrößen und somit zu einer metaphorischen modellempirischen Elastizität (Tabelle 5-99, Figur 5-78):

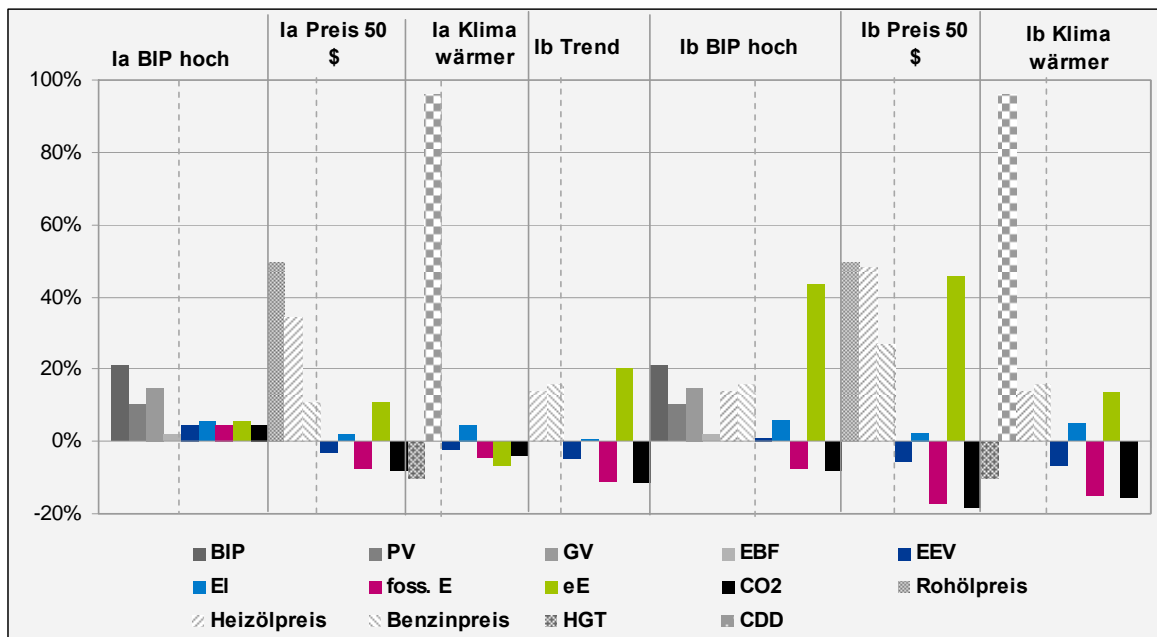
Tabelle 5-99 **Szenario I**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %

	Varierte Grösse	Δ 2035/Ia Trend	Endenergie-nachfrage	Elektrizität	Fossile Energieträger	Erneuerbare Energieträger	CO ₂ -Emissionen
Ia BIP hoch	BIP	21.0%					
	Personenverkehr	10.3%	4.6%	5.3%	4.3%	5.6%	4.5%
	Güterverkehr	14.9%					
	Energiebezugsfläche	1.7%					
Ia Preis 50 \$	Rohölpreis	49.7%					
	Heizölpreis (Endverbraucher)	34.5%	-3.0%	1.9%	-7.6%	10.7%	-7.8%
	Benzinpreis (Endverbraucher)	11.0%					
Ia Klima wärmer	Heizgradtage	-10.0%	-2.0%	4.3%	-4.3%	-6.5%	-4.1%
	CDD	96.0%					
Ib Trend	Heizölpreis (Endverbraucher)	13.7%	-4.7%	0.7%	-10.9%	20.0%	-11.6%
	Benzinpreis (Endverbraucher)	15.9%					
Ib BIP hoch	BIP	21.0%					
	Personenverkehr	10.3%					
	Güterverkehr	14.9%	0.8%	5.9%	-7.5%	43.5%	-8.1%
	Energiebezugsfläche	1.7%					
	Heizölpreis (Endverbraucher)	13.7%					
Ib Preis 50 \$	Benzinpreis (Endverbraucher)	15.9%					
	Rohölpreis	49.7%					
	Heizölpreis (Endverbraucher)	48.2%	-5.9%	2.4%	-17.5%	45.7%	-18.3%
Ib Klima wärmer	Benzinpreis (Endverbraucher)	26.9%					
	Heizgradtage	-10.0%					
	CDD	96.0%	-6.6%	4.8%	-15.1%	13.4%	-15.5%
	Heizölpreis (Endverbraucher)	13.7%					
	Benzinpreis (Endverbraucher)	15.9%					

Prognos 2006

Die erneuerbaren Energieträger reagieren praktisch gleich stark auf Preis- wie auf BIP-Impulse. Die fossilen Energieträger und die CO₂-Emissionen reagieren vor allem auf den starken Abgabimpuls im Verkehrssektor.

Figur 5-78 **Szenario I**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber I Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

5.10.9 Sensitivitäten Elektrizitätsangebot

5.10.9.1 Sensitivitäten BIP hoch und Preis 50 \$

Die Veränderungen der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten „Preis 50 \$“ sowie „Ib“ können rechnerisch durch eine Veränderung des Export-Importsaldos (weniger Überschussexporte bei den Varianten A ab 2031, B und C, mehr Importe bei A in den Jahren 2020 - 2030, mehr Importe in G) ausgeglichen werden.

Das Nachfragewachstum in der Sensitivität „BIP hoch“ führt allerdings dazu, dass die Nachfrage in den Varianten nicht mehr vollständig gedeckt werden kann und rein rechnerisch in den Varianten A ein weiterer KKW-Block zugebaut wird. Dies führt allerdings dazu, dass ab 2030 sehr viel exportiert wird. In der Variante C wird ein weiterer GuD-Block zugebaut. Die Ergebnisse aller gerechneten Varianten werden in Tabelle 5-100 dargestellt.

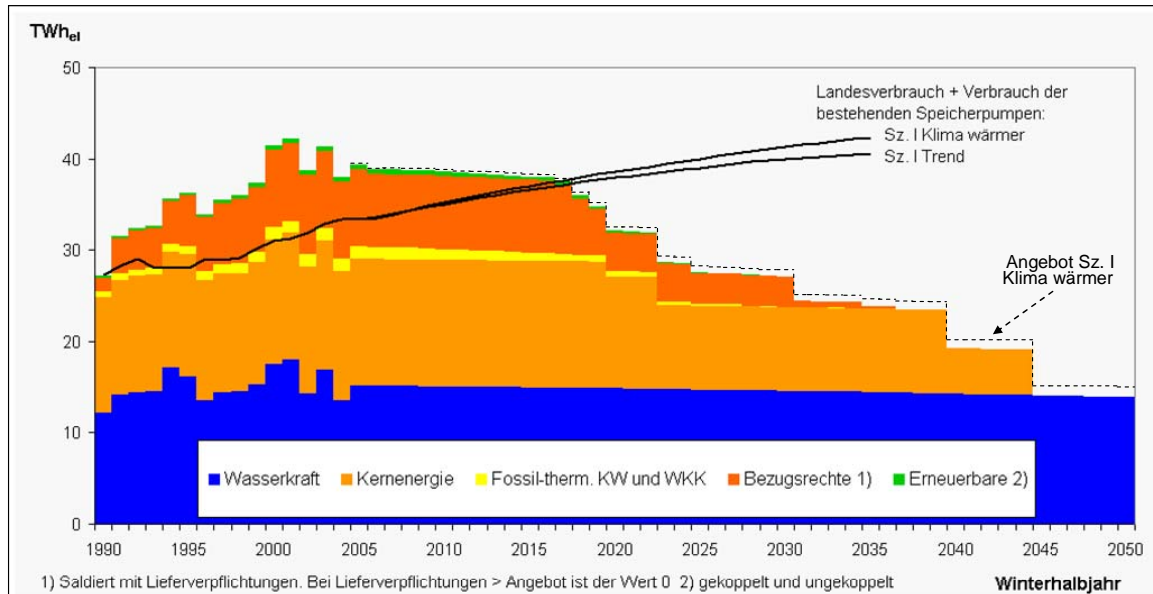
5.10.9.2 Klima wärmer

Die Sensitivität „wärmeres Klima“ hat allerdings Auswirkungen auf den Kraftwerkspark: wie die Simulationen der EPFL [EPFL 2005] zeigen und wie im Exkurs 3 „Klimaerwärmung“, Band 4, ausgeführt wird, ist bei einer Klimaerwärmung um 2 °C bis 2050 mit einer Reduzierung der den Wasserkraftwerken zur Verfügung stehenden Wassermenge (und damit der möglichen Erzeugung) bis 2035 um ca. 7 % zu rechnen.

Für die thermischen Kraftwerke werden zunächst keine Leistungsreduktionen durch Kühlungsprobleme unterstellt – diese sind eher ein punktuell Problem in sommerlichen Hitzeperioden und werden gesondert an der entsprechenden Stelle (Exkurs 12, Band 4, Kap. 4) sowie in den Hauptvarianten der Szenarien abgehandelt.

Damit verändert sich die Stromlücke, wie in Figur 5-79 dargestellt und wächst um bis zu 4.7 TWh im Jahr 2035:

Figur 5-79 **Veränderung der Deckungslücke in der Sensitivität „Klima wärmer“ zu Szenario I, Winterhalbjahr, in TWh**



Annahme: keine Kühlungsprobleme unterstellt -> mittlere Produktionserwartung (ausser Wasserkraft)

Prognos 2006

Die gestrichelte Linie zeigt den Kraftwerkspark in der Trend-Variante, während das farbige „Arbeitsgebirge“ die Reduktion der verfügbaren Erzeugung abbildet. Die Effekte auf der Nachfrage- und der Angebotsseite sind gegenläufig.

Das Auftreten der Stromlücke verlagert sich rechnerisch um ein Jahr vor; analog der Sensitivität „BIP hoch“ wird in Variante A ein weiterer KKW-Block (mit in der Folge hohen Exporten) sowie in den Varianten B und C je ein weiterer GuD-Block zugebaut.

Tabelle 5-100 **Szenario I**
Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
Trend	2 KKW	5 GuD + 1 KKW	7 GuD	20.0 TWh
Ib Trend	2 KKW *	6 GuD + 1 KKW	7 GuD	n.b.
Preis 50 \$	2 KKW *	6 GUD + 1 KKW	7 GuD	21.1 TWh
BIP hoch	3 KKW * **	6 GUD + 1 KKW	8 GuD	23.1 TWh
Klima wärmer	3 KKW * **	6 GUD + 1 KKW	8 GuD	23.6 TWh

* mehr Importe zwischen 2020 - 2030 ** viel Export ab 2030

Prognos 2006

5.10.9.3 Sensitivität Laufzeitverkürzung KKW 40 Jahre

Bei einer Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren, wie es bei deren Bau vorgesehen war, tritt die Angebotslücke im Winterhalbjahr nicht erst 2018 auf, sondern bereits im

Jahr 2013. Die Stilllegung der Kernkraftwerke erfolgt nun innerhalb des Zeitraumes, in dem auch die Bezugsrechte auslaufen. Dadurch tritt die Lücke nicht nur eher auf, sie vergrössert sich auch sehr schnell. Im Jahr 2035 steht aus dem heute bestehenden Kraftwerkspark fast nur noch Wasserkraft für die Stromerzeugung zur Verfügung, falls kein Zubau betrachtet wird.

Aus Gründen der politischen Konsistenz kommen in dieser Sensitivität lediglich neue Kombikraftwerke oder neue Importe für den Zubau in Frage.

Der autonome Zubau der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der fossil-dezentralen Stromerzeugung (WKK) verändert sich nicht gegenüber den Trend-Varianten, da von – bis auf den Beschluss der Laufzeitverkürzung – unveränderten politischen Rahmenbedingungen ausgegangen wird.

Statt acht Kombikraftwerken im Referenzfall werden nun 11 Kombikraftwerke benötigt (Variante C), und der Zubau muss bereits im Jahr 2013 beginnen. Die neuen Importe steigen mit der Zunahme der Lücke (Variante G).

5.10.9.4 Sensitivität Laufzeitverlängerung KKW 60 Jahre

Im Vergleich zum Referenzfall verschiebt sich der Eintrittszeitpunkt der Lücke nicht, da diese durch das Auslaufen der Bezugsrechte entsteht. Die Deckungslücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, die zeitliche Entwicklung der Lücke (2018 - 2035) entschärft sich teilweise: die „Stufen“ in 2019 (Beznau I) und 2022 (Beznau II und Mühleberg) werden um je zehn Jahre verlagert. Dies führt in 2035 zu fast den gleichen Ergebnissen wie im Referenzfall. In der Variante B kann durch die geringere „zwischenzeitliche“ Lücke modelltechnisch ein Kombikraftwerk eingespart werden.

Eine Voraussetzung für diese Sensitivität ist die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke. Dies würde zur Erhöhung der Nachrüstungskosten der (bestehenden) Kernkraftwerke führen.

5.11 Zusammenfassende Betrachtung Szenario I

Es lässt sich festhalten, dass in der Referenz die Endenergienachfrage weitaus weniger stark steigt als die zugrunde liegenden mengenartigen „Treiber“: Bruttoinlandsprodukt, Wertschöpfung/Produktion, Energiebezugsflächen, Fahrzeuge und Verkehrsnachfrage. Die Effizienzeffekte, seien sie technologisch oder politisch getrieben, bilden also insoweit ein ungefähr gleichschweres Gegengewicht zur erhöhten Wertschöpfung und zum erhöhten Konsum. Das bedeutet auch, dass die Endenergienachfrage je BIP-Einheit den in den 80er-Jahren angestossenen Trend zur „Entkopplung“ des Endenergieverbrauchs vom BIP fortsetzt. An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass sich dieser Trend trotz einer aus heutiger Sicht vergleichsweise „optimistischen“ Entwicklung der Energiepreise ausgebildet hat und hält.

Auf der Elektrizitätsseite lässt sich hingegen ein deutlich steigender Bedarf pro Kopf (über alle Sektoren integriert) konstatieren – die Elektrizitätsnachfrage steigt noch etwa in der gleichen Stärke wie das BIP.

Das Szenario ist im Rahmen der modellimmanenten Unschärfen und Streuungen gegenüber Änderungen in den Rahmenbedingungen (Sensitivitätsrechnungen) vergleichsweise robust. Der Elektrizitätsverbrauch reagiert sowohl auf Steigerungen der Preise der fossi-

len Energieträger als auch auf Erhöhungen des BIP-Wachstums als auch auf Klimaerwärmung mit Steigerungen. Dies hängt aber auch damit zusammen, dass die Preissteigerungen bei den fossilen Energieträgern als Modellannahme keine Preissteigerungen bei der Elektrizität nach sich ziehen und sich die Preisrelationen somit zugunsten der Elektrizität verschieben. Damit wurde jeweils eine Obergrenze der Stromnachfragesteigerung ermittelt.

Im Vergleich mit den jüngsten Perspektiven der Stromwirtschaft [AXPO 2005, VSE 2005, Exkurs 16, Band 4] liegt das Szenario am unteren Rand des dort betrachteten Entwicklungskorridors, da der Wachstumstrend der Elektrizitätsnachfrage der jüngsten Vergangenheit (über 2 % p.a.) im hier vorliegenden Szenario I nicht fortgesetzt wird.

Das Kyoto-Ziel von einer Reduktion der Brenn- und Treibstoffnachfrage um 10 % gegenüber 1990 bis 2010 wird ohne zusätzliche starke Massnahmen wie eine CO₂-Abgabe im Verkehr (plus Bonus-Malus plus Förderung von Alternativtreibstoffen) nicht erreicht. Selbst mit Abgabe wird es aufgrund der um ca. 2 Jahre (gegenüber der ursprünglichen Berechnung der benötigten Abgabenhöhe, [Prognos 2003; Infrac 2003a] verspäteten Einführung der Abgabe verfehlt und kann erst durch einen weiteren Preisimpuls erreicht werden. Derzeit für die EU in der Diskussion befindliche Post-Kyoto-Ziele wie eine Reduktion um 20 % bis 2020 oder weitergehende Ziele werden nicht erreicht.

Die Importabhängigkeit verändert sich bis 2035 nicht wesentlich.

6 Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit

6.1 Das Wichtigste in Kürze

Politischer Rahmen

CO₂-Abgabe in Höhe von 35 CHF/t auf Brennstoffen ab 2006, als reine Lenkungsabgabe konzipiert (d. h. vollständig rückverteilt); Befreiungsmöglichkeiten durch Zielvereinbarungen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen. Auf Treibstoffen erhobener „Klimarappen“ mit einem Aufkommen von ca. 100 Mio. CHF/a, davon 70 Mio. CHF/a zur Umsetzung von CO₂-Reduktionsmassnahmen im Brenn- und Treibstoffsektor; 30 Mio. CHF/a werden für den Kauf von CO₂-Zertifikaten auf dem internationalen Markt verwendet. „Stromrappen“ mit 50 Mio. CHF/a für die Förderung von Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich. Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über Umlage mit einem Budget von 330 Mio. CHF/a. Transaktionsinstrumente insbesondere zur Initiierung von Kooperationen zwischen verschiedenen Branchen und Akteuren, um Organisationshemmnisse zu überwinden und wirtschaftliche Effizienzpotenziale zu aktivieren. Bonus-Malus-System für energieeffiziente Fahrzeuge. Fiskalische Förderung alternativer Treibstoffe.

Nachfrage

Die gesamte Endenergienachfrage nimmt bis 2035 gegenüber 2000 um 3.9 % ab.
Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 22.5 % an.

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	831.6	820.2	810.3	797.9	790.4	783.3
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	212.7	219.1	224.7	228.9	232.6	233.1
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	540.8	517.8	496.7	477.6	463.6	453.2
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	61.9	66.5	71.7	74.0	76.6	79.2

Energiemix

Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizitätsangebot) sinkt um 19.6 %.

Der Anteil der fossilen Brenn- und Treibstoffe am Gesamtenergieverbrauch (inkl. Umwandlungssektor) liegt je nach Variante des Elektrizitätsangebots zwischen 42 % (Var. A) und 56 % (Var. C.)

Elektrizitätserzeugung

Die Förderung der Erneuerbaren führt zu einer Produktion von 5.7 TWh neuer Erneuerbarer im Jahr 2035 (alle Varianten).

Var. A: bis 2030 bis zu 18.7 TWh Importe, ab 2031 zwei neue EPR-Blöcke mit einer Leistung von je 1'600 MW

Var. B: bis 2030 Chavalon (357 MW) plus gasgefeuerte 2 GuD-Blöcke à 550 MW, ab 2031 ein neues KKW mit Leistung 1'600 MW

Var. C: Bis 2035 Chavalon plus 4 GuD-Blöcke à 550 MW.

Var. G: 12.7 TWh neue Importe in 2035; entsprechend 2.1 GW Bandlast

CO₂-Emissionen nach Angebotsvarianten in Mio. t (nach CO₂-Gesetz):

	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. G 2035
Szenario II	42.3	33.6	36.5	38.6	33.6

Tabelle 6-1 **Szenario II Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.7	10.1	9.6	9.0	8.5
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.8	3.6	3.4	3.3
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.4	5.3	5.1	5.0	5.0
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.8	16.1	15.4	15.0	14.7	14.6
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	36.2	34.6	33.2	32.2	31.4
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	3.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	5.8
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	38.7	37.1	35.7	34.5	33.6
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.1	39.4	38.9	38.5	37.4	36.5
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.1	39.4	38.9	38.5	37.4	38.6
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	38.7	37.1	35.7	34.5	33.6
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.0	48.9	41.7	38.7	37.1	36.4
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.3
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.5
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'463.8	2'464.0	1'796.1	1'637.5	1'537.6	1'346.2
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	11.5
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	19.1
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmennachfrage
(die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

6.3 Politikvariante

6.3.1 Szenariengrundsätze

In der Variante „verstärkte Zusammenarbeit“ werden sowohl zwischen Politik und Wirtschaft als auch zwischen verschiedenen Branchen (z. B. Energiewirtschaft und Dienstleistungssektor) und bislang nicht aktiv kooperierenden Akteuren Kooperationen zur Verstärkung der Energieeffizienz vorangetrieben.

Hierzu werden ergänzend zu den bereits in Szenario I bestehenden Instrumenten weitere politische Aktionen und Instrumente unterstellt. Bei diesen wird angenommen, dass sie sehr effizient aufeinander abgestimmt sind.

Ausserdem wird davon ausgegangen, dass sie insbesondere dazu beitragen, in den Sektoren Dienstleistungen und Industrie diejenigen Effizienzmassnahmen anzustossen, die betriebswirtschaftlich auch angesichts der unterstellten Energiepreis- (und CO₂-Abgabe-) Szenarien rentabel sind, aber aufgrund verschiedenster Hemmnisstrukturen bislang und in Szenario I nicht umgesetzt werden. Zu diesen Hemmnisstrukturen gehören neben Informationsdefiziten und geringer Relevanz der Energiekosten in der Gesamtrechnung auch Investitionskonkurrenzen und Opportunitätskosten.

6.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente

Zu den wesentlichen Instrumenten gehören:

- CO₂-Abgabe in Höhe von 35 CHF/t CO₂ auf Brennstoffen ab 2006, nominal konstant bis 2035. Entsprechend dem CO₂-Gesetz und der derzeitigen politischen Diskussion wird diese Abgabe als reine Lenkungsabgabe konzipiert und vollumfänglich an Bürger und Unternehmen rückverteilt, so dass es de facto „Gewinner“ und „Verlierer“ der Abgabe gibt. Diese Abgabe dient als reale „Drohkulisse“ für die Zielvereinbarungen mit den Branchenverbänden aus den Sektoren Industrie und Dienstleistungen. Das bedeutet, dass freiwillige Massnahmen, die entsprechend dem Zertifizierungsverfahren anerkannt und durchgeführt werden, zu einer Befreiung von der Abgabe führen können. Damit werden insbesondere kostengünstige Effizienzpotenziale angesprochen.
- Das Instrument „Klimarappen“ mit einem jährlichen Aufkommen von ca. 100 Mio. CHF/a, hiervon 70 Mio. CHF/a zur Umsetzung von CO₂-reduzierenden Massnahmen im Brenn- und Treibstoffbereich im Inland. Dieses wird auch über 2012 hinaus unterstellt. Hierzu gehören Förderungen von Gebäudesanierungen, Heizungssanierungen, Abwärmenutzung und Biotreibstoffen, insbesondere Bio-Ethanol. Darüber hinaus sollen für ca. 30 Mio. CHF/a aus dem Klimarappen CO₂-Zertifikate im Ausland eingekauft werden. Diese werden jedoch zunächst den inländischen CO₂-Emissionen nicht gutgeschrieben, da die Bottom-Up-Rechnungen eine technische Bestandsaufnahme der tatsächlichen durch die technischen Massnahmen an den unterstellten Fahrzeug-, Gebäude- und Produktionskohorten vornehmen. Das Mittelaufkommen wird über einen Aufschlag auf die Treibstoffpreise (in Höhe von ca. 1.6 Rp./l, nominal konst.) erhoben.
- Ein analoges Instrument „Stromrappen“ mit einem Mittelvolumen von ca. 50 Mio. CHF/a (ebenfalls nominal konstant bis 2035) steht zur Förderung von Massnahmen der Stromeffizienz bereit.

- Hierbei werden insbesondere Förderungen von Querschnittsmassnahmen wie effiziente Motoren, Pumpen und Druckluft unterstellt.
- Ergänzt wird dieses Instrument durch kundenbezogene Einsparaktivitäten seitens der Energieversorgungsunternehmen (EVU).
- Bonus-Malus-System für energieeffiziente Personenfahrzeuge.
- Fiskalische Förderung alternativer Treibstoffe, d.h. von Erd- und Flüssiggas sowie Biogas und anderen Treibstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen (insbesondere Ethanol und RME) – entsprechend dem Vorschlag, wie er im Winter 2004/05 vorgestellt wurde [EFD 2004].
- Diese Instrumente ergänzen sich mit den „Transaktionsinstrumenten“ (Information, Kommunikation, Qualifizierung, Beratung, Anstossberatung, z. T. Contracting), die durch das Programm EnergieSchweiz aufgelegt werden.
- Die Globalmittel der Kantone werden insbesondere zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmebereich eingesetzt.
- Im Elektrizitätsbereich werden die erneuerbaren Energien mit einem Budget von ca. 330 Mio. CHF/a gefördert. Hierbei wird ein Instrumentarium unterstellt, das einerseits auf Kostenoptimierung bei der Ausschöpfung der Potenziale achtet, andererseits auch einen Mix von Technologien anstrebt, so dass kein „Fadenriss“ entsteht.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die wichtigsten Effizienzmassnahmen (Zeilen), ihre Adressierung mit Instrumentenklassen (Spalten), die Wirkung in den jeweiligen Sektoren sowie die Mittelherkunft aus den jeweiligen Fördermittelbudgets (Farben). Nicht aufgeführt sind die Massnahmen zur Nutzung regenerativer Energiequellen, die vor allem mit den Politikinstrumenten der letzten beiden oben genannten Aufzählungspunkte gefördert werden.

Tabelle 6-2 **Szenario II Trend**
Übersicht über die Massnahmen und Instrumente zur Förderung der Energieeffizienz

	Sektoren	Förderprogramme	Energiepass / Etiketten	Initialberatung	Impulsprogramm (professionelle Aus- und Weiterbildung)	Effizienztarife	organisatorische Massnahmen	Kampagnen, kooperative Beschaffung usw.
Minergerneubau und Sanierung best. Gebäude	H, D	Orange	Green	Orange	Green			Green
Sanierung Heizung	H, D, I	Orange	Green	Orange	Green			Green
Lüftung	D, I	Blue	Green		Green			
Kühlung / Klimatisierung	H, D, I	Blue	Green		Green			Green
Beleuchtung	D, I	Blue	Green		Green			Green
Effiziente E-Geräte	H, D, I	Blue	Green		Green			Green
Ersatz Elektroheizungen	H	Blue		Blue	Green	Blue		Blue
Abwärmenutzung	I	Orange			Green			
Pumpen	I	Blue	Green	Blue/White	Green	Blue		Blue/White
Elektromotoren	I	Blue	Green	Blue/White	Green	Blue		Blue/White
Druckluft	I	Blue	Green	Blue/White	Green	Blue		Blue/White
Betriebsoptimierung	H, D, I			Orange	Green	Blue	Blue	
Systemoptimierung	D, I				Green	Blue	Blue	
Biotreibstoffe	V	Orange			Green		Orange	Orange/White
Modal Split, Verhalten	V	Orange			Green		Orange	Orange/White

Sektorbezeichnungen: H: Haushalte, D: Dienstleistungen, I: Industrie, V: Verkehr Prognos 2005

Mittelherkunft: Klimarappen Stromrappen Effizienz EnergieSchweiz

Bei der Umsetzung eines so umfangreichen und differenzierten Pakets von Fördermassnahmen in die Modellrechnungen sind an vielen Stellen Annahmen über die Wirkungsweisen zu treffen, die nicht alle aus bisherigen Förderprogrammevaluationen abgeleitet werden können, sich jedoch auf vorhandene Arbeiten aus der Schweiz und dem europäischen Ausland stützen. Hier mussten Anpassungen auf das gesamtschweizerischen Zahlengerüst vorgenommen werden. Insbesondere bei Fragen der Überschneidung einander ergänzender Instrumente wie direkter investiver Förderung plus Information/Beratung plus Qualifikation bestehen Unschärfen. Darüber hinaus indizieren Untersuchungen insbesondere über Investitionsförderprogramme, dass die so genannten „Mitnahmeeffekte“ erheblich sein können – über 50 % der geförderten Massnahmen könnten auch ohne die Förderung entweder auf dem geförderten Standard oder einem minimal verringerten Standard durchgeführt worden sein. Solche Effekte verkleinern die Differenz zur Referenz ohne Förderung. Grundsätzlich wurde bei diesen Fragen konservativ vorgegangen, um die möglichen Effekte einer solchen Kooperationsstrategie nicht zu überschätzen. Diese Fragen werden insbesondere im Kap. 6 des Sektorberichts der privaten Haushalte detailliert abgehandelt.

6.4 Umsetzung in den Sektoren

6.4.1 Sektor Private Haushalte

Im Sektor Private Haushalte ist die Abgabe auf Brennstoffen das wesentliche Instrument. Dessen Wirkungen sind bereits in Szenario Ib Trend deutlich sichtbar. Aufgrund der durch dieses Preisinstrument wirksamen Erhöhungen der Wirtschaftlichkeit von Effizienzstandards in Gebäuden können die Grenz- und Zielwerte nach SIA schneller nach unten angepasst werden als in Szenario I. Das heutige SIA-Zielwertniveau (Rechenwerte: EZFH: 173 MJ/m², MFH 138 MJ/m²) wird der Grenzwert des Jahres 2025. Der Absenkpfad bis dahin verläuft linear: für 2010 gelten 256/229, für 2015 228/198 und für 2020 200/167 MJ/m²*a als Grenzwerte. Nach 2025 wird nur noch moderat weiter abgesenkt (2035: 160/131 MJ/ m²*a) [Prognos 2006b].

Zusätzlich greifen vor allem investive Förderprogramme in den Bereichen Neubauten (MINERGIE-Standard, Erhöhung der Durchdringung), energetische Gebäudesanierungen (sowohl Gesamtanierungen als auch Bauteilprogramme) und zeitlich befristete Zuschussprogramme (Gutscheine o. ä.) für energieeffiziente Haushaltsgeräte, vor allem zur Markteinführung von Wärmepumpen-Tumbler sowie für Kühl und Gefriergeräte. Das dauerhaft grösste Förderungsbudget nimmt das Bauteilprogramm für die effiziente energetische Sanierung von Bauteilen ein, das dazu führen soll, dass bei der zeitlichen „Sanierungsfälligkeit“ eines Bauteils (z. B. Fenster, Aussenwand, Dach...) nicht nur eine funktionale oder ästhetische Sanierung vorgenommen wird, sondern diese auf einem energetisch hochwertigen Standard ausgeführt wird. Für diese Fälle werden die nichtamortisierungsfähigen Mehrkosten durch die Förderung reduziert. Ausserdem wird die Umstellung von elektrischen Direktheizungen auf andere Energieträger bezuschusst.

Diese direktinvestiven Instrumente werden durch informative und qualifizierende Instrumente (Transaktion) ergänzt. Das Wichtigste hiervon ist der Gebäudepass, der zunächst fakultativ ist und bezuschusst wird. Dieser stellt eine wichtige Information über die energetische Qualität und die zu erwartenden Energiekosten für einen Käufer oder Mieter bereit. Es wird – gestützt auf Erfahrungen bei der Einführung von Energiepässen in Dänemark und in Deutschland – davon ausgegangen, dass durch diesen Anreiz insbesondere die energetischen Sanierungsraten erhöht werden. Darüber hinaus spielen Information und Qualifizierung von Handwerkern, vor allem Heizungsbauern eine wesentliche Rolle.

Tabelle 6-3 zeigt die für die Modellrechnungen angenommene Aufteilung der entsprechenden Programmmittel.

Tabelle 6-3 **Szenario II Trend**
Sektor Private Haushalte: Jährliches Budgetvolumen der verschiedenen politischen Instrumente, in Mio. CHF nominal

	2006/10	2011/15	2016/20	2021/25	2026/30	2031/35	kumuliert
Verschärfung SIA Grenz-/Zielwerte							
MinergieNeubau	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	150.0
MinergieSanierung	4.5	4.5	2.5	2.5	2.5	2.5	95.0
Bauteilprogramm	10.0	10.0	15.0	15.0	15.0	15.0	400.0
Gebäudepass	0.9	0.9	1.1	1.1	1.2	1.2	32.1
Aus- und Weiterbildung Heizungsinstallateure	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	37.3
Ersatz Elektrowärme	0.8	1.9	2.9	2.9	2.9	2.9	71.3
Förderung Tumbler	1.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5
A++ Kühl- und Gefriergeräte	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	45.0
Summe	24.9	25.9	29.2	29.3	29.4	29.6	841.1
Förderbeiträge, Zuschüsse u.ä.	20.9	21.5	25.0	25.0	25.1	25.1	712.7
Beratung, Aus- und Weiterbildung u.ä.	3.9	4.4	4.2	4.3	4.4	4.5	128.4

Prognos 2006

Im Ergebnis steigt bei den Neubauten der MINERGIE-Anteil auf ein knappes Drittel in 2035 an. Die kumulierten Instrumente im Bereich der Gebäudesanierung führen zu einer Zunahme der (im Mittel mit Standarddefizienz) energetisch sanierten Flächen bei den Ein- und Zweifamilienhäusern um 10.3 Prozent und bei den Mehrfamilienhäusern um 5.4 Prozent gegenüber Szenario I Trend.

Durch eine bessere Wartung und den vorzeitigen Austausch alter Anlagen könnte der mittlere Nutzungsgrad der Öl- und Gasheizungen um 0.4 bis 0.6 Prozent (Öl) bzw. 0.2 bis 0.35 Prozent (Gas) erhöht werden. Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle alten Heizanlagen vorzeitig ausgetauscht werden und dass auch nicht alle Anlagen optimal gewartet werden, wird angenommen, dass nur ein Viertel des Potenzials realisiert wird.

Gegenüber Szenario I Trend werden bei zusätzlich 17'500 Wohnungen bestehende Elektroheizungen (Direkt- und Speicherheizungen) auf andere Systeme umgestellt.

Bei den Haushaltsgrossgeräten ergeben sich Einsparungen um bis zu 5.2 % in 2015 gegenüber Szenario I in diesem Segment. Diese relative Differenz verringert sich aufgrund des technischen Fortschritts bis 2035 langsam.

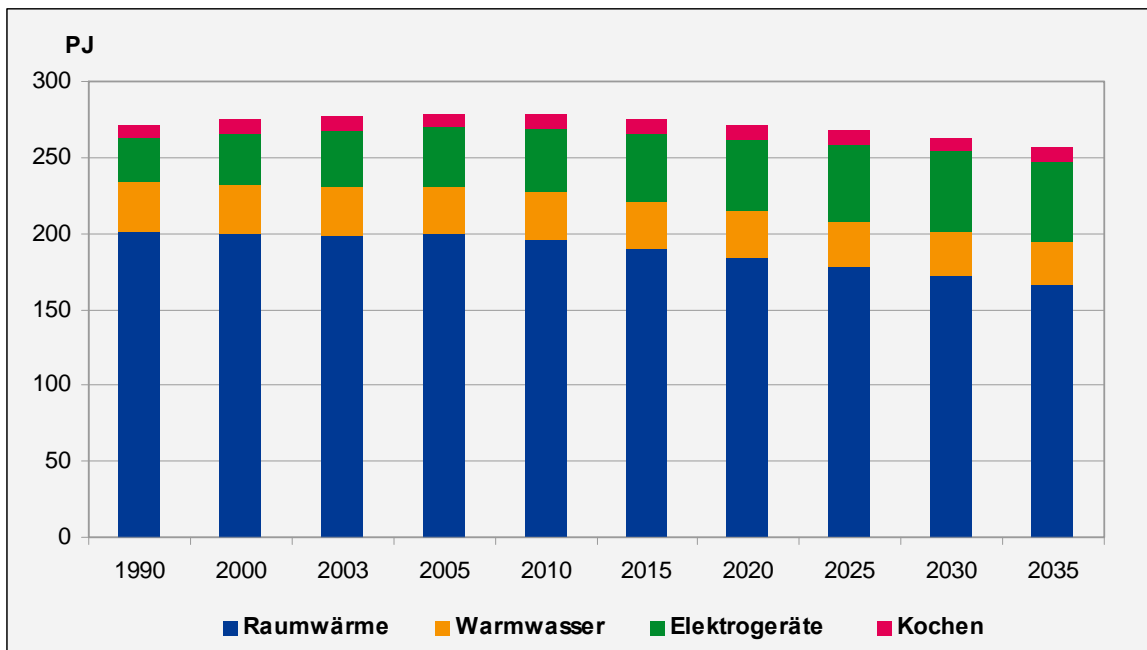
Tabelle 6-4 und Figur 6-1 zeigen den Energieverbrauch der Haushalte nach Verwendungszwecken.

Tabelle 6-4 **Szenario II Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken, witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ

	1990	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Raumwärme	200.7	199.4	198.8	199.0	195.8	190.1	184.5	178.0	171.9	165.5
Warmwasser	33.4	32.0	32.1	31.9	31.3	30.7	30.3	29.9	29.5	28.9
Elektrogeräte	28.5	34.6	37.3	38.8	42.2	44.9	47.3	50.2	52.8	53.4
Kochen	8.3	8.8	8.9	9.0	9.2	9.3	9.4	9.4	9.3	9.2
Total	270.9	274.7	277.0	278.8	278.5	275.0	271.4	267.5	263.4	257.0
Total , Abgrenzung wie GEST (PJ)	254.6	258.3	260.6	262.2	261.6	258.1	254.0	250.0	246.1	239.4

Prognos 2006

Figur 6-1 **Szenario II Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken,
witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ



Prognos 2006

Gegenüber Szenario I Trend nimmt der Verbrauch der Haushalte um 3.5 % (Abgrenzung gem. Gesamtenergiestatistik) ab. Hierzu trägt das Verbrauchssegment „Raumheizung“ mit einer Reduktion um 5.0 % am stärksten bei. Dieser Rückgang ist auch gegenüber der Sensitivität Ib, die das gleiche starke Instrument der CO₂-Abgabe unterstellt, nochmals um 2.3 % reduziert. Hierzu tragen vor allem das Bauteilprogramm für energieeffiziente Sanierungen sowie die Förderung der Umstellung von Elektroheizungen bei.

Bezogen auf die Energieträger nimmt die Nachfrage nach den Hauptenergieträgern für das Segment Raumwärme, Öl und Gas, am stärksten ab (Öl -7.9 %, Gas -4 %), jedoch nur mehr geringfügig gegenüber der Sensitivität Ib (Öl -0.9 %, Gas -2 %). Die Elektrizitätsnachfrage nimmt gegenüber Szenario I Trend geringfügig ab (0.9 %), gegenüber Sensitivität Ib etwas deutlicher, da dort Substitutionseffekte zu verzeichnen waren. Holz und Erneuerbare nehmen geringfügig zu (0.9 %); hier kommen gegenläufige Effekte zum Tragen: Die Reduktion von Raumwärmebedarf durch verstärkte Wärmedämmung und effektivere Heizungssysteme wirkt nachfragemindernd, die verstärkte Substitution in Erneuerbare nachfragesteigernd.

6.4.2 Sektor Dienstleistungen

Wie im Haushaltssektor ist die CO₂-Abgabe ein sehr wesentliches Instrument, in dessen Folge für den Wärmebedarf der Gebäude die Grenz- und Zielwerte gegenüber dem Szenario I beschleunigt abgesenkt werden können.

Im Dienstleistungssektor gibt es – wie bei der Sensitivität Ib diskutiert – die Möglichkeit, mit Zielvereinbarungen und deren Monitoring Befreiungen von der Abgabe zu erreichen. Da zahlreiche Branchen des Dienstleistungssektors jedoch aufgrund des Rückverteilungssystems zu den „Gewinnern“ der CO₂-Abgabe gehören, sollte der Einsatz dieses Instruments nicht überschätzt werden.

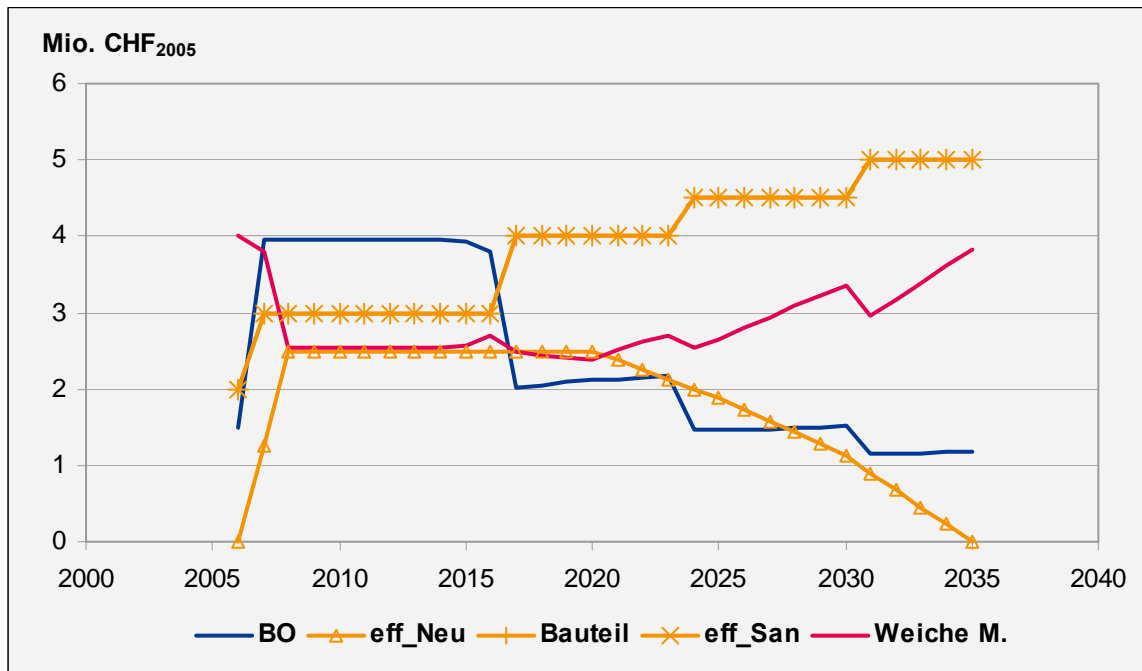
Die „verstärkte Zusammenarbeit“ zwischen öffentlicher Hand und dem Dienstleistungssektor, aber auch zwischen einzelnen Branchen des Dienstleistungssektors sowie zwischen Energieversorgungsunternehmen und Betrieben oder Branchen beinhaltet ein abgestimmtes Paket von Massnahmen und Instrumenten. Da im Dienstleistungssektor im Durchschnitt die Kosten für Elektrizität deutlich stärker zu Buche schlagen als die für Raumwärme, wird in integrierten Paketen hierauf ein noch stärkeres Gewicht gelegt als im Haushaltssektor – zumal die Elektrizitätsnachfrage deutlich komplexer zusammengesetzt ist als im Haushaltssektor – mit Gebäudebetrieb, Lüftung, Kühlung, Beleuchtung, Automatisierung, IuK-Geräten sowie branchenspezifischen Prozessanforderungen (wie z. B. Sterilisation, Spezialgerätebetrieb in Spitälern etc.)

Auf der Massnahmenebene haben gebäudeseitig energieeffiziente Neubauten sowie Sanierungen einen hohen Stellenwert. Hierbei geht es nicht nur um Effizienz bei der Raumwärmenachfrage- und -erzeugung, sondern auch um die elektrischen Ausstattungen. Hier greift z. T. auch ein hoheitliches Instrumentarium von beschleunigten Grenz- und Zielwerten (SIA 380/4) sowie Planungsvorgaben. Ein weiteres Massnahmenpaket mit hohem Potenzial und geringen Investitionen bilden die so genannten „Betriebsoptimierungen“ (BO), bei denen sowohl im Wärme- als auch im Elektrizitätsbereich durch Energiecontrolling und -management, Gebäudeautomation, Lichtsteuerung, Prozessablaufsplanung und -optimierung Einsparpotenziale erschlossen werden. Diese betreffen z. T. verhaltensorientierte Bereiche (z.B. Reduktion von unnötiger Beheizung und Beleuchtung), aber auch organisatorische Fragen (kompakte Raumbelagung, Temperatursteuerung, Mehrfachnutzungen, Verkürzung von Wegen oder Abläufen, Zonierung). Ein weiteres Massnahmenpaket betrifft die Beschaffung von energieeffizienten Geräten, Anlagen und Bauteilen, idealerweise in Kooperationen ganzer Branchen oder Zusammenschlüssen von Betrieben und weiteren neuen Organisationsformen (z.B. Kooperationen mit EVU), um das Nachfragegewicht zu vergrössern.

Instrumentell werden sowohl Subventionsinstrumente zur direkten investiven Förderung, vor allem im Gebäudesektor als auch Transaktionsinstrumente eingesetzt. Die Transaktionsinstrumente umfassen verschiedene Angebote zur Unterstützung von Zielvereinbarungen, qualifizierte Beratung und Umsetzung für Betriebsoptimierungen, Ausschreibungsunterstützung bei Beschaffung, förderliche Organisationsformen („Commissioning“, Contracting) zur Überwindung von Umsetzungshemmnissen, Aus- und Weiterbildung kombiniert mit Innovations- und Modernisierungsprogrammen. Es wird mitgedacht, dass diese Pakete mit entsprechenden marktnahen Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten flankiert werden.

Das Zusammenspiel der Instrumente wird auch finanziell im Laufe der Zeit mit veränderten Schwerpunkten versehen und angepasst. Die folgenden Grafiken verdeutlichen den zeitlichen Verlauf der Budgets für Massnahmen im Wärme- und im Strombereich (Figuren 6-2, 6-3)

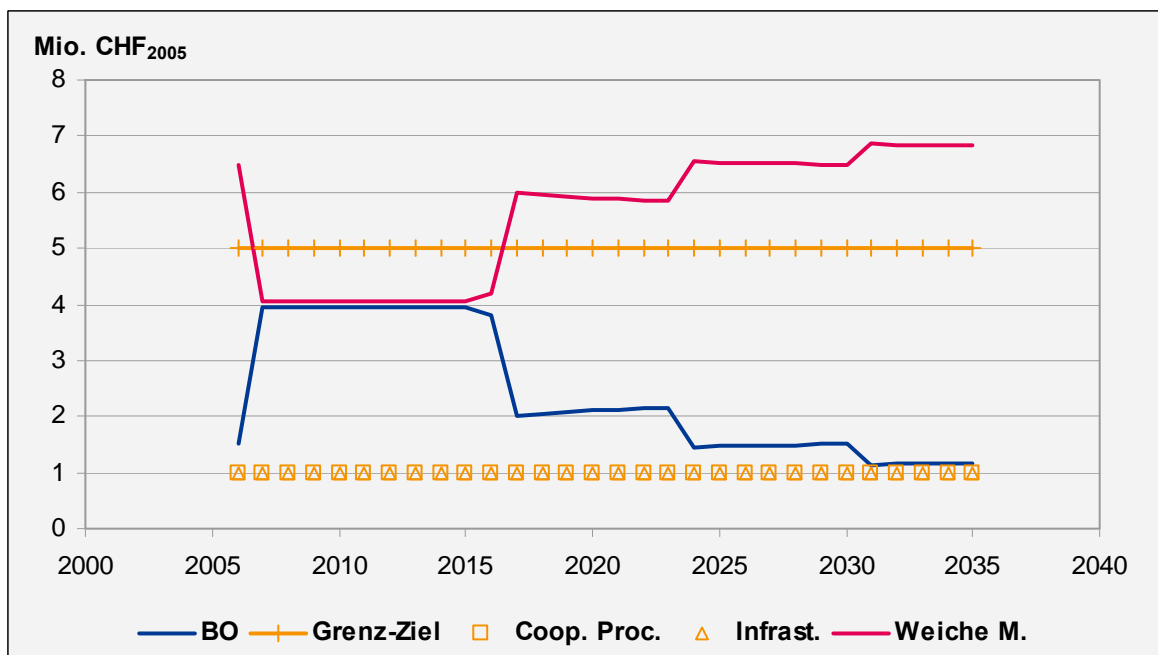
Figur 6-2 **Szenario II Trend**
Dienstleistungssektor: Budgetverteilung für politische Instrumente, Wärme, in Mio. CHF (nominal)



BO: Betriebsoptimierung, eff_Neu: Zuschüsse für energieeffiziente Neubauten, Bauteil: Zuschüsse für energieeffiziente Bauteilsanierungen, eff_San: Zuschüsse für energieeffiziente Gesamtsanierungen, Weiche M.: Transaktionsmassnahmen wie Information, Qualifizierung, Energiediagnosen, Monitoring, Einführung Energiepass etc.

CEPE 2007

Figur 6-3 **Szenario II Trend**
Dienstleistungssektor: Budgetverteilung für politische Instrumente, Elektrizität, in Mio. CHF (nominal)



CEPE 2007

Die (energetische) Wirkungsweise der Zuschussprogramme ist in Tabelle 6-5 zusammengefasst.

Tabelle 6-5 **Szenario II Trend**
Dienstleistungssektor: Kennzahlen zur Wirkungsweise der wichtigsten eingesetzten Zuschussprogramme

Projekt		Effiziente Neubauten	Bauteilprogramm	Effiziente Sanierungen	Zielwerte Neubauten
Kurzbezeichnung		Min_Neu	Bauteil	Min_San	Grenz-Ziel
Bereich		Wärme	Wärme	Wärme	Strom
Spezifische Energieeinsparung	MJ/m ² a	190	35	50	36
	kWh/m ² a	53	10	14	10
Spezifischer Förderbetrag	CHF/m ²	22	8	28	5
Förderbetrag pro Energieeinsparung in einem Jahr	CHF/MJ/Jahr	0.12	0.22	0.55	0.14
	CHF/kWh/Jahr	0.42	0.79	1.99	0.5
Lebensdauer	Jahre	30	30	30	20
Förderbeitrag pro Energieeinsparung über die Lebensdauer	CHF/MJ	0.004	0.007	0.018	0.007
	CHF/kWh	0.014	0.026	0.066	0.025

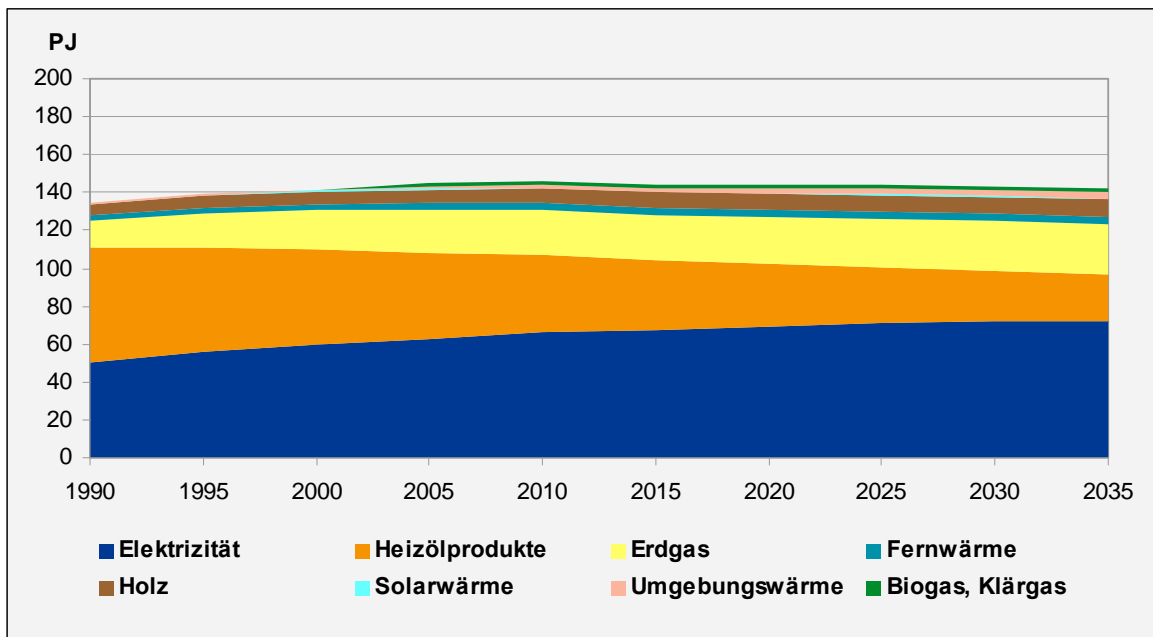
CEPE 2007

Die Umsetzung dieser Vorgaben in den Modellrechnungen führt zu folgenden wesentlichen Ergebnissen:

- Die Umsetzung sehr energieeffizienter Neubauten (Heizwärmebedarf 58 MJ/m²a) beschleunigt sich gegenüber Szenario I deutlich und erreicht bereits in 2020 einen Anteil von 25 % (anstatt erst in 2035 wie in Szenario I).
- Die Rate der energetischen Sanierungen auf einem mittleren spezifischen Einsparniveau von 100 MJ/m²a bei Vollsanierungen steigt von 5 % in 2010 auf 7 % in 2035 an. Die Rate der durch Bauteilsanierungen mit einer mittleren Effizienz von 38 MJ/m²a (zusätzlich durch die Fördermittel induziert, Gesamteffizienz 76 MJ/m²a) sanierten Gebäude steigt in 2010 um 16 % und in 2030 um 26 %.
- Im Elektrizitätsbereich lassen sich bei 14 % der Neubauten spezifische Einsparungen von im Mittel 36 MJ/m²a (je nach Technisierungsgrad) gegenüber dem Szenario I erreichen.

Figur 6-4 zeigt die resultierende Endenergienachfrage des Dienstleistungssektors nach Energieträgern.

Figur 6-4 **Szenario II Trend**
Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern,
klimabereinigte Modellwerte, in PJ



CEPE 2006

Die Gesamtenergienachfrage steigt bis zum Jahr 2010 noch leicht an (ca. 3 % gegenüber dem Jahr 2000), um danach stetig abzusinken und in 2035 knapp (2.5 %) unter dem Verbrauch des Jahres 2000 zu liegen. Diese Entwicklung ist vor allem auf den Rückgang im Wärmebereich zurückzuführen. Die Elektrizitätsnachfrage steigt bis zum Jahr 2035 um 22 % gegenüber der Nachfrage im Jahr 2000. Im Vergleich zu Szenario I bedeutet dies einen Rückgang der Gesamtenergienachfrage in 2035 um 12.5 % sowie einen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage um 13 %.

6.4.3 Sektor Industrie

Im Industriesektor ist das bestimmende Instrumente im Brennstoffbereich die CO₂-Abgabe von 35 CHF/t CO₂ nominal ab 2006. Wie in Szenario Ib ist sie als aufkommensneutrale Lenkungsabgabe mit Rückverteilungsmechanismus (AHV-Beitragsentlastung) ausgestaltet. Ebenfalls wie in Szenario Ib besteht die Möglichkeit der Befreiung von der Abgabe durch freiwillige Zielvereinbarungen mit Monitoringsystem und dem harten Sanktionsmechanismus der auch rückwirkenden Nachzahlung der Abgabe bei Zielverfehlung. Es kann davon ausgegangen werden, dass alle energieintensiven und grossen Branchen die Zielvereinbarungen wählen und damit in diesen Branchen Einsparpotenziale erschlossen werden, die bei Preisen bis zu den Energiepreisen mit CO₂-Abgabe rentabel sind (Paybackzeiten bis zu 5 Jahren). Diese liegen je nach Branche im Bereich von 10 - 15 % (Beispiele dazu in Tab. 6-3 im Abschlussbericht zum Industriesektor, basics 2007). Es wird darauf hingewiesen, dass durch den Verzicht der Erhebung der Abgabe auf Treibstoffen erhebliche Potenziale im Bausektor (Dieselanwendungen bei Baumaschinen) nicht adressiert werden.

Als ein die Abgabe verstärkendes und unterstützendes Transaktionsinstrument wird (aus dem Aufkommen des Klimarappens finanziert) eine flächendeckende spezifische Energieberatung vor allem für KMU vorgesehen. Diese soll analog zu den Aktivitäten der Energieagentur der Wirtschaft für die grossen und energieintensiven Branchen Effizienz-

potenziale bei KMU aufspüren und erschliessen helfen. Hierzu wird davon ausgegangen, dass die Möglichkeit der Befreiung von der Abgabe durch Zielvereinbarungen mit allen zugehörigen Monitoring- und Sanktionierungsbedingungen auf die KMUs ausgedehnt wird. Es wird davon ausgegangen, dass Betriebe mit 4 - 249 Beschäftigten im Vierjahres- turnus von der Beratung erfasst werden.

Für diejenigen Querschnittstechnologien mit hohem Effizienzpotenzial (Elektromotoren, Pumpen, Druckluft, Abwärme) werden Zuschussprogramme aufgelegt, die insbesondere auf KMU zugeschnitten sind und in Verbindung mit der Energiesparberatung nach Einzel- fallprüfung die Umsetzung solcher Techniken erleichtern soll. Diese werden je nach ad- ressiertem Energieträger (Elektrizität oder Wärme) aus dem Klimarappen oder dem „Stromrappen“ finanziert.

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass (zumindest) grosse EVU ihren industri- elen Kunden Effizienztarife im Sinne eines Least Cost Planning- oder Demand Side Ma- nagement-Prinzips anbieten. Dies kann für die EVU insbesondere unter dem Aspekt der Netzentlastung in Spitzenzeiten interessant sein. Ausserdem wird davon ausgegangen, dass ein Analogon zum „Grossverbraucherparagrafen“ mit der Möglichkeit der Entlastung von bestimmten Vorschriften im Energiesparfall auch für KMUs geschaffen wird.

Im Ergebnis wird – über die bereits in Szenario Ib hinaus auf der Basis der Lenkungsab- gabe von der Erschliessung der folgenden Einsparpotenziale im Zeitverlauf und je nach Lebensdauer der unterstellten Massnahmen ausgegangen (Tabelle 6-6):

Tabelle 6-6 **Szenario II Trend**
Industriesektor: In der Modellrechnung angenommene relative und
effektiv ausschöpfbare Sparpotenziale 2006 für KMUs gegenüber
Szenario Ib (unter Berücksichtigung eines Abschlages für Doppel-
zählungen), nach Energieträgern

Nr.	Branche	HEL (%)	Gas (%)	Elektrizität (%)
1	Nahrungs- und Genussmittel	6.3	4.9	3.9
2	Bekleidungsindustrie	6.5	5.1	4.1
3	Papierindustrie	2.6	2	1.6
4	Chemie	5.3	4.1	3.3
5	Glas	5.4	4.2	3.4
6	Keramik und Ziegel	2.3	1.8	1.5
7	Zement	1.9	1.5	1.2
8	Übrige NE-Mineralien	2.4	1.9	1.5
9	Metalle, Giessereien	2.0	1.6	1.3
10	NE-Metalle	2.0	1.6	1.2
11	Metallerzeugnisse	6.2	4.8	3.8
12	Maschinenbau, Fahrzeuge	6.2	4.8	3.9
13	Elektrotechnik	6.2	4.8	3.9
14	Energie, Wasser	6.8	5.3	4.3
15	Bau	6.5	5.0	4.0
16	Uebrige	7.4	5.7	4.6

basics 2007

Im Ergebnis steigt die Endenergienachfrage im Industriesektor bis etwa zum Jahr 2015 an (3.9 % gegenüber der Nachfrage von 2000), um danach bis zum Jahr 2035 auf nahezu den Wert von 2000 (ca. 1.3 % höher) abzusinken. Gegenüber der Nachfrage von Szena- rio I bedeutet dies in 2035 eine Verringerung um 2.6 %. Dieser gegenüber den Verände-

rungen im Dienstleistungssektor vergleichsweise geringe Einspareffekt hängt damit zusammen, dass bereits in Szenario I Trend davon ausgegangen wird, dass in den energieintensivsten Branchen freiwillige Zielvereinbarungen geschlossen werden und Erfolg haben (vor der „Drohkulisse“ einer möglichen Einführung einer CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen). Wegen des Verzichts auf die Abgabe auf Treibstoffen greifen solche Überlegungen jedoch nicht in der Baubranche.

Die Elektrizitätsnachfrage steigt in Szenario II bis 2035 um 12.8 % gegenüber der Nachfrage des Jahres 2000. Gegenüber Szenario I Trend ist dies ein Rückgang um 1.6 %.

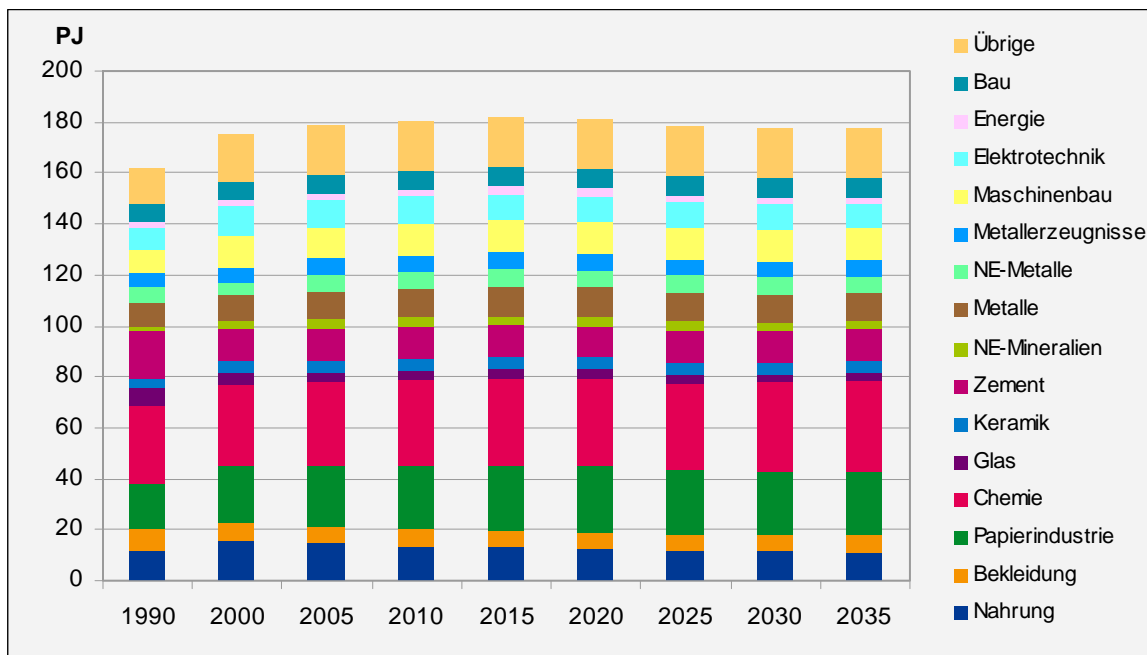
Bezogen auf die Branchen (Tabelle 6-7, Figur 6-5) sind die stärksten absoluten Nachfragerückgänge in den Wirtschaftszweigen Nahrung, Chemie und Maschinenbau, gefolgt von Bau und Elektrotechnik, festzustellen (Die unter „Übrige“ zusammengefassten sonstigen Betriebe enthalten vor allem viele KMUs in sehr verschiedenen Branchen, so dass es nicht sonderlich aussagefähig ist, dass hier der absolute Rückgang mit 1 PJ am grössten ist). Die relativ grössten Veränderungen finden sich in den Branchen Bau (-5 %), Nahrung (-4.3 %) , Bekleidung (-4.3 %) und Metallerzeugnisse (-4.3 %, wohl zu unterscheiden von der Metallerzeugung, die keine hohen Effizienzpotenziale zusätzlich zu Szenario I Trend aufweist). Die relativen Einsparungen bei den Übrigen (-4.9 %) sind nach dem Bausektor die zweithöchsten und zeigen, dass sich die konzertierten Anstrengungen bei den vielen verschiedenen KMUs auch in der Summe durchaus lohnen können.

Tabelle 6-7 **Szenario II Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035,
in PJ

Nr.	Branche	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
1	Nahrung	11.8	15.3	14.6	13.6	13	12.5	11.6	11.3	11.1
2	Bekleidung	8.1	7.6	6.4	6.6	6.4	6.5	6.6	6.6	6.7
3	Papierindustrie	18.4	22.2	24.2	24.6	25.5	25.9	25.6	25.2	24.9
4	Chemie	30.5	32	32.6	33.7	34.4	34.3	33.6	34.4	35.8
5	Glas	6.8	4.5	4.1	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6
6	Keramik	4	4.4	4.3	4.3	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
7	Zement	18.2	12.5	12.9	12.9	12.4	12.4	12.4	12.3	12.2
8	NE-Mineralien	2.2	3.3	3.9	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5
9	Metalle	9.2	10	11	11.2	11.4	11.3	11.3	10.9	10.7
10	NE-Metalle	6	5.1	6.1	6.5	6.7	6.6	6.6	6.4	6.2
11	Metallerzeugnisse	5.1	6.4	6.6	6.8	6.9	6.9	6.8	6.7	6.6
12	Maschinenbau	10	12.3	12	12.1	12.5	12.6	12.5	12.5	12.6
13	Elektrotechnik	8.2	11.2	10.9	10.6	10.6	10.2	9.8	9.6	9.5
14	Energie	2.1	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
15	Bau	7	7.2	7.8	7.8	7.8	7.8	7.7	7.6	7.6
16	Übrige	14.5	18.9	19.4	19.4	19.6	20	19.6	19.5	19.6
	Summe	162.1	175.1	179	180.3	181.9	181.6	178.6	177.4	177.6

basics 2007

Figur 6-5 **Szenario II Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen, 1990 – 2035,
in PJ



basics 2007

6.4.4 Sektor Verkehr

Im Verkehrssektor wird keine Lenkungsabgabe erhoben. Es wird davon ausgegangen, dass - gemäss der Konzeption des Instruments - die Aufschläge durch den Klimarappen auf den Treibstoffen keine Lenkungswirkungen und keine Auswirkungen auf den Tanktourismus haben.

Bezüglich der Effizienz von Fahrzeugen wird von einem Bonus-Malus-System für treibstoffeffiziente Neufahrzeuge wie in Szenario Ib ausgegangen.

Zur Förderung von Biotreibstoffen und Erdgas-/Biogas im Verkehr wird von einer Befreiung von der Mineralölsteuer ausgegangen.

Das Szenario II entspricht für den Verkehrssektor instrumentell also dem Szenario Ib ohne Lenkungsabgabe auf Treibstoffen.

Die Verkehrsmengengerüste verändern sich nicht gegenüber Szenario I. Die Elektrizitätsnachfrage verändert sich ebenfalls nicht.

Das Bonus-Malus-System in Verbindung mit einer Energieetikette führt dazu, dass wie in Szenario Ib der mittlere spezifische Verbrauch der Neuwagenflotte um 2.5 % jährlich abnimmt (im Gegensatz zur in Szenario I Trend unterstellten Trendfortschreibung von 1.5 %). Die alternativen Treibstoffe haben in 2020 einen Anteil an den Treibstoffen von 6.2 %, der sich auf etwa 10 % in 2035 steigert.

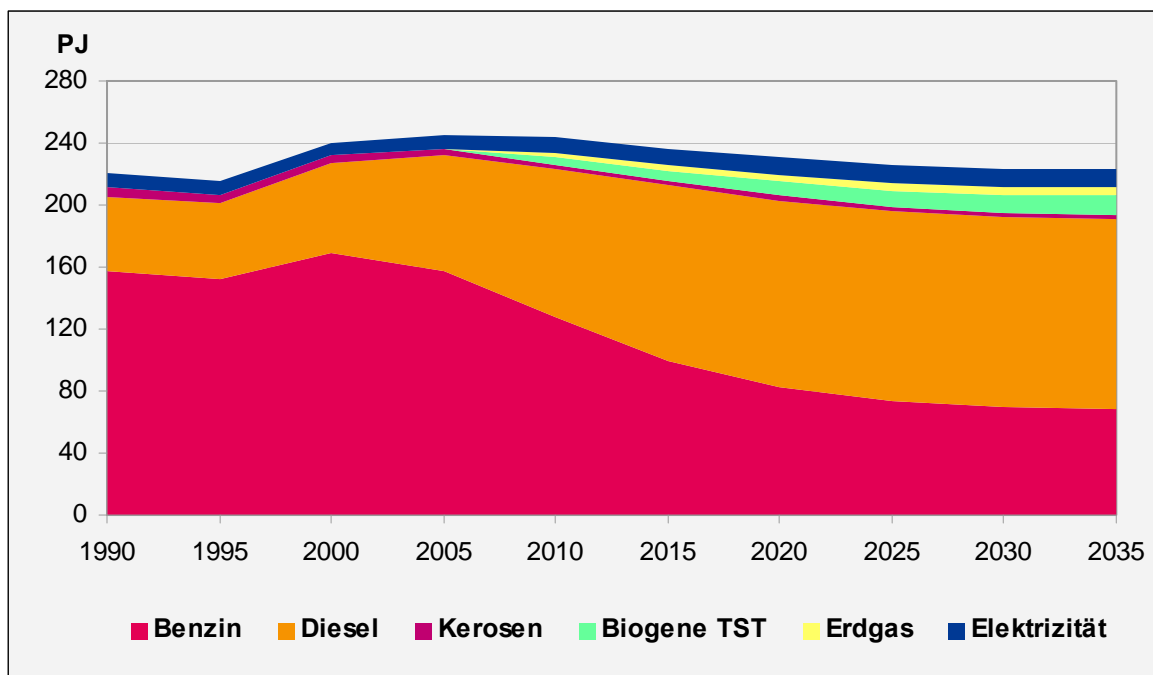
Die Nachfrage nach Energieträgern (Verbrauchsoptik) ist in Tabelle 6-8 und in Figur 6-6 wiedergegeben.

Tabelle 6-8 **Szenario II Trend**
Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	127.9	99.6	82.3	73.9	70.2	68.1
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.9	112.8	120.5	122.1	122.0	122.2
Kerosen	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biogene TST	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	6.8	9.3	10.1	11.1	12.4
Erdgas	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.3	4.3	5.0	5.5	5.9
Elektrizität	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe	220.5	214.9	240.5	245.7	243.3	236.3	230.7	225.6	223.6	223.7

Infras 2007

Figur 6-6 **Szenario II Trend**
Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ



Infras 2007

Die gesamte Endenergienachfrage reduziert sich in 2035 gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2000 um 7 %. Gegenüber Szenario I Trend bedeutet dies einen Rückgang um 2.8 %. Gegenüber Szenario Ib bedeutet dies allerdings eine Erhöhung um 8.2 %. Diese Differenz illustriert die Wirkung der CO₂-Abgabe im Treibstoffsektor bzw. die Wirkung des Verzichts darauf.

Die Reduktion der Nachfrage nach fossilen Treibstoffen sowie die fiskalische Förderung der alternativen Treibstoffe führt zu einem (theoretischen) Ausfall der Mineralölsteuer um ca. 400 Mio. CHF im Jahr 2035. Wenn der Ausfall durch die fiskalische Förderung der alternativen Treibstoffe gemäss absehbaren Beschlüssen durch Aufschläge bei Benzin und Diesel kompensiert werden soll, bedeutet dies Aufschläge von bis zu 7 Rp./l. Falls die Kompensation nur beim Benzin erfolgt, können die Aufschläge längerfristig bis zu 18 Rp./l betragen. Diese Rückkopplung wurde allerdings nicht nochmals in die Rechnungen ein-

bezogen. (Da sie verglichen mit der in Sz. Ib unterstellten CO₂-Lenkungsabgabe von 64 Rp./l immer noch gering ist, dürfte angesichts der geringen Elastizitäten im Verkehrsbe- reich die Lenkungswirkung zwar nicht vernachlässigbar, aber gering ausfallen.)

6.5 Endenergienachfrage gesamt

6.5.1 Endenergienachfrage und Energiemix

Die gesamt Endenergienachfrage der Schweiz nach Energieträgern entwickelt sich gem. Tabelle 6-9 und Figur 6-7 (1990 bis 2003 witterungsberreinjte Modellergelbnisse).

Tabelle 6-9 **Szenario II Trend**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	212.7	219.1	224.7	228.9	232.6	233.1
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	198.4	183.4	170.2	157.3	146.3	136.5
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	102.4	104.6	105.3	105.5	106.0	106.8
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.5	5.5	5.2	5.1	5.0	4.9
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.8	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.1	16.8	17.3	17.5	17.7	17.7
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.1	31.1	31.7	31.8	31.8	31.7
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.8	14.7	14.5	14.0	13.9	13.9
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.9	11.2	13.2	15.0	16.5	17.9
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	127.9	99.6	82.3	73.9	70.2	68.1
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.9	112.8	120.5	122.1	122.0	122.2
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	6.8	9.3	10.1	11.1	12.4
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.3	4.3	5.0	5.5	5.9
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	831.6	820.2	810.3	797.9	790.4	783.3

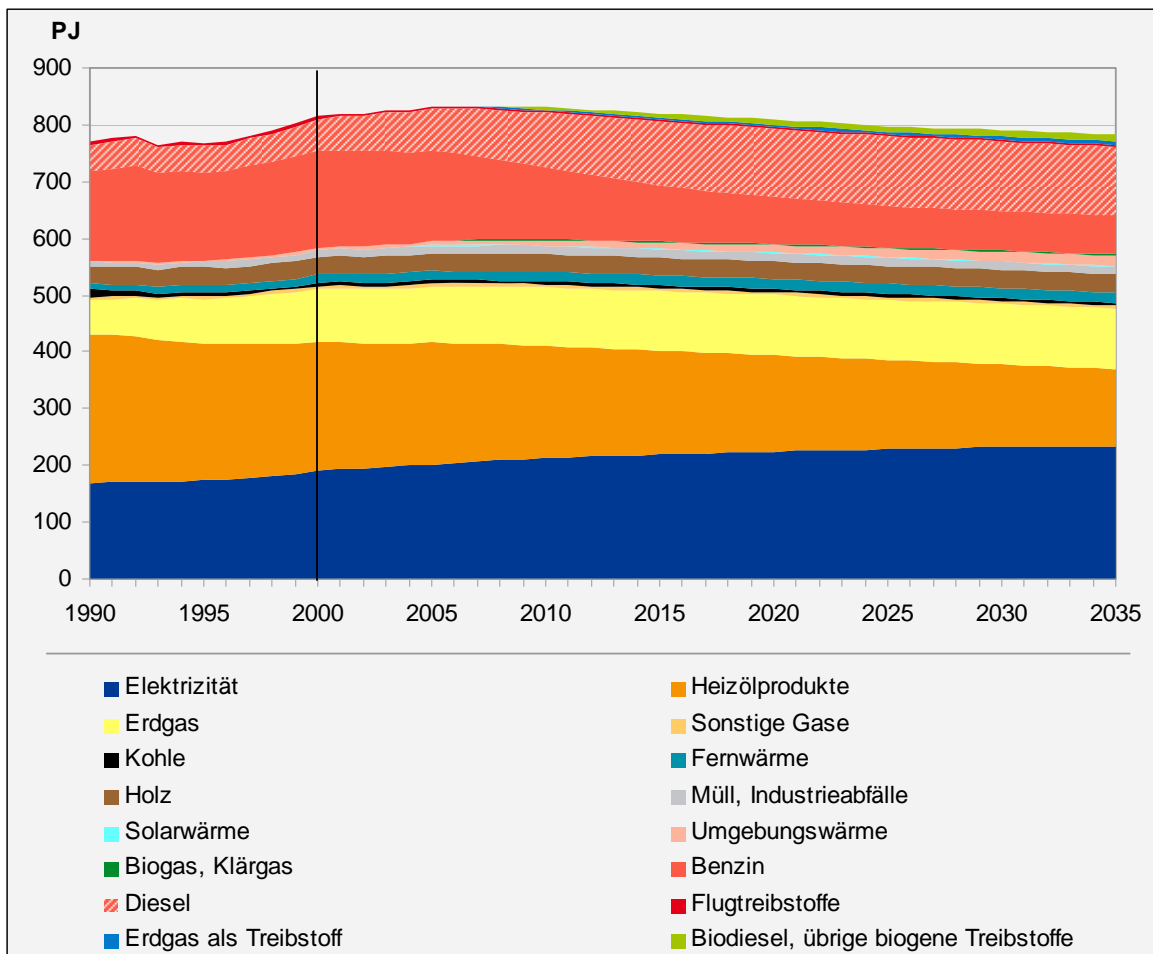
Prognos 2006

Die Endenergienachfrage nimmt im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 3.9 % ab. Nach dem ersten Anstieg bis ca. 2012 kehrt sich der Trend langsam um, und die langsame, aber stetige Nachfragereduktion wird deutlich sichtbar. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nimmt um 19.6 % ab. Der Anteil der fossilen Energieträger am Energiemix (Nachfrage Endenergieeräger) sinkt von 69 % auf 58 %.

Die Nachfrage nach Elektrizität steigt um 22.5 %. Der Anteil der Elektrizität am Nachfragemix steigt von 23.4 % auf 29.8 %.

Sichtbar werden das stärkere Wachstum der erneuerbaren Energien (Holz, Umgebungswärme) sowie der alternativen Treibstoffe (biogene Treibstoffe sowie Erdgas/CNG). Insgesamt nimmt der Einsatz der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe (ohne Elektrizitätserzeugung) um 68.9 % zwischen den Jahren 2000 und 2035 zu. Ihr Anteil im Mix (Endenergienachfrage) wächst von 7.5 % auf 14.4 % und verdoppelt sich somit nahezu.

Figur 6-7 Szenario II Trend
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

6.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

Die Endenergienachfrage nach Sektoren zeigt die folgende Entwicklung:

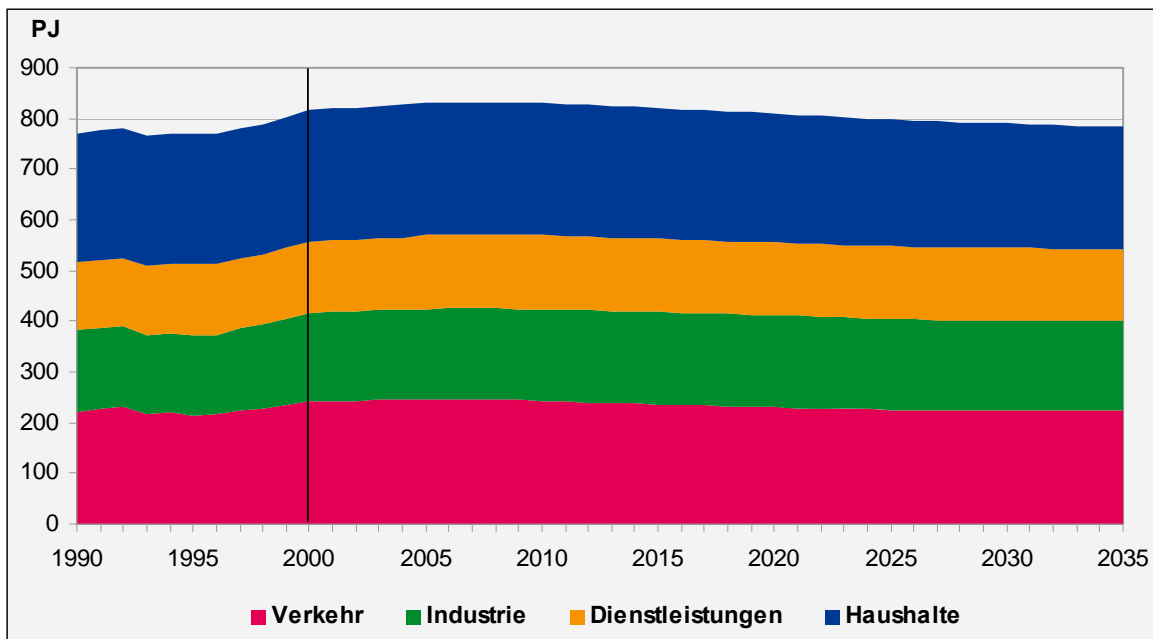
Tabelle 6-10 Szenario II Trend
Endenergienachfrage nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	243.3	236.3	230.7	225.6	223.6	223.7
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	180.3	181.9	181.6	178.6	177.4	177.6
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	146.2	143.9	144.0	143.8	143.4	142.6
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	261.6	258.1	254.0	250.0	246.1	239.4
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	831.6	820.2	810.3	797.9	790.4	783.3

Prognos 2006

In den Sektoren Haushalte und Verkehr setzt zwischen 2005 und 2010 ein Nachfrage-rückgang ein. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen ist noch bis 2015/2020 ein Nachfragewachstum festzustellen, bevor auch hier die Effizienzmassnahmen das Mengenwachstum überwiegen.

Figur 6-8 Szenario II Trend
Endenergienachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

Tabelle 6-11 Szenario II Trend
Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	240.5	223.7	-16.8	-7.0%	29.5%	28.6%
Industrie	175.1	177.6	2.5	1.4%	21.5%	22.7%
Dienstleistungen	141.2	142.6	1.4	1.0%	17.3%	18.2%
Haushalte	258.3	239.4	-18.9	-7.3%	31.7%	30.6%
Total	815.1	783.3	-31.8	-3.9%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Auffällig ist der sichtbare Rückgang der Nachfrage im Verkehr, sowie die in 2035 nahezu auf den Wert von 2000 gebrachte Nachfrage in den Sektoren Dienstleistungen und Industrie. Gegenüber dem Nachfragewachstum in Szenario I (Industrie + 4.1 %, Dienstleistungen + 15.1 %) zeigt sich hier besonders im Dienstleistungssektor die Wirkung der Instrumente Abgabe und Kooperationsangebote. Die relativen Beiträge der einzelnen Sektoren zur Gesamtnachfrage verändern sich kaum.

6.5.3 Elektrizitätsnachfrage

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren entwickelt sich gem. Tabelle 6-12.

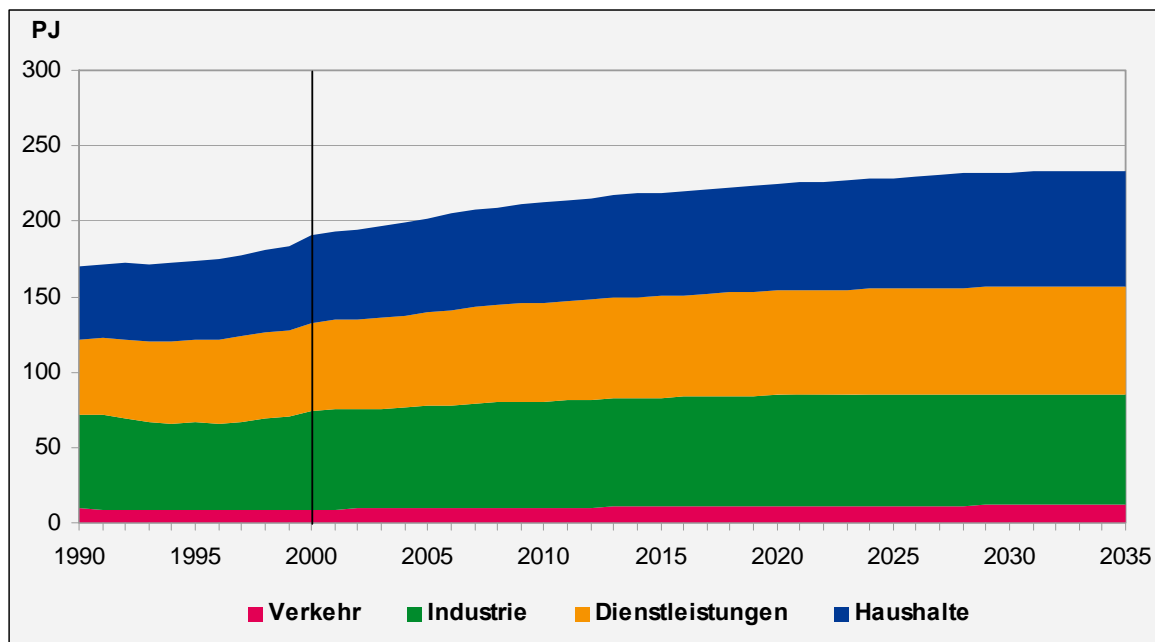
Tabelle 6-12 **Szenario II Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.4	72.3	73.5	73.3	73.3	73.6
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	65.8	67.3	69.3	70.6	71.7	71.6
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.4	68.8	70.8	73.5	76.0	76.1
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	212.7	219.1	224.7	228.9	232.6	233.1

Prognos 2006

In allen Sektoren findet wie in Szenario I ein Wachstum der Elektrizitätsnachfrage statt, das sich etwa ab 2020 abschwächt. Lediglich im Haushaltssektor zeigt sich erst ab ca. 2030 eine Abschwächung der Wachstums.

Figur 6-9 **Szenario II Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

Da keine Instrumente zur Veränderung des modal split unterstellt werden, bleibt die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage im Verkehrssektor gegenüber Szenario I mit einem Wachstum um 33.3 % unverändert. Am stärksten ist die Verringerung des Nachfragewachstums im Dienstleistungssektor zu beobachten (von 40.3 % in Szenario I Trend auf 22.1 % in Szenario II Trend). Dieses wird vor allem durch organisatorische und kooperative Massnahmen zur Regelung, zum Gebäudebetrieb (Stichwort ist hier „Betriebsoptimierung“) sowie durch die Umsetzung wirtschaftlicher, aber häufig unbekannter Massnahmen erreicht. Diese werden insbesondere durch die Transaktionsinstrumente sowie die Anreiz- und Verpflichtungsinstrumente der EVU erzielt. Im Industriesektor wird durch Beratungs-, Tarif- und Subventionsinstrumente für Querschnittstechnologien eine Reduktion des Nachfragewachstums von 14.7 % in Szenario I auf 12.8 % in Szenario II erreicht.

Die Beiträge der einzelnen Sektoren zur Gesamtnachfrage verschieben sich zwischen 2000 und 2035 nur geringfügig; der Nachfrageanteil der Haushalte steigt von 30.3 % auf 32.7 %, während der der Industrie von 34.1 % auf 31.6 % abnimmt.

Tabelle 6-13 **Szenario II Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035,
in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	8.9	11.8	2.9	33.3%	4.7%	5.1%
Industrie	65.2	73.6	8.4	12.8%	34.3%	31.6%
Dienstleistungen	58.6	71.6	13.0	22.1%	30.8%	30.7%
Haushalte	57.6	76.1	18.5	32.1%	30.3%	32.7%
Total	190.3	233.1	42.8	22.5%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

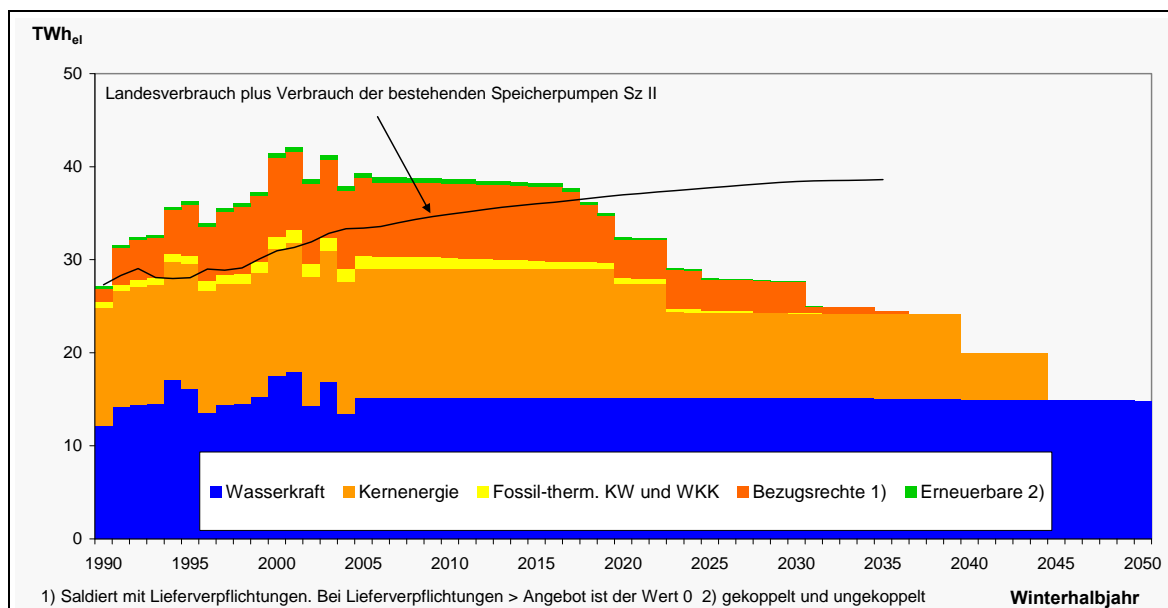
6.6 Elektrizitätsangebot

6.6.1 Deckungslücke

Aufgrund der nur langsamen Verringerung des Nachfragewachstums bleibt der Zeitpunkt, zu dem die Deckungslücke rechnerisch entsteht, gleich (2018).

Die hypothetische Deckungslücke in 2035 beträgt aufgrund der verringerten Nachfrage nur mehr 18.6 TWh, im Winterhalbjahr 14.1 TWh.

Figur 6-10 **Szenario II Trend**
Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr



Prognos 2006

6.6.2 Umsetzung der Politikvariante

Zur Politikstrategie von Szenario II gehört auch ein dauerhaft angelegtes Instrumentarium zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Mit diesem Instrumentarium wurde ein gegenüber Szenario I deutlich verstärkter Zubau neuer erneuerbarer Energien, zum Teil mit Wärmeauskopplung (bei Biomassen), modelliert.

Das Förderinstrumentarium stellt jährlich 330 Mio. CHF für die Abdeckung der Mehrkosten der Erzeugung erneuerbarer Energien zur Verfügung. Je nach Ausgestaltung des Förderinstruments und zusätzlicher Anforderungen – ob Quote, Ausschreibungsmodell oder Einspeisevergütung mit Abnahmeverpflichtung, mit oder ohne Technologiebeschränkung für den Investor, mit oder ohne Technologiequoten oder „Deckel“ (maximale Fördermittel) für Technologien – können sich sehr unterschiedliche Verteilungen auf Technologien und damit realisierte Strommengen einstellen. Bei den Berechnungen wurde keine Entscheidung für eine organisatorische Ausgestaltung des Förderinstrumentariums getroffen.

Die Berechnungen gehen vielmehr von folgenden Grundsätzen aus:

- Die Mittel sollen kostenoptimiert eingesetzt werden, d. h. die verwendeten Technologien sollen so zugebaut werden, dass mit dem begrenzten Fördervolumen möglichst viel Energie erzeugt werden kann;
- Dennoch soll ein gewisser Technologiemitx aufrechterhalten werden, damit kein „Fadenriss“ entsteht;
- Die Mittel können anfangs aufkumuliert werden.

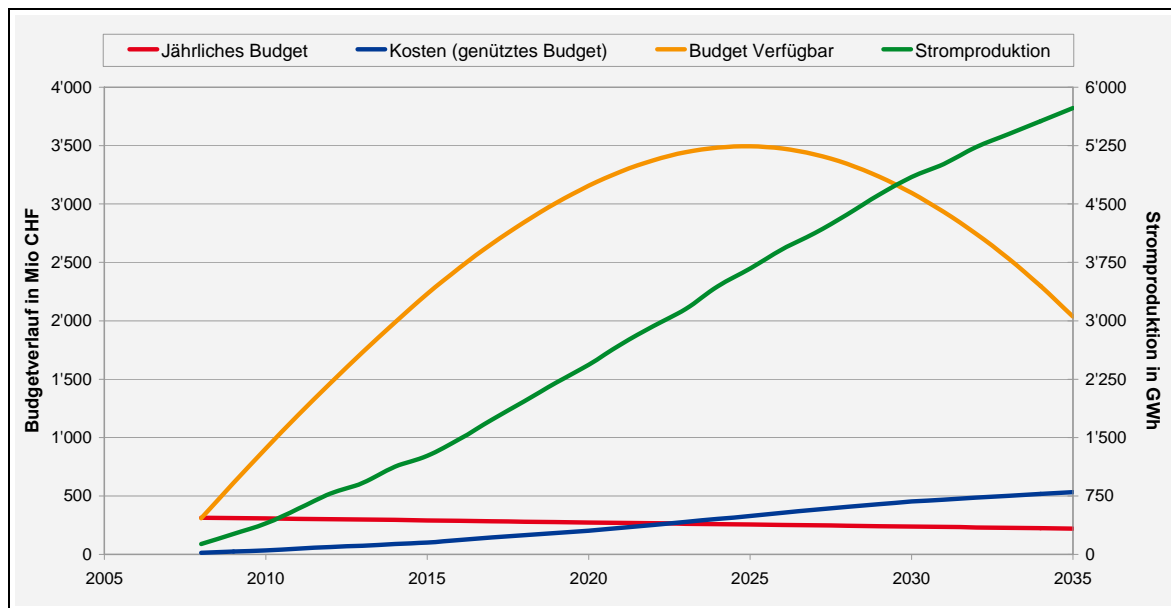
Die Möglichkeit zur Kumulation ist für die optimierte Mittelverwendung wichtig, da sie eine Anlaufphase des Programms ermöglicht, in der vor allem schnell verfügbare Techniken und einfach erschliessbare Projekte umgesetzt werden, ohne dass der Zwang besteht, bereits von Anfang an jährlich das gesamte Budget umsetzen zu müssen. So stehen insbesondere ab etwa 2020 erhebliche Mittel zum Einsatz in bis dahin zur Marktnähe entwickelte Technologien zur Verfügung. Für die rechentechnische Umsetzung wird davon ausgegangen, dass aus den Fördermitteln – unabhängig vom gewählten Fördermodus – im Sinne der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten in jedem Jahr die Mehrkosten zwischen der produzierten Arbeit aus neuen erneuerbaren Energiequellen und entsprechend produzierter Arbeit aus neuen konventionellen Kraftwerken gedeckt werden. Das bedeutet, dass eine neue Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (z. B. eine Biogasanlage) während ihrer Lebensdauer zu einer jährlichen Belastung des Budgets beiträgt. Auch aus diesem Grund ist es vernünftig, die Mittel flexibel und kumulierbar zu budgetieren.

Die Abschwächung des „strengen“ Kriteriums der Kostenoptimalität um den Aspekt der Technologiediversifizierung führt dazu, dass es keine eindeutige Lösung für die optimale Allokation des Budgets auf Technologien und zeitliche Entwicklung (selbst bei vorgegebenen Lernkurven) gibt, sondern dass eine ganze Schar von möglichen Aufteilungen auf Zeit und Technologien zu sehr ähnlichen Ergebnissen kommt. Die hier gezeigte Lösung ist eine aus dieser Lösungsschar und wurde unter Plausibilitäts Gesichtspunkten ausgewählt.

In Figur 6-11 ist der Budgetverlauf grafisch dargestellt. Die rote Linie zeigt das jährliche Budget in realen Werten. In den Jahren bis 2022 - 2023 werden weniger als 330 Mio.

CHF pro Jahr (nominal) aus dem Fördertopf entzogen (blaue Linie) und das noch verfügbare Budget (orange Linie) wächst (inkl. Zinsen). Ab ca. 2023 werden nominal mehr als 330 Mio. CHF pro Jahr angefordert. Der Betrag über nominal 330 Mio. CHF wird bis zum Jahr 2035 durch das angesparte Budget finanziert. Die Anlagen werden über ihre Lebensdauer finanziert. Somit müssen Reserven gebildet werden für die Anlagen, die über 2035 hinaus auslaufen.

Figur 6-11 **Szenario II Trend**
Budgetverlauf und Stromproduktion der neuen erneuerbaren Energien



Prognos 2007

In diesem Fall könnten somit in 2035 ca. 5'700 GWh/a an neuem erneuerbaren Strom erzeugt werden (inkl. Ausbau von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung unter 10 MW_{el}). Dies ist mehr als eine Verdreifachung gegenüber Szenario I. Die Aufteilung nach Technologien im Jahr 2035 wird in Tabelle 6-14 dargestellt.

Tabelle 6-14 **Szenario II Trend**
Neue erneuerbare Energien in allen Angebotsvarianten im Jahr 2035, hydrologisches Jahr, in GWh

Technologie	Erzeugte Arbeit im hydrologischen Jahr 2035, in GWh
Kleinwasserkraft (<10 MW _{el}), Ausbau gegenüber 2003	1'500
Biomasse Holz	355
Klärgasanlagen (ARA)	300
Biogas	1'150
Photovoltaik	165
Windenergie	750
Geothermie	600
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	915
Summe	5'735

Prognos 2007

Der autonome Zubau an fossiler WKK wächst gegenüber Szenario I nur geringfügig – auf 3.7 TWh – an.

Während der Entstehungsphase der Szenarien wurde eine Variante diskutiert, in der lediglich eine Umlage von 110 Mio. CHF/a für die Förderung erneuerbarer Stromerzeugung zur Verfügung steht. Da bei der Förderung Erneuerbarer gegenläufige Effekte für die Ausschöpfung eine Rolle spielen (Ausschöpfung kostengünstiger und später kostspieligerer Potenziale vs. Durchlaufen von Lernkurven aufgrund von Skaleneffekten), skalieren in diesen Grössenordnungen die mit den Fördermitteln erreichbaren Erzeugungsmengen nicht linear mit den zur Verfügung stehenden Fördermitteln. Die 110 Mio. CHF/a-Variante führt zu einer Erzeugung von Erneuerbaren in Höhe von ca. 2.5 TWh/a im Jahr 2035.

Wie in Szenario I werden ansonsten die zentralen Varianten A, B, C und die Importvariante G gezeigt. Modelltechnisch wird jedoch der Zubau der Erneuerbaren als Priorität behandelt; erst wenn die jeweiligen Jahresmittel ausgeschöpft sind, werden „autonome“ fossile WKK-Kapazitäten sowie fossile und nukleare Grosskapazitäten zugebaut.

Für fossil-thermische WKK-Anlagen wird entsprechend der Politikvariante kein neues Förderinstrumentarium unterstellt.

Die grosse Wasserkraft sowie die Pumpspeicherwerke werden wie in Szenario I ausgebaut.

6.6.3 Angebotsvariante A

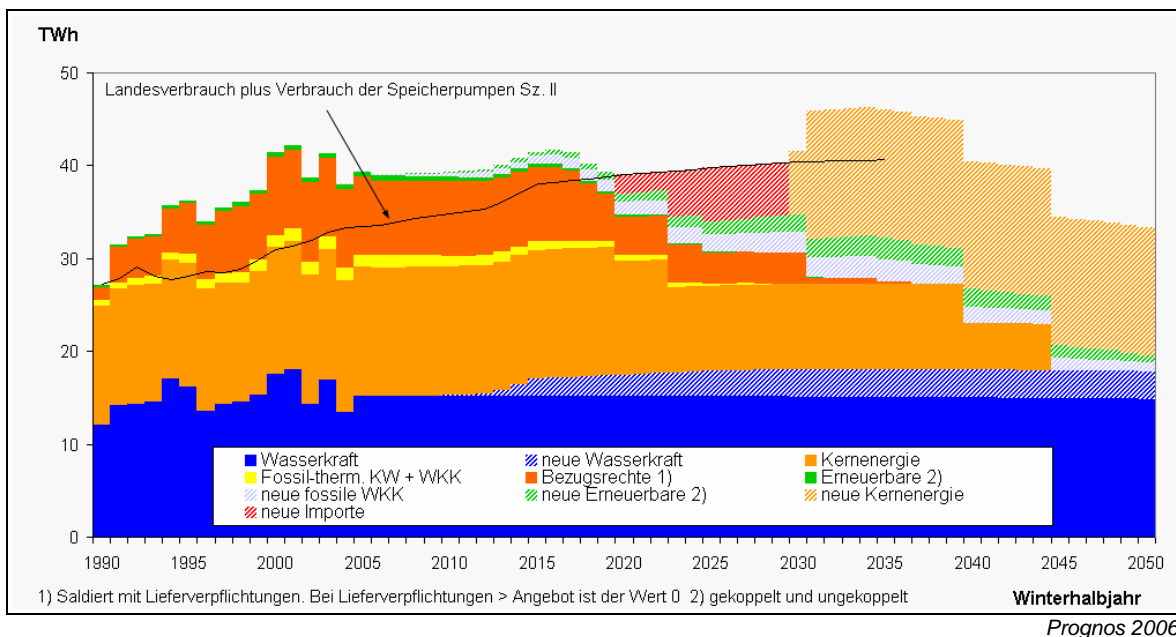
Die Untersuchungen des BFE zur Dauer von Bewilligungsverfahren für neue Kernkraftwerke führen zu der Einschätzung, dass ein neues Kernkraftwerk voraussichtlich erst in 2030 ans Netz gehen kann (vgl. Kapitel 3 sowie Band 5). Durch die Definition der Angebotsvariante sollen grössere Gaskraftwerke (ab ca. 400 MW) nicht möglich sein; die Deckungslücke zwischen den Jahren 2018 und 2030 wird durch Importe gedeckt.

Tabelle 6-15 **Szenario II Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	13.8
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.2	2.3
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	5.8	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.3	41.5	39.0	39.8	41.6	46.0

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Figur 6-12 **Szenario II Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr



Die Erzeugung des aus diesen Vorgaben resultierenden Kraftwerksparks ist in der Tabellen 6-15 und der Figur 6-12 für das Winterhalbjahr (Auslegungskriterium) sowie für das hydrologische Jahr in Tabelle 6-16 abgebildet.

Tabelle 6-16 **Szenario II Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologi-
sches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	24.3
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.3	2.1	2.9	3.5	3.7
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	8.8	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	80.2	85.0	79.4	79.4	84.1	91.5

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Trotz der verringerten Nachfrage und des ausgeweiteten Angebots an neuen Erneuerbaren werden in 2030/2031 zwei Kernkraftwerke der Leistungsklasse 1'600 MW zugebaut. In der Übergangszeit werden bis zu 17 TWh elektrische Arbeit (Grundlastband) importiert. Rein rechnerisch (aufgrund der Arbeits- und Leistungsbilanz) könnte der Zubau des zweiten KKW in der Blockgrösse 1'000 MW erfolgen. Ab 2030 übersteigt durch den Bau des zweiten grossen Kernkraftwerks das Angebot die Nachfrage, so dass entsprechende Überschüsse dann auch im Winterhalbjahr exportiert werden müssen bzw. können (6.9

TWh). Im Sommer wird rein rechnerisch praktisch die gesamte Produktion beider neuer Kernkraftwerke exportiert.

6.6.4 Angebotsvariante B

In 2031 wird wiederum (definitionsgemäss) ein Kernkraftwerk der Leistungsklasse 1.6 GW zugebaut. Die Übergangsstrategie bis dahin erfordert noch 2 GuD-Blöcke mit je einer Leistung von 550 MW plus Chavalon (357 MW) (Tabelle 6-17, 6-18, Figur 6-13).

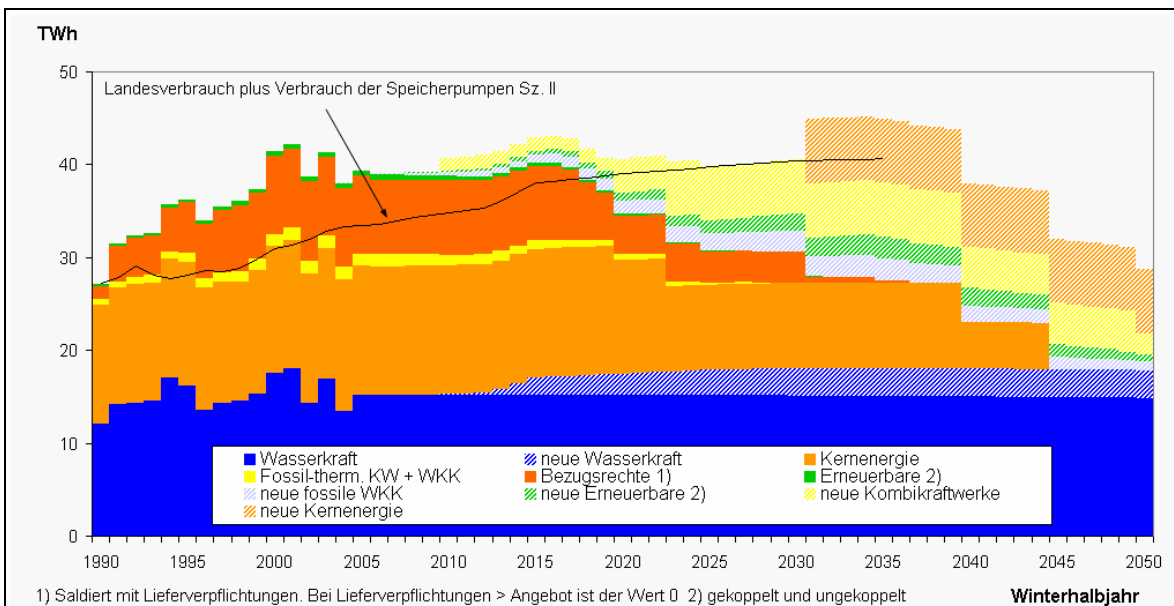
Tabelle 6-17 Szenario II Trend, Variante B
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	1.8	2.3	5.0	7.7	8.0	8.2
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	40.7	42.9	40.5	39.7	40.5	44.9

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 6-13 Szenario II Trend, Variante B
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr



1) Saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0 2) gekoppelt und ungekoppelt

Prognos 2006

Die gegenüber den Blockgrössen der Kernkraftwerke deutlich kleineren Blockgrössen der Gaskraftwerke ermöglichen es, auf die kombinierte Wirkung von Nachfragereduktion und

erhöhtem Zubau der erneuerbaren Stromerzeugung flexibel zu reagieren – daher sind gegenüber der Variante Ib Trend zwei Gaskraftwerksblöcke weniger notwendig. Da die Gaskraftwerke auch noch über das Jahr 2031 hinaus im Mix bleiben, steigen ab 2031 auch wieder die Exporte. Im hydrologischen Jahr wird insgesamt fast die Erzeugung des neuen Kernkraftwerks (12.2 TWh) über den „freien“ Markt (nicht durch jetzt feststehende Lieferverpflichtungen gebunden) exportiert; im Sommerhalbjahr übersteigen die Exporte (gesamt: 8.6 TWh, frei 7.5 TWh) die Produktion des neuen Kernkraftwerks (5.3 TWh) deutlich.

Tabelle 6-18 **Szenario II Trend, Variante B**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.5	7.5	11.7	12.2	12.4
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	82.3	87.2	81.7	79.4	80.7	88.1

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

6.6.5 Angebotsvariante C

In Angebotsvariante C wird auf die Kernkraft definitionsgemäss verzichtet. Sämtliche benötigten Kapazitäten zusätzlich zum autonomen Zubau werden mit GuD-Kraftwerken realisiert.

Die Förderung der neuen Erneuerbaren sowie die Erzeugung aus diesen Quellen und der autonome Zubau bleiben in Szenario II (Trendvariante) unverändert.

Die Modellergebnisse sind in den Tabellen 6-19 und 6-20 sowie in Figur 6-14 dokumentiert.

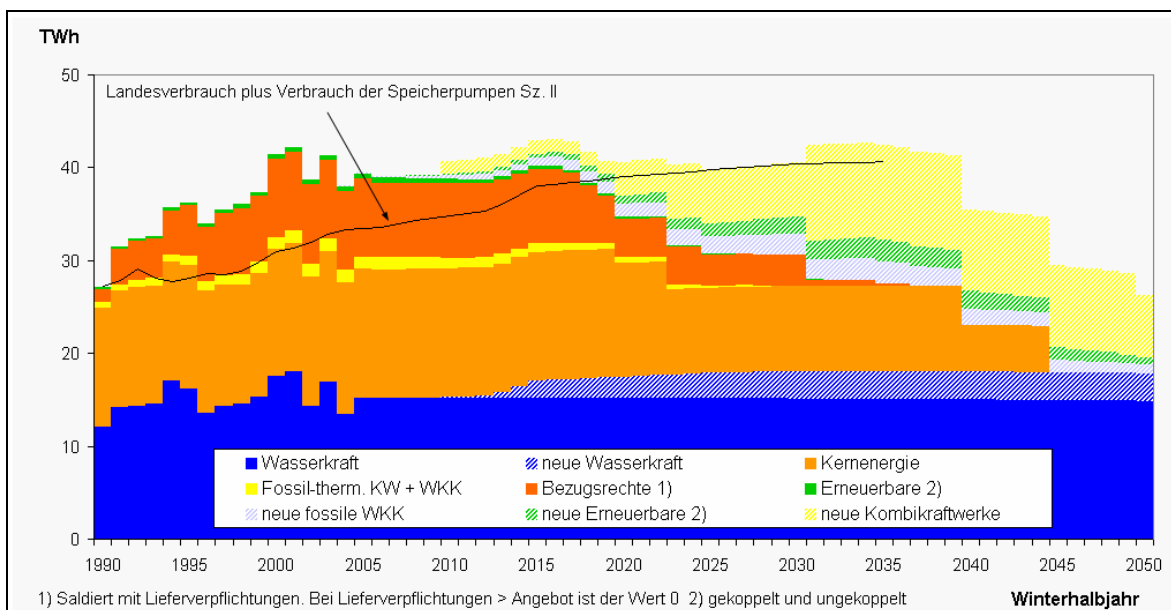
Tabelle 6-19 **Szenario II Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	1.8	2.3	5.0	7.7	8.0	12.6
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	40.7	42.9	40.5	39.7	40.5	42.4

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 6-14 **Szenario II Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr



Prognos 2006

Zusätzlich zu Chavalon (357 MW) werden sukzessive vier GuD-Blöcke mit einer Leistung von je 550 MW (dann verfügbare grösste Blockgrösse) gebaut. Neue Importe sind definitionsgemäss nicht notwendig. Aufgrund der Grösse der GuD-Blöcke sind die entstehenden Überschüsse gering; sie entstehen hauptsächlich im Sommerhalbjahr (bis 5.5 TWh Export im Sommerhalbjahr in 2035, im Winter bis 2.9 TWh).

Tabelle 6-20 **Szenario II Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.5	7.5	11.7	12.2	19.0
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	82.3	87.2	81.7	79.4	80.7	82.6

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Gegenüber Szenario I Trend Var. C werden durch die kombinierte Wirkung der Nachfragereduktion sowie des Ausbaus der neuen Erneuerbaren zwei Blöcke Gaskombikraftwerke eingespart.

6.6.6 Angebotsvariante G

In der Angebotsvariante G wird definitionsgemäss der zusätzlich zum autonomen Zubau bestehende Elektrizitätsbedarf durch neue Importe abgedeckt. Es gilt das in Szenario I Trend Variante A zu den Importen Gesagte.

Die Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien wird mit 5.7 TWh im hydrologischen Jahr gleich angenommen wie in den anderen Varianten. Damit bleibt die Notwendigkeit, bis zum Jahr 2035 bis zu 12.7 TWh aus neuen Importen zu decken. Das würde einem Grundlastband von umgerechnet 2'114 MW entsprechen.

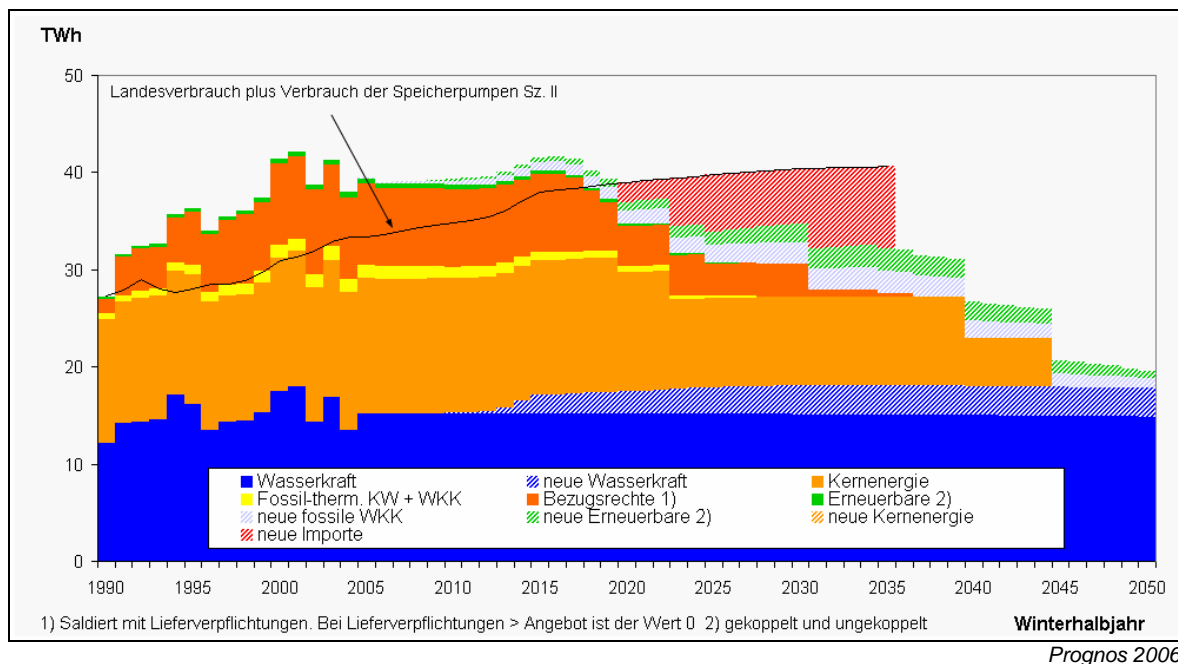
Tabelle 6-21 **Szenario II Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.2	2.3
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	5.8	5.7	8.4
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.3	41.5	39.0	39.8	40.4	40.6

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 6-15 **Szenario II Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



Diese zusätzliche Leistung liegt um 1'215 MW niedriger als in Szenario I Trend Var. G.

Tabelle 6-22 **Szenario II Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.3	2.1	2.9	3.5	3.7
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	8.8	8.6	12.7
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	80.2	85.0	79.4	79.4	80.5	79.9

¹⁾ saldirt mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

6.7 Umweltwirkungen

6.7.1 CO₂-Emissionen

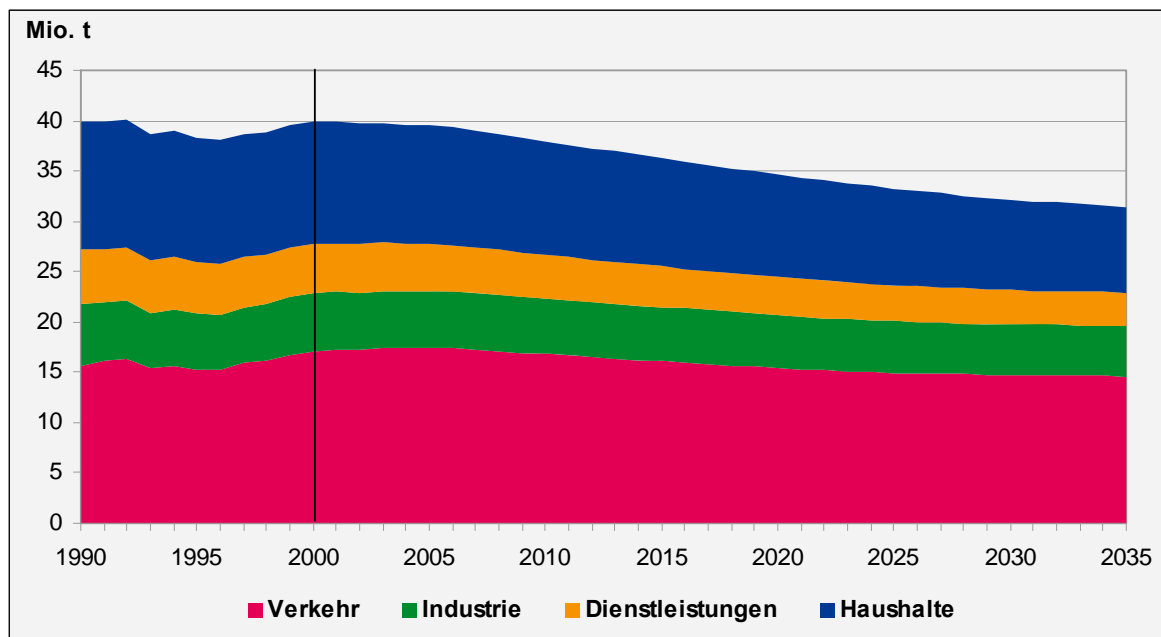
Die unmittelbaren CO₂-Emissionen auf der Nachfrageseite (Brenn- und Treibstoffe) entwickeln sich wie folgt (zunächst ohne Bewertung der Elektrizität und der Fernwärme):

Tabelle 6-23 **Szenario II Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.8	16.1	15.4	15.0	14.7	14.6
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.4	5.3	5.1	5.0	5.0
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.8	3.6	3.4	3.3
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.7	10.1	9.6	9.0	8.5
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	36.2	34.6	33.2	32.2	31.4

Prognos 2006

Figur 6-16 **Szenario II Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die unmittelbar brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen sinken deutlich – gegenüber 2000 um über 20 %. Das Kyoto-Ziel in 2010 wird allerdings auch in diesem Szenario noch knapp nicht erreicht. Grund dafür ist unter anderem die Tatsache, dass in allen Sektoren zunächst noch ein leichter Anstieg zu verzeichnen ist, bevor die Reduktionen wirklich deutlich sichtbar werden. Auch wenn im Treibstoffsektor insgesamt ab ca. 2010 eine Reduktion erkennbar wird, schwächt sich diese ab 2025 ab. In allen Sektoren findet gegenüber Szenario I eine Reduktion statt: Beim Verkehr sind es 1.9 Mio. t in 2035 (gegenüber Szenario I 11.5 %), im Industriesektor 0.3 Mio. t (5.7 %), im Dienstleistungssektor 0.5 Mio. t (12.8 %) und im Sektor Private Haushalte 0.6 Mio. t (6.7 %). Der starke relative

Rückgang im Dienstleistungssektor ist der Kombination aus Lenkungsabgabe und Transaktionsinstrumenten geschuldet; da in diesem Sektor viele potenzielle „Gewinner“ der Abgabe zu finden sind, braucht es die verstärkten Transaktions- und Kooperationsanstrengungen, um die wirtschaftlichen Effizienzpotenziale im Gebäudebereich zu erschließen.

Tabelle 6-24 **Szenario II Trend**
CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (Mio. t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	17.1	14.6	-2.5	-14.7%	42.8%	46.5%
Industrie	5.8	5.0	-0.8	-13.5%	14.6%	16.1%
Dienstleistungen	4.9	3.3	-1.6	-33.1%	12.3%	10.5%
Haushalte	12.1	8.5	-3.6	-29.9%	30.3%	27.0%
Total	39.9	31.4	-8.5	-21.4%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Elektrizitätserzeugung produziert je nach Variante des Elektrizitätsangebots die in Tabelle 6-25 ausgewiesenen CO₂-Emissionen:

Tabelle 6-25 **Szenario II Trend**
CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t,

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
Variante B	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	3.7
Variante C	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	5.8
Variante G	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8

Prognos 2006

Die höchsten Emissionen weist Variante C mit den fünf Gaskraftwerken auf. Im Vergleich zu Szenario I liegen hier die Emissionen um 2.3 Mio. t (28.4 %) niedriger. Zusätzlich zu den beiden eingesparten Kraftwerksblöcken (überschlägig eine Reduktion von 1.8 Mio. t) tragen hierzu die in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen neuen erneuerbaren Energieanlagen (KVA, ARA, Biomasseanlagen) mit ihren Wärmegutschriften bei.

Die Summierung von Nachfrage und Angebot inkl. des gesamten Umwandlungssektors (vgl. Kap.5.7.1) ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

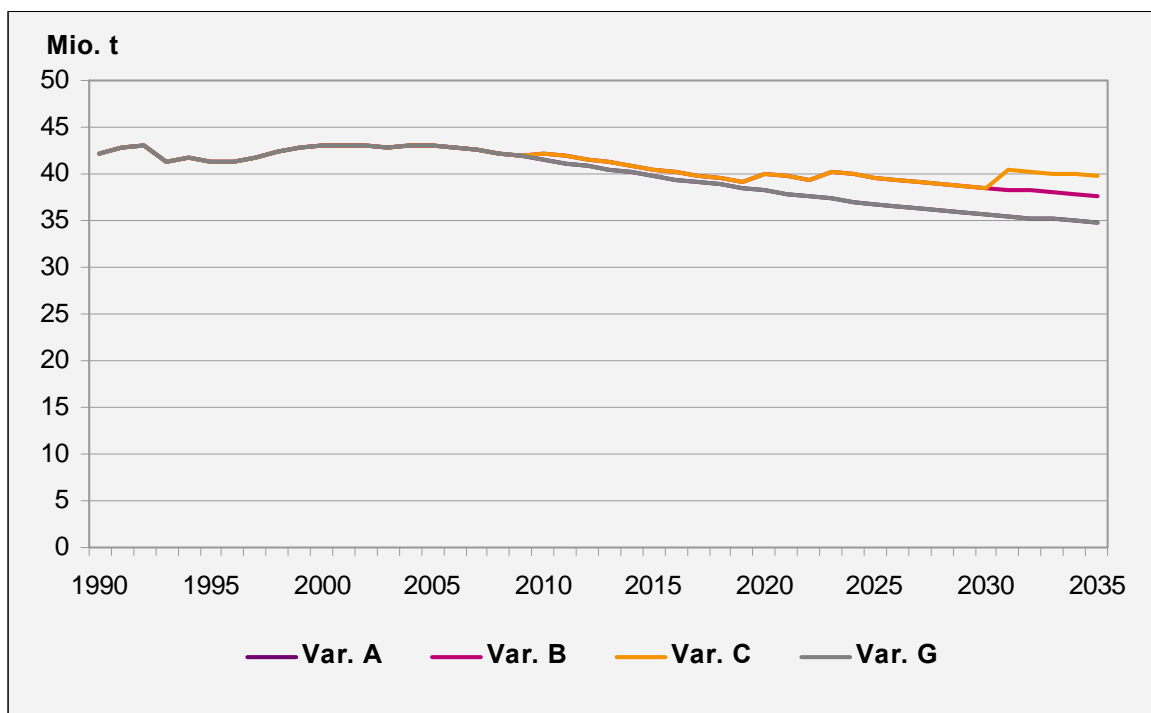
Tabelle 6-26 **Szenario II Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	38.7	37.1	35.7	34.5	33.6
Variante B	41.8	40.5	42.3	42.0	41.1	39.4	38.9	38.5	37.4	36.5
Variante C	41.8	40.5	42.3	42.0	41.1	39.4	38.9	38.5	37.4	38.6
Variante G	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	38.7	37.1	35.7	34.5	33.6

Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen werden in Figur 6-17 grafisch dargestellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass die CO₂-Emissionen der Variante A und G im gesamten Zeitablauf übereinstimmen, da in beiden Fällen keine neuen Gaskraftwerke (aufgrund der gewählten Konvention für die Szenarien auch nicht das Projekt „Chavalon“) zugebaut werden und der autonome Zubau an dezentralen (fossilen und erneuerbaren) WKK-Anlagen jeweils gleich ist. Es ist ebenfalls zu erwähnen, dass die abgebildeten CO₂-Emissionen der Varianten A und G über denen der nachfragebedingten Brenn- und Treibstoffverbräuche (Figur 6-16) liegen, da die Emissionen des Umwandlungssektors sowie der autonom zugebauten WKK-Anlagen enthalten sind. Variante B unterscheidet sich wie in Szenario I erst ab dem Jahr 2030 von Variante C, da dann der wachsende Strombedarf durch Kernkraftwerke gedeckt wird.

Figur 6-17 **Szenario II Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t



Prognos 2006

Im Vergleich zu Szenario I sinken die inländischen CO₂-Emissionen in allen Varianten, selbst in der „fossilen“ Variante C, bis zum Jahr 2035 ab. Hierzu tragen die kumulierten

Effekte der Nachfragereduktion (bzw. des verringerten Wachstums der Elektrizitätsnachfrage) sowie der erhöhte Anteil der Erneuerbaren in den Brenn- und Treibstoffen sowie in der Elektrizitätserzeugung bei. Mögliche verschärfte Post-Kyoto-Ziele werden in Var. C allerdings nicht erreicht.

Wie in Kapitel 2.2. erwähnt, sind die aus den Mitteln des Klimarappens im Ausland durch Zertifikate erworbenen Emissionen hier nicht quantifiziert und nicht verbucht. Je nach Zertifikatpreis können durch im Ausland erworbene Zertifikate zwischen 0.77 Mio. t (bei einem Preis von ca. 25 €/t) und 1.3 Mio. t (bei einem Preis von 15 €/t) erworben und angerechnet werden.

6.7.2 NO_x-Emissionen

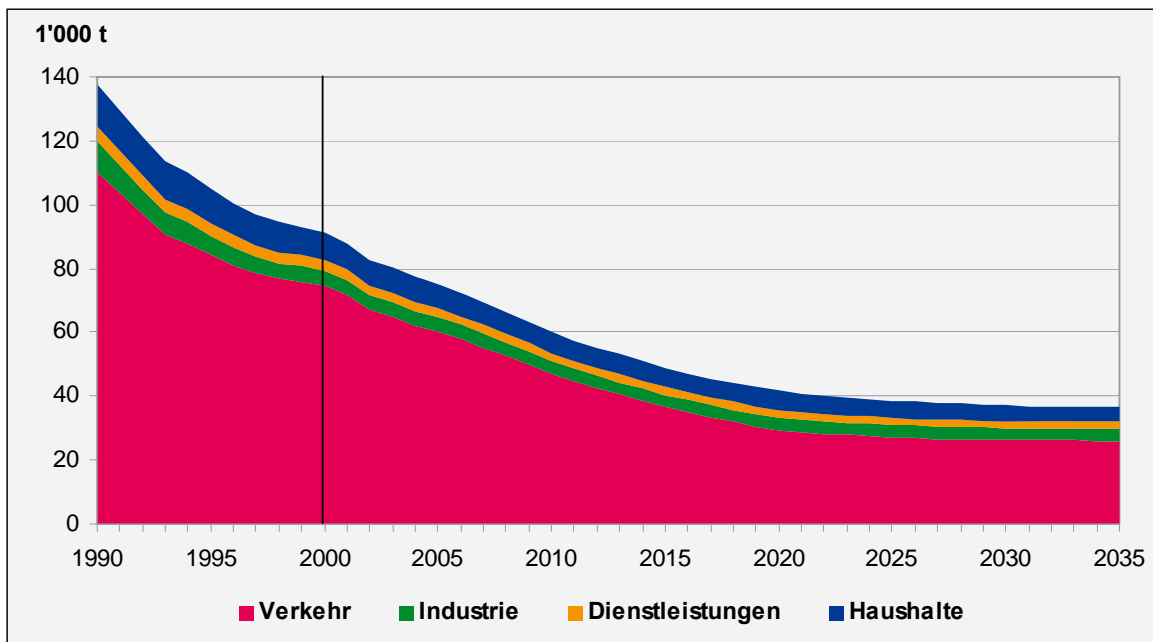
Die NO_x-Emissionen (NO₂, NO₃) aus der energetischen Verwertung der Brenn- und Treibstoffe der Nachfrageseite sind in Tabelle 6-27 und in Figur 6-18 dargestellt. Anders als bei den CO₂-Emissionen hängen die NO_x-Emissionen nicht nur vom Brennstoffeinsatz, sondern vor allem von der Qualität der eingesetzten (Verbrennungs-)Technik und den ggf. nachgeschalteten Reinigungsstufen wie Katalysatoren ab. Die kumulierten NO_x-Emissionen sind besonders im Verkehrssektor im Zeitverlauf stärker durch die spezifischen Emissionen je produzierter Energieeinheit bestimmt als durch die reinen Mengeneffekte. (Vgl. hierzu Kapitel 2 sowie den Anhang von [infras 2007])

Tabelle 6-27 **Szenario II Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	110.0	84.1	74.6	60.4	46.9	36.5	29.5	27.1	26.2	26.1
Industrie	9.8	6.0	4.8	4.4	4.1	3.9	4.0	3.9	3.8	3.7
Dienstleistungen	5.0	4.1	3.3	2.9	2.6	2.4	2.4	2.3	2.2	2.1
Haushalte	13.0	10.7	8.3	7.5	6.5	6.1	5.8	5.3	4.9	4.5
Insgesamt	137.8	104.8	91.0	75.1	60.0	48.9	41.7	38.7	37.1	36.4

Prognos 2006

Figur 6-18 **Szenario II Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

Die Grunddynamik der Entwicklung der NO_x-Emissionen entspricht derjenigen von Szenario I.

Insgesamt nehmen die NO_x-Emissionen auf der Nachfrageseite von 2000 bis 2035 auf 40 % ab, wobei der grösste Anteil der Reduktion im Verkehrssektor erbracht wird. Dieser basiert auf Annahmen über absehbare Entwicklungen der spezifischen Emissionsgrenzwerte (insbesondere nach Euro-5- und Euro-6-Norm). Den grössten Beitrag liefern hier die schweren Nutzfahrzeuge, bei denen das deutliche Wachstum der Verkehrsmengen und -leistungen auf der Ebene dieser Emissionen durch die Verbesserungen in der Technik überkompensiert wird. Details hierzu finden sich in Annex 6 des Schlussberichts zum Verkehrssektor von Infrac [Infrac 2007]. Es ist allerdings zu bemerken, dass die NO_x-Emissionen des Verkehrssektors in 2035 um 1.5 kt über denjenigen von Szenario I liegen und damit die Gesamtemissionen trotz Absenkung in den anderen Sektoren noch um 0.8 kt über denen von Szenario I liegen. Dies ist eine Folge des stärkeren Einsatzes der Biotreibstoffe (insbesondere Öle und Diesel, weniger Ethanolbeimischungen).

Dieser Effekt ist jedoch verglichen mit dem stark reduzierenden technikinduzierten Haupttrend gering (er nimmt von der Basisreduktion um ca. 60 % knapp 1 Prozent fort).

Tabelle 6-28 **Szenario II Trend**
NO_x-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	74.6	26.1	-48.6	-65.1%	82.0%	71.5%
Industrie	4.8	3.7	-1.0	-21.6%	5.3%	10.3%
Dienstleistungen	3.3	2.1	-1.1	-34.8%	3.6%	5.8%
Haushalte	8.3	4.5	-3.8	-46.0%	9.2%	12.4%
Total	91.0	36.4	-54.6	-60.0%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung hängen vom Einsatz fossiler und biogener Brennstoffe sowie der eingesetzten Technik ab. Es wird davon ausgegangen, dass in den grossen (zentralen) Anlagen wie grossen Gasturbinen und Kombikraftwerken einerseits die Verbrennungstechnik besser kontrolliert werden kann sowie aus wirtschaftlichen Gründen ein höherer Aufwand bei der Behandlung der Abgase möglich ist als bei kleineren, dezentralen Anlagen und z. B. motorischen BHKWs. Auch bei diesen wird allerdings für die Zukunft vom regelmässigen Einsatz von Katalysatoren ausgegangen. (Vgl. Kap. 2)

Tabelle 6-29 **Szenario II Trend**
NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.3
Variante C	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.5
Variante G	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0

Prognos 2006

Die abnehmende Tendenz der Emissionen nach 2005 spiegelt die Abalterung des vorhandenen Parks an insbesondere dezentralen WKK-Anlagen und ihren Ersatz durch emissionsärmere Technik wider. Beim Vergleich der Grössenordnungen der NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung mit derjenigen der Nachfragesektoren zeigt sich, dass die Elektrizitätserzeugung in 2000 mit 2.1 kt NO_x gut 2 % der Gesamtemissionen ausmacht und in Variante C in 2035 mit maximalem Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung nur mehr 1.3 %. Aufgrund der Verringerung der Zahl der Gaskraftwerke gegenüber Szenario I reduzieren sich in Szenario II in den Varianten B und C die NO_x-Emissionen nochmals um 0.2 kt.

Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild (Tab. 6-30) :

Tabelle 6-30 **Szenario II Trend**
NO_x-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	50.7	42.2	38.8	37.1	36.4
Variante B	138.3	106.1	93.1	77.5	62.5	50.8	42.4	39.0	37.4	36.7
Variante C	138.3	106.1	93.1	77.5	62.5	50.8	42.4	39.0	37.4	36.9
Variante G	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	50.7	42.2	38.8	37.1	36.4

Prognos 2006

Aufgrund der vorgenannten starken Veränderungen auf der Nachfrageseite, insbesondere durch den starken Beitrag des Verkehrs, sind die Streuungen der gesamtschweizerischen NO_x-Emissionen in den verschiedenen Angebotsvarianten mit insgesamt knapp 1.4 % noch geringer als in Szenario I.

6.7.3 PM10-Emissionen

Die PM10-Emissionen der Nachfrageseite sind in Tabelle 6-31 sowie in Figur 6-19 dargestellt.

Tabelle 6-31 **Szenario II Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	5.9	4.9	4.2	3.2	2.0	1.2	0.7	0.6	0.6	0.5
Industrie	1.3	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Dienstleistungen	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1
Haushalte	1.2	1.1	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3
Insgesamt	8.7	7.3	6.3	5.1	3.5	2.5	1.8	1.6	1.5	1.3

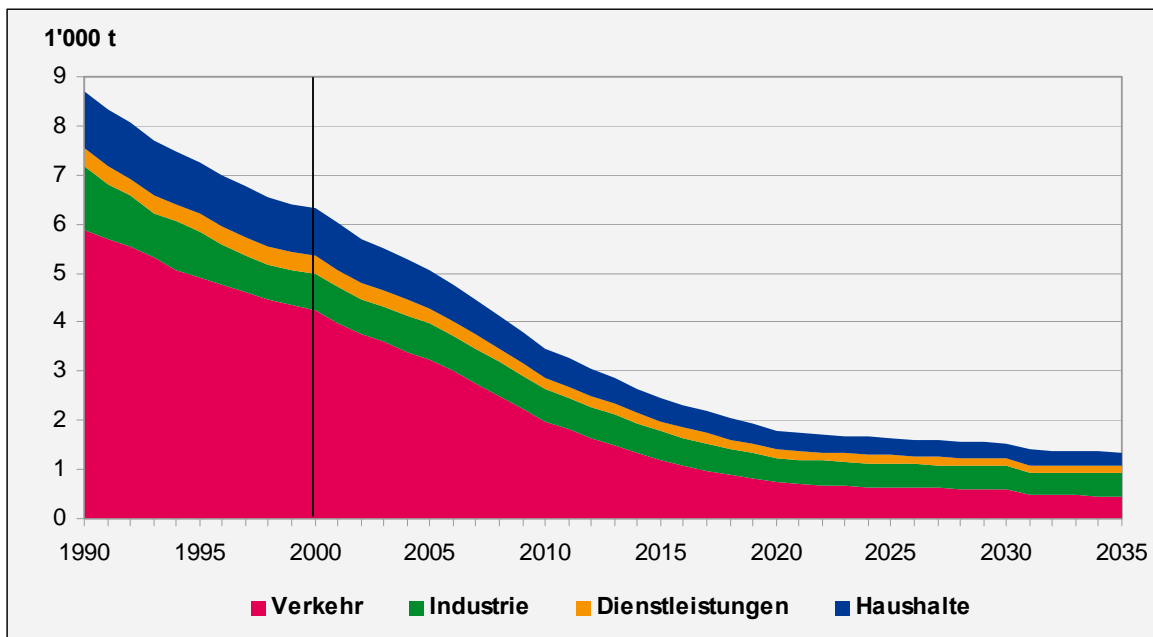
Prognos 2006

Grundsätzlich gilt das in Kap. 5.7.3 zu den PM10-Emissionen Gesagte: Diese Emissionen sind stark technikabhängig und werden vor allem vom Verkehrssektor sowie den unterstellten Entwicklungen der Grenzwerte dominiert. Wesentliches Element ist die obligatorische Einführung immer besserer Feinstaubfilter bei den Dieselfahrzeugen.

In den übrigen Sektoren sind bei den spezifischen Partikelemissionen bereits in den Jahren vor 2000 starke Verbesserungen (Absenkungen) erfolgt. Deutliche Änderungen zeigen sich noch bei Gas zur Raumwärmeerzeugung (von 0.2 g/GJ in 2000 auf 0.1 g/GJ in 2005, danach Konstanz) sowie beim Einsatz von Holz zur Raumwärmeerzeugung und zum Einsatz in der Industrie (Absenkung von 50 g/GJ (Raumwärme) bzw. 60 g/GJ (Industrie) in 2000 bis auf 15 g/GJ in 2035).

Die Emissionen sind aufgrund der Mengeneffekte (Verringerung des Energieträgereinsatzes) in allen Sektoren in 2035 geringfügig niedriger als in Szenario I, am deutlichsten im Dienstleistungssektor mit 0.1 kt aufgrund des verringerten Brennstoffeinsatzes für die Raumheizung.

Figur 6-19 **Szenario II Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

Eine Zusammenfassung mit den relativen Veränderungen der Emissionen im Zeitablauf sowie den sich verändernden Anteilen der Sektoren an den Gesamtemissionen zeigt Tabelle 6-32.

Tabelle 6-32 **Szenario II Trend**
PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	4.2	0.5	-3.8	-89.1%	67.0%	34.3%
Industrie	0.7	0.5	-0.3	-38.0%	11.7%	34.1%
Dienstleistungen	0.4	0.1	-0.2	-60.2%	5.7%	10.8%
Haushalte	1.0	0.3	-0.7	-71.4%	15.5%	20.8%
Total	6.3	1.3	-5.0	-78.7%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Partikelemissionen der Elektrizitätserzeugung sind wie die NO_x-Emissionen mit dem Einsatz fossiler bzw. biogener Brennstoffe verbunden sowie technikabhängig. Die entsprechenden Emissionen nach Angebotsvarianten sind in Tab. 6-33 dargestellt.

Tabelle 6-33 **Szenario II Trend**
PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0
Variante B	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	11.5
Variante C	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	19.1
Variante G	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0

Prognos 2006

Hierbei ist zu beachten, dass die Emissionen für die bessere Lesbarkeit hier in Tonnen angegeben sind, während die Emissionen der Nachfrageseite in 1'000 t angegeben sind. Die Emissionsreduktionen zwischen 1995 und 2000 hängen mit der Betriebseinstellung von Vouvry zusammen, bei den Varianten A und G zeigt sich im Zeitverlauf die Abaltung des vorhandenen dezentralen fossilen Parks und der Einsatz neuerer Technik (Feinstaubfilter) bei den neuen WKK-Anlagen. In den Varianten B und C zeigt sich deutlich der Beitrag der Gaskombikraftwerke.

Im Vergleich zu Szenario I sind die Emissionen in 2035 in den Varianten B und C aufgrund der geringeren Zahl an Kraftwerksblöcken um 6.8 t reduziert.

Aufgrund der verschiedenen Skalen ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der Beitrag der Elektrizitätserzeugung an den gesamten verbrennungsbedingten Partikelemissionen insgesamt maximal bei 1.4 % liegt, wie aus Tabelle 6-34 ersichtlich wird.

Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

Tabelle 6-34 **Szenario II Trend**
PM10-Emissionen gesamt (inkl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'467.5	2'466.9	1'797.4	1'638.1	1'538.4	1'347.2
Variante B	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'470.2	2'469.6	1'804.0	1'648.6	1'548.8	1'357.7
Variante C	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'470.2	2'469.6	1'804.0	1'648.6	1'548.8	1'365.3
Variante G	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'467.5	2'466.9	1'797.4	1'638.1	1'538.4	1'347.2

Prognos 2006

Die die Dynamik in den Partikelemissionen ist insgesamt stark vom technologieinduzierten Rückgang im Verkehrssektor geprägt. Die Veränderung der summierten Emissionen in 2035 gegenüber Szenario I beträgt in den Varianten ohne Gaskraftwerke A und G einen Rückgang um 27.7 t (2.0 %), in den Varianten mit Gaskraftwerken, B und C, einen Rückgang von 35.4 t (2.5 %).

6.8 Versorgungssicherheit

6.8.1 Importanteile

Importiert werden alle fossilen Energieträger (Kohle, Erdölprodukte, Erdgas), Kernbrennstoffe, Strom als Endenergieträger sowie aus heutiger Sicht im Lichte der jüngeren Entwicklungen Biotreibstoffe (Ethanol, Öle und Ölprodukte). Bei den Biotreibstoffen liesse sich auch denken, dass Anteile des Marktes aus heimischer Produktion stammen könnten. Die vollständige Zurechnung der Biotreibstoffe zu den importierten Energieträgern stellt also unter der „Abhängigkeitsoptik“ eine konservative Abschätzung dar.

Bei den Kernbrennstoffen führen die hohe Energiedichte sowie der feste Aggregatzustand zur Lagerfähigkeit von Brennstoffvorräten für mehrere Jahre. Daher werden diese in manchen Quellen nicht zur Importabhängigkeit gerechnet. In der hier vorliegenden Arbeit werden jeweils für alle Szenarien und Varianten die Ergebnisse unter beiden Sichtweisen gezeigt. (Kap. 2)

Tabelle 6-35 bildet die importierten Endenergieträger auf der Nachfrageseite (fossile Brennstoffe für Raumwärmeerzeugung und Prozessenergie, die fossilen Anteile – Gas, Öl – in der Fernwärmeerzeugung sowie Treibstoffe) in absoluten Energieeinheiten (PJ) ab.

Tabelle 6-35 **Szenario II Trend**
Importanteile in der Nachfrage, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Fossile	551.9	537.5	563.5	560.5	540.8	517.8	496.7	477.6	463.6	453.2
Biotreibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	6.8	9.3	10.1	11.1	12.4
foss. Anteil FW	5.8	5.4	5.8	7.8	7.9	7.9	7.8	7.7	7.2	5.7
Summe	557.8	542.9	569.3	568.3	553.2	532.6	513.8	495.4	482.0	471.4

Prognos 2006

Ab 2010 sinkt der Bedarf an importieren Energieträgern im wesentlichen proportional mit der Nachfrage nach fossilen Bren- und Treibstoffen. Der Importbedarf wird von den Fossilen dominiert, wenn auch die Biotreibstoffe mit einem Anteil von 2.6 % in 2035 in Abweichung zu Szenario I „sichtbar“ werden. Da der Rückgang der direkten Nachfrage nach fossilen Energieträgern aber mit einer steigenden Nachfrage nach Strom einhergeht, ist dieses Ergebnis allein nur begrenzt aussagefähig.

Tabelle 6-36 zeigt die Anteile an importieren Energieträgern in der Elektrizitätserzeugung. Hier wird die verwendete Primärenergie (Input) ausgewiesen, der Wirkungsgrad der jeweiligen Kraftwerke ist somit berücksichtigt. Stromimporte werden aufgrund der gewählten Abgrenzung („Systemgrenze Schweiz“) ohne Vorketten ausgewiesen.

Je nach Variante dominieren wie in Szenario I wenig überraschend die Fossilen oder die Kernbrennstoffe. Das starke Übergewicht der Kernbrennstoffe in Variante G folgt aus den oben und in Kap. 2 erörterten Wirkungsgradfragen.

Tabelle 6-36 **Szenario II Trend**
Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.5	12.8	13.7	14.8	15.0	14.9	14.1
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	0.3	8.0	18.8	37.5	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Summe	247.1	260.8	273.2	239.9	271.4	278.5	258.8	217.3	301.2	422.0
Variante B										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.5	26.1	27.0	47.5	67.2	67.1	66.3
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	0.3	0.0	6.0	5.2	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Summe	247.1	260.8	273.2	239.9	284.3	283.9	272.7	237.9	236.9	352.5
Variante C										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.5	26.1	27.0	47.5	67.2	67.1	104.6
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	0.3	0.0	6.0	5.2	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.9	284.3	283.9	272.7	237.9	236.9	269.3
Variante G										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.5	12.8	13.7	14.8	15.0	14.9	14.1
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.1	0.3	8.0	18.8	37.5	36.7	34.3
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.9	271.4	278.5	258.8	217.3	216.3	213.1

Prognos 2006

Tabelle 6-37 zeigt die Summe der importierten Energie(träger) in absoluten Energieeinheiten nach Varianten, jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen

Tabelle 6-37 **Szenario II Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.2	832.4	826.5	794.8	741.0	815.8	928.3
Variante A - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.8	566.4	554.3	547.4	548.0	496.8	485.5
Variante B - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.2	837.6	816.5	786.5	733.3	718.9	823.9
Variante B - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.8	579.3	559.8	561.3	568.6	554.2	537.6
Variante C - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.2	837.6	816.5	786.5	733.3	718.9	740.7
Variante C - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.8	579.3	559.8	561.3	568.6	554.2	576.0
Variante G - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.2	824.7	811.0	772.6	712.6	698.3	684.5
Variante G - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.8	566.4	554.3	547.4	548.0	533.6	519.8

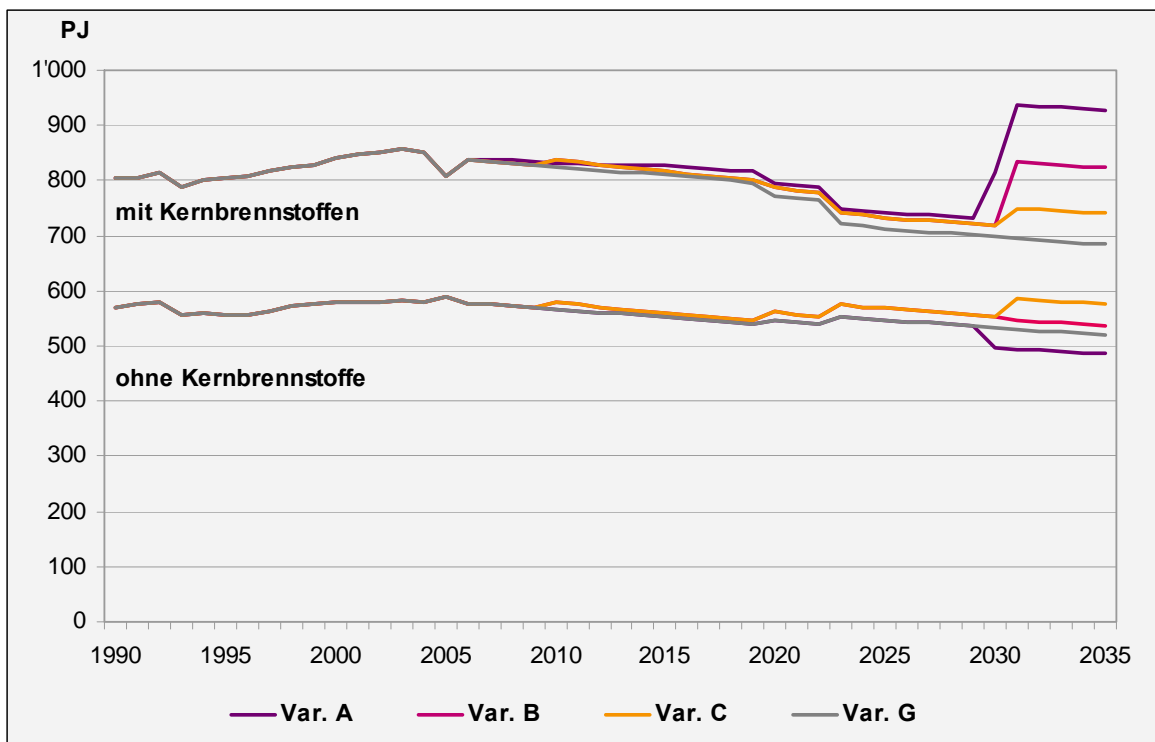
Prognos 2006

Mit Berücksichtigung der Kernbrennstoffe variieren die Importe in den Varianten zwischen ca. 690 und 930 PJ, wobei aufgrund der vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrade (max. 35 %) der Kernkraftwerke die Anteile jeweils in den Varianten A und B (mit KKW) am höchsten sind. Ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen variieren die Werte zwischen ca. 490 PJ und 580 PJ; in diesem Falle haben die Varianten A (Importe und KKW) sowie G (Importe) jeweils den geringsten Anteil. Letzteres liegt an den Wirkungsgradkonventionen und sollte daher nicht überinterpretiert werden: In diesem Falle sind die Wirkungsgrade jeweils implizit in den Importpreisen enthalten.

Die zeitliche Entwicklung der importierten Energie nach Varianten jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe ist in Figur 6-20 abgebildet.

Die Gesamttendenz ist bei beiden Betrachtungsweisen zunächst (bis 2029) leicht absinkend (max. 12 % zwischen 2000 und 2029), wobei die Anteile gegen Ende des Betrachtungszeitraums nach Varianten deutlich auffächern. Die absinkende Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen wird in diesem Trend abgebildet. Die weiterhin steigende Stromnachfrage mit dem inländischen Kraftwerkszubau erhöht– je nach Kraftwerkswirkungsgrad die Importe ab 2030 jedoch wieder. Das scheinbar paradoxe Ergebnis, dass die Variante G zu den geringsten Importanteilen führt, ist ein Ergebnis der Systemgrenze und der Wirkungsgradkonventionen (vgl. Kap. 2) und darf daher nicht überinterpretiert werden. Werden die Kernbrennstoffe nicht gezählt, so dominieren in den Varianten B und C die Erdgasimporte die Abhängigkeit; werden sie gezählt, so dominieren in den Varianten A und B die Kernbrennstoffe die Abhängigkeit.

Figur 6-20 **Szenario II Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ



Prognos 2006

Die Entwicklung der relativen Anteile der Importe an der Gesamtenergie des Systems bietet eine zusätzliche wichtige Information. Diese ist in Tabelle 6-38 sowie in Figur 6-21 in der zeitlichen Entwicklung jeweils nach Angebotsvarianten und Zuordnung der Kernbrennstoffe ausgewiesen. Das Bild ist der Entwicklung in Szenario I In den Jahren bis 2018 sehr ähnlich: Der Anteil sinkt bis 2018 um sechs (ohne KB) bis acht (mit KB) Prozentpunkte, um sich mit dem Bau der neuen Grosskraftwerke wieder deutlich zu erhöhen. Dies verweist darauf, dass sich der Anteil der Erneuerbaren bei den Brenn- und Treibstoffen nicht sehr stark verändert (die dominante Entwicklung ist die Effizienzentwicklung) und das Wachstum der Erneuerbaren in der Stromproduktion ebenfalls im einstelligen Prozentbereich bleibt. Die Entwicklung nach 2030 in der Variante A liegt mit Kernbrennstoffen sogar über der von Szenario I. Dies ist Ausdruck der Tatsache, dass trotz verringerter

Nachfrage und verstärktem Einsatz der Erneuerbaren noch zwei Kernkraftwerksblöcke gebaut werden, was den Anteil der Kernbrennstoffe deutlich erhöht.

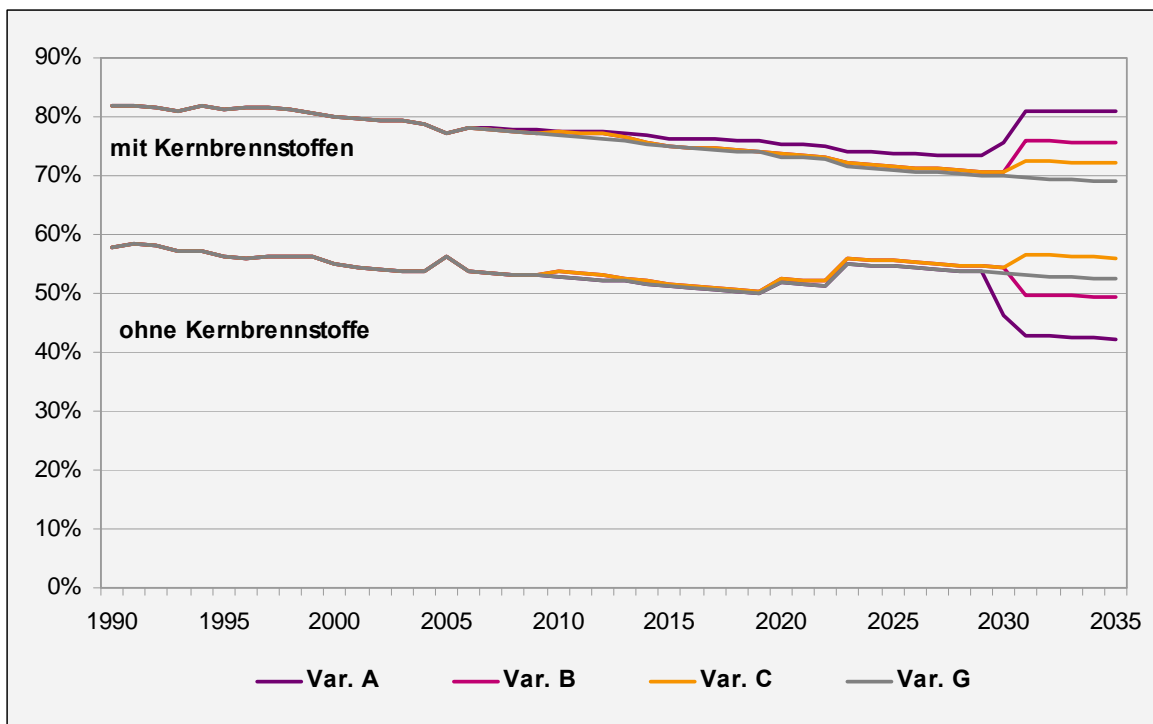
Tabelle 6-38 **Szenario II Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.5%	76.3%	75.4%	73.8%	75.7%	80.8%
Variante A - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	52.7%	51.2%	51.9%	54.6%	46.1%	42.3%
Variante B - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.6%	75.0%	73.7%	71.6%	70.5%	75.5%
Variante B - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.7%	51.4%	52.6%	55.5%	54.3%	49.3%
Variante C - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.6%	75.0%	73.7%	71.6%	70.5%	72.0%
Variante C - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.7%	51.4%	52.6%	55.5%	54.3%	56.0%
Variante G - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	76.8%	74.9%	73.3%	71.0%	69.9%	68.9%
Variante G - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	52.7%	51.2%	51.9%	54.6%	53.4%	52.4%

Prognos 2006

Bis auf die Variante A mit Anrechnung der Kernbrennstoffe liegen in 2035 alle Importanteile an der Gesamtenergie um zwei bis fünf Prozentpunkte unterhalb der Situation in Szenario I.

Figur 6-21 **Szenario II Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %



Prognos 2006

6.8.2 Hitze- und Kältewellen

Die Situation und Reaktionsfähigkeit der Kraftwerksparks unter der Belastung von Hitze- und Kältewellen wurde als weiteres operationalisierbares Kriterium der Versorgungssicherheit definiert (vgl. Kap. 2). Hierbei wird für die Kältewelle neben der temperaturbedingt hohen Nachfrage der Ausfall der Importe (überall in der EU, vor allem in Frankreich, wird der erzeugte Strom jeweils in den Erzeugerländern benötigt, da die Kältewelle sich stabil über ganz Europa erstreckt) sowie ein ausserplanmässiger Ausfall des jeweils grössten Kraftwerksblocks unterstellt. Die schweizerischen Laufwasserkraftwerke laufen mit Engpassleistung, die Speicherwerke stehen zur Bereitstellung von Arbeit und Leistung zur Verfügung ebenso die Pumpspeicherwerke zum kürzerfristigen Lastmanagement. Bei den neuen erneuerbaren Energien wird keine Produktion aus stochastischen Quellen (Wind, Sonne) eingerechnet, bei den grundlastfähigen Energietechnologien wie ARA, KVA, Biomasse/Biogas und ggf. Geothermie sowie bei den im WKK-Betrieb laufenden Technologien wird davon ausgegangen, dass die volle Leistung zur Verfügung steht, da mit dem vollständigen Absatz der Wärme gerechnet werden kann.

Die Speichersimulationen von Piot (vgl. Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Situation (Kältewelle) insgesamt ein Grundlastmanko von bis zu 4.1 GW aus den Speichern gedeckt werden kann, sofern die gesamte installierte Leistung die Abdeckung der Spitzenlast ermöglicht.

Während der (ebenfalls europaweiten) Hitzewelle tritt aufgrund des Kühlungsbedarfs eine erhöhte (Spitzen-)Nachfrage auf, die thermischen Kraftwerke sind aufgrund der Belastung der Kühlkapazitäten in der Leistung etwas eingeschränkt. Ein grosser KKW-Block ist planmässig in Revision, ein kleiner fällt unplanmässig aus. Importe stehen zur Verfügung, die Exportverpflichtungen sollen nach Möglichkeit gedeckt werden. Von den neuen Erneuerbaren werden die stochastischen wiederum ausgenommen, während die grundlastfähigen als laufend angenommen werden. Die WKK-Anlagen werden mit der für den Sommerbetrieb vorgesehenen Leistung eingesetzt, die durch die absetzbare Wärme (Warmwasser, Prozesswärme in der Industrie, ggf. auf reduziertem Niveau, sowie Kühlungsbedarf im Dienstleistungssektor) beschränkt ist.

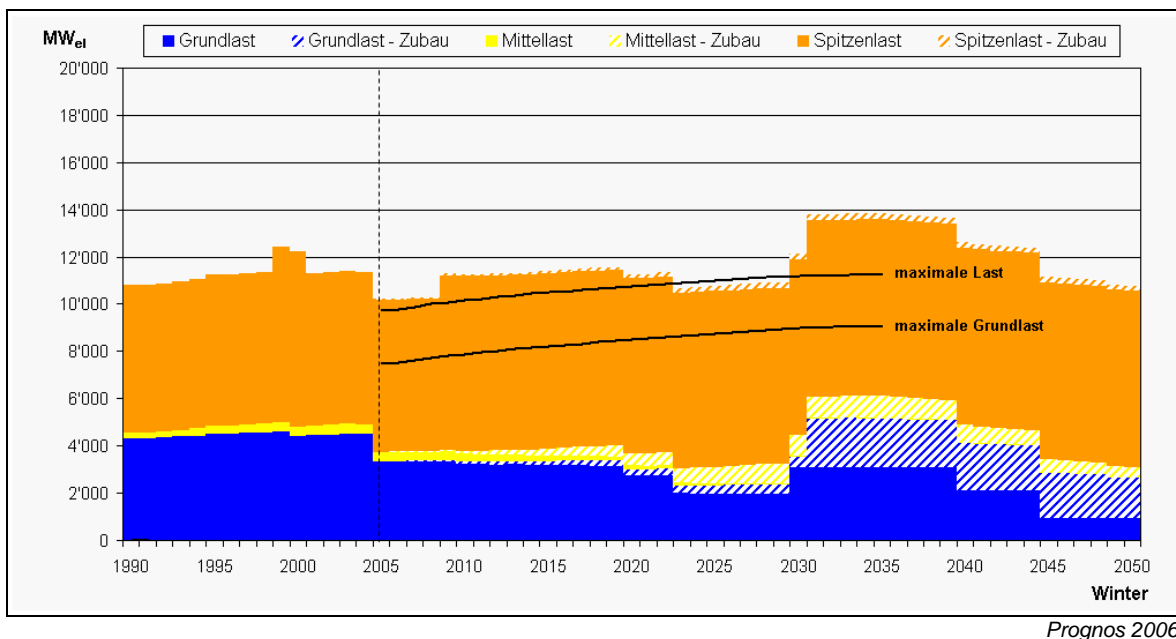
Die Speichersimulationen von Piot (Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Situation (Hitzewelle) ein Grundlastmanko von ca. 3.5 GW aus den Speichern abgedeckt werden kann, sofern die insgesamt installierte Leistung zur Abdeckung der Spitzenlast hinreicht.

Die Untersuchung der Kraftwerksparks der in Szenario II betrachteten Varianten A, B, C und G in diesen Belastungssituationen führt zu den im folgenden beschriebenen Ergebnissen.

6.8.2.1 Kältewellen

Figur 6-22 zeigt die Situation der Kältewelle für Variante A in der Leistungsbetrachtung.

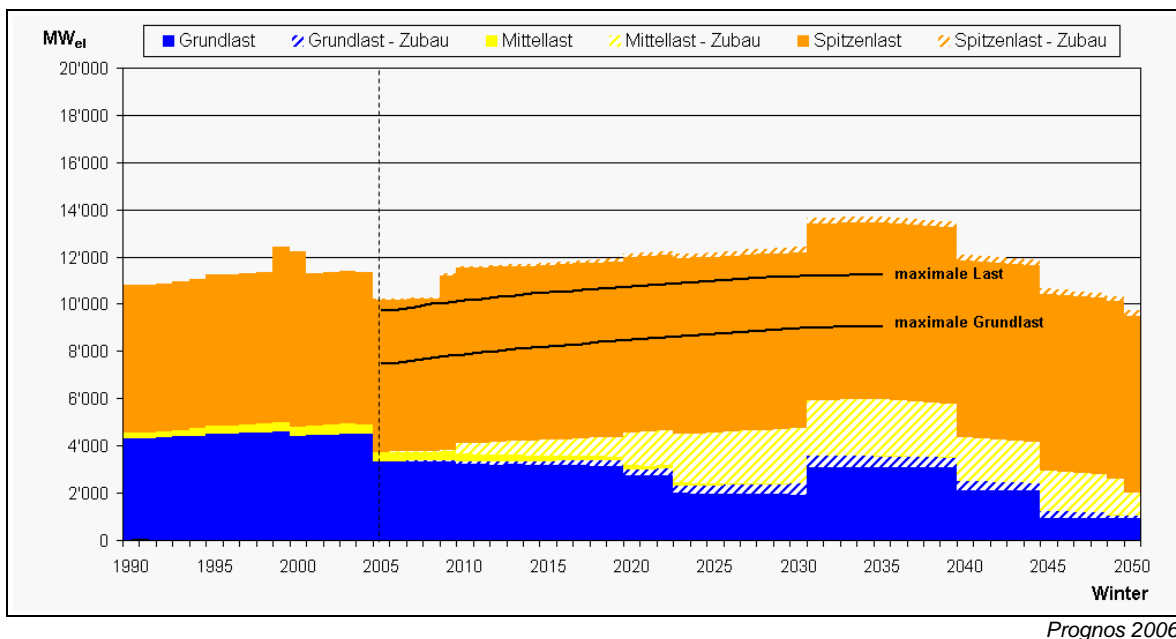
Figur 6-22 **Szenario II, Variante A**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Aus der Grafik geht hervor, dass in den Jahren von 2019 bis 2030 die maximale Leistung nicht vollständig aus den schweizweit installierten Kapazitäten gedeckt werden kann (Leistungsmanko). Erst ab 2030, wenn das erste grosse neue Kernkraftwerk verfügbar ist, ist die Spitzenleistung wieder gesichert. Etwa ab dem Jahr 2022 überschreitet das durch die Kältewelle und den Kraftwerksausfall bedingte Grundlastmanko den tolerablen (und durch die Speicher ausgleichbaren) Wert von 4'100 MW. Diese kritische Situation ist erst ab 2030 mit dem Bau des ersten neuen Kernkraftwerks behoben. Beide Kritikalitätspunkte liegen darin begründet, dass die in dieser Variante die Lücke definitionsgemäss bis zum Zubau neuer Kernkraftwerke durch Importe gedeckt wird und diese Importe ebenfalls definitionsgemäss aufgrund der Belastungssituation „Kältewelle“ nicht zur Verfügung stehen. Der Ausfall der jeweils grössten Kraftwerkseinheit (zunächst Leibstadt, später jeweils einer der neuen 1'600 MW-Blöcke) zeigt sich ebenfalls deutlich im Leistungsgebirge. Im Vergleich zu Szenario I Variante A treten die beiden kritischen Situationen später auf (2020 statt 2022) und dauern kürzer an (2030 statt 2031) – d.h. sie sind bereits mit dem ersten neuen Kernkraftwerk entschärft. Die Stärke der Engpasssituation ist ebenfalls reduziert: Das Spitzenlastmanko beträgt nur mehr ca. 100 MW_{el} (im Vergleich zu ca. 1'200 MW_{el} in Szenario I in 2029); das Grundlastmanko beträgt maximal 4'500 MW_{el} in 2029 (im Vergleich zu ca. 5'500 MW_{el} in Szenario I in 2029). Die Effekte der Nachfragereduktion, auch auf der Leistungsseite, sowie des verstärkten inländischen Zubaus erneuerbarer Anlagen, ergänzen sich in diesem Szenario zu einer Verringerung der kritischen Engpasssituationen. Es liesse sich denken, dass sowohl das Spitzenlastmanko von 100 MW als auch das Grundlastmanko, welches nur mehr ca. 400 MW über dem mit Hilfe der Speicher abdeckungsfähigen Manko liegt, durch gezieltes Last- und Speichermanagement handhabbar werden.

In Figur 6-23 ist die Situation für Variante B (neue KKW ab 2030, zwischenzeitlich Zubau von neuen Gaskombikraftwerken nach Bedarf) abgebildet.

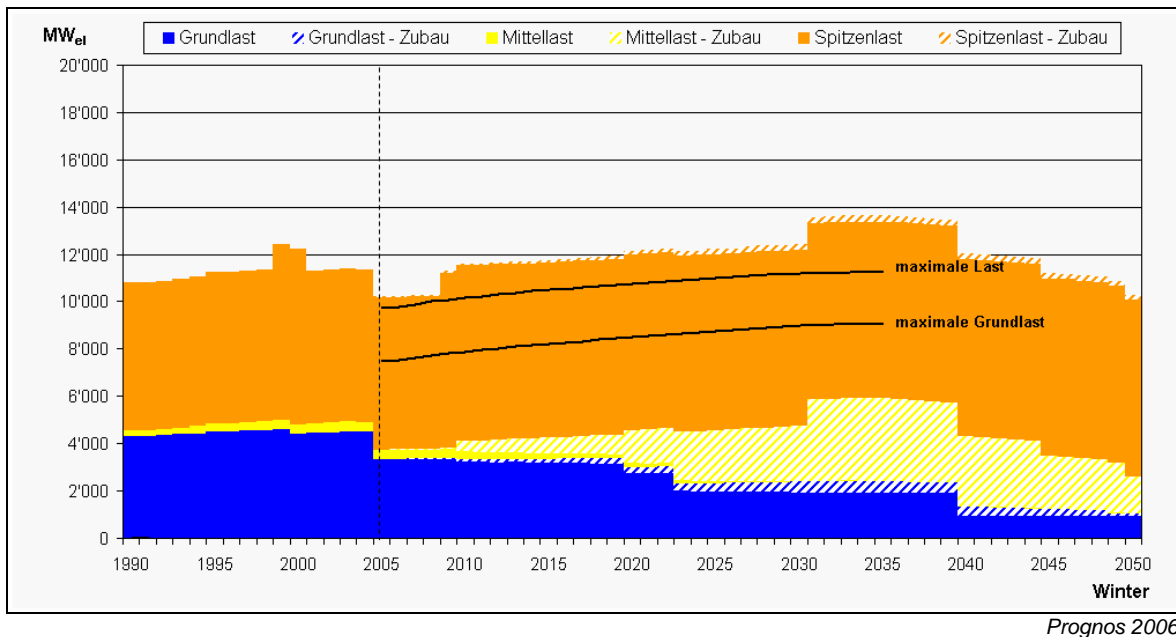
Figur 6-23 **Szenario II, Variante B**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Die maximale Last kann aus den im Land installierten Kapazitäten gedeckt werden, das Grundlastmanko überschreitet die kritische Grenze von 4.1 GW zu keinem Zeitpunkt.

Die Situation für Variante C (neue Gaskraftwerke) wird in Figur 6-24 dargestellt:

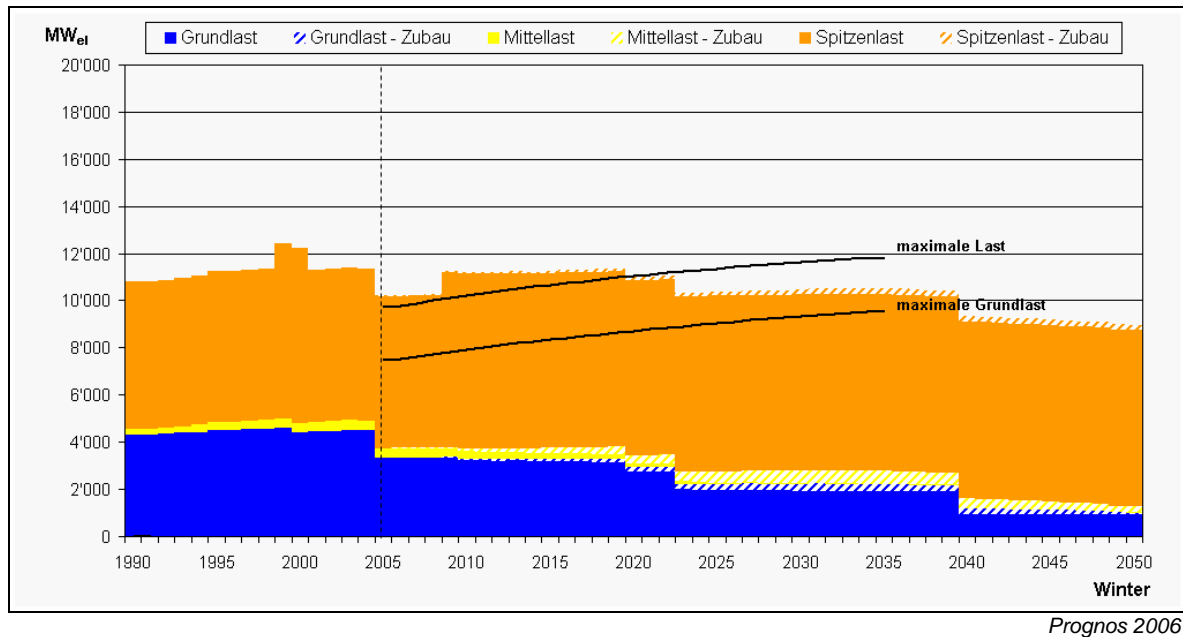
Figur 6-24 **Szenario II, Variante C**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Die Situation ist der von Variante B sehr ähnlich. Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko bleibt mit maximal 3.8 GW unterhalb der kritischen Schwelle von 4.1 GW.

Die Kältewellensituation für Variante G (neue Importe) wird in Figur 6-25 dargestellt.

Figur 6-25 **Szenario II, Variante G**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Ab 2020 kann die Spitzenlast nicht mehr gedeckt werden, ab 2022 kann sie deutlich nicht mehr gedeckt werden. Ab 2022 überschreitet das Grundlastmanko die kritische Grenze von 4.1 GW. Da keine Kraftwerke in der Schweiz zugebaut werden, verschlimmert sich das Problem im Zeitablauf aufgrund der Abalterung des Kraftwerksparks. Der autonome Zubau bei den fossil-dezentralen WKK-Anlagen sowie der verstärkte Zubau bei den Erneuerbaren ist auch in Szenario II nicht gross genug, um das Problem zu lösen.

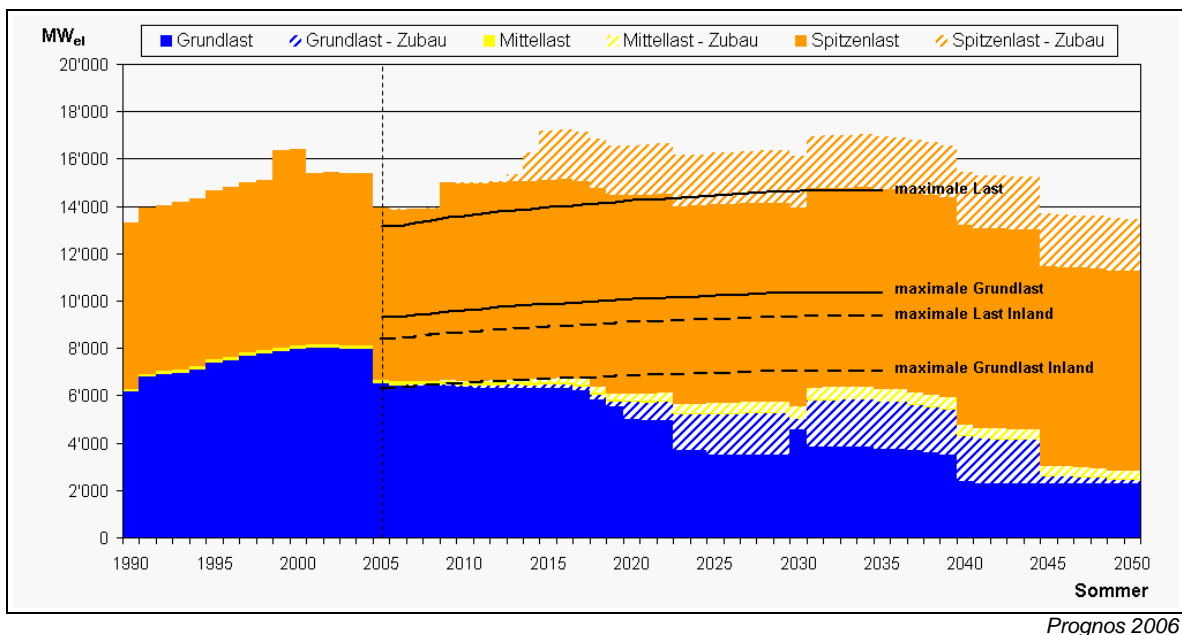
Fazit: Aufgrund des definitionsgemässen Importausfalls sind die Varianten A und G in der Kältewellensituation besonders kritisch.

6.8.2.2 Hitzewellen

Da während der Hitzewellen definitionsgemäss die Exportverpflichtungen nach Möglichkeit erfüllt werden sollen, ist die zu betrachtende Leistung auf der Nachfrageseite jeweils nicht (nur) die inländische Last, sondern es muss vor allem geprüft werden, ob die verfügbare Leistung die Last inkl. Exportverpflichtungen decken kann. Daher werden in den Abbildungen für die Leistungsnachfrage der Grund- und Spitzenlast jeweils die inländische und die Gesamtnachfrage abgebildet.

In Figur 6-26 wird die Variante A in der Leistungsbetrachtung für die Hitzewellensituation dargestellt.

Figur 6-26 **Szenario II, Variante A**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

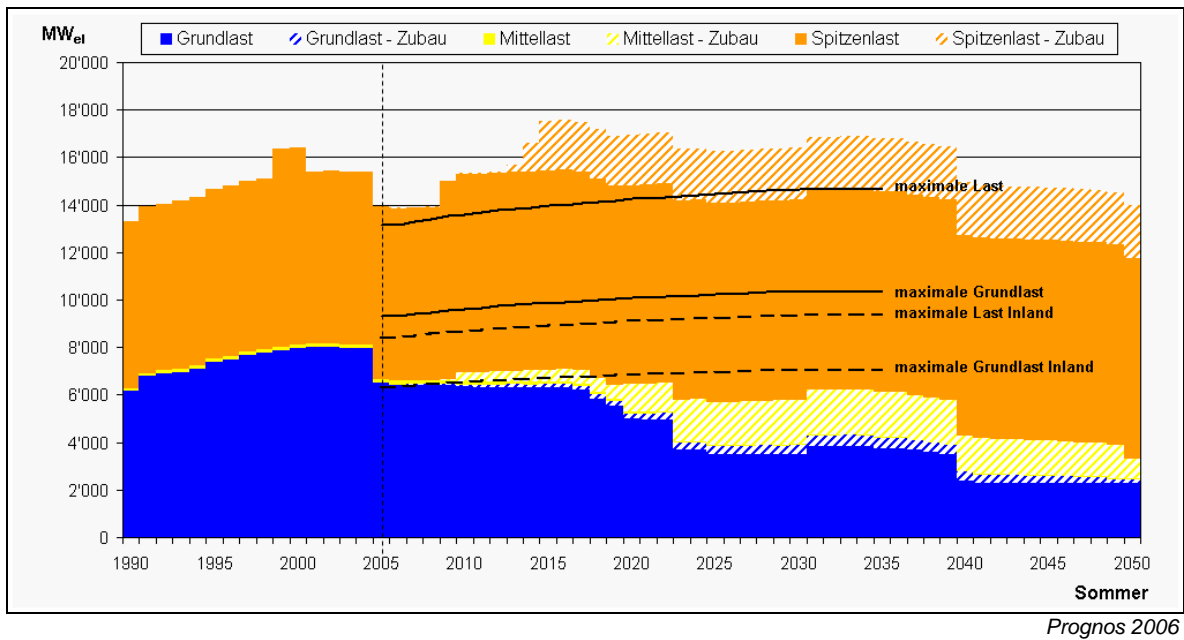


Mit den neuen Spitzenlastkraftwerken und den zur Verfügung stehenden neuen Importen (beim Zubau der Grundlast verbucht) kann die benötigte Spitzenlast zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Die Exportverpflichtungen können erfüllt werden. Das Grundlastmanko überschreitet ab 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW und steigt in 2030 kurzfristig auf über 4 GW an. Ab 2031 mit dem Zubau des zweiten Kernkraftwerks und seinem (bezogen auf die unbelastete Normalsituation) Leistungsüberschuss liegt das Grundlastmanko dauerhaft etwa in der Grössenordnung der kritischen Grenze und wäre daher im Extremfall möglicherweise durch Last- und Speicheranagement zu handhaben. Gegenüber Szenario I zeigt sich eine leichte Reduktion des Problems. Hierzu tragen die einander ergänzenden Effekte Nachfragereduktion und verstärkter Zubau der inländischen Erneuerbaren bei.

Figur 6-27 zeigt die Hitzewellen-Situation für Variante B.

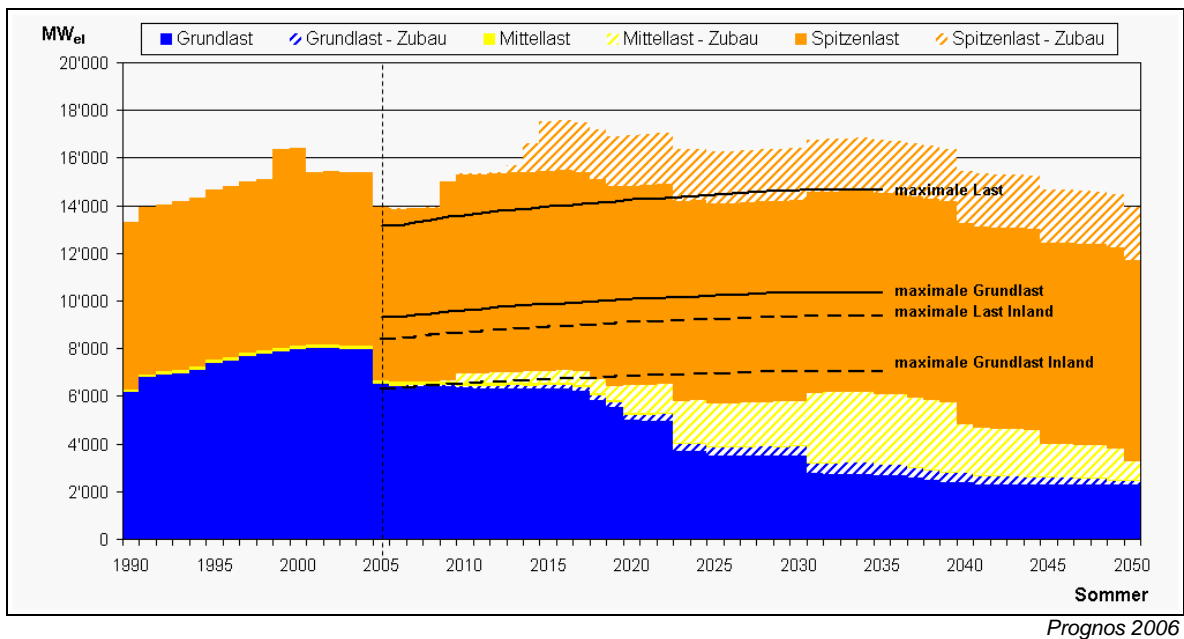
Die Spitzenlast kann gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet ab 2022 den kritischen Wert von 3.5 GW und bewegt sich ab 2031 (Neubau Kernkraftwerk) wieder um den Grenzwert.

Figur 6-27 **Szenario II, Variante B**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Figur 6-28 zeigt die Hitzewellensituation für Variante C.

Figur 6-28 **Szenario II, Variante C**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

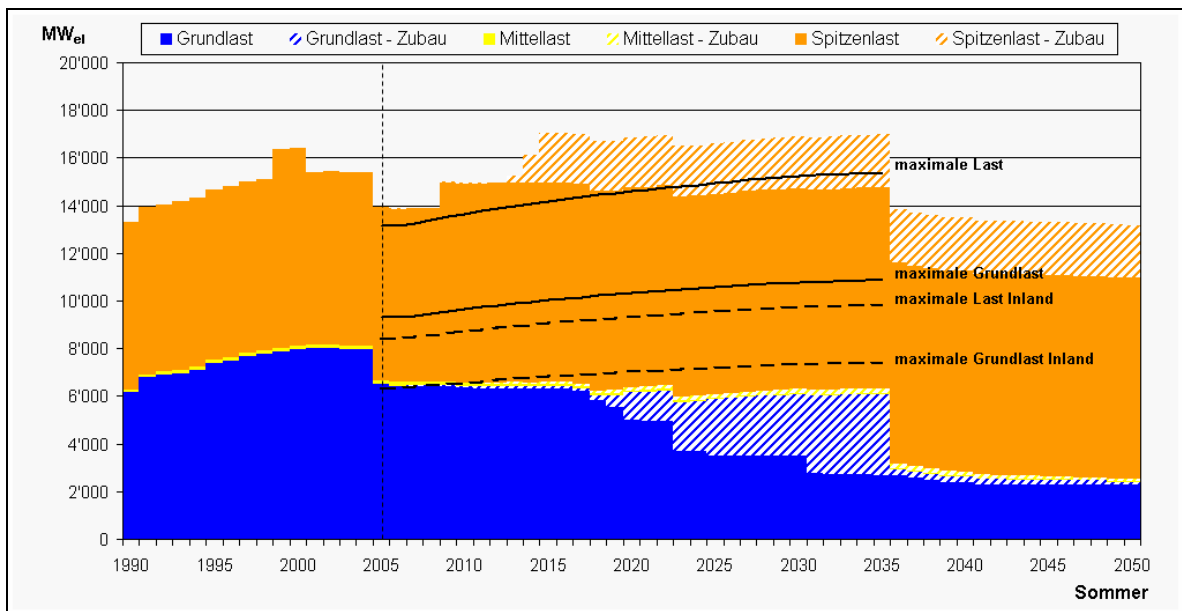


Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet in den Jahren 2022 – 2030 die kritische Grenze von 3.5 GW.

Figur 6-29 stellt die Hitzewellensituation für Variante G dar.

Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet in 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW und wächst danach weiterhin geringfügig.

Figur 6-29 **Szenario II, Variante G**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Prognos 2006

Fazit: Für die Hitzewellensituation ergibt sich in allen Varianten eine kritische Situation ab 2022, wenn das Grundlastmanko über den kritischen Wert von 3.5 GW anwächst und somit die Speicherbelastung im Hitzejahr oder in den folgenden Jahren kritisch werden könnte. Diese kritische Situation wird nur in der Variante C (Zubau von Gaskraftwerken) wieder ab ca. 2030 entschärft. Der Grund dafür liegt in der Grösse des „jeweils grössten Kraftwerksblocks“, der definitionsgemäss in diesen Stress-Situationen in Revision ist. Bei den KKW ist dies jeweils ein Block der Grösse 1 GW, später 1.6 GW. Hieran zeigt sich deutlich das „Klumpenrisiko“. Die Situationen sind denen von Szenario I insgesamt ähnlich; das jeweilige Grundlastmanko ist zwar verringert, übersteigt jedoch ab 2022 immer noch den kritischen Wert von 3.5 GW. In den Szenarien mit inländischem Gaskraftwerks-zubau liegt das Manko nah am kritischen Wert, so dass grundsätzlich über die Option nachgedacht werden kann, diese Situation mit Hilfe von gezieltem Last-, Speicher- und Import-/Export-Management zu beherrschen.

6.9 Kosten

6.9.1 Nachfrage: Die Energierechnung

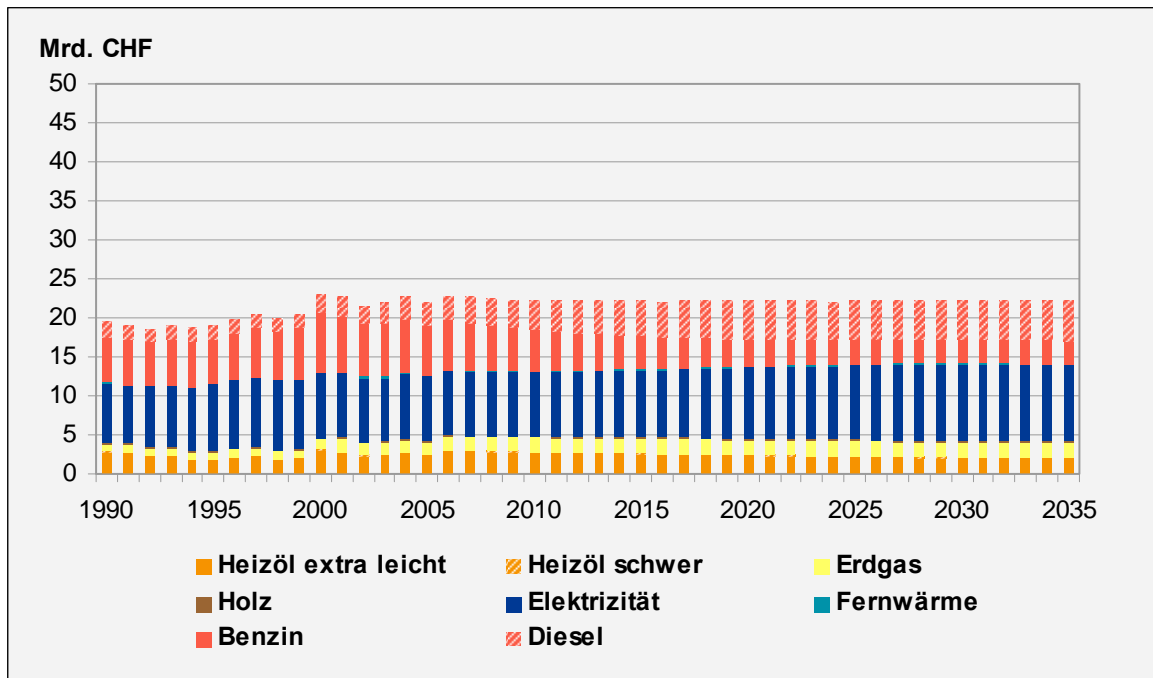
Die Endenergieausgaben der Endverbraucher für die Energieträger Heizöle, Gas, Kohle, Elektrizität, Holz und Fernwärme sinken zwischen 2000 und 2035 um 3.8 % ab. Diese Reduktion entspricht etwa der Reduktion der Endenergienachfrage. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Kosten für die Erneuerbaren, insbesondere die (importierten) Biotreibstoffe, nicht eingerechnet sind. Der Anstieg der Kosten für Elektrizität um 15.8 % ist geringer als der Anstieg der Nachfrage. Dies liegt daran, dass die Elektrizitätspreise zwischen den Jahren 2000 und 2010 in allen Sektoren geringfügig sinken. (Die Skala der Abbildungen ist für alle Szenarien gleich gewählt, damit Vergleiche leichter vorgenommen werden können.) Am Vergleich der Gewichtungen der Energieträgerkosten zur jeweiligen Nachfrage zeigt sich augenfällig die hohe Bewertung der Elektrizität. (Tabelle 6-39, Figur 6-30.) Es ist zu berücksichtigen, dass auf den Brennstoffen Heizöl leicht, Heizöl schwer, Erdgas (und Kohle) jeweils die CO₂-Lenkungsabgabe in Höhe von 35 CHF/t CO₂ erhoben wird.

Tabelle 6-39 **Szenario II Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF (real)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	2.41	2.80	2.61	2.42	2.23	2.05	2.02
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.04	0.05	0.06	0.06	0.05	0.05	0.06
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.54	1.78	1.84	1.87	1.89	1.90	1.99
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.13	8.63	9.17	9.58	9.85	9.67
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.11	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15	0.16
Benzin	5.95	5.67	7.64	6.48	5.35	4.21	3.52	3.19	3.03	3.01
Diesel	1.81	1.70	2.40	2.91	3.75	4.51	4.87	4.98	4.98	5.12
Gesamt	19.41	18.94	23.11	21.89	22.17	22.18	22.23	22.27	22.22	22.24

Prognos 2007

Figur 6-30 **Szenario II Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF



Prognos 2007

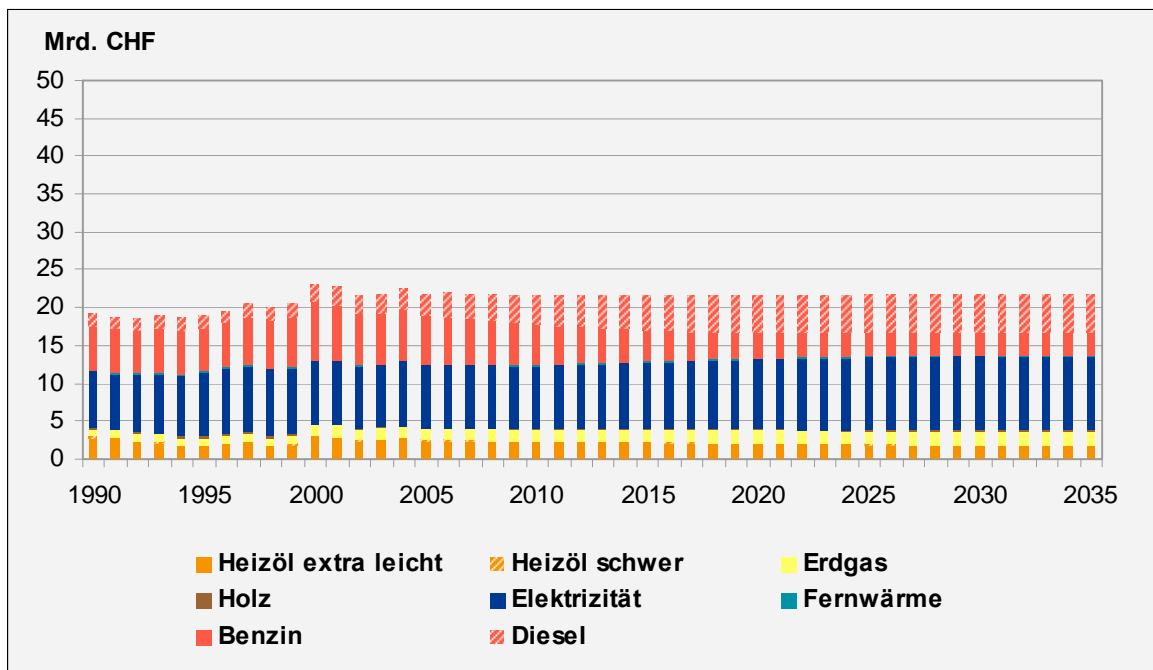
Ohne die Abgabe, welche aufkommensneutral konzipiert ist und daher vollständig „im Kreis“ geführt wird, wäre aufgrund des reinen Verbrauchs bei unterstellten Preisen des Trend-Szenarios die Reduktion mit 5.5 % deutlich höher (Tabelle 6-40, Figur 6-31), in der gewählten Skalierung jedoch nach wie vor kaum „sichtbar“:

Tabelle 6-40 **Szenario II Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	2.41	2.30	2.18	2.04	1.90	1.76	1.77
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.54	1.59	1.65	1.70	1.72	1.74	1.85
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.18	0.19	0.20	0.20	0.21	0.22
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.13	8.63	9.17	9.58	9.85	9.67
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.11	0.12	0.13	0.14	0.14	0.15	0.16
Benzin	5.95	5.67	7.64	6.48	5.35	4.21	3.52	3.19	3.03	3.01
Diesel	1.81	1.70	2.40	2.91	3.75	4.51	4.87	4.98	4.98	5.12
Gesamt	19.41	18.94	23.11	21.89	21.46	21.54	21.66	21.76	21.77	21.83

Prognos 2007

Figur 6-31 **Szenario II Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe



Prognos 2007

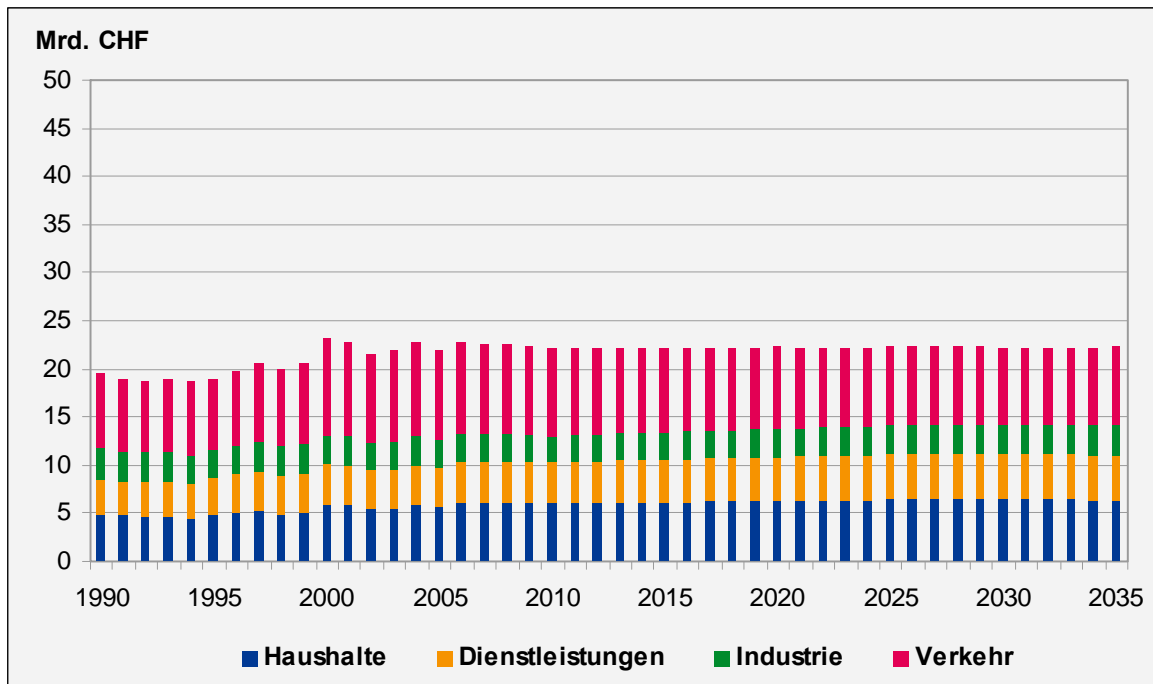
Die sektorale Aufteilung der Energieausgaben (inkl. Abgabe) spiegelt im Vergleich mit der physikalischen Endenergienachfrage die Unterschiede in den Preisverhältnissen wider: Obgleich der Anteil des Industriesektors an der Nachfrage ungefähr (physikalisch, in PJ) ca. 22.8 % beträgt, macht ihr Anteil an der Energierechnung aufgrund der gegenüber dem Haushalts- und Dienstleistungssektor günstigeren Preise lediglich 13.8 % aus. Hier zeigt sich die Wirkung der Abgabe gegenüber Szenario I, die den Anteil der Sektoren mit Brennstoffverbrauch an der Energierechnung aus Endverbraucheroptik erhöht. Beim Verkehr zeigt sich insbesondere aufgrund der Freiheit von Lenkungsabgaben ein gegenläufiges Bild (der Klimarappen ist mit einem Anteil von unter 1 % an den Treibstoffpreisen praktisch vernachlässigbar und hat explizit keine Lenkungswirkung).

Tabelle 6-41 **Szenario II Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Haushalte	4.93	4.80	5.87	5.60	6.05	6.19	6.31	6.42	6.46	6.39
Industrie	3.25	2.95	2.95	2.83	2.76	2.91	3.01	3.04	3.07	3.08
Dienstleistungen	3.52	3.84	4.27	4.07	4.28	4.39	4.56	4.67	4.71	4.66
Verkehr	7.76	7.37	10.04	9.40	9.10	8.72	8.39	8.17	8.02	8.13
Gesamt	19.46	18.96	23.12	21.90	22.20	22.21	22.26	22.30	22.25	22.26

Prognos 2007

Figur 6-32 **Szenario II Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF



Prognos 2007

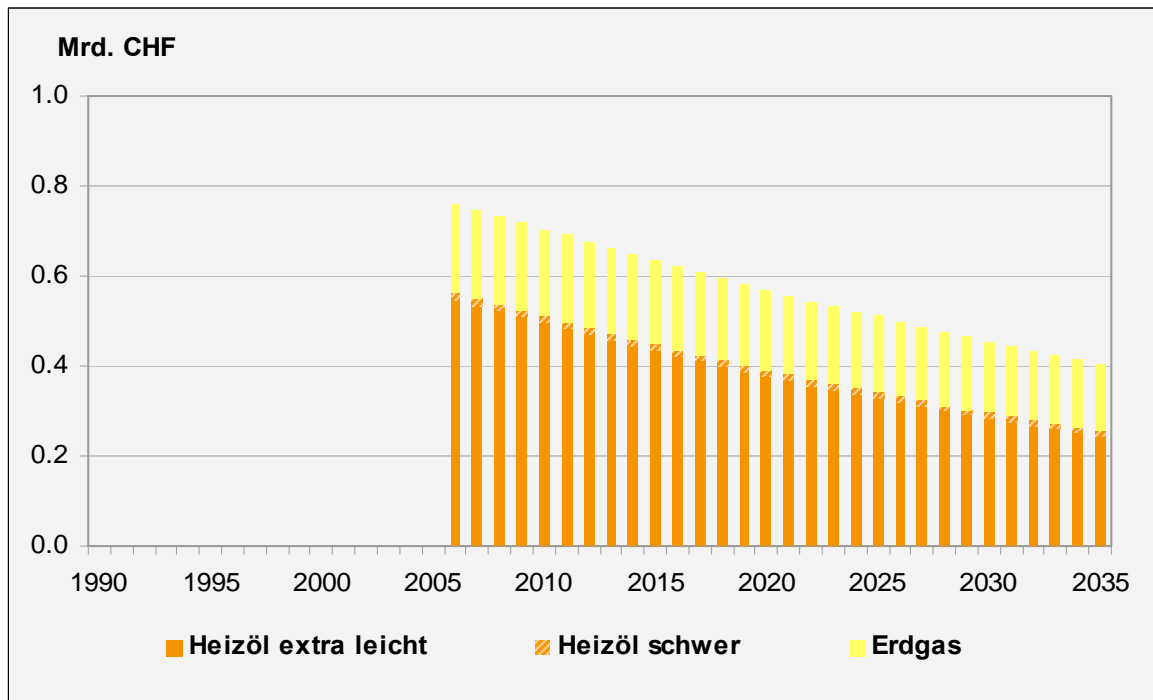
Das Abgabenaufkommen, welches vollständig im Kreis geführt wird, bewegt sich zwischen 0.7 Mrd. CHF/a in 2006 und 0.44 Mrd. CHF/a im Jahr 2035 (Tab. 6-42, Figur 6-33). Dies bedeutet einen Anteil am BIP von 0.17 % in 2006 und 0.07 % in 2035.

Tabelle 6-42 **Szenario II Trend**
Abgabenaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	0.43	0.38	0.33	0.28	0.25
Heizöl schwer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Erdgas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.19	0.19	0.18	0.17	0.16	0.15
Benzin	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gesamt	0.00	0.00	0.00	0.00	0.70	0.64	0.57	0.51	0.45	0.40

Prognos 2007

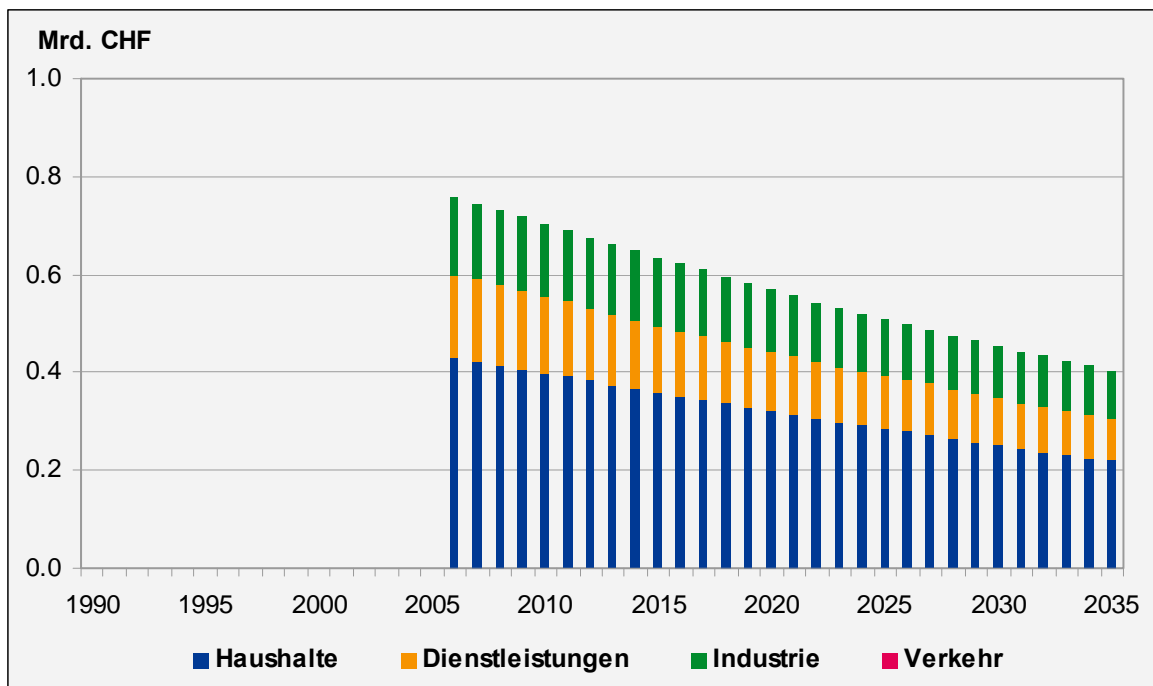
Figur 6-33 **Szenario II Trend**
Abgabenaufkommen nach Energieträgern, in Mrd. CHF



Prognos 2007

Grundsätzlich wird die Abgabe auch auf Kohle und den sonstigen Gasen erhoben; die Mengen sind jedoch so gering, dass sie unterhalb der Rundungsgrenze bleiben und auch grafisch nicht sichtbar zu machen sind. Das Abgabenaufkommen entspricht demjenigen von Szenario Ib ohne den Treibstoffteil. Daher entfällt bei der sektoralen Aufteilung der Abgabe der Verkehrssektor ganz im Gegensatz zu Szenario Ib.

Figur 6-34 **Szenario II Trend**
Abgabeaufkommen nach Sektoren, in Mrd. CHF



Prognos 2007

6.9.2 Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung

Die Elektrizitätserzeugung aus neuen Anlagen führt je nach Variante zu unterschiedlichen Kosten, sowohl absolut als auch bezogen auf die erzeugte Einheit (kWh). Die hierfür verwendete Methode wird in Exkurs 9, Band 4 (Methoden der Kostenrechnung) sowie in Kap. 2.2 näher beschrieben. Es handelt sich hier um die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten der neu zugebauten Anlagen, der bestehende Park wird nicht bewertet. Die Kosten der Nachfrage und des Angebots lassen sich nicht addieren, da hier jeweils verschiedene „Optiken“ gewählt wurden. Wesentlich ist die Aussage, dass zwischen der bezüglich der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten die Spannbreite zwischen der „teuersten“ und der „billigsten“ Variante 1.3 Mrd. CHF (aufsummiert über den gesamten Betrachtungszeitraum) bzw. 0.7 Rp./kWh beträgt. Im Vergleich zu Szenario I sind die Kosten des Zubaus trotz reduzierter Nachfrage insgesamt um 1.2 Mrd. CHF bis 1.6 Mrd. CHF beziehungsweise um 0.3 Rp./kWh bis 0.7 Rp./kWh höher. Dies liegt am Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Fördermechanismus ist an dieser Stelle irrelevant, bzw. indirekt mit abgebildet, da es sich bei diesem um eine Umverteilung der aufgrund der Anlagentechnik entstehenden Mehrkosten auf die gesamte über die Jahre produzierte Strommenge handelt.

Tabelle 6-43 **Szenario II Trend**
Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots, in Mrd. CHF

Kosten des Zubaus (diskontiert)		Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
Gesamtkosten	Mrd. CHF	16.7	17.6	18.0	17.5
Gestehungskosten	Rp./kWh _{el}	4.4	4.7	5.0	5.1

Prognos 2007

6.10 Sensitivitäten zu Szenario II

Zur Ermittlung der Robustheit der Ergebnisse unter Variationen der Rahmenbedingungen wurden Sensitivitäten mit den unter 1.3.5 aufgezeigten Varianten gerechnet.

Die Sensitivitätsrechnungen sind vor allem auf der Nachfrageseite von Interesse, da sich die verschiedenen Veränderungen der Rahmenbedingungen (höheres BIP, höhere Energiepreise, CO₂-Abgaben, Klimaerwärmung) zunächst auf der Nachfrageseite auf die Mengengrößen und die Größen des spezifischen Verbrauchs auswirken. Auf der Ebene des Elektrizitätsangebots werden die Mehrnachfragen entweder durch entsprechend erhöhte Importe oder – wo in der entsprechenden Variante (B und C) definitorisch zulässig und notwendig – durch Zubau eines weiteren Gaskombiblockes, ggf. mit entsprechenden Exporten, gedeckt. Im Fall „Klima wärmer“ wirken sich die Temperaturveränderungen auch auf das Wasserdargebot der Wasserkraftwerke aus: Vor allem durch verstärkte Verdunstung wird das Wasserdargebot und die erzeugbare Arbeit um bis zu 7 % reduziert (vgl. Exkurs 3 Band 4 und die dort zitierte Literatur). Damit verändert sich die Stromlücke in den Sensitivitäten „Klima wärmer“ sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite.

6.10.1 Sensitivität BIP hoch

Bei der Sensitivität BIP hoch wird das durchschnittliche jährliche Wachstum des BIP gegenüber der Trendvariante um 0.5 % erhöht. Damit ist das BIP in 2035 mit 692.2 Mrd. CHF₂₀₀₃ gegenüber der Trendvariante (572.3 Mrd. CHF₂₀₀₃) um ca. 21 % erhöht. Das durchschnittliche jährliche Pro-Kopf-Wachstum liegt dann mit 964 CHF₂₀₀₃p.c./a deutlich über dem langjährigen Durchschnitt (und Trend, wenn Konjunkturschwankungen herausgefiltert werden) von 701 CHF₂₀₀₃p.c./a.

Die BIP-Erhöhung findet ihren Niederschlag vor allem in den Mengengrößen der einzelnen Sektoren: Die Produktion der Sektoren Dienstleistungen und Industrie nimmt entsprechend zu, der Personenverkehr wächst um ca. 11 %, der Güterverkehr um 14 %. Das BIP-Wachstum führt auch zu einer Steigerung der Energiebezugsflächen (und dort vor allem im Neubauvolumen). Hierbei ist das scheinbare Paradoxon zu berücksichtigen, das aus dem Umgang mit Wachstumsraten stammt: Wenn sich die Neubautätigkeit in jedem Jahr parallel zur BIP-Entwicklung um 0.5 % gegenüber der Referenzentwicklung erhöhen würde, so wäre das kumulierte Neubauvolumen am Endzeitpunkt um 0.5 % höher als in der Trend-Entwicklung. Da sich die veränderten BIP-Raten auch auf den Umgang mit der Gebäudesubstanz (mehr qualitativ hochwertige bestandserhaltende Sanierungen) auswirken sowie Effekte zweiter Ordnung berücksichtigt werden, kann die hier unterstellte Steigerung der Energiebezugsflächen um 1.6 % gegenüber der Trendvariante in 2035 eher als obere Schranke aufgefasst werden.

Neben den Auswirkungen auf die Energiebezugsflächen führt das erhöhte BIP sowohl zu Steigerungen im Konsum im weitesten Sinne (Fahrzeuge, Geräte) als auch zu Investitionen in Energieeffizienz, da die „Energiepolitik mit verstärkter Zusammenarbeit“ weiterhin greift, tendenziell sogar mehr Mittel für Effizienzinvestitionen zur Verfügung stehen sowie Innovationen etwas schneller umgesetzt werden.

In den Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Industrie sind aufgrund der CO₂-Abgabe die Voraussetzungen und Ergebnisse denjenigen der Sensitivität Ib BIP hoch sehr ähnlich. Aufgrund der in Szenario II unterstellten etablierten Kooperationsbeziehungen und Transaktionsinstrumente ist der Gesamtverbrauch nach fossilen Energieträgern und

Elektrizität in diesen Sektoren allerdings insgesamt geringer als in Szenario Ib BIP hoch. Die Entwicklung im Verkehrssektor kann mit der Entwicklung in Szenario I BIP hoch verglichen werden; aufgrund der gegenüber Szenario II Trend höheren verfügbaren Mittel wird nochmals verstärkt in die Biotreibstoffe investiert.

In Tabelle 6-44 sind die wichtigsten Rahmendaten und Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 6-44 **Szenario II BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	449.6	497.0	546.4	590.6	630.0	662.5	692.2
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	702.5	740.7	776.7	806.9	834.8	859.6
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.5	498.9	524.3	545.8	566.3	583.6
Fahrtleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	121.4	127.9	134.1	139.2	144.2	148.1
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	28.2	31.5	36.4	39.3	41.7	42.5
Preise II Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	53.6	54.3	54.5	54.6	54.3	57.5
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Preise II Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	534.6	540.2	536.3	532.5	528.4	562.4
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	409.9	414.6	410.2	405.9	401.3	433.4
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.7
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Preise II Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.20	1.18	1.43	1.31	1.33	1.34	1.36	1.37	1.37	1.40
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.35	1.23	1.47	1.38	1.40	1.42	1.44	1.45	1.45	1.49
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	262.1	259.2	255.1	251.1	246.2	239.3
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.0	146.6	144.8	145.5	145.9	146.0	145.9
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.9	182.2	185.5	186.9	185.6	186.2	189.0
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	246.8	244.4	246.2	247.4	251.1	254.5
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	837.7	833.8	833.8	829.9	829.6	828.7
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	66.9	70.2	73.2	76.6	78.9	78.9
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.1	68.0	70.4	72.2	73.6	74.0
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	71.4	74.1	76.2	76.6	77.4	79.1
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	11.1	12.0	12.5	13.1	13.3
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	214.7	223.5	231.8	238.0	243.0	245.3
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.34	0.39	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	235.1	260.4	266.3	270.8	274.8	275.7
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.5	12.5
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	447.9	477.0	467.5	435.2	520.6	601.7
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	455.5	490.5	482.5	452.3	465.1	551.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	453.4	482.4	480.6	455.8	463.4	481.2
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	447.9	477.0	467.5	435.2	442.7	446.0
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.1	13.0	12.8	12.6	12.5
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'080.0	1'096.2	1'078.1	1'035.7	1'116.1	1'193.8
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'087.6	1'109.7	1'093.1	1'052.8	1'060.7	1'143.3
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'085.5	1'101.6	1'091.2	1'056.3	1'058.9	1'073.4
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C & E	PJ										
Variante D & E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'080.0	1'096.2	1'078.1	1'035.7	1'038.3	1'038.2
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	573.6	555.9	540.7	526.6	516.3	505.8
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	586.8	569.1	573.4	578.7	568.5	558.0
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	586.8	569.1	573.4	578.7	568.5	596.3
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	573.6	555.9	540.7	526.6	516.3	505.8
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 6-44 **Szenario II BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.6	10.0	9.3	8.8	8.2
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.8	3.6	3.5	3.3
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.5	5.4	5.3	5.3	5.4
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	17.1	16.5	16.1	15.9	15.9	15.8
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.3	36.7	35.4	34.2	33.4	32.7
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	3.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	5.8
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.7	39.2	37.8	36.6	35.7	34.9
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.4	39.9	39.6	39.5	38.6	37.8
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.4	39.9	39.6	39.5	38.6	39.9
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.7	39.2	37.8	36.6	35.7	34.9
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	49.0	41.7	38.8	37.3	36.7
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.3
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.5
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.1	3'473.2	2'481.0	1'815.9	1'662.9	1'568.0	1'382.2
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	11.4
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	19.1
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
(die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Verteilung des erhöhten BIP-Wachstums auf Wachstum der Mengengrössen und erhöhte Effizienzinvestitionen bedeutet für die Energienachfrage gegenläufig wirkende Impulse. Im Ergebnis führen diese zu einem Wachstum der Endenergienachfrage in 2035 gegenüber 2000 um 1.7 %, zu einem Wachstum der Elektrizitätsnachfrage um 28.9 %, zu einem Rückgang der fossilen Energieträger bei den Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizitätserzeugung) von 16.45 % und zu einer guten Verdoppelung (Wachstum um 101.5 %) der Erneuerbaren (Wärme und Treibstoffe, ohne regenerativ erzeugten Strom) (vgl. Tabelle 6-45).

Tabelle 6-45 **Szenario II BIP hoch**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.7	833.8	833.8	829.9	829.6	828.7
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.7	223.5	231.8	238.0	243.0	245.3
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.4	544.6	524.9	507.3	491.6	480.3	471.1
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	62.3	68.6	77.3	82.7	88.5	94.5

Prognos 2006

Die Aufteilung der Nachfrage nach Energieträgern ist in Tabelle 6-46 und in Figur 6-35 abgebildet.

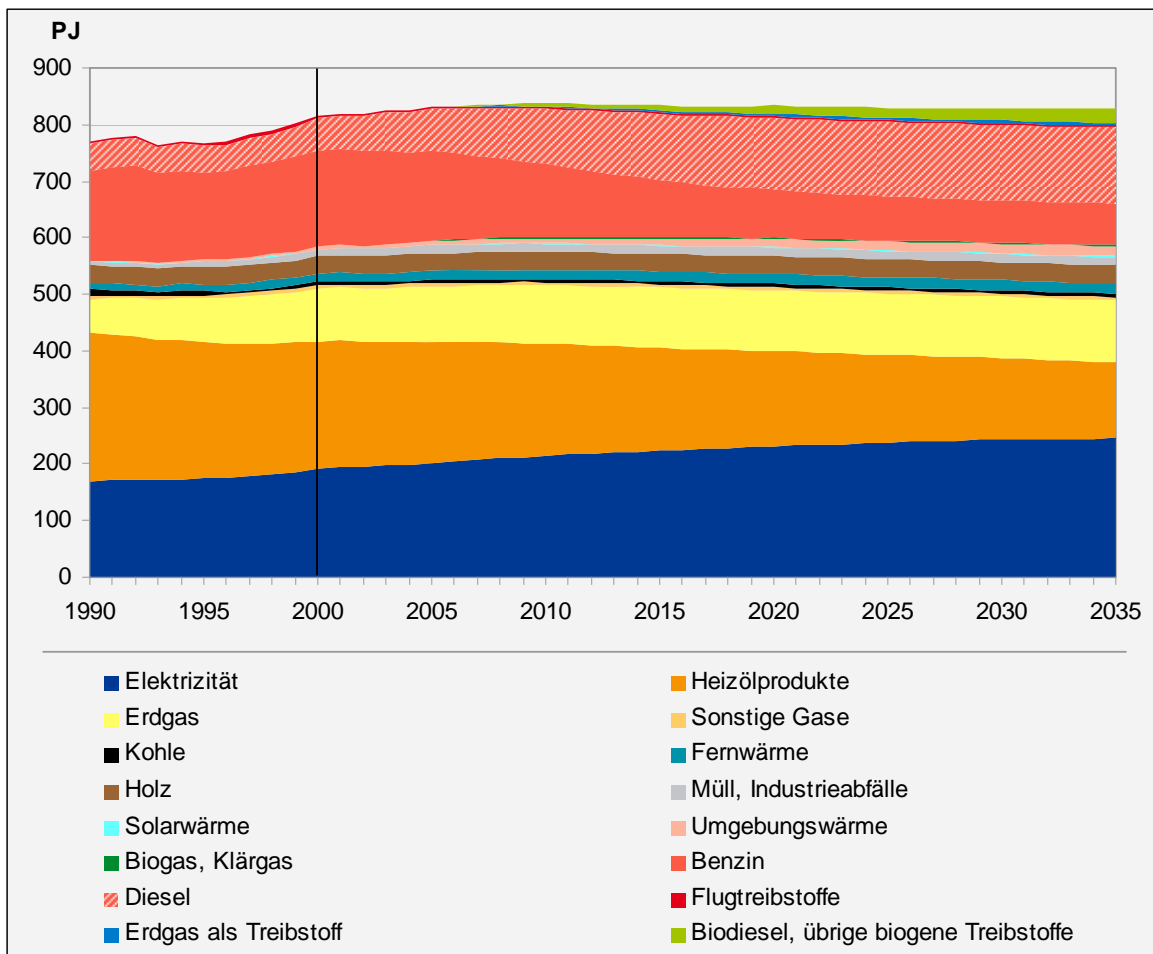
Die Entwicklung ist derjenigen in Szenario II Trend recht ähnlich: Die Energieträgerstruktur wird von Elektrizität und fossilen Energieträgern dominiert. Das Wachstum der Gesamtnachfrage zwischen 2000 und 2035 kehrt mit 1.7 % den leichten Reduktionstrend der Variante II Trend (-2.8 %) um, wobei dieses Wachstum vor allem vom Wachstum der Stromnachfrage und der Treibstoffe (absolut und relativ) dominiert ist. Die Nachfrage nach Heizöl als Wärmeträger reduziert sich aufgrund von Effizienzmassnahmen und Substitutionseffekten geringfügig gegenüber der Trendvariante in 2035 (-2.0 PJ), die Erdgasnachfrage steigt (3.1 PJ). Die erneuerbaren Energieträger auf der Wärmeseite (vor allem Umgebungswärme und Solarthermie) wachsen etwas stärker als in der Trendvariante, die biogenen Treibstoffe wachsen deutlich stärker - mehr als Verdopplung, was dazu führt, dass sie in den Bereich von 10 % der Treibstoffnachfrage kommen.

Tabelle 6-46 **Szenario II BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.7	223.5	231.8	238.0	243.0	245.3
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	198.1	182.6	168.6	155.2	144.0	134.5
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	103.0	105.9	107.2	107.8	108.5	109.9
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.6	5.7	5.6	5.6	5.5	5.6
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.9	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.2	16.9	17.4	17.6	17.7	17.8
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.3	31.4	32.1	32.3	32.4	32.4
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.8	14.8	14.7	14.3	14.3	14.3
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.9	11.3	13.5	15.3	16.9	18.3
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	129.3	102.0	85.5	77.9	74.8	72.9
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	96.8	116.5	127.4	131.5	133.5	134.2
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	8.4	14.1	17.7	21.7	26.1
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.3	4.1	4.6	4.9	4.9
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.7	833.8	833.8	829.9	829.6	828.7

Prognos 2006

Figur 6-35 **Szenario II BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Nachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 6-47 und Figur 6-36 dargestellt.

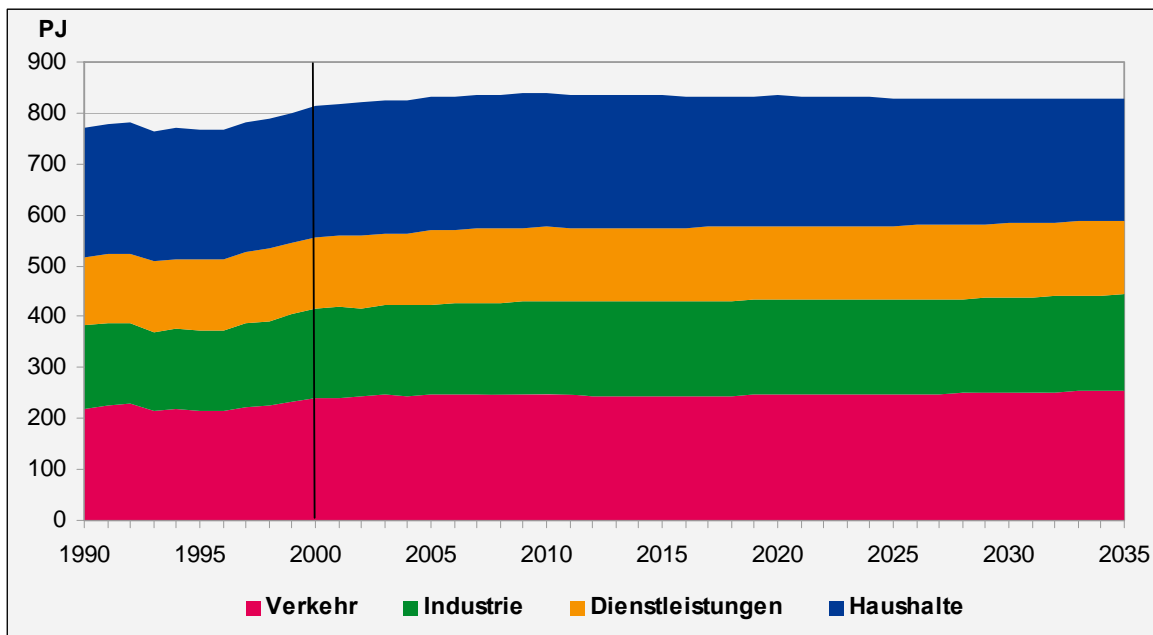
Tabelle 6-47 **Szenario II BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	246.8	244.4	246.2	247.4	251.1	254.5
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.9	182.2	185.5	186.9	185.6	186.2	189.0
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.0	146.6	144.8	145.5	145.9	146.0	145.9
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	262.1	259.2	255.1	251.1	246.2	239.3
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.7	833.8	833.8	829.9	829.6	828.7

Prognos 2006

Auch hier ist das Bild gegenüber der Trendvariante ähnlich: Das (moderate) Wachstum der Gesamtnachfrage ist dominiert von den Sektoren Dienstleistungen und Industrie. Im Einzelnen lassen sich dennoch einige Unterschiede ausmachen, an denen sich zeigt, wie verschieden das erhöhte BIP auf die einzelnen Sektoren wirkt: Während die Endenergienachfrage im Verkehrssektor in der Trendvariante zwischen 2000 und 2035 um 7.0 % abnimmt, wächst sie in der Variante BIP hoch um 5.8 %. Im Industriesektor wächst die Nachfrage in der Trendvariante um 1.4 %, in der Variante BIP hoch um 7.9 %.

Figur 6-36 **Szenario II BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Im Dienstleistungssektor wächst die Nachfrage in der Trendvariante um 1.0 %, in der Variante BIP hoch um 3.4 %. Im Sektor Private Haushalte nimmt die Nachfrage in der Trendvariante um 7.3 % ab und bleibt in der Variante BIP hoch mit einem Rückgang von 7.4 % fast gleich.

In Tabelle 6-48 sowie Figur 6-37 ist die sektorale Elektrizitätsnachfrage in der Variante BIP hoch dokumentiert.

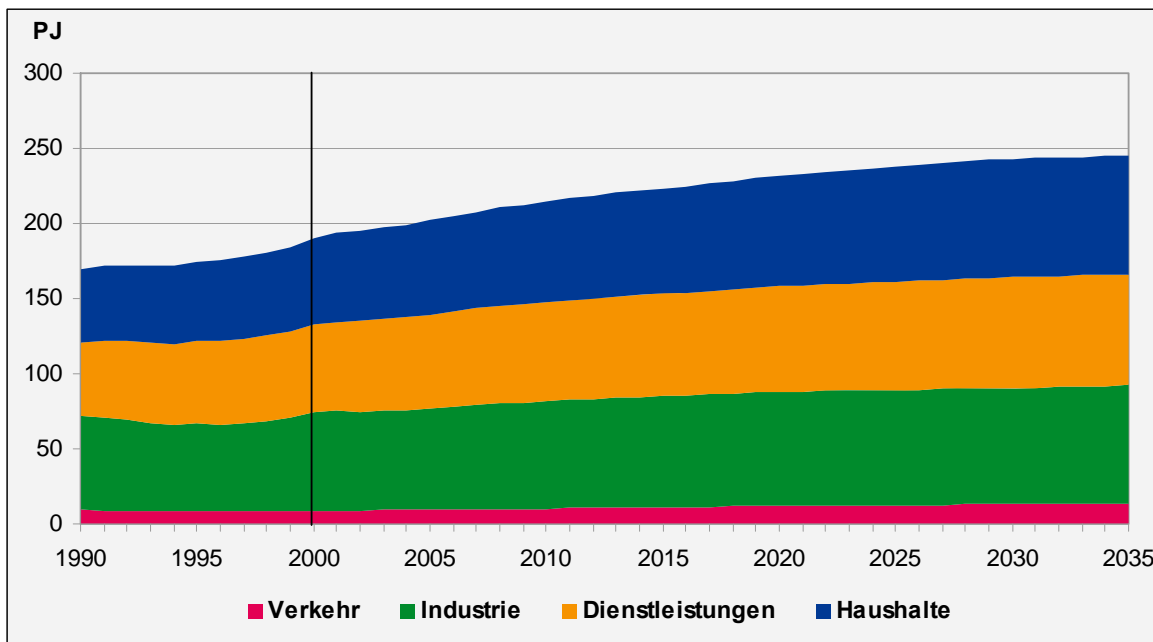
Tabelle 6-48 **Szenario II BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	11.1	12.0	12.5	13.1	13.3
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	71.4	74.1	76.2	76.6	77.4	79.1
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.1	68.0	70.4	72.2	73.6	74.0
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.9	70.2	73.2	76.6	78.9	78.9
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	214.7	223.5	231.8	238.0	243.0	245.3

Prognos 2006

Die Beiträge zum Nachfragewachstum sind denen der Trendvariante vergleichsweise ähnlich. Das Elektrizitätsnachfragewachstum im Verkehrssektor zwischen 2000 und 2035 beträgt in der Trendvariante 33.3 %, in der Variante BIP hoch 50.3 %. Diese Verhältnisse entsprechen denen von Szenario I. Diese Zunahme fällt lediglich aufgrund des geringen Anteils an der Gesamtnachfrage nicht so stark ins Gewicht. Das Nachfragewachstum im Industriesektor beträgt in der Trendvariante 12.8 %, in der Variante BIP hoch 21.3 %. Im Dienstleistungssektor beträgt es in der Trendvariante 22.1 %, in der Variante BIP hoch 26.1 %. Im Haushaltssektor beträgt es in der Trendvariante 32.1 %, in der Variante BIP hoch 37.0 %. Im Vergleich zu den Verhältnissen von Szenario I ist das relative Wachstum der Sektoren Industrie und Dienstleistungen stark reduziert.

Figur 6-37 **Szenario II BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 6-49 und Figur 6-38 sind die CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe, ohne Elektrizitätserzeugung) nach Sektoren abgebildet. Gegenüber 1990 und 2000 sinken die Emissionen bis 2035 um 18.1 % ab, jedoch weniger stark als in der Trendvariante mit 21.4 % Absenkung. Der Beitrag der einzelnen Sektoren zu dieser (reduzierten) Absenkung ist im Vergleich mit der Trendvariante recht unterschiedlich:

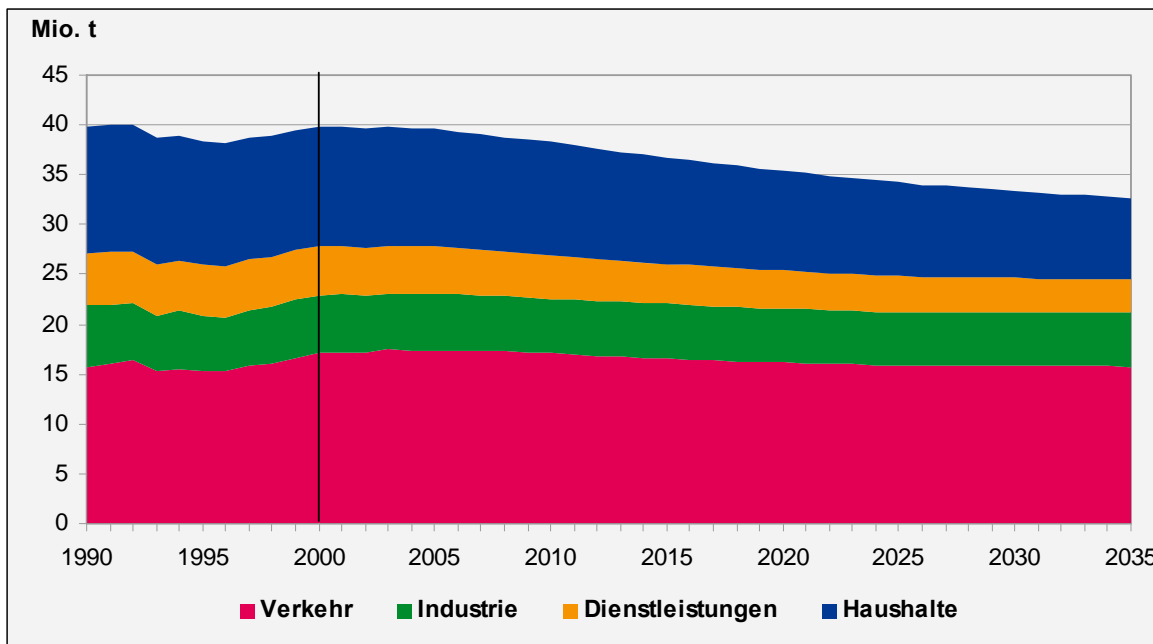
Tabelle 6-49 **Szenario II BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	17.1	16.5	16.1	15.9	15.9	15.8
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.5	5.5	5.4	5.3	5.3	5.4
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.8	3.6	3.5	3.3
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.3	10.6	10.0	9.3	8.8	8.2
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.3	36.7	35.4	34.2	33.4	32.7

Prognos, 2006

Im Verkehrssektor reduzieren sich die Emissionen aus dem Treibstoffverbrauch (trotz des verstärkten Einsatzes der Biokraftstoffe) um 7.8 %, während sie in der Trendvariante eine Reduktion von 14.7 % aufwiesen. Im Industriesektor nehmen die in der Trendvariante um 13.5 % ab, während die Reduktion in der Variante BIP hoch nur noch 7.7 % beträgt. Im Dienstleistungssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 33.1 %, in der Variante BIP hoch bleibt sie mit 32.3 % fast gleich. Im Haushaltssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 29.9 %, während sie in der Variante BIP hoch auf 32.1 % ansteigt. Der Haushaltssektor ist also der einzige Sektor, bei dem das höhere BIP zu deutlich erhöhter CO₂-Effizienz führt. Dies wird nur zum Teil durch verstärkten Stromkonsum (z. B. Wärmepumpen) erreicht bzw. kompensiert, da das Wachstum der Stromnachfrage verglichen mit den anderen Sektoren nicht deutlich erhöht ist.

Figur 6-38 **Szenario II BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Tabelle 6-50 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Sensitivität BIP hoch im Vergleich zur Trendvariante absolut und relativ zusammen:

Tabelle 6-50 **Szenario II BIP hoch**
Veränderungen zu II Trend

	Veränderung in 2035 zu II Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	45.4	5.8%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	12.2	5.2%
CO ₂ -Emissionen (Mio. t)	1.3	4.1%

Prognos 2006

Das in 2035 gegenüber der Trendvariante um insgesamt 21 % erhöhte BIP führt zu einer um 5.8 % erhöhten Nachfrage an Endenergie, wobei besonders die Elektrizitätsnachfrage um 5.2 % erhöht ist. Den jeweils relativ grössten Beitrag zu dieser Nachfragesteigerung liefern der Verkehrs- und der Industriesektor.

Das BIP-Wachstum schlägt also auch bei einer Politik der verstärkten Zusammenarbeit abgeschwächt auf die Energienachfrage, die Elektrizitätsnachfrage und die brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen durch. Die Zunahme der Mengengrößen (Verkehrsleistung, Produktionsmengen, Konsum) induziert eine Abschwächung der durch verstärkte Kooperation in Effizienzfragen und verstärkte Nutzung der Erneuerbaren ausgelöste Nachfragereduktion.

Tabelle 6-51 zeigt die wichtigsten Ergebnisse im Vergleich zu Szenario I Trend, dem „Referenzszenario“.

Tabelle 6-51 **Szenario II BIP hoch**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	13.6	1.7%	-2.2	-0.3%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	55.0	28.9%	-0.3	-0.1%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-7.2	-18.1%	-2.0	-5.9%

Prognos 2006

Die gegenläufigen Entwicklungen von – gegenüber dem Szenario I Trend – stärkerem BIP-Wachstum und verstärkter Effizienzkooperation kompensieren sich bezüglich der Endenergienachfrage und der Elektrizitätsnachfrage nahezu im Jahr 2035. Im einzelnen differenziert sich der Energiemix etwas stärker zugunsten der Erneuerbaren (Solarwärme, Wärmepumpen und Biotreibstoffe) aus, was zu einer Absenkung der CO₂-Emissionen führt. Alle drei Kennzahlen liegen innerhalb des Sensitivitätenfächers von Szenario I.

Weder das Kyoto-Ziel von 2010 noch ein mögliches weitergehendes Post-Kyoto-Ziel werden in diesem Szenario inländisch (ohne Anrechnung möglicher im Ausland erworbener Emissionszertifikate aus dem Klimarappen) erreicht.

6.10.2 Sensitivität Preis 50 \$

In der Sensitivität „Preise hoch“ bzw. 50 \$/bbl Rohöl wird die Empfindlichkeit der Szenarienergebnisse auf die Abhängigkeit von den Weltmarkt-Energiepreisen untersucht. Hierfür werden ab 2006 die Weltmarkt-Rohölpreise auf 50 \$/bbl gesetzt und als real konstant (unabhängig von kurzfristigen Fluktuationen) angenommen.

Die Auswirkungen dieser Erhöhung um 67 % gegenüber dem Preisszenario „Trend“ im Jahr 2006 und noch 50 % im Jahr 2035 auf die Endenergiepreise sind je nach Energieträger und Verwendungszweck (Brenn- oder Treibstoff) aufgrund der unterschiedlichen Preisbildungsmechanismen und Abgaben verschieden, insbesondere da die CO₂-Lenkungsabgabe auf den Brennstoffen sich in der Höhe nicht verändert: Beim Heizöl EL für Heizzwecke (Haushalte, Dienstleistungen) beträgt die Erhöhung 31 %, beim Erdgas 22 %; bei den Treibstoffen beträgt die Erhöhung beim Benzin 13 %, bei Diesel für nicht-gewerbliche Zwecke 14 %, bei Diesel für gewerbliche Zwecke 16 %, dies allerdings aufgrund der fehlenden Mehrwertsteuer auf niedrigerem Niveau als bei den Haushalten.

Aufgrund der geringen Abhängigkeit der schweizerischen Strompreise von fossilen Rohstoffen ziehen die Strompreise erst im Laufe der Zeit geringfügig nach; die Preisdifferenz zwischen den verschiedenen Varianten bei den Haushalten beträgt 3.2 % in 2035.

Da im Treibstoffbereich keine Abgabe erhoben wird, wirkt sich der Preisimpuls genauso (geringfügig) auf die Verkehrsmengengerüste aus wie in Szenario I: In 2006 liegt die Verkehrsleistung im Personenverkehr Strasse 0.3 % unter der der Trendvariante, in 2010 um 1.5 % darunter, in 2020 um 1.6 % und in 2035 (aufgrund der allmählichen Erhöhung der

Preise in der Trendvariante wieder) um 1.5 %. Im Personenschienenverkehr ist aufgrund von Verschiebungseffekten ein gegenläufiger Effekt zu sehen: In 2006 ist die Leistung um 1.9 % erhöht, in 2010 um 3.2 %, in 2020 um 3.2 % und in 2035 um 2.8 %.

Die Energiebezugsflächen als solche verändern sich nicht. Allerdings werden bei den Heizsystemen und Energieträgern Effizienzerhöhungen und Substitutionen aufgrund der veränderten Preisrelationen erfolgen.

In Tabelle 6-52 sind die Rahmendaten und wesentliche Ergebnisse der Sensitivität zusammengefasst.

Tabelle 6-52 **Szenario II Preis 50 \$**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.1	122.9	126.5	128.6	130.8	133.5
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise II Preis 50 \$ Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	57.0	73.2	74.7	75.2	75.6	75.3	74.9
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	7.2	9.1	9.3	9.4	9.4	9.4	9.4
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.5	47.5	49.6	51.8	54.0	56.4
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.6	18.3	18.8	19.0	18.8
Preise II Preis 50 \$ Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	577.4	748.9	761.2	758.4	755.5	752.0	748.2
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	446.8	616.9	628.3	624.9	621.5	617.5	613.2
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.5	6.2	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	10.1	10.7	11.2	11.6	11.5
Preise II Preis 50 \$ Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.20	1.18	1.43	1.43	1.50	1.52	1.54	1.55	1.56	1.56
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.35	1.23	1.47	1.52	1.60	1.62	1.64	1.66	1.66	1.66
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	260.9	256.0	249.6	243.7	238.8	231.3
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	145.1	141.8	141.0	139.9	138.7	137.5
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.8	178.5	179.6	179.2	176.3	174.9	175.5
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	236.4	230.4	227.8	224.9	225.0	227.3
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.7	820.8	807.9	797.6	784.7	777.4	771.5
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.1	70.3	72.9	76.0	78.6	78.8
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	65.9	67.4	69.5	70.9	72.1	72.1
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.4	72.0	74.1	75.2	74.9	74.6	74.5
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.3	215.0	222.4	228.6	233.2	236.9	237.2
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.34	0.39	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	235.1	260.4	266.3	270.8	274.8	275.7
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.5	12.5
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	448.3	475.9	464.3	430.4	514.5	593.6
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	455.9	489.5	479.4	447.5	459.0	543.1
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	453.8	481.4	477.5	451.0	457.3	473.2
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.5	448.3	475.9	464.3	430.4	436.6	438.0
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.1	13.0	12.8	12.6	12.5
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.6	1'063.0	1'070.0	1'041.6	990.1	1'063.4	1'136.1
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'070.6	1'083.5	1'056.7	1'007.3	1'008.0	1'085.6
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.6	1'068.5	1'075.5	1'054.7	1'010.8	1'006.2	1'015.6
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.6	1'063.0	1'070.0	1'041.6	990.1	985.6	980.4
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.1	554.9	528.9	505.5	484.0	467.9	454.5
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.1	568.1	542.1	538.2	536.2	520.0	506.7
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.1	568.1	542.1	538.2	536.2	520.0	545.0
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.1	554.9	528.9	505.5	484.0	467.9	454.5
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 6-52 **Szenario II Preis 50 \$**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	10.3	9.5	8.7	8.0	7.3
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.3	3.9	3.6	3.3	3.1	2.9
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.2	5.1	4.9	4.8	4.7	4.8
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.3	15.6	14.9	14.4	14.2	14.0
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	36.9	34.8	32.9	31.2	29.9	29.0
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	3.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	5.8
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	39.3	37.2	35.3	33.6	32.3	31.2
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.1	38.0	37.1	36.5	35.1	34.1
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.1	38.0	37.1	36.5	35.1	36.2
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	39.3	37.2	35.3	33.6	32.3	31.2
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	59.9	48.8	41.4	38.4	36.9	36.3
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.3
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.5
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'054.6	3'479.0	2'484.7	1'814.0	1'658.1	1'559.9	1'371.0
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.5	7.9	11.1	11.2	11.4
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.5	7.9	11.1	11.2	19.1
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmennachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die erhöhten Preise der fossilen Endenergieträger führen zu einer Abnahme der Gesamtenergienachfrage um 5.4 % in 2035 gegenüber 2000. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 24.6 %. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern reduziert sich um 25.5 %, während die Nachfrage nach Erneuerbaren bei den Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizität) sich mehr als verdoppelt (Erhöhung um 105 %). Ihr Anteil an der Endenergienachfrage steigt somit von 5.7 % auf 12.5 %. (vgl. Tabelle 6-53)

Tabelle 6-53 **Szenario II Preis 50 \$
Ergebnisse**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	820.8	807.9	797.6	784.7	777.4	771.5
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.3	215.0	222.4	228.6	233.2	236.9	237.2
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.2	525.9	497.9	472.1	449.0	431.9	419.8
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.5	63.7	70.5	79.2	84.6	90.4	96.1

Prognos 2006

In Tabelle 6-54 ist die Nachfrage nach Energieträgern in der Zeitreihe aufgeschlüsselt und in Figur 6-39 optisch dargestellt.

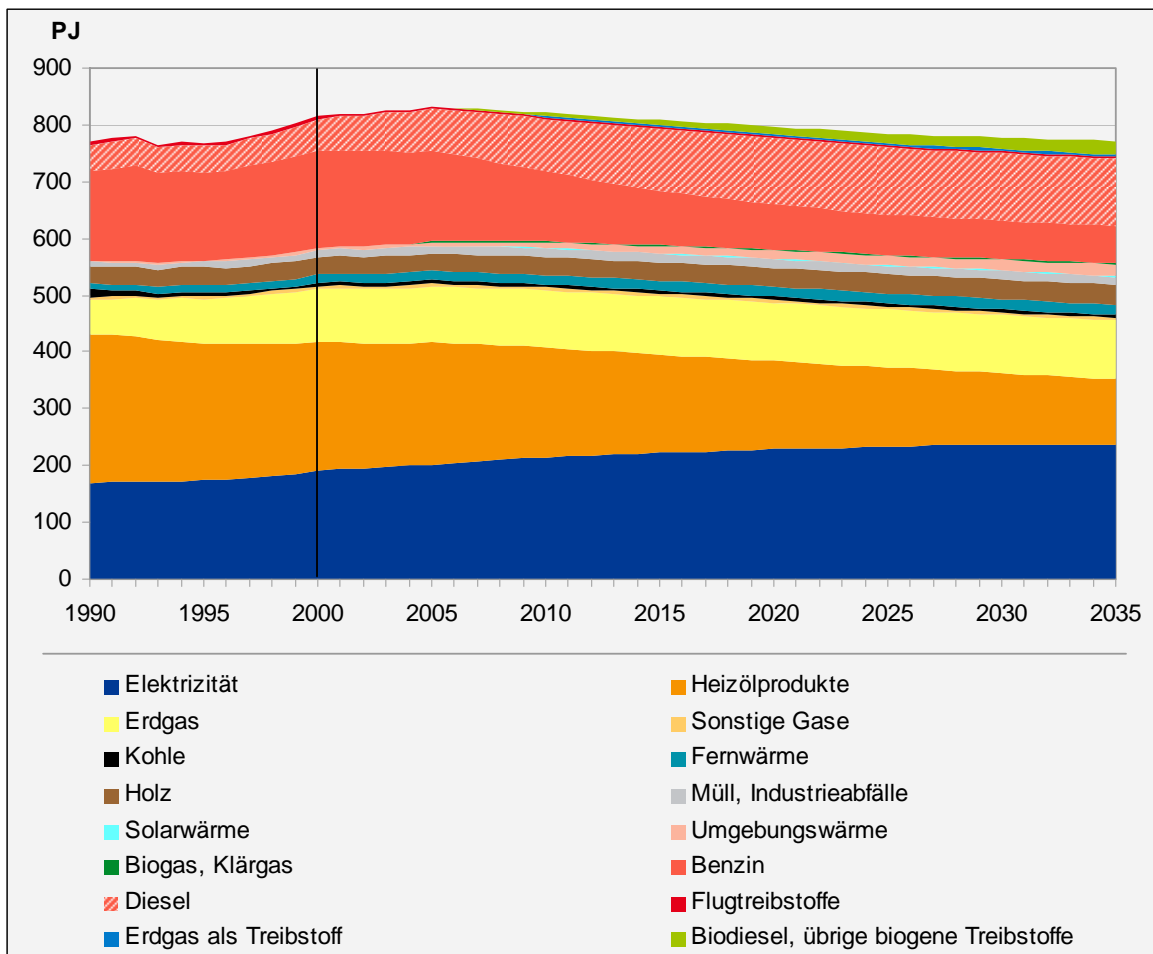
Tabelle 6-54 **Szenario II Preis 50 \$
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.3	215.0	222.4	228.6	233.2	236.9	237.2
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	213.9	192.7	173.3	156.0	139.6	125.9	114.6
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	100.5	102.2	102.5	102.1	102.4	103.4
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.2	5.2	5.0	4.8	4.7	4.7
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.8	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.3	17.1	17.7	17.9	18.2	18.3
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.8	32.3	33.3	33.9	34.2	34.4
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	15.4	15.3	15.1	14.7	14.5	14.3
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	1.1	1.2	1.4	1.6
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	9.2	11.9	14.2	16.3	18.2	19.8
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	123.8	96.2	79.5	71.4	67.8	65.7
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	92.1	109.2	116.6	118.1	118.0	118.2
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	8.1	13.5	16.6	20.0	23.9
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.2	3.9	4.3	4.5	4.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	820.8	807.9	797.6	784.7	777.4	771.5

Prognos 2006

Die in der Trendvariante sichtbare leichte Absenkung der gesamten Nachfrage (3.9 %) wird zu 5.4 % verstärkt. Die Dominanz von Elektrizität und fossilen Energieträgern in der Binnenaufteilung nach Energieträgern bleibt im wesentlichen erhalten. Die Nachfrage nach Heizöl als Wärmeträger reduziert sich aufgrund von Effizienzmassnahmen und Substitutionseffekten vor allem in Richtung Holz und Wärmepumpen gegenüber der Trendvariante in 2035 deutlich (21.8 PJ, 16.1 %), die Erdgasnachfrage geringfügig (3.4 PJ, 3.2 %). Hierzu tragen die gegenläufigen Effekte Effizienzverbesserung und Substitutionsgewinne bei. Die fossilen Treibstoffe werden geringfügig weniger nachgefragt: Benzin um 2.4 PJ (3.5 %), Diesel 4.0 PJ (3.3%). Die erneuerbaren Energieträger werden gegenüber der Trendvariante in 2035 stärker nachgefragt: Umgebungswärme um 1.95 PJ (11 %), Solarwärme um 0.2 PJ (17 %), Holz 2.8 PJ (8.7 %), biogene Treibstoffe um 11.5 PJ (92 %).

Figur 6-39 **Szenario II Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Aufteilung der Endenergienachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 6-55 und Figur 6-40 abgebildet.

Tabelle 6-55 **Szenario II Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

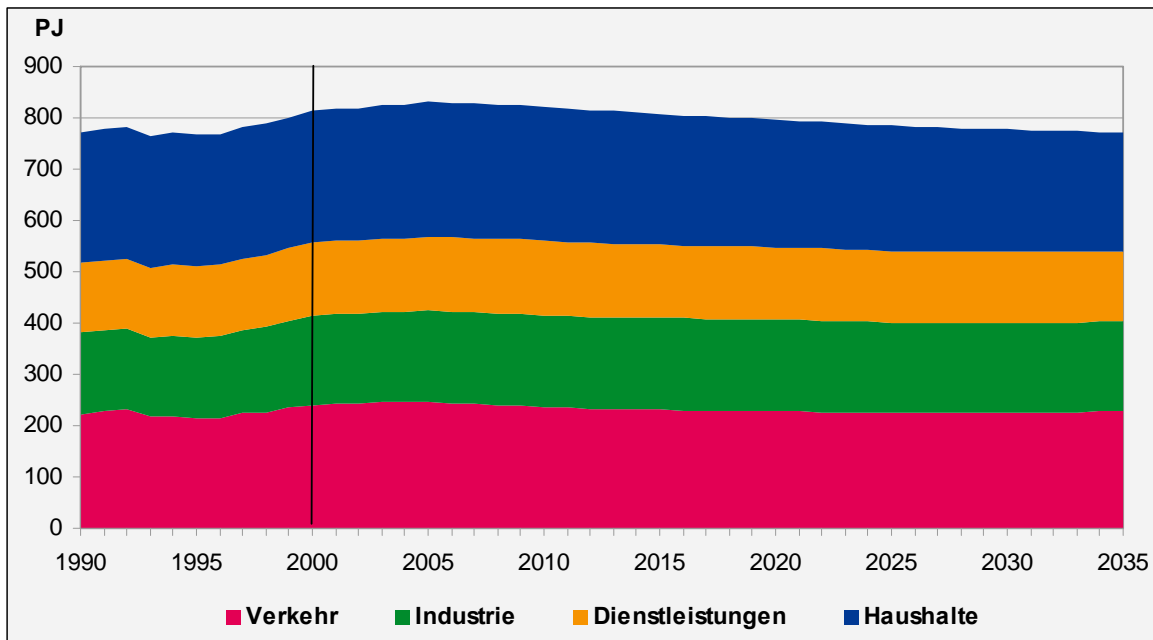
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	236.4	230.4	227.8	224.9	225.0	227.3
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.8	178.5	179.6	179.2	176.3	174.9	175.5
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	145.1	141.8	141.0	139.9	138.7	137.5
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	260.9	256.0	249.6	243.7	238.8	231.3
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.7	820.8	807.9	797.6	784.7	777.4	771.5

Prognos 2006

Der Reduktionstrend der Endenergienachfrage in der Trendvariante wird insgesamt verstärkt; diese Tendenz setzt sich aus sehr unterschiedlichen sektoralen Entwicklungen zusammen: Im Verkehrssektor erfolgt eine Reduzierung der Nachfrage zwischen 2000 und 2035 in der Variante Preis 50 \$ um lediglich 5.5 % im Vergleich zur Reduktion um 7 % in der Trendvariante. Im Industriesektor erfolgt ein geringfügiges Nachfragewachstum um 0.2 % im Vergleich zu 1.4 % in der Trendvariante. Im Dienstleistungssektor beträgt die

Nachfragereduktion 2.6 % im Vergleich zu einem Wachstum von 1.0% (Trendvariante), und im Haushaltssektor reduziert sich die Nachfrage um 10.5 % gegenüber 7.3 % der Trendvariante.

Figur 6-40 **Szenario II Preis 50 \$**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Die sektorale Aufteilung der Elektrizitätsnachfrage ist in Tabelle 6-56 und in Figur 6-41 abgebildet.

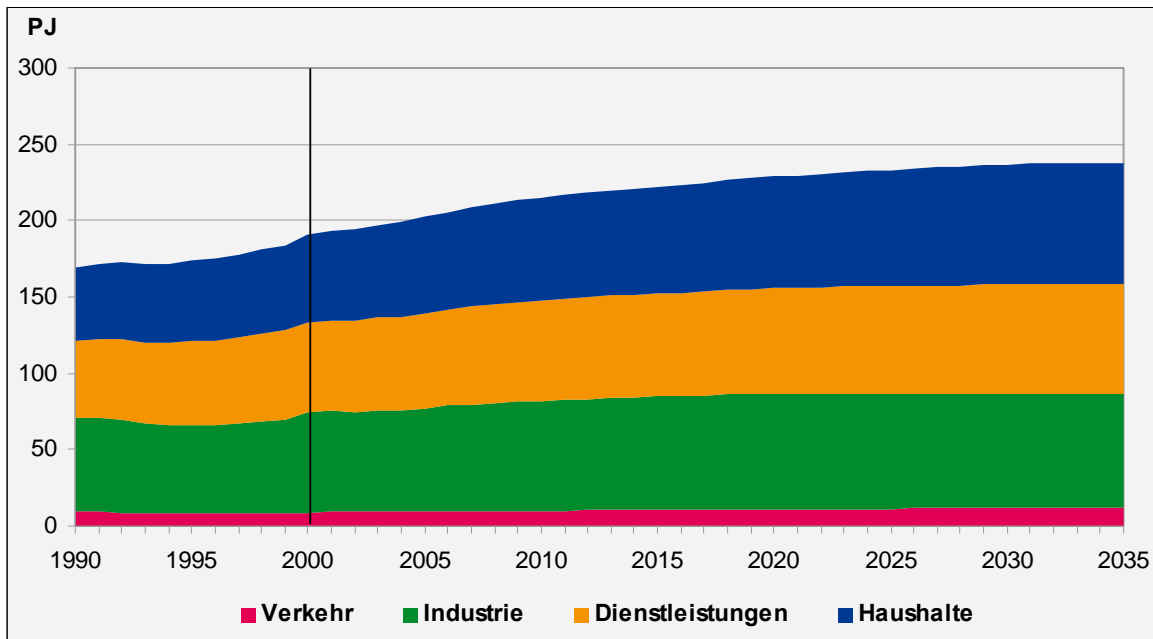
Das Wachstum der Elektrizitätsnachfrage zwischen den Jahren 2000 und 2035 ist mit 24.6 % gegenüber der Trendvariante (22.5 %) leicht erhöht. Es setzt sich wie folgt zusammen: Die Entwicklung im Verkehrssektor ist mit einer Zunahme von 33.3 % unverändert. Die leicht erhöhte Nachfrage im Schienenverkehr wird durch Auslastungseffekte erreicht. Im Industriesektor beträgt das Wachstum 14.1 % gegenüber 12.8 % aufgrund von Substitutionseffekten, im Dienstleistungssektor 23.0 % im Vergleich zu 22.1 % in der Trendvariante. Dies ist ein Ergebnis der gegenläufigen Effekte von Effizienz (erhöhte Auslastung) und Substitution. Im Haushaltssektor beträgt das Wachstum 36.0 % im Vergleich zu 32.1 % in der Trendvariante, was vor allem auf Substitutionseffekte (Wärmepumpen, aber auch Elektrodirektheizungen, vor allem in Zweit- und Ferienwohnungen) zurückzuführen ist.

Tabelle 6-56 **Szenario II Preis 50 \$**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.4	72.0	74.1	75.2	74.9	74.6	74.5
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	65.9	67.4	69.5	70.9	72.1	72.1
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.1	70.3	72.9	76.0	78.6	78.8
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.3	215.0	222.4	228.6	233.2	236.9	237.2

Prognos 2006

Figur 6-41 **Szenario II Preis 50 \$**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 6-57 und Figur 6-42 sind die CO₂-Emissionen, die aus der Nachfrage nach Brenn- und Treibstoffen resultieren (ohne Stromerzeugung), dargestellt.

Tabelle 6-57 **Szenario II Preis 50 \$**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

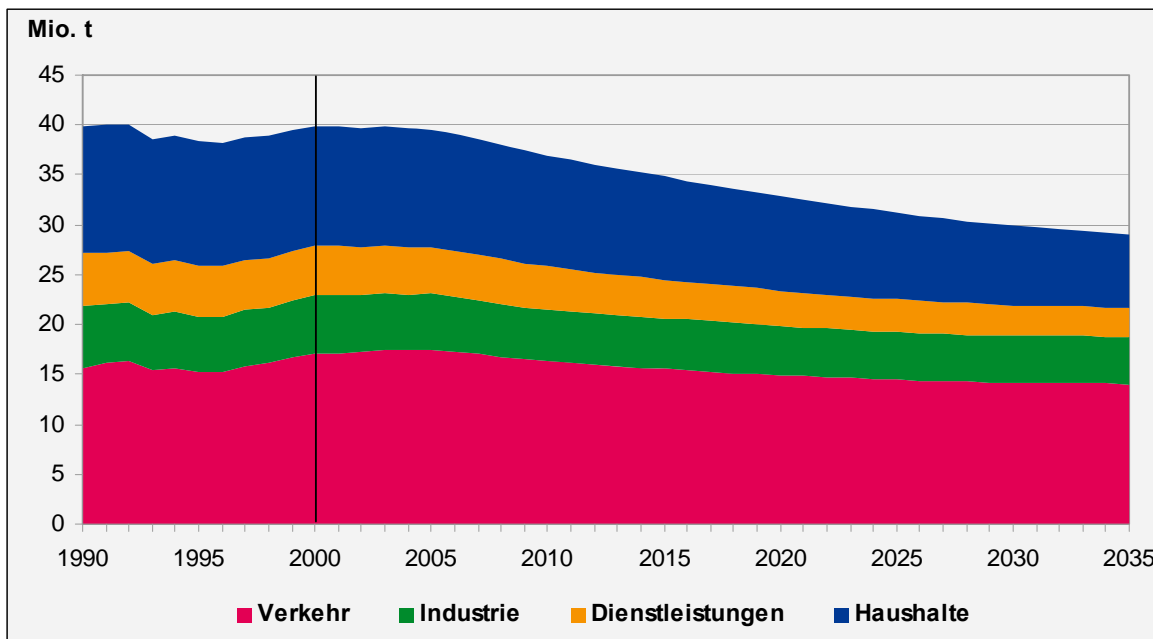
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.3	15.6	14.9	14.4	14.2	14.0
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.2	5.1	4.9	4.8	4.7	4.8
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.3	3.9	3.6	3.3	3.1	2.9
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	10.3	9.5	8.7	8.0	7.3
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	36.9	34.8	32.9	31.2	29.9	29.0

Prognos 2006

Die Emissionen werden in 2035 gegenüber 2000 und 1990 um 27.3 % reduziert – im Vergleich zu 21.4 % in der Trendvariante. Wie in der Trendvariante werden die grössten Beiträge hierzu von den Sektoren Private Haushalte (mit 39.3 %, Trendvariante 29.9 %) und Dienstleistungen (41.6 %, Trendvariante 33.1 %) aufgrund der Effizienzmöglichkeiten im Brennstoffbereich erbracht. Der Industriesektor trägt mit einer Reduktion von 17.9 % (Trendvariante 3.5 %) und der Verkehrssektor mit einer Reduktion um 17.9 % (Trendvariante 14.7 %) zur Reduktion bei.

In 2010 wird mit einer Reduktion um 7.5 % das Kyoto-Ziel verfehlt.

Figur 6-42 **Szenario II Preis 50 \$**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Tabelle 6-58 zeigt die Veränderungen zur Trendvariante in den wesentlichen Kenngrößen:

Tabelle 6-58 **Szenario II Preis 50 \$**
Veränderungen zu II Trend

	Veränderung in 2035 zu II Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-11.8	-1.5%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	4.1	1.8%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-2.4	-7.6%

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage reduziert sich aufgrund des Preisimpulses; die Binnenstruktur zeigt eine stärkere Reduktion der (preislich auch stärker belasteten) Fossilen. Im gegenläufigen Prozess von leichter Preiserhöhung und Substitutionseffekten „gewinnen“ bei der Elektrizitätsnachfrage die Substitutionseffekte. Beide Effekte tragen in gleichläufiger Richtung zur weiteren Reduktion der brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen bei.

Tabelle 6-59 zeigt die Veränderung der wesentlichen Kenndaten gegenüber der Referenz, Szenario I Trend:

Tabelle 6-59 **Szenario II Preis 50 \$**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-43.6	-5.35%	-59.4	-7.15%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	46.9	24.63%	-8.4	-3.43%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-10.9	-0.27	-5.7	-16.41%

Prognos 2006

Das Zusammenwirken von kooperativer Politik, CO₂-Lenkungsabgabe auf Brennstoffen und den zusätzlichen Preisimpuls der Weltmarkt-Rohölpreise von 67 % bewirkt einen Rückgang der gesamten Energienachfrage in 2035 gegenüber der Referenz um 7.2 %. Der Rückgang der fossilen Energieträger beträgt 15.9 % gegenüber der Referenz, was mit dem Rückgang der CO₂-Emissionen um 16.4 % korrespondiert. Der Gebäudesektor trägt (u.a. aufgrund der Lenkungsabgabe auf den Brennstoffen) mit Effizienz und Erneuerbaren am stärksten zu dieser Veränderung bei; der Verkehrssektor ist am wenigsten reaktiv – allerdings kommt von der Preisänderung beim Rohöl dort auch aufgrund der Preisbildungsmechanismen am wenigsten „an“.

Eine starke Reduktion der CO₂-Emissionen z. B. um 35 % oder mehr oder eine starke Reduktion der Gesamtnachfrage oder pro-Kopf-Nachfrage als Voraussetzung für einen Einstieg in eine regenerative Energiewirtschaft ist auch mit der Kombination aus Lenkungsabgabe auf Brennstoffen, Subventionsprogrammen, verstärkter Kooperation und Transaktion sowie erhöhten Preisen im Sinne des „50 \$-Szenarios“ nicht zu erreichen – dafür wären immer noch stärkere Impulse erforderlich.

6.10.3 Sensitivität Klima wärmer

In der Sensitivität „Klima wärmer“ wird untersucht, welche Auswirkungen eine Klimaerwärmung hat, die entsprechend der IPCC-Szenarien [OcCC 2004] zu einem Anstieg der mittleren Jahrestemperaturen um 2 °C bis zum Jahr 2050 führt. Bis zum Jahr 2035 bedeutet dies einen durchschnittlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur um 1.25 °C, der sich in der Schweiz unterschiedlich auf die mittleren Tagestemperaturen in den Sommer- und Wintermonaten auswirkt: In den Wintermonaten September – Mai erhöht sich die Tagesmitteltemperatur um 1 °C, in den Sommermonaten Juni – August um 2 °C. Da die Klimamodelle bis zum Zeitpunkt der Rechnungen (2005) noch keine regionalisierten eindeutigen Zeitreihentrends auswiesen, wird der Anstieg von 2005 bis 2035 zunächst als Modellannahme linear unterstellt. Eine solche Annahme wird durch eine Analyse des Ex-Post-Trends der Heiz- und Kühlgradtage der letzten dreissig Jahre gestützt (vgl. Sektorbericht Private Haushalte [Prognos 2006b]).

Damit reduzieren sich die Heizgradtage (und nachfolgend die Heizwärmebedarfe der Gebäude) gegenüber dem langjährigen Mittel 1984 – 2004 bis 2035 um ca. 10%.

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.

Die Zahl der – analog zu den Heizgradtagen gebildeten – Kühlgradtage (Summe der Zahl der Tage, deren 24-Stunden-Mittel über 18.3 °C liegt, jeweils multipliziert mit der Differenz zwischen der Tagesmitteltemperatur und 18.3 °C) steigt von heute 122 auf 235 in 2035, dies bedeutet nahezu eine Verdoppelung. Da der Kühlleistungsbedarf in den meisten technischen Modellierungen als proportional zu den Kühlgradtagen angenommen wird, führt dies zu einer Verdoppelung der benötigten Kühlarbeit. Wenn mit der Häufung warmer Sommer gerechnet wird, so wird sich die Ausstattung der Wohnungen mit Kühlgeräten von heute unter 1 % auf über 50 % vervielfachen (Wachstum der gekühlten Flächen im Sektor Private Haushalte von 2 Mio. m² in 2005 auf 191 Mio. m² in 2035). Entsprechend der Szenarioanlage „Politik weiter wie bisher“ wird in diesem Falle nicht damit gerechnet, dass sich Bauweisen effektivieren oder besonders effiziente Kühlanlagen eingebaut werden, sondern es wird vor allem mit einer Nachrüstung dezentraler Einzelanlagen gerechnet. Daneben wird mit einer geringfügig erhöhten Arbeitsnachfrage von Kühl- und Gefriergeräten gerechnet, um bei höheren Aussentemperaturen die entsprechenden Kühlresultate bereitzustellen.

In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen greifen für die Raumheizung und Klimatisierung grundsätzlich die gleichen Mechanismen. Im Dienstleistungssektor ist allerdings zu beachten, dass auch in der Trendvariante im Rahmen des sog. „intrasektoralen Strukturwandels“ und der zunehmenden Technisierung der Gebäude mit einer starken Durchdringung der Gebäude mit Klimatisierungsanlagen gerechnet wird. Im Industriesektor führen die erhöhten Sommertemperaturen theoretisch zu einer Verringerung des Energieaufwandes für die Erzeugung von Prozesswärme. Aufgrund der grossen Temperaturdifferenzen, die hier zu überwinden sind, bleibt dieser Effekt unter 0.1 % und wird daher nicht explizit modelliert.

Im Verkehrssektor sind 70 % der Fahrzeuge bereits heute mit Klimaanlage ausgestattet; der Anteil von Neuwagen mit Klimaanlage beträgt über 90 %. Für die Sensitivität wird mit einer den sommerlichen Temperaturverhältnisse entsprechenden verstärkten Nutzung der Klimaanlage ausgegangen.

Für Einzelheiten zu den entsprechenden Annahmen bei der Ableitung der entsprechenden Mengeneffekte sowie die Diskussion der vorhandenen Literatur aus anderen Klimazonen und anderen Bautraditionen (Südeuropa, Skandinavien, USA) und ihrer Übertragbarkeit wird an dieser Stelle ausdrücklich auf die Berichte der Sektormodelle verwiesen.

In allen Sektoren wird entsprechend der „Übungsanlage“ als Sensitivität zum Szenario „Weiter wie bisher“ von den gleichen Rahmendaten sowie den gleichen Politikinstrumenten wie in der Trendvariante ausgegangen.

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 von der EPFL durchgeführten Simulationen der Gletscherabflussgebiete deuten darauf hin, dass insgesamt aufgrund von erhöhten Verdunstungen davon ausgegangen werden muss, dass bis 2035 das Wasserdargebot um ca. 7 % abnimmt [Horton 2005]. Dies wird bei der Berechnung der Deckungslücke berücksichtigt und wirkt sich entsprechend auf die notwendigen Kraftwerksneubauten aus. Innerhalb „normaler“ Schwankungsbreiten muss nicht mit einer Reduktion der verfügbaren Kühlungsleistungen bei thermischen Kraftwerken gerechnet werden. Ausnahmen im Sinne von Extremsituationen werden bei der Betrachtung der Hitze- und Kältewellen mit kumulierten „Stress-Situationen“ betrachtet. Die Diskussion im Einzelnen ist in Exkurs 3, Band 4, dargestellt.

Die wesentlichen Kenndaten und Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Tabelle 6-60 zusammengestellt.

Tabelle 6-60 Szenario II Klima wärmer
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise II Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	53.6	54.3	54.5	54.6	54.3	57.5
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	7.3	7.3	7.4	7.4	7.4	7.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	47.2	49.0	50.9	52.9	55.0
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	17.5	18.1	18.4	18.6	18.2
Preise II Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	534.6	540.2	536.3	532.5	528.4	562.4
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	409.9	414.6	410.2	405.9	401.3	433.4
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.7
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	9.9	10.4	10.8	11.0	10.8
Preise II Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	259.3	253.8	247.6	242.2	237.6	230.4
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	145.3	142.1	141.6	140.8	140.1	139.0
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	179.8	180.9	180.1	176.7	175.1	174.9
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	243.6	236.7	231.3	226.2	224.2	224.2
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	828.0	813.5	800.6	785.9	777.0	768.5
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.9	57.6	62.9	66.8	69.8	72.5	76.1	79.5	80.7
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.5	68.6	71.3	73.4	75.4	76.1
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	70.4	72.5	73.7	73.6	73.7	74.1
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	213.8	221.5	228.7	234.5	240.2	242.8
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.34	0.39	0.5	0.7
Verbrauch der Speicherpumpen nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	235.1	260.4	266.3	270.8	274.8	275.7
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.4	11.1	11.4	11.8	12.5	12.5
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.1	16.2	16.2	16.2	16.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	447.1	475.0	464.4	431.8	517.9	599.2
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	454.7	488.6	479.5	448.9	462.4	548.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	452.6	480.5	477.5	452.4	460.7	478.7
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	447.1	475.0	464.4	431.8	440.0	443.6
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.3	13.1	13.0	12.8	12.6	12.5
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'070.5	1'076.4	1'045.7	992.7	1'064.7	1'135.1
Variante B	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'078.1	1'090.0	1'060.7	1'009.8	1'009.3	1'084.5
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'076.0	1'081.9	1'058.8	1'013.3	1'007.5	1'014.6
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'070.5	1'076.4	1'045.7	992.7	986.9	979.4
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	565.8	541.3	518.9	498.5	483.0	469.0
Variante B	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	579.0	554.5	551.6	550.6	535.2	521.2
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	579.0	554.5	551.6	550.6	535.2	559.5
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.4	565.8	541.3	518.9	498.5	483.0	469.0
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Variante B	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ										
Variante E	PJ										
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ										
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 6-60 **Szenario II Klima wärmer**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	10.4	9.7	9.0	8.4	7.8
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.3	3.9	3.6	3.3	3.1	2.9
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.4	5.4	5.2	5.0	4.9	4.9
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.8	16.1	15.5	15.0	14.7	14.6
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	37.7	35.7	33.9	32.3	31.1	30.1
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	3.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	1.6	1.6	2.7	3.8	3.8	5.8
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.1	38.2	36.4	34.7	33.4	32.4
Variante B	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.9	38.9	38.2	37.6	36.3	35.2
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.9	38.9	38.2	37.6	36.3	37.3
Variante D	Mio. t										
Variante E	Mio. t										
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t										
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.1	38.2	36.4	34.7	33.4	32.4
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	59.9	48.6	41.2	38.1	36.5	35.7
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.3
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.8	0.4	0.3	0.5
Variante D	1'000 t										
Variante E	1'000 t										
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t										
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'448.2	2'437.5	1'763.9	1'597.7	1'492.4	1'297.3
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0
Variante B	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	11.5
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.3	5.6	7.9	11.1	11.2	19.1
Variante D	t										
Variante E	t										
Variante C&E	t										
Variante D&E	t										
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.7	2.9	1.3	0.6	0.8	1.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmennachfrage
(die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage nimmt in 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 5.4 % ab – im Vergleich zur Trendvariante bedeutet das eine Verringerung um 1.9 % in 2035. Diese Entwicklung ist in der Binnendifferenzierung Ergebnis zweier gegenläufiger Effekte: Die Elektrizitätsnachfrage steigt mit einem Wachstum von 27.5 % stärker als in der Trendvariante (Unterschied in 2035 4.1 %), was vor allem auf die erhöhte Elektrizitätsnachfrage beim Kühlungsbedarf zurückzuführen ist. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern verringert sich um 22.9 % (Trendvariante 19.6 %) und liegt damit in 2035 um 4.2 % unter dem Wert der Trendvariante. Hier kommen die gegenläufigen Effekte des verringerten Raumwärmebedarfs und der erhöhten Klimatisierungsbedarfs von Fahrzeugen zum Tragen. Die erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe (ohne Stromerzeugung) weisen ein Nachfragewachstum von 60.0 % im Vergleich zur Trendvariante von 68.8 % auf. Dies ist hauptsächlich auf die verringerte Nachfrage an Brennstoffen für die Erzeugung von Heizwärme zurückzuführen. (Tabelle 6-61)

Tabelle 6-61 **Szenario II Klima wärmer**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	828.0	813.5	800.6	785.9	777.0	768.5
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	213.8	221.5	228.7	234.5	240.2	242.8
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	536.8	510.3	485.6	463.5	447.0	434.3
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	61.4	65.4	69.7	71.3	73.1	75.0

Prognos 2006

Die Aufschlüsselung der Gesamtenergienachfrage nach Energieträgern in der Zeitreihe ist in Tabelle 6-62 und Figur 6-43 abgebildet.

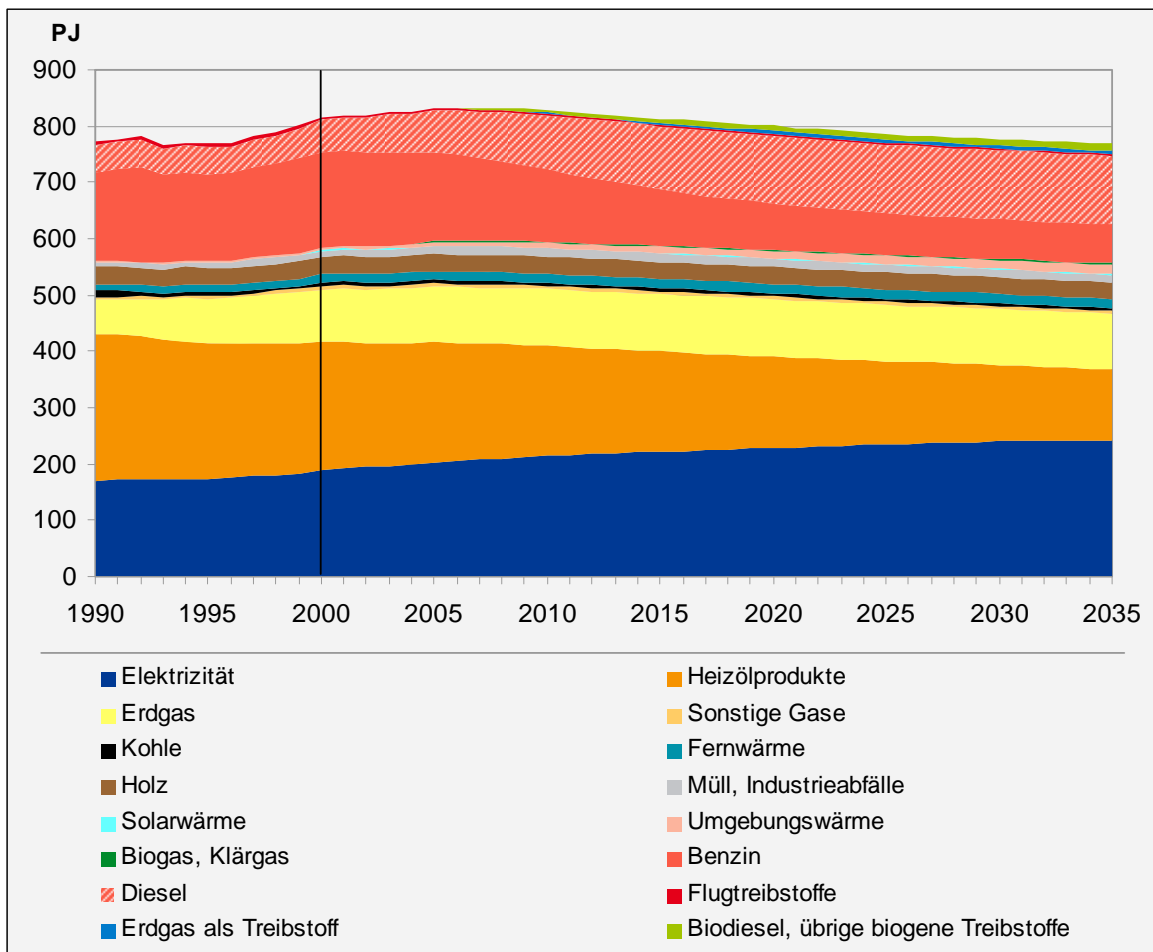
Tabelle 6-62 **Szenario II Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	213.8	221.5	228.7	234.5	240.2	242.8
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	195.5	178.1	162.7	148.2	136.1	125.3
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	101.1	101.9	101.1	99.9	99.0	98.5
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.5	5.5	5.2	5.1	5.0	4.9
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	5.8	5.6	5.6	5.6	5.6	5.5
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.0	16.4	16.7	16.7	16.6	16.5
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	30.7	30.2	30.3	29.9	29.5	28.9
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.8	14.7	14.5	14.0	13.9	13.8
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.8	10.9	12.7	14.2	15.5	16.6
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	128.0	99.8	82.6	74.2	70.5	68.4
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	95.0	113.0	120.8	122.4	122.3	122.5
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	6.8	9.3	10.1	11.1	12.4
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.3	4.3	5.0	5.5	5.9
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	828.0	813.5	800.6	785.9	777.0	768.5

Prognos 2006

Am grundsätzlichen aus der Trendvariante und den bereits abgehandelten Sensitivitäten bekannten Bild ändert sich nichts Wesentliches: Der leichte Rückgang der Nachfrage wird in der Binnendifferenzierung durch eine steigende Elektrizitätsnachfrage, sinkende Heizölnachfrage, weniger stark sinkende Erdgasnachfrage sowie einen deutlich sinkenden Block an fossilen Treibstoffen mit der Binnendifferenzierung „Dieseltrend“ und sichtbare Nachfragesteigerung nach Biotreibstoffen dominiert. Im Vergleich zur Trendvariante steigt die Elektrizitätsnachfrage um 9.6 PJ oder 4.1 % an, was nahezu vollständig auf die erhöhten Arbeits- und Leistungsbedarfe für Raumkühlung zurückzuführen ist. Sämtliche fossilen und erneuerbaren Energieträger, die für die Erzeugung von Raumwärme eingesetzt werden, weisen in 2035 geringere Verbräuche als in der Trendvariante auf: Heizöl -11.2 PJ (- 8.2 %), Erdgas -8.3 PJ (-7.8 %), Fernwärme -1.3 PJ (-7.1 %), Holz -2.8 PJ (-8.8 %), Solarwärme -0.1 PJ (-8.2 %), Umgebungswärme -1.3 PJ (-7.5 %). Die Nachfrage nach Benzin und Diesel erhöht sich durch verstärkte Klimatisierung gegenüber der Trendvariante um ca. 0.3 %.

Figur 6-43 **Szenario II Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Aufteilung der Gesamtnachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 6-63 und Figur 6-44 abgebildet.

Tabelle 6-63 **Szenario II Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

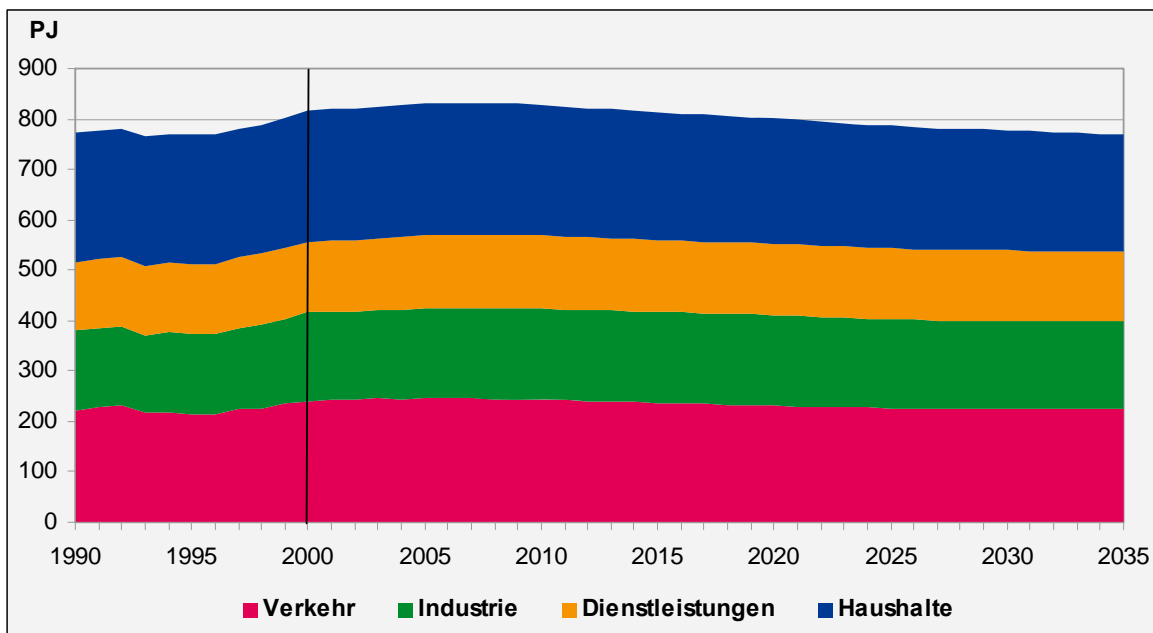
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	243.6	236.7	231.3	226.2	224.2	224.2
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	179.8	180.9	180.1	176.7	175.1	174.9
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	145.3	142.1	141.6	140.8	140.1	139.0
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	259.3	253.8	247.6	242.2	237.6	230.4
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	828.0	813.5	800.6	785.9	777.0	768.5

Prognos 2006

Die leichte Reduktion der Gesamtnachfrage, die auch in der Trendvariante und in den bereits vorgestellten Sensitivitäten sichtbar war, ist sektoral differenziert vor allem durch die Reduktion der Nachfrage im Haushaltssektor um 10.8 % (Trendvariante 3.9 %), an der sich vor allem die Reduktion des Heizwärmebedarfs widerspiegelt. Im Dienstleistungssektor „gewinnt“ ebenfalls die Reduktion der winterlichen Beheizung gegenüber dem Mehrbedarf an Kühlung und resultiert in einer Reduktion um 1.6 % (Trendvariante Wachstum

von 1.0 %). Im Industriesektor beträgt die Reduktion 0.1 % (Trendvariante Wachstum von 1.4 %), im Verkehrssektor beträgt die Reduktion 6.8 % (Trendvariante 7.0 %). Hier zeigt sich also der geringfügige Einfluss des verstärkten Kühlungsbedarfs.

Figur 6-44 **Szenario II Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Insgesamt ist wie in Szenario I lediglich im Verkehrssektor eine (sehr geringfügige) Steigerung der Gesamtnachfrage gegenüber der Trendvariante festzustellen – hier gibt es nur Mehrverbrauch durch Kühlungsbedarf. In allen anderen Sektoren „gewinnt“ von den beiden gegenläufigen Effekten „Reduktion Raumwärmebedarf“ und „Erhöhung Kühlungsbedarf“ jeweils der verringerte Raumwärmebedarf – die Gesamtnachfrage nach Endenergie ist niedriger als in der Trendvariante.

Die Binnendifferenzierung nach Kühlung und Raumwärme lässt sich an den Aufschlüsselungen der Elektrizitätsnachfrage und der direkten nachfragebedingten CO₂-Emissionen demonstrieren.

Tabelle 6-64 und Figur 6-45 bilden die sektorale Elektrizitätsnachfrage ab.

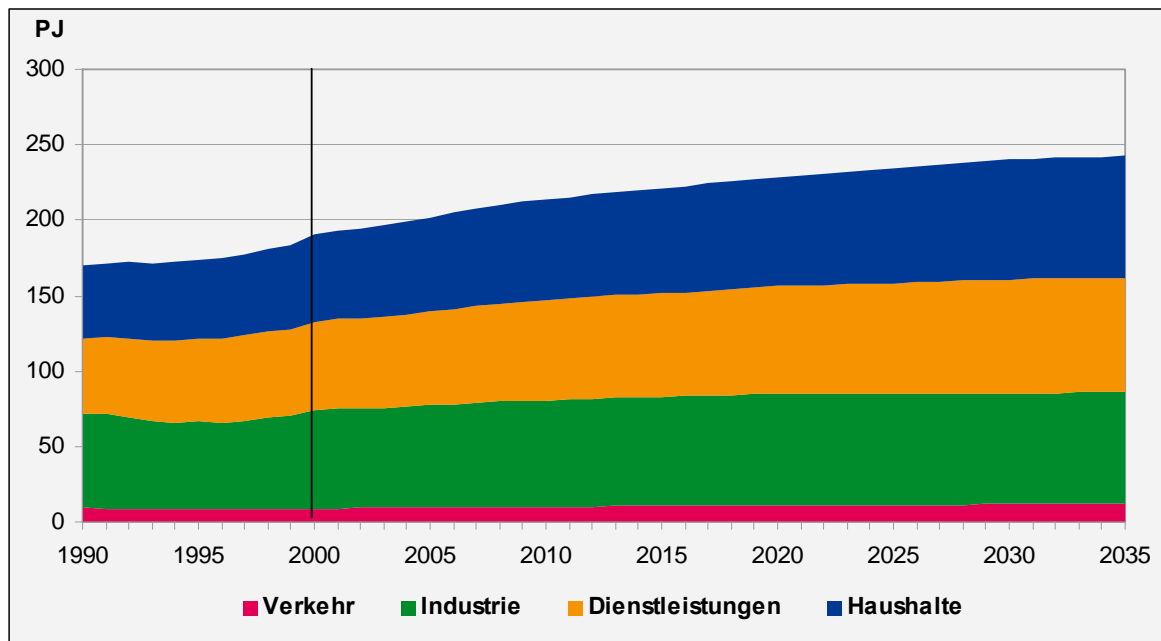
Tabelle 6-64 **Szenario II Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.6	11.1	11.4	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.4	72.5	73.7	73.6	73.7	74.1
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.5	68.6	71.3	73.4	75.4	76.1
Haushalte	48.3	52.9	57.6	62.9	66.8	69.8	72.5	76.1	79.5	80.7
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	213.8	221.5	228.7	234.5	240.2	242.8

Prognos 2006

Im Verkehrssektor bleibt die Nachfragesteigerung mit 33.3 % gegenüber der Trendvariante unverändert: zusätzliche Kühlenergie fällt gegenüber der ohnehin unterstellten Zunahme an Traktionsenergie sowie Verbesserung der Ausstattung der Züge nicht ins Gewicht. In allen anderen Sektoren ist das Nachfragewachstum nach Strom stärker als in der Trendvariante: Industrie 15.5 % (Trendvariante 14.7 %), Dienstleistungen 49.3 % (Trendvariante 40.3 %), Haushalte 41.7 % (Trendvariante 33.3 %).

Figur 6-45 **Szenario II Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Im Verkehrssektor bleibt die Nachfragesteigerung mit 33.3 % gegenüber der Trendvariante unverändert: zusätzliche Kühlenergie fällt gegenüber der ohnehin unterstellten Zunahme an Traktionsenergie sowie Verbesserung der Ausstattung der Züge nicht ins Gewicht. In allen anderen Sektoren ist das Nachfragewachstum nach Strom stärker als in der Trendvariante: Industrie 13.6 % (Trendvariante 12.8 %), Dienstleistungen 29.8 % (Trendvariante 22.1 %), Haushalte 40.1 % (Trendvariante 32.1 %).

Auf der Ebene der sektoralen CO₂-Emissionen zeigt sich ein umgekehrtes Bild (Tabelle 6-65, Figur 6-46):

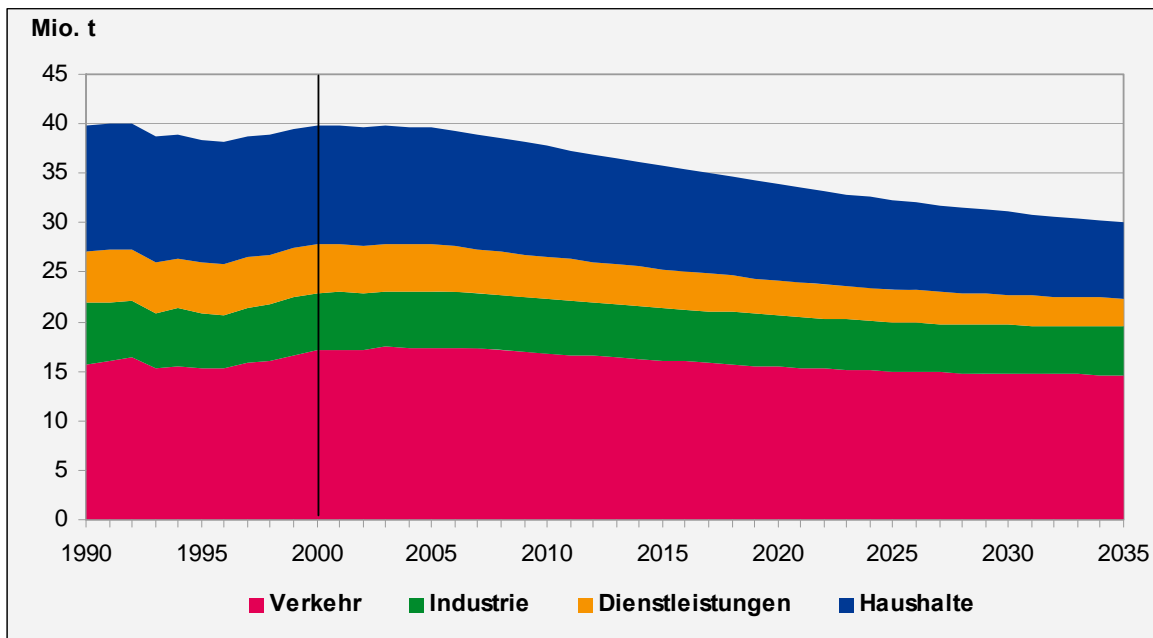
Tabelle 6-65 **Szenario II Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.8	16.1	15.5	15.0	14.7	14.6
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.4	5.4	5.2	5.0	4.9	4.9
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.3	3.9	3.6	3.3	3.1	2.9
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	10.4	9.7	9.0	8.4	7.8
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	37.7	35.7	33.9	32.3	31.1	30.1

Prognos, 2006

Im Verkehrssektor ist die Reduktion der CO₂-Emissionen mit 14.4 % geringfügig niedriger als in der Trendvariante mit 14.7 %. In allen anderen Sektoren ist die Reduktion der Emissionen stärker als in der Trendvariante: Industrie -16.3 % (Trendvariante -13.5 %), Dienstleistungen -41.6 % (Trendvariante -33.1 %), Haushalte -35.7 % (Trendvariante -29.9 %).

Figur 6-46 **Szenario II Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die wesentlichen Ergebnisse im Vergleich zur Trendvariante sind in Tabelle 6-66 zusammengefasst.

Tabelle 6-66 **Szenario II Klima wärmer**
Veränderungen zu II Trend

	Veränderung in 2035 zu II Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-14.8	-1.9%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	9.6	4.1%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-1.2	-4.0%

Prognos 2006

Eine Klimaerwärmung führt bei einer Politik der Effizienzkooperationen zu einer um 4.1 % erhöhten Elektrizitätsnachfrage, hingegen zu um 4.0 % verringerten CO₂-Emissionen aus den Brenn- und Treibstoffen aufgrund des verringerten Raumwärmebedarfs. Zu einer signifikanten Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen (Heizöl, Erdgas) führt dies jedoch nicht.

Der Vergleich mit dem Referenzszenario I Variante Trend ergibt das in Tabelle 6-67 gezeigte Bild:

Tabelle 6-67 **Szenario II Klima wärmer**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-46.6	-5.7%	-62.4	-7.5%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	52.4	27.5%	-2.9	-1.2%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-9.8	-24.5%	-4.6	-13.1%

Prognos 2006

Die Endenergienachfrage wird gegenüber der Referenz um 7.5 % abgesenkt, die Elektrizitätsnachfrage um 1.2 %. Bezüglich dieser beiden Kenngrößen liegt diese Sensitivität innerhalb des Sensitivitätenfächers von Szenario I. Bei den brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen ist die Absenkung mit 7.5 % deutlicher. Ein Vergleich mit den Sensitivitäten zu Szenario I zeigt jedoch, dass auch hier die Größenordnungen des Sensitivitätenfächers von Szenario I erreicht werden (beispielsweise ist die CO₂-Reduktion in der Variante la Preis 50 \$ bei 7.8 % in 2035 im Vergleich zu Szenario Ia Trend).

6.10.4 Sensitivitäten zu Szenario II im Vergleich

Der Fächer der gesamten Endenergienachfrage bewegt sich in einem Bereich von etwa -1.9 % bis +5.8 % in 2035 um die Trendvariante (Tabelle 6-68, Figur 6-47). In der Tabelle ist jeweils die Veränderung zur Referenz (Szenario I Trend) in der letzten Spalte mit abgebildet.

Tabelle 6-68 **Szenario II**
Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ,
Veränderungen zu 2000, Veränderungen zur Variante II Trend in 2035
in %, Veränderungen zu Variante I Trend in 2035, in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu II Trend	Veränderung zu Ia Trend
II Trend	771.7	768.1	815.1	831.8	831.6	820.2	810.3	797.9	790.4	783.3	-3.9%		-5.7%
II BIP hoch	771.7	768.1	815.1	831.8	837.7	833.8	833.8	829.9	829.6	828.7	1.7%	5.8%	-0.3%
II Preis 50 \$	771.7	768.1	815.1	831.7	820.8	807.9	797.6	784.7	777.4	771.5	-5.4%	-1.5%	-7.1%
II Klima wärmer	771.7	768.1	815.1	831.8	828.0	813.5	800.6	785.9	777.0	768.5	-5.7%	-1.9%	-7.5%

Prognos 2006

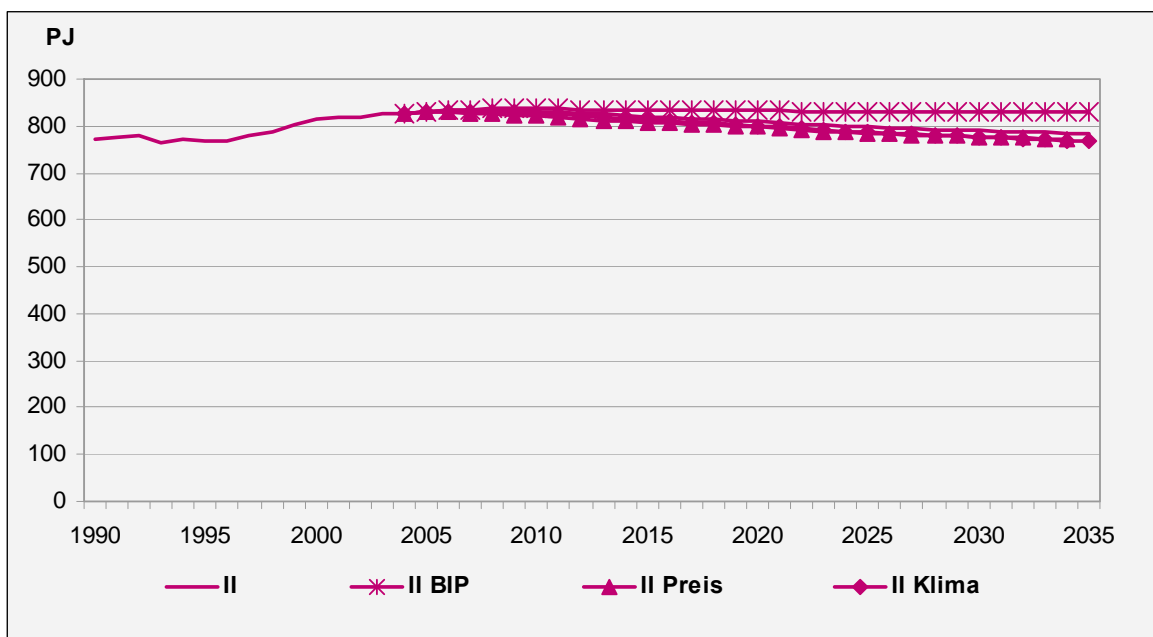
Die Darstellung mit Ursprung zeigt, dass die Gesamtenergienachfrage gegenüber Variationen der Rahmenbedingungen vergleichsweise robust ist:

Bei einer Erhöhung der BIP-Entwicklung um ca. 21 % erhöht sich die Endenergienachfrage um 5.8 %. Dieses ist die einzige Sensitivität, die zu einer Erhöhung der Endenergienachfrage führt. Bei einer Erhöhung der realen Weltmarkt-Energiepreise um anfangs 67 % (und immer noch knapp 50 % in 2035) verringert sich die Gesamtenergienachfrage um 1.5 %. Diese Reduktion ist im Vergleich zu den Verhältnissen von Szenario I (3.1 %) um die Hälfte verringert. Der Grund hierfür liegt einerseits in der in diesem Szenario unterstellten CO₂-Abgabe auf Brennstoffen, die bei den fossilen Brennstoffen den zusätzlichen Preisimpuls abschwächt, andererseits in der unterstellten Effizienzpolitik, die bereits in der Trendvariante verstärkt wirtschaftliche Potenziale ausschöpft.

Bei wärmeren Wintern (Reduktion der Heizgradtage um 10 %) und heisseren Sommern (Erhöhung der Kühlgradtage – cooling degree days – um nahezu 100%) verringert sich die Gesamtenergienachfrage um 1.9 %.

Verglichen mit der Referenz (Szenario I Trend) bestätigt sich die Grundtendenz der Reduktion; es zeigt sich aber auch, dass durch ein stärkeres Wachstum der Wirtschaftsleistung, des Konsum und der Mengenkomponenten in der Variante BIP hoch die Effizienzgewinne, die durch Lenkungsabgaben, zusätzliche Subventionen (aus dem Klimarappen) sowie verstärkte Effizienzkooperationen praktisch wieder aufgehoben werden.

Figur 6-47 **Szenario II**
Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergienachfrage, in PJ



Prognos 2006

Bei der Elektrizitätsnachfrage ergibt sich ein leicht verändertes Bild (Tabelle 6-69, Figur 6-48):

Tabelle 6-69 **Szenario II**
Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ, Veränderungen zu 2000 Veränderungen zur Variante II Trend in 2035 in %, Veränderungen zu Variante I Trend in 2035, in %

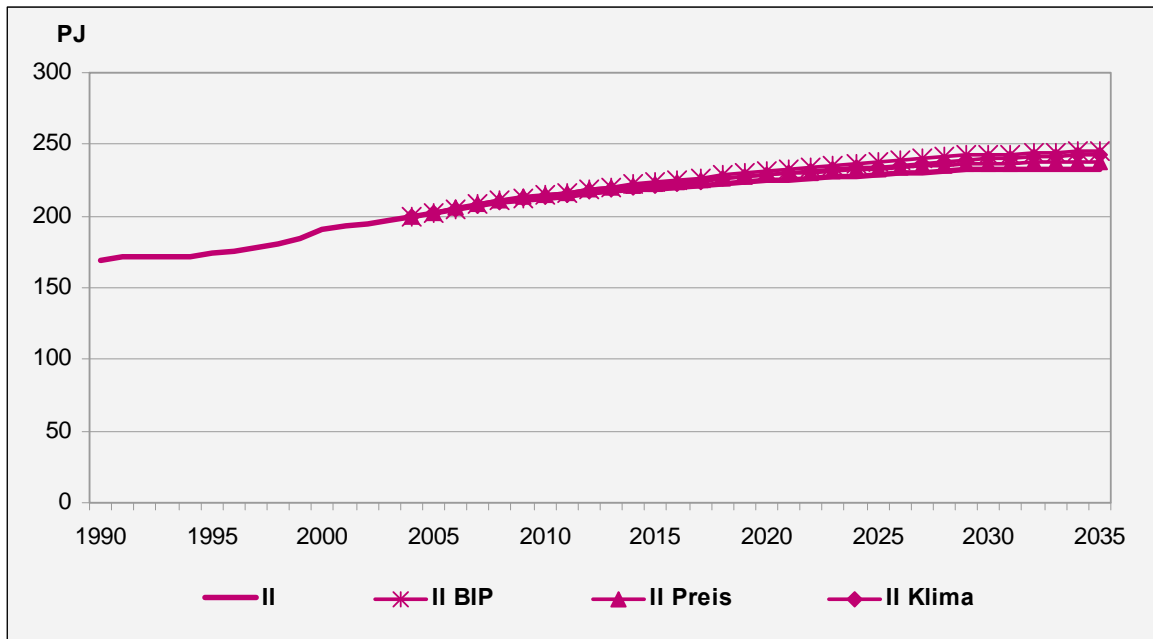
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu II Trend	Veränderung zu Ia Trend
II Trend	169.6	174.2	190.3	202.2	212.7	219.1	224.7	228.9	232.6	233.1	22.5%		-5.1%
II BIP hoch	169.6	174.2	190.3	202.2	214.7	223.5	231.8	238.0	243.0	245.3	28.9%	5.2%	-0.1%
II Preis 50 \$	169.6	174.2	190.3	202.3	215.0	222.4	228.6	233.2	236.9	237.2	24.6%	1.8%	-3.4%
II Klima wärmer	169.6	174.2	190.3	202.2	213.8	221.5	228.7	234.5	240.2	242.8	27.5%	4.1%	-1.2%

Prognos 2006

Hier zeigt sich bei allen Sensitivitäten eine Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage. Die Erhöhung des BIP führt zu einer Elektrizitätsnachfragesteigerung gegenüber der Trendsensitivität um 5.2 %, die Klimaerwärmung führt zu einer Nachfragesteigerung um 4.1 % (hauptsächlich der sommerlichen Klimatisierung geschuldet), und die Erhöhung der Weltmarkt-

ölpreise führt zu Substitutionseffekten (vor allem im Heizungsbereich) in Höhe von ca. 1.8 %.

Figur 6-48 **Szenario II**
Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, in PJ



Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe, ohne Stromerzeugung) streuen insgesamt innerhalb eines Korridors von -7.6 % bei den höheren Preisen und +4.1 % bei höherem BIP. Hier wird bei der Aufschlüsselung in Brenn- und Treibstoffemissionen deutlich sichtbar, dass die Emissionen des Verkehrssektors (Treibstoffe) nur sehr geringfügig abnehmen (vor allem den Biotreibstoffen geschuldet) und sich gegen Ende des Betrachtungszeitraums nahezu stabilisieren, während diejenigen der Brennstoffe insgesamt um eine Linie mit deutlich abnehmender Tendenz (im Durchschnitt ca. 22.8 % zwischen 2000 und 2035) streuen. (Tabelle 6-70, Figur 6-49)

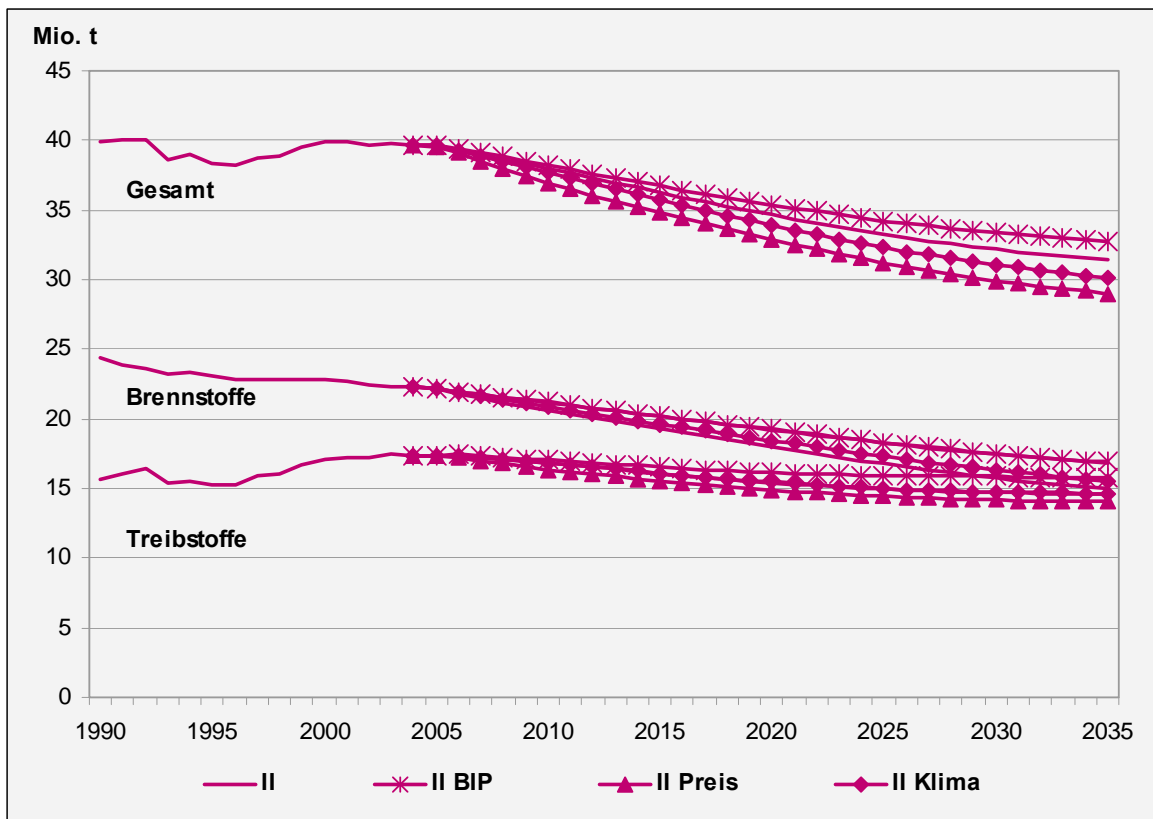
Tabelle 6-70 **Szenario II**
Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000, Veränderungen zur Variante II Trend in 2035 in %, Veränderungen zu Variante I Trend in 2035, in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu II Trend	Veränderung zu Ia Trend
II Trend	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	36.2	34.6	33.2	32.2	31.4	-21.4%		-9.6%
II BIP hoch	39.9	38.4	39.9	39.6	38.3	36.7	35.4	34.2	33.4	32.7	-18.1%	4.1%	-5.9%
II Preis 50 \$	39.9	38.4	39.9	39.6	36.9	34.8	32.9	31.2	29.9	29.0	-27.3%	-7.6%	-16.4%
II Klima wärmer	39.9	38.4	39.9	39.6	37.7	35.7	33.9	32.3	31.1	30.1	-24.5%	-4.0%	-13.1%

Prognos 2006

In Relation zur Referenz zeigt sich überall eine Reduktion.

Figur 6-49 **Szenario II**
Sensitivitätsrechnungen CO₂-Emissionen der Nachfrage, in Mio. t



Prognos 2006

Die Wirkungen der jeweiligen veränderten „Treibgrößen“ der Sensitivitäten auf die einzelnen Endenergieträger in ihren relativen Entwicklungen zur Trendvariante ermöglicht es, wie in Szenario I ein differenziertes Bild der Abhängigkeiten und Reaktionen auf Impulse zu entwickeln.

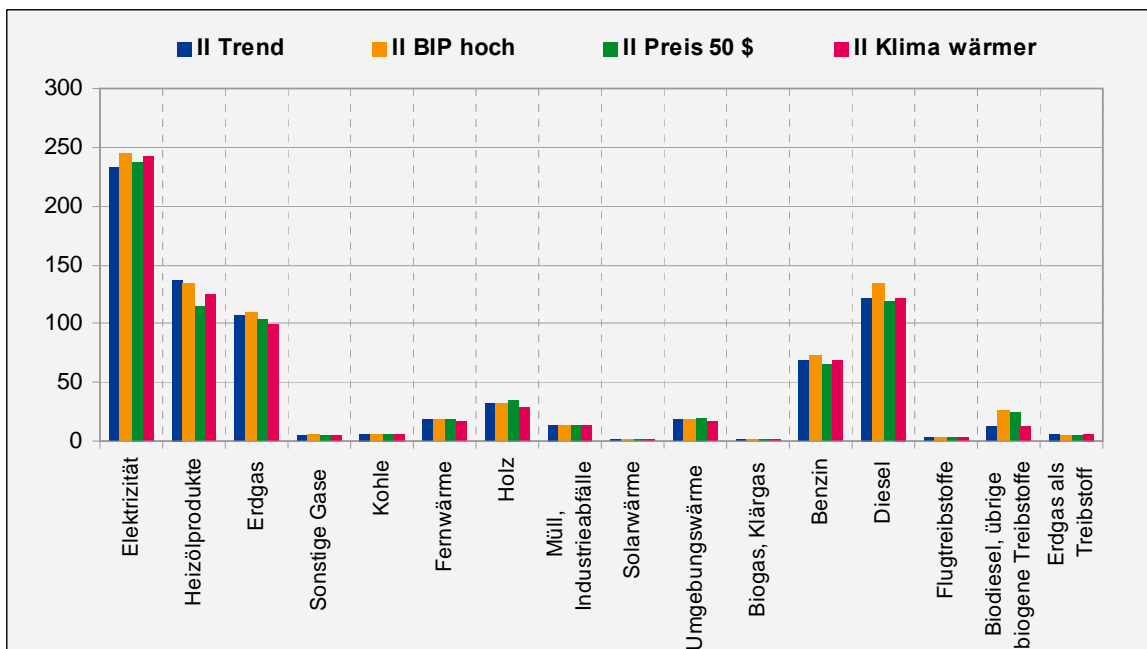
In Tabelle 6-71 und Figur 6-50 zeigt sich zunächst die grundsätzliche Robustheit des Energieträgermixes im Szenario II gegenüber isolierten Variationen der Rahmenbedingungen bei etwa gleich bleibendem politischem Paradigma:

Tabelle 6-71 **Szenario II**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ

	II Trend	II BIP hoch	II Preis 50 \$	II Klima wärmer
Elektrizität	233.1	245.3	237.2	242.8
Heizölprodukte	136.5	134.5	114.6	125.3
Erdgas	106.8	109.9	103.4	98.5
Sonstige Gase	4.9	5.6	4.7	4.9
Kohle	5.6	6.1	5.5	5.5
Fernwärme	17.7	17.8	18.3	16.5
Holz	31.7	32.4	34.4	28.9
Müll, Industrieabfälle	13.9	14.3	14.3	13.8
Solarwärme	1.4	1.4	1.6	1.2
Umgebungswärme	17.9	18.3	19.8	16.6
Biogas, Klärgas	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	68.1	72.9	65.7	68.4
Diesel	122.2	134.2	118.2	122.5
Flugtreibstoffe	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	12.4	26.1	23.9	12.4
Erdgas als Treibstoff	5.9	4.9	4.5	5.9
Insgesamt	783.3	828.7	771.5	768.5

Prognos 2006

Figur 6-50 **Szenario II**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ



Prognos 2006

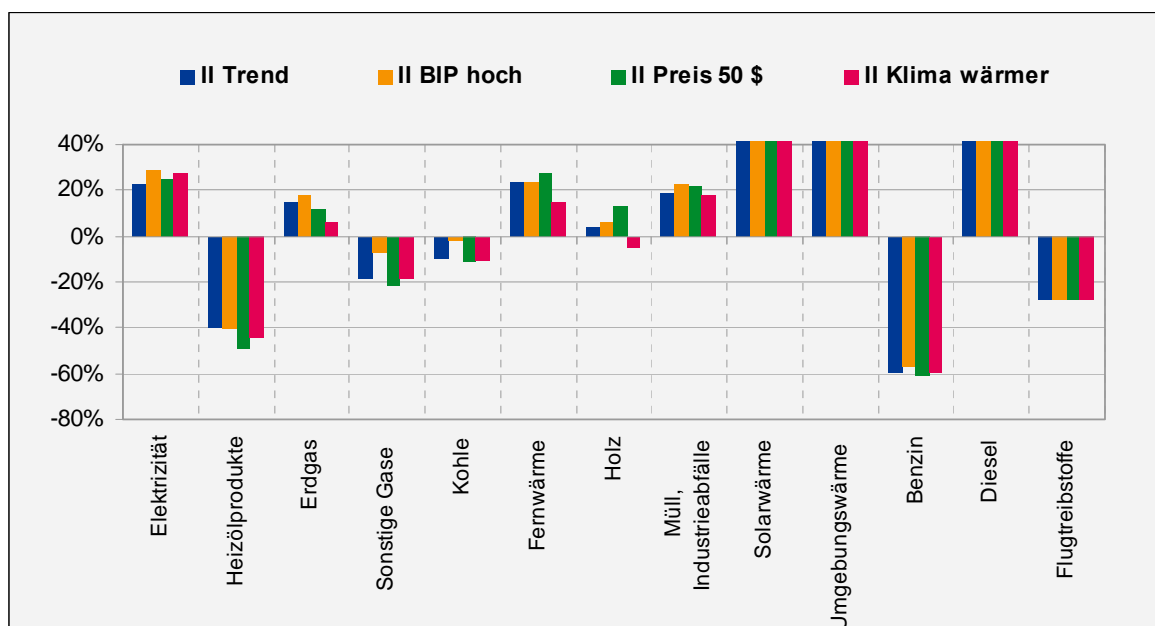
Tabelle 6-72 **Szenario II**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %

	II Trend	II BIP hoch	II Preis 50 \$	II Klima wärmer
Elektrizität	22.5%	28.9%	24.6%	27.5%
Heizölprodukte	-39.8%	-40.7%	-49.4%	-44.7%
Erdgas	15.0%	18.2%	11.3%	6.0%
Sonstige Gase	-18.5%	-7.1%	-21.3%	-18.5%
Kohle	-10.0%	-2.2%	-11.7%	-10.5%
Fernwärme	23.2%	23.8%	27.6%	14.5%
Holz	3.9%	6.3%	12.9%	-5.2%
Müll, Industrieabfälle	18.4%	22.3%	22.2%	18.1%
Solarwärme	299.6%	307.6%	366.6%	267.1%
Umgebungswärme	305.6%	314.3%	349.9%	275.7%
Benzin	-59.8%	-56.9%	-61.2%	-59.6%
Diesel	110.6%	131.3%	103.7%	111.2%
Flugtreibstoffe	-27.7%	-27.7%	-27.7%	-27.7%
Insgesamt	-3.9%	1.7%	-5.4%	-5.7%

Prognos 2006

Bei den relativen Veränderungen im Zeitablauf innerhalb der einzelnen Sensitivitäten zeigt sich, dass bei den fünf dominierenden Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas als Brennstoff, Benzin und Diesel sich Streuungen um einen grundsätzlichen Trend ausbilden. Die BIP-hoch-Variante wirken steigernd, mit der Ausnahme bei den Heizölprodukten (hier beschleunigt das hohe BIP im Zusammenwirken mit den politischen Rahmensetzungen die Substitution). Alle anderen Varianten wirken bei den fossilen Energieträgern in unterschiedlichem Masse absenkend, selbst bei den Substitutionsgewinnern Erdgas und Diesel (Tabelle 6-72, Figuren 6-51, 6-52 in verschiedenen Skalierungen).

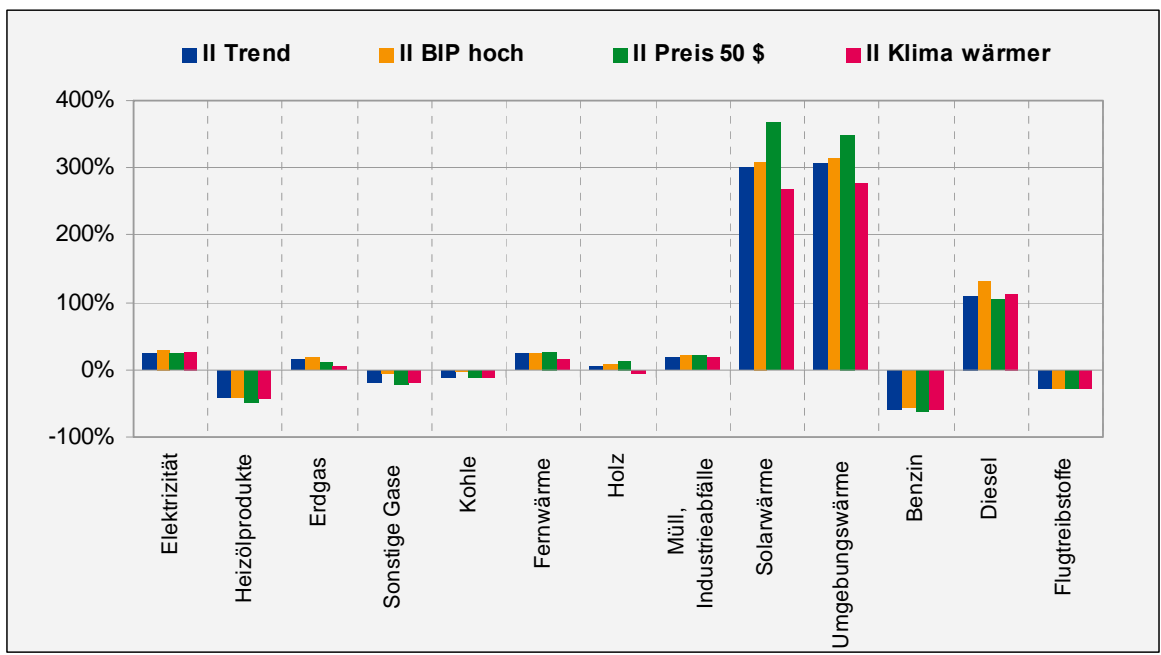
Figur 6-51 **Szenario II**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)



Prognos 2006

Bei den erneuerbaren Wärmeträgern wirkt aufgrund der geringeren Nachfrage die Klima wärmer-Variante reduzierend gegenüber dem allgemeinen Entwicklungstrend, alle sonstigen hingegen steigernd. Das hohe relative Wachstum der erneuerbaren Energieträger Solarwärme und Wärmepumpe darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass die absolute Nachfrage und der Anteil am Mix in Szenario II in allen Sensitivitäten immer noch gering ist. Bei den biogenen Treibstoffen kann aufgrund des Fehlens im Mix im Jahr 2000 keine Wachstumsrate angegeben werden.

Figur 6-52 **Szenario II**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

Bei einer Betrachtung der relativen Veränderungen in 2035 gegenüber der Trendvariante zeigen sich die verschiedenen Abhängigkeiten und somit möglichen „Stellschrauben“ nochmals deutlicher. Hier muss allerdings aufgrund der mit allen Modellierungen verbundenen Unschärfen und der z. T. kleinen Werte vor einer Überinterpretation der Ergebnisse gewarnt werden. (Tabelle 6-73, Figur 6-53)

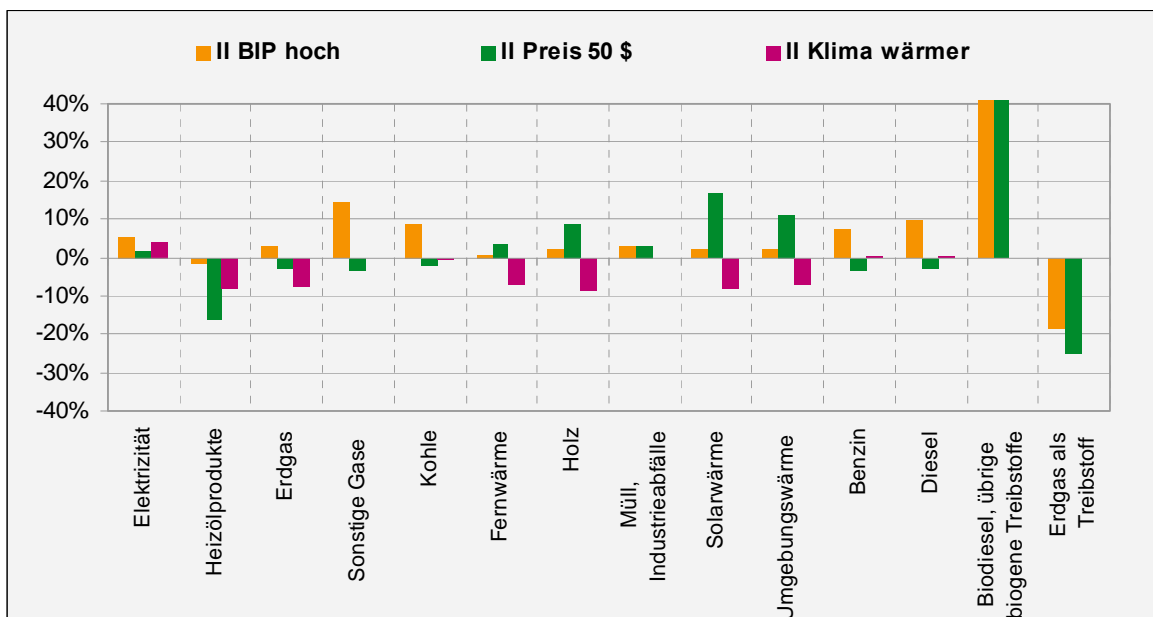
Tabelle 6-73 **Szenario II**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber II Trend 2035 in
den Sensitivitäten, in %

	II BIP hoch	II Preis 50 \$	II Klima wärmer
Elektrizität	5.2%	1.8%	4.1%
Heizölprodukte	-1.5%	-16.0%	-8.2%
Erdgas	2.8%	-3.2%	-7.8%
Sonstige Gase	14.1%	-3.4%	0.0%
Kohle	8.6%	-1.9%	-0.6%
Fernwärme	0.5%	3.6%	-7.1%
Holz	2.3%	8.7%	-8.8%
Müll, Industrieabfälle	3.3%	3.2%	-0.2%
Solarwärme	2.0%	16.8%	-8.1%
Umgebungswärme	2.1%	10.9%	-7.4%
Benzin	7.1%	-3.5%	0.4%
Diesel	9.8%	-3.3%	0.2%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	109.6%	92.5%	0.0%
Erdgas als Treibstoff	-18.3%	-25.0%	0.0%
Insgesamt	5.8%	-1.5%	-1.9%

Prognos 2006

In der grafischen Darstellung wurde die Skala so gewählt, dass bei den meisten Energieträgern die Veränderungen sichtbar sind und auf eine Abbildung der extremen Wachstumsraten bei den Biotreibstoffen verzichtet.

Figur 6-53 **Szenario II**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber II Trend 2035 in
den Sensitivitäten, in % (angepasste Skala)



Prognos 2006

Das erhöhte BIP hat eine relative Zunahme nahezu aller Energieträger (bis auf die Heizölprodukte, aus den oben genannten Gründen, und Erdgas als Treibstoff, aufgrund der

„Öko-Konkurrenz“ zu den biogenen Treibstoffen, die über einen infrastrukturellen Vorteil verfügen) zur Folge. Die Erhöhung der Preise führt zu einer Reduktion sämtlicher fossiler Energieträger, während die Erneuerbaren insgesamt von der Preisentwicklung profitieren. Das wärmere Klima führt zur Reduktion der Nachfrage nach allen (fossilen wie erneuerbaren) Brennstoffen.

Eine Korrelation der variierten Treibergrößen mit den relativen Veränderungen der Sensitivitäten führt zu einer Einschätzung der Reagibilitäten der wesentlichen Ergebnisgrößen und somit zu einer metaphorischen modellempirischen Elastizität (Tabelle 6-74, Figur 6-54).

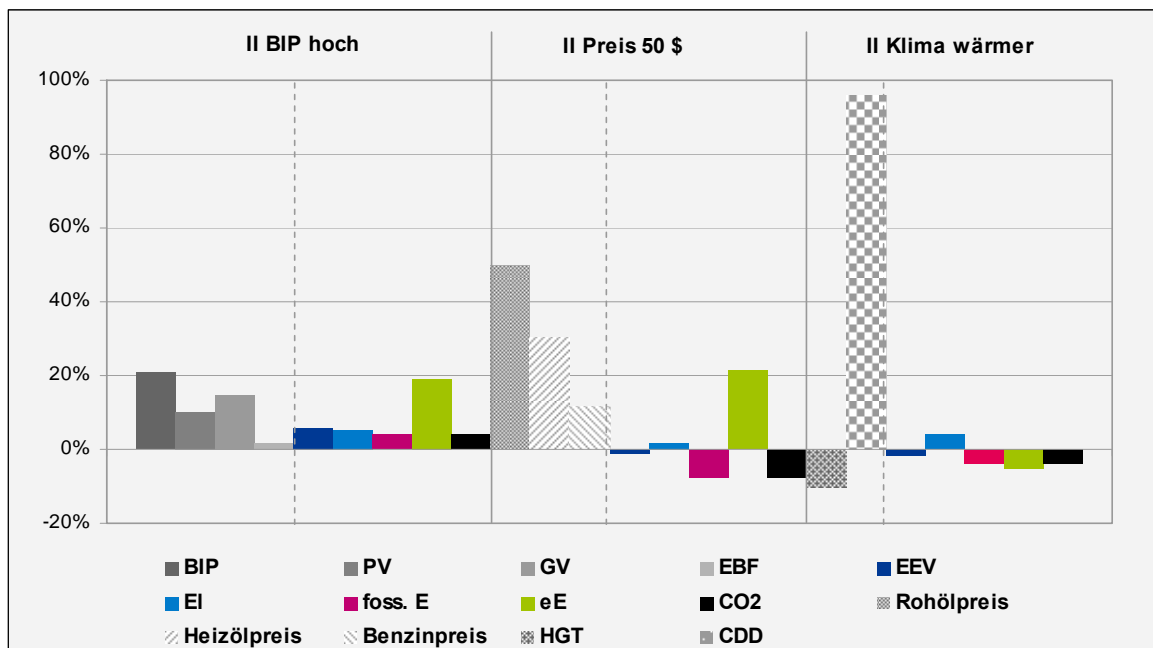
Tabelle 6-74 **Szenario II**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber II Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %

	Varierte Grösse	Δ 2035/II Trend	Endenergie-nachfrage	Elektrizität	Fossile Energieträger	Erneuerbare Energieträger	CO ₂ -Emissionen
II BIP hoch	BIP	21.0%					
	Personenverkehr	10.3%	5.8%	5.2%	4.0%	19.2%	4.1%
	Güterverkehr	14.9%					
	Energiebezugsfläche	1.7%					
II Preis 50 \$	Rohölpreis	49.7%					
	Heizölpreis (Endverbraucher)	30.4%	-1.5%	1.8%	-7.4%	21.3%	-7.6%
	Benzinpreis (Endverbraucher)	11.4%					
II Klima wärmer	Heizgradtage	-10.0%	-1.9%	4.1%	-4.2%	-5.4%	-4.0%
	CDD	96.0%					

Prognos 2006

In den Reaktionsrichtungen und Grössenordnungen sind die Ergebnisse ähnlich wie bei Szenario I und den Sensitivitäten zu Ia. Die erneuerbaren Energieträger reagieren praktisch gleich stark auf Preis- wie auf BIP-Impulse, bei wärmerem Klima reduziert sich die Nachfrage nach Brennstoffen, während diejenige nach erneuerbaren Treibstoffen etwas gleich bleibt. Daher resultiert hier ein leichter Rückgang gegenüber der Trendvariante.

Figur 6-54 **Szenario II**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber II Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

6.10.5 Sensitivitäten Elektrizitätsangebot

6.10.5.1 Sensitivitäten BIP hoch, Preis 50 \$, Klima wärmer

Bei den Sensitivitäten der Nachfrage „Preis 50 \$“ und „BIP hoch“ steigen die Unterschiede bis 2035 im Vergleich zur Nachfrage im Szenario II Trend bis max. 3.4 TWh/a (2.0 TWh/a im Winterhalbjahr). In der Sensitivität Klima Wärmer beträgt der Unterschied der Nachfrage in 2035 2.7 TWh/a (1.6 TWh_{el} im Winterhalbjahr), und das Angebot ist aufgrund des reduzierten Wasserdargebots sowie der reduzierten Kühlungsmöglichkeiten in 2035 um 0.7 TWh_{el} geringer als im Referenzfall.

Detaillierte Modellrechnungen wurden für die Nachfragesensitivitäten dieses Szenarios nicht durchgeführt; aufgrund der Verhältnisse zu den Ergebnissen aus Szenario I konnten hier Interpolationen vorgenommen werden. Zur Deckung der Lücke gegenüber dem Referenzfall werden in den Varianten B und C jeweils ein Kombikraftwerk mehr benötigt. In der Variante A wird in den Sensitivitäten BIP hoch und Klima wärmer kein zusätzliches Kernkraftwerk benötigt, sondern die erhöhte Nachfrage kann durch Reduzierung der Exporte gedeckt werden.

6.10.5.2 Sensitivität Laufzeitverkürzung KKW 40 Jahre

Die Angebotslücke im Winterhalbjahr tritt bei einer unterstellten Betriebsdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren bereits im Jahr 2013 auf und vergrößert sich bis 2035 gegenüber dem Referenzfall. Die Varianten A und B entfallen aus Gründen der politischen Konsistenz.

In der Variante C werden statt fünf Kombikraftwerken im Referenzfall nun acht Kombikraftwerke benötigt. Dies führt zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen um ca. 3 Mio. Tonnen.

Tabelle 6-75 **Szenario II**
Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Nachfragesensitivitäten

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
Trend	2 KKW	3 GuD + 1 KKW	5 GuD	12.7 TWh
Preis 50 \$	2 KKW *	4 GUD + 1 KKW	6 GuD	n.b.
BIP hoch	2 KKW *	4 GUD + 1 KKW	6 GuD	n.b.
Klima wärmer	2 KKW *	4 GUD + 1 KKW	6 GuD	n.b.

Bem.: keine Modelldaten, sondern Interpolationen

Prognos 2006

* mehr Importe zwischen 2020 - 2030

6.10.5.3 Sensitivität Laufzeitverlängerung KKW 60 Jahre

Die Deckungslücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, so dass dies zu fast gleichen Ergebnissen wie im Referenzfall führt. Das zeitliche Auftreten der Lücke (2018 - 2035) entschärft sich. Wie in Szenario I kann in der Variante B durch die geringere „zwischenzeitliche“ Lücke modelltechnisch ein Kombikraftwerk eingespart werden.

Eine Voraussetzung für diese Sensitivität ist die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke. Dies würde zur Erhöhung der Nachrüstungskosten der (bestehenden) Kernkraftwerke führen.

Tabelle 6-76 **Szenario II**
Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Angebotssensitivität

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
KKW 50/60 Jahre (Referenz)	2 KKW	3 GuD + 1 KKW	5 GuD	12.7 TWh
KKW 40 Jahre	- ¹⁾	- ¹⁾	8 GuD	n.b.
KKW 60 Jahre	2 KKW	2 GuD + 1 KKW	5 GuD	12.7 TWh

¹⁾ Ausstieg aus der Kernenergie, keine neue KKW

Prognos 2006

6.10.5.4 Sensitivität Förderung Erneuerbare Energien mit 110 Mio. CHF pro Jahr

Die Modellarbeiten von Szenario II wurden mit einer Förderung der erneuerbaren Energien in Höhe von nominal 330 Mio. CHF pro Jahr durchgeführt. Als Sensitivität wurde das erwartete Potenzial an neuen erneuerbaren Energien bei Förderung mit nominal 110 Mio. CHF pro Jahr ermittelt. Der Zubau von neuen erneuerbaren Energien beträgt in der Sensitivität ca. 2.5 TWh_{el} in 2035. Mit (im Mittel) einem Drittel der jährlichen Fördermittel können 44 % der entsprechenden Arbeit umgesetzt werden. Der im Verhältnis höhere Zubau

pro Fördermittel gegenüber dem Referenzfall ist auf die mit zunehmender Ausschöpfung der Potenziale teureren Technologien und Standorte zurückzuführen.

6.11 Zusammenfassende Betrachtung Szenario II

Die Politikvariante beinhaltet drei wesentliche Klassen von Instrumenten: Mit der aufkommensneutralen CO₂-Lenkungsabgabe auf Brennstoffen werden (moderate) Preissignale gesetzt (ca. 13.6 % Erhöhung bei Heizöl für Haushalte in 2035) und insgesamt ein Abgabenaufkommen von 0.4 Mrd. CHF – 0.76 Mrd. CHF umgeschichtet. Das entspricht 0.07 % bis 0.17 % Anteil am BIP. Hierdurch werden Effizienzinvestitionen im Bereich der Raum- und Prozesswärme angeregt. Die zweite Klasse ist ein zusätzliches Programm an Subventions- und Transaktionsinstrumenten, die zusätzlich zu den aus Szenario I bekannten Programmen EnergieSchweiz und Globalmitteln der Kantone ein jährliches Aufkommen in Höhe von 450 Mio. CHF gezielt einsetzen, das durch den Klimarappen über die Treibstoffe und über einen analogen Stromrappen erhoben wird. Das mit dem Klimarappen verbundene Budget für den Erwerb von ausländischen Zertifikaten wird nicht berücksichtigt, führt aber je nach unterstelltem Zertifikatspreis und Anrechnungsmechanismus zu einer anrechenbaren CO₂-Reduktion von 0.77 Mio. t/a bis 1.3 Mio. t/a. Die Transaktionsinstrumente, welche falls notwendig aus diesen Mitteln finanziert werden, bilden die dritte Klasse von Instrumenten und kennzeichnen gleichzeitig eine charakteristische Veränderung der politischen und gesellschaftlichen „Philosophie“ in diesem Szenario. Sie sollen insbesondere zu verstärkten Kooperationen zwischen Energiewirtschaft, Wirtschaftsbranchen und Politik beitragen, um vorhandene, aber gehemmte wirtschaftliche Effizienzpotenziale besser zu erschliessen. Diese Potenziale werden vor allem im Dienstleistungssektor demonstriert.

Grundsätzlich ist etwa ab 2010 bei der Endenergienachfrage ein langsamer und stetiger Rückgang festzustellen. Dies bedeutet auch, dass der Endenergiebedarf pro Kopf leicht absinkt. Verglichen mit dem Referenzszenario I ist dies eine leichte Trendveränderung.

Bei der Elektrizität ist das Nachfragewachstum gegenüber dem Referenzszenario verringert (Nachfrage in 2035 um 5.7 % reduziert gegenüber Szenario I, jeweils in der Trendvariante), eine Trendumkehr lässt sich jedoch nicht konstatieren. Insgesamt ist noch ein Wachstum von 22.5 % zwischen 2000 und 2035 festzustellen.

Zu den CO₂-Reduktionen bei den Brenn- und Treibstoffen tragen sowohl die Effizienzverbesserungen als auch die vor allem im Verkehrssektor sichtbar werdenden Steigerungen des Anteils erneuerbarer bzw. unkonventioneller (Erdgas/CNG) Energieträger bei.

Insgesamt zeigt sich, dass durch den dauerhaften politischen Impuls, der auch als dauerhaft kommuniziert unterstellt wird, eine Absenkung der Nachfrage gegenüber der Referenzentwicklung in allen Sektoren und bei allen nicht erneuerbaren Energieträgern erreicht wird. Die Differenz wächst im Laufe der Zeit, was auf das inkrementelle und additive Wirken der entsprechenden Instrumente und Massnahmen zurückzuführen ist.

Die Sensitivität „BIP hoch“ zeigt allerdings auch, dass diese Effizienzgewinne durch die Erhöhung von Mengen und Konsum wieder deutlich reduziert werden: In dieser Sensitivität nähern sich die Verhältnisse bei nahezu allen Kennzahlen (bis auf die erneuerbaren Energieträger, welche weiter und stärker zunehmen) der Referenz an.

Im Elektrizitätssektor wird bei einem als sehr effizient unterstellten Fördermechanismus für den Zubau von erneuerbarer Stromproduktion mit kontinuierlichem Ausbau der erneu-

erbaren Energien im Jahr 2035 eine Produktion von 5.7 TWh erreicht. Dies führt zu Mehrkosten von ca. 0.5 - 0.7 Rp./kWh beim Neubau des Kraftwerksparks (auf alle neu produzierten Kilowattstunden verteilt).

Nachfragereduktion und Angebot an neuen erneuerbaren Kapazitäten führen dazu, dass in den Varianten B und C gegenüber Szenario I zwei Gaskombikraftwerke eingespart werden können. In Variante A werden aufgrund der Blockgrösse immer noch zwei Kernkraftwerke benötigt, auch wenn rein rechnerisch bei einem eine kleinere Blockgrösse (1'000 MW statt 1'600 MW) hinreichen dürfte. Entsprechend sind die Exportmöglichkeiten (Arbeit und Leistung) nach dem Zubau des zweiten KKW-Blocks sehr hoch.

Aus Umweltsicht ergibt sich der Befund, dass die inländischen Verbrauchs- und Emissionsreduktionen dem Kyoto-Ziel der Schweiz für 2010 nicht genügen. Die Gesamtreduktion der CO₂-Emissionen in den „emissionsarmen“ Varianten A und G um 19.7 % bis 2035 gegenüber dem Jahr 2000 erscheint für eine mögliche ambitionierte Post-Kyoto-Zielsetzung eher als nicht genügend.

Die Importe an Energieträgern reduzieren sich zunächst leicht mit der Nachfragereduktion nach fossilen Brenn- und Treibstoffen, steigen mit dem Neubau von Kraftwerken jedoch wieder deutlich an. Die Anteile der Importe an der Gesamtenergie sind denjenigen von Szenario I in allen Varianten sehr ähnlich; die Verschiebungen im Energiemix bleiben noch wenig sichtbar. Bei Hitze- und Kältewellen zeigen sich in den Extremsituationen insbesondere in den Varianten A und G die winterlichen Importabhängigkeiten sowie in den Varianten A und B das „Klumpenrisiko“ aufgrund der Grösse der (bestehenden wie auch der zuzubauenden) KKW-Blöcke, das zu starken Speicherbelastungen führen kann, die sich auch in Folgejahren auswirken können.

7 Szenario III: Neue Prioritäten

7.1 Das Wichtigste in Kürze

Politischer Rahmen										
<p>Global verändern sich die Prioritäten in Richtung Klimaschutz, Energieeffizienz und Ressourcenschonung. Für dieses Szenario werden Ziele bis 2035 in den Bereichen CO₂-Emissionen, Energieverbrauch pro Kopf und Anteil der Erneuerbaren an den Brenn- und Treibstoffen sowie der Elektrizitätserzeugung gesetzt. Auf der Massnahmenseite werden die effizientesten Techniken („Best practice“) eingesetzt und über Marktmechanismen weiterentwickelt. Als Hauptinstrument wird eine aufkommensneutrale Abgabe auf fossilen Energieträgern und Strom eingesetzt, die die Endenergieträgerpreise bei den Fossilen gegenüber dem Preisszenario „30 \$“ verdoppelt, beim Strom um 50 % verteuert. Diese Abgabe wird flankiert von ordnungsrechtlichen Massnahmen im Bereich der Gebäude- und Gerätestandards sowie zur obligatorischen Beimischung von Biofuels zum Treibstoffmix.</p>										
Nachfrage										
<p>Die gesamte Endenergienachfrage nimmt bis 2035 gegenüber 2000 um 14.1 % ab. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 13.4 % an.</p>										
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	818.6	788.8	751.5	723.8	699.9
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.4	219.9	221.8	220.0	218.5	215.8
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	542.7	509.8	470.2	430.7	399.8	374.5
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	64.4	71.4	78.6	82.4	87.0	91.7
Energiemix										
<p>Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizitätsangebot) sinkt um 33.5 %. Der Anteil der fossilen Brenn- und Treibstoffe am Gesamtenergieverbrauch (incl. Umwandlungssektor) liegt je nach Variante des Elektrizitätsangebots zwischen 42 % (Var. A) und 51 % (Var. C.)</p>										
Elektrizitätserzeugung										
Var. A:	bis 2030 bis zu 14.1 TWh Importe, ab 2031 ein neuer EPR-Block mit einer Leistung von je 1'600 MW plus 0.7 GWh Importe									
Var. C:	Bis 2035 Chavalon plus 3 GuD-Blöcke à 550 MW mit je 20 % Holzgaszufueerung.									
Var. D:	17.4 TWh fossile WKK									
Var. E:	16.5 TWh neue EE plus 2.6 TWh neue Grosswasserkraft									
Var. C&E:	Chavalon plus 2 GuD-Blöcke mit Holzzufueerung, 8.1 TWh neue EE									
Var. D&E:	12.1 TWh fossile WKK plus 9.6 TWh neue EE									
CO₂-Emissionen nach Angebotsvarianten in Mio. t:										
	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. C&E 2035	Var. D&E 2035	Var. G 2035		
Szenario III	42.3	27.8	31.2	30.1	27.1	30.1	28.9	27.8		

7.2 Die wichtigsten Kenndaten

Tabelle 7-1 **Szenario III Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio. m ²	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise III Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	44.2	90.8	92.1	93.3	93.7	101.2
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	13.4	13.5	13.7	13.7	14.4
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	61.3	63.7	66.2	68.8	71.5
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	26.3	27.1	27.7	27.8	27.3
Preise III Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	432.2	886.6	891.0	895.0	898.3	977.7
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	306.5	633.6	637.1	640.2	642.7	718.3
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	7.9	7.9	7.9	8.0	8.5
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	14.9	15.7	16.1	16.5	16.2
Preise III Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.3	1.3	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.4	1.4	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	261.9	251.9	239.7	228.8	219.5	209.1
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	148.3	147.5	144.1	140.7	137.3
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	183.6	184.4	181.2	171.8	165.8	160.7
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	234.1	220.4	206.9	197.8	192.9
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	818.6	788.8	751.5	723.8	699.9
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.1	67.8	67.0	66.8	66.8	65.2
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	69.4	71.3	71.4	71.7	71.0
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	72.4	73.0	71.2	69.6	69.1
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.5	10.4	10.6
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	214.4	219.9	221.8	220.0	218.5	215.8
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	1.0
Verbrauch der Speicherpumpen nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.8	261.4	263.6	261.8	260.4	257.9
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.6	11.8	12.4	12.7	13.2	12.8
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.1	16.1	16.1
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	445.5	468.3	449.1	406.0	481.5	477.5
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	450.9	473.6	462.7	427.8	425.4	429.8
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ	375.0	388.2	420.0	408.5	447.5	476.4	462.4	420.0	414.5	407.9
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.6	449.8	484.3	478.0	445.3	444.5	438.5
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.5	453.3	483.8	472.7	443.1	439.9	442.7
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.3	448.5	480.3	471.1	435.2	433.0	427.8
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	445.5	468.3	449.1	406.0	403.6	399.7
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.4	13.1	12.6	12.0	11.6	11.2
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'078.1	1'076.0	1'024.5	945.4	994.5	969.1
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'083.5	1'081.2	1'038.1	967.2	938.4	921.4
Variante D	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'046.9	1'080.0	1'084.1	1'037.8	959.4	927.5	899.5
Variante E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.0	1'082.4	1'091.9	1'053.4	984.7	957.5	930.0
Variante C&E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'046.8	1'085.9	1'091.4	1'048.1	982.5	952.9	934.3
Variante D&E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'046.7	1'081.1	1'087.9	1'046.5	974.6	946.1	919.4
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'078.1	1'076.0	1'024.5	945.4	916.7	891.2
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.0	539.3	500.8	460.9	429.2	401.4
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	584.2	552.5	530.3	506.7	475.0	463.4
Variante D	PJ	573.9	561.6	589.0	588.1	582.0	567.5	555.7	545.6	549.3	561.1
Variante E	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.0	539.3	500.8	460.9	429.2	401.4
Variante C&E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.3	583.7	552.4	514.9	493.2	463.2	453.1
Variante D&E	PJ	573.9	561.6	589.0	587.4	577.9	557.0	535.3	514.1	504.8	502.5
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.0	539.3	500.8	460.9	429.2	401.4
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	286.3
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante C&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 7-1 **Szenario III Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.2	10.2	9.1	8.1	7.3	6.5
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.2	3.8	3.4	3.1	2.8
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.6	5.4	5.0	4.7	4.5
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.6	14.4	13.3	12.5	12.0
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	35.6	32.7	29.8	27.6	25.8
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.2
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	2.5	3.4	3.4	4.3
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.0	1.3	1.8	2.2	2.7	3.2
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.3	0.2	0.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.3	2.3	3.2
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4	1.6	2.0
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	38.0	35.1	32.2	29.8	27.8
Variante B	Mio. t										
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	38.8	36.7	34.7	32.3	31.2
Variante D	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.7	38.5	36.0	33.5	31.6	30.1
Variante E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	37.9	34.8	31.6	29.2	27.1
Variante C&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	41.2	38.7	35.7	33.6	31.2	30.1
Variante D&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.6	38.2	35.5	32.7	30.6	28.9
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	38.0	35.1	32.2	29.8	27.8
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	48.2	39.5	34.9	32.1	30.6
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t										
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.4	0.4	0.5
Variante D	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.8	2.3	1.2	0.9	0.2	-0.1
Variante E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.1	0.2
Variante D&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.7	2.1	0.9	0.5	0.0	-0.2
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'505.8	2'495.6	1'795.7	1'598.1	1'467.2	1'272.4
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1
Variante B	t										
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.0	6.2	5.3	9.1	13.8	13.7	19.2
Variante D	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.4	3.6	1.9	1.3	0.4	0.2
Variante E	t	40.9	37.9	5.1	6.0	4.0	4.2	3.8	4.6	5.3	5.1
Variante C&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.5	6.1	4.9	10.3	10.4	15.7
Variante D&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.5	4.3	3.3	3.6	3.3	2.9
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmefachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

7.3 Politikvariante

7.3.1 Szenariengrundsätze

Das Szenario III ist ein „Zielszenario“, bei dem methodisch ein gegenüber den „Politikszenerarien“ I und II umgekehrtes Vorgehen gewählt wird. Hier wird eine Aussage der Qualität „Was muss geschehen, damit...“ untersucht.

Als Ziele für die Entwicklung zwischen 2000 und 2035 wurden gesetzt:

- Reduktion des Endenergieverbrauchs pro Kopf um 20 %,
- Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um 20 %,

- Anteil Erneuerbarer Energieträger an der Wärmenachfrage in 2035: 20 %,
- Anteil erneuerbarer Energieträger an der Treibstoffnachfrage in 2035: 5 %,
- Anteil neuer erneuerbarer Energien an der Elektrizitätsnachfrage in 2035: 10 %.

Im Vergleich mit den Ergebnissen aus den Szenarien I und II wirken diese Ziele ambitioniert - sie erfordern in jedem Fall einen Satz von Paradigmen, Prioritäten und/oder Instrumenten, der weitaus stärker auf das gesamte Energiesystem (und damit auch Wirtschaftssystem) einwirkt als dies in den Szenarien I und II unterstellt wurde.

Eine solche Zielsetzung ist nur zu erreichen, wenn davon ausgegangen wird, dass sich weltweit die Prioritäten stark zugunsten von Fragen des Klimaschutzes, der Energieeffizienz und der Förderung erneuerbarer Energien verschieben. D.h. es wird von völkerrechtlich verbindlichen CO₂-Zielen ausgegangen.

Die Industrieländer einschliesslich der Schweiz sind stärker als bisher aktiv bereit, Krisenvorsorge aus Eigeninteresse zu betreiben, indem der Energieverbrauch gemindert und die Umweltbelastung reduziert werden. Man hat erkannt, dass Investitionen im Inland volkswirtschaftlich besser sind, als Jahr für Jahr höhere Ölpreise bezahlen zu müssen.

Energie und Umweltqualität haben zukünftig einen deutlich höheren Stellenwert in der Gesellschaft als heute.

Methodisch wurde in diesem Szenario davon ausgegangen, dass vor allem bekannte, marktbeste Technologien zum Einsatz kommen. Hierbei wurde ein zweistufiges Vorgehen gewählt:

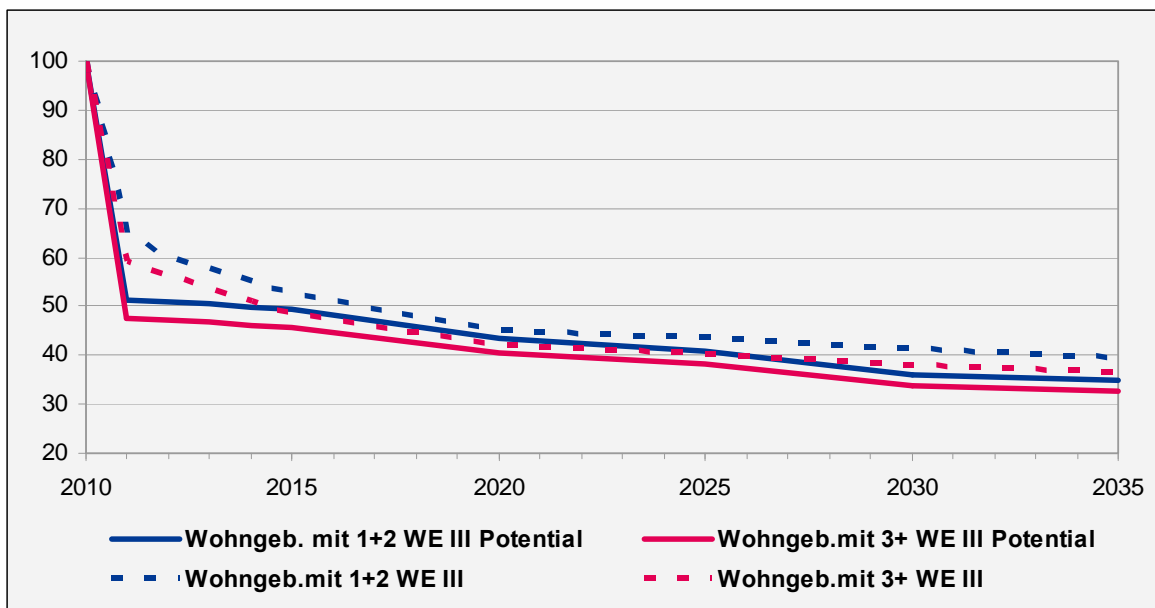
In einem ersten Schritt wurde ein konsequentes „Potenzialszenario“ gerechnet, bei dem davon ausgegangen wurde, dass ab dem Jahr 2011 bei jeder Investitionsentscheidung für Geräte, Gebäude, Prozessenergie oder Fahrzeuge die jeweils marktbeste („best practice“) Lösung gewählt wird. Das bedeutet insbesondere im Gebäudebereich beispielsweise die Umwandlung aller „Pinselsanierungen“ in energetische Sanierung auf hohem Standard, wenn das jeweilige Bauteil zum entsprechenden Zeitpunkt gerade zur Sanierung fällig ist. Ausserdem wurde davon ausgegangen, dass sich diese Technologien aufgrund der verstärkten Nachfrage im Zeitablauf noch moderat im Sinne eines autonomen Fortschritts weiterentwickeln. Technologiesprünge oder „shifts“ hin zu ganz anderen als den heutigen technischen Lösungen, um das jeweilige Problem zu adressieren, wurden jedoch nicht unterstellt. (Beispiele für „shifts“, die hier nicht unterstellt wurden: Visoren statt Bildschirme oder reaktive Kleidung, die thermisch auf die Aussentemperatur reagieren kann und damit die Raumheizung zumindest entlastet). Der Zeitpunkt 2011 als Beginn dieser Strategie wurde gewählt, da zum Zeitpunkt der Erstellung der Szenarien (2005/2006) davon ausgegangen wurde, dass eine Veränderung der politischen Paradigmata und der für die Umsetzung auf der technischen Seite erforderlichen Instrumente mit hoher Eingriffstiefe ein tiefgreifender und konzentrierter politischer Diskussionsprozess notwendig ist. Aus Sicht der Modellierer ist ein Zeitraum von fünf Jahren hierfür durchaus optimistisch angesetzt.

Das oben beschriebene Potenzialszenario ist als Sensitivität „Potenzial“ dokumentiert.

Da ein entsprechendes abruptes Verhalten von Marktteilnehmern trotz neuer Prioritäten als unrealistisch eingeschätzt wird, wurde in einem zweiten Schritt die Marktdurchdringung mit den jeweiligen best-practice-Technologien abgeschwächt: Der Übergang erfolgt

nicht mehr abrupt in 2011, sondern es entsteht eine stetige Diffusion, die etwa ab 2025 – 2030 zu einer nahezu vollständigen Durchdringung führt. Diese Durchdringung wird, wo möglich, mittels logistischer Funktionen modelliert. In Figur 7-1 ist das Prinzip für Gebäude im Sektor Private Haushalte dargestellt: die durchgezogenen Linien zeigen die Absenkung der spezifischen Verbräuche (je Fläche oder je geleisteter Energiedienstleistungseinheit, z.B. bei Geräten) von Neuinvestitionen ab dem Jahr 2010 in der Potenzialvariante (im Jahr 2010 wird der spezifische Verbrauch mit 100 indiziert). Die gestrichelten Linien zeigen den realistischen „weichen“ Übergang der Standards im endgültigen Szenario III.

Figur 7-1 **Szenario III Trend**
Schemazeichnung der Wirkungsweise des Einsatzes neuer Techniken Szenario III zu Szenario III Potenzial (Gebäude, Elektrogeräte indiziert auf 2010)



Prognos 2006

Die verwendeten best-practice-Technologien sind bezüglich ihrer spezifischen (Mehr-) Kosten je nach Sektor und Massnahmenbereich sehr unterschiedlich: die Skala reicht von Minderkosten (sparsamere Autos in kleineren Klassen) über etwa Kostengleichstand oder Vollkostenäquivalenz bei zahlreichen Geräten aus dem Bereich der Weissen Ware bis hin zu deutlichen Mehrkosten im Bereich der Gebäudesanierungen.

7.3.2 Unterstellte energiepolitische Instrumente

Methodisch wurden die notwendigen Instrumente bzw. die benötigte Eingriffstiefe abgeleitet, nachdem die technikbasierten Berechnungen durchgeführt und die Ergebnisse erreicht sowie interpretiert wurden.

Um die Investitionsprioritäten zahlreicher und sehr heterogener Einzelakteure gegenüber dem heutigen Marktgeschehen deutlich in Richtung Energieeffizienz zu verändern, sind Instrumente einer sehr starken Eingriffstiefe notwendig.

Das Hauptinstrument besteht in diesem Szenario in einer Energieabgabe, die die Endenergiepreise der fossilen Energieträger gegenüber dem Preisszenario „Trend“ verdoppelt. Die Strompreise auf der Endverbraucherebene steigen um 50 %, ebenso die Fern-

wärmepreise. Es wird unterstellt, dass Holz aufgrund der Konkurrenz zu Öl und Gas im Bereich der (zentralen und dezentralen) Raumwärmeproduktion ein wenig nachzieht (+30 %). Darüber hinaus werden die Strompreise für Endverbraucher ebenfalls durch eine Lenkungsabgabe gegenüber dem Preisszenario „Trend“ um 50 % erhöht. Diese Abgabe ist zunächst wie in Szenario II und Sensitivität Ib als reine Lenkungsabgabe konzipiert, die über einen zur CO₂-Abgabe analogen Mechanismus an die privaten Haushalte und die Unternehmen aufkommensneutral zurückverteilt wird.

Da eine solche Abgabe die Einzelwirtschaftlichkeit der Massnahmen stark verändert, können über die Abgabe hinaus bestimmte Standards und Marktentwicklungen mit ordnungsrechtlichen Instrumenten im Sinne eines „Sperrklinkeneffekts“ geregelt werden. Hierzu gehören z.B.:

- Die Anforderungen an Neubauten und Sanierungen werden in 2011 um 60 - 70 % erhöht. In 2016 weitere Verschärfung um 20 %, danach moderate weitere Absenkung.
- Geräte der Klassen schlechter als B werden ab 2011 vom Markt genommen, die Anforderungen an die energieeffizienten Klassen werden regelmässig verschärft.
- Bei den Treibstoffen werden Blends bis 10 % Zumischung von Bioethanol und Synfuels zunächst zulässig und später obligatorisch.

Darüber hinaus ist es notwendig, insbesondere im sehr wichtigen Bereich der Gebäudesanierungen Hemmnisse wie das Mieter-Investor-Dilemma zu beseitigen sowie durch geeignete Instrumente die „verpassten Chancen“ zu minimieren, die entstehen, wenn an Bauteilen Funktionsreparaturen vorgenommen werden, ohne die energetische Qualität zu verbessern. Typisches Beispiel sind hier die „Pinselsanierungen“ der Aussenhülle, bei der lediglich Anstrich oder Putz erneuert werden anstatt eine Aussenwanddämmung anzubringen. In Szenario III wird davon ausgegangen, dass sich die Zahl der bei Fälligkeit eines Bauteils durchgeführten energetischen Verbesserungen gegenüber der Vergangenheit signifikant erhöht – perspektivisch werden alle Sanierungen zu energetischen Sanierungen. Da die Instrumente bei diesem Szenario methodisch aus den modellierten technischen Massnahmen abgeleitet werden, findet sich in Kap. 7.11 eine etwas detailliertere Beschreibung der möglichen über die Lenkungsabgabe hinausgehenden Instrumente.

7.4 Umsetzung in den Sektoren

7.4.1 Sektor Private Haushalte

Die genaue Diskussion und Darstellung aller Annahmen und Ergebnisse findet sich im Sektorbericht Private Haushalte [Prognos 2006b]. Aus diesem werden im folgende wesentliche Aspekte referiert und kommentiert.

In den einzelnen Energieverbrauchssegmenten wird von folgenden Massnahmen und Entwicklungen ausgegangen:

- Die wärmetechnischen Anforderungen an die Gebäudehülle werden ab 2011 bei Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH) um knapp 60 Prozent und bei den Mehrfamilienhäusern (MFH mit 3 und mehr Wohnungen) um knapp 70 Prozent erhöht. Nach 5 Jahren werden die Anforderungen nochmals um gut 20 Prozent verschärft und auch danach werden die spezifischen Heizwärmebedarfe moderat weiter gesenkt.

- Ab 2011 kann die Sanierungs- bzw. Erneuerungsrate um knapp 30 Prozent erhöht werden, weil es gelingt, einen Teil der Pinselsanierungen in vollwertige energetischen Erneuerungen umzuwandeln. Auch hier beträgt die Sanierungseffizienz nur noch 1/3 der Effizienz der erstmaligen Erneuerung, wenn alle Gebäude bzw. Wohnungen einer Baualterklasse einmal „durchsaniert“ sind.
- Die Sanierungseffizienzen liegen auf dem Niveau von Sensitivität Ib Preis 50\$, d.h. auf einem Niveau, das deutlich höher ist als in den Szenarien I Trend (bzw. Ib Trend, in dem reale Weltmarktölpreise von 30\$/bbl mit der CO₂-Abgabe von nominal CHF 35 auf Brennstoffe kombiniert werden).
- Bei den Heizanlagen und beim Hilfsenergiebedarf Elektrizität (für Pumpen, Brenner etc. von Zentralanlagen) werden ca. 80 Prozent der Einsparpotenziale realisiert.
- Die Warmwassersysteme werden deutlich stärker als in den Trendszenarien, aber weniger stark als in der Potenzialvariante vom Heizsystem bzw. vom Energieträger des Heizsystems „entkoppelt“. Solare Brauchwassersysteme und Brauchwasser-Wärmepumpen werden zu den dominierenden Brauchwassersystemen.
- Bei den Elektrogeräten werden wie erwähnt die sich in der Potenzialvariante ergebenden Einsparpotenziale zeitverzögert realisiert, energieineffizientes Verhalten wird langsamer als in der Potenzialvariante abgebaut.
- In der Beleuchtungstechnik, bei der Unterhaltungselektronik und beim Kochen braucht die Vollversorgung mit den Bestgeräten ca. 10 Jahre Zeit, bis eine vollständige Marktdurchdringung erreicht ist. In der Beleuchtungstechnik werden zudem nicht alle in der Potenzialvariante aufgezeigten Substitutionsmöglichkeiten ausgeschöpft. Auch die Potenziale der neuen Hochvolthalogen- und LED-Techniken in der Beleuchtung werden zunehmend genutzt.

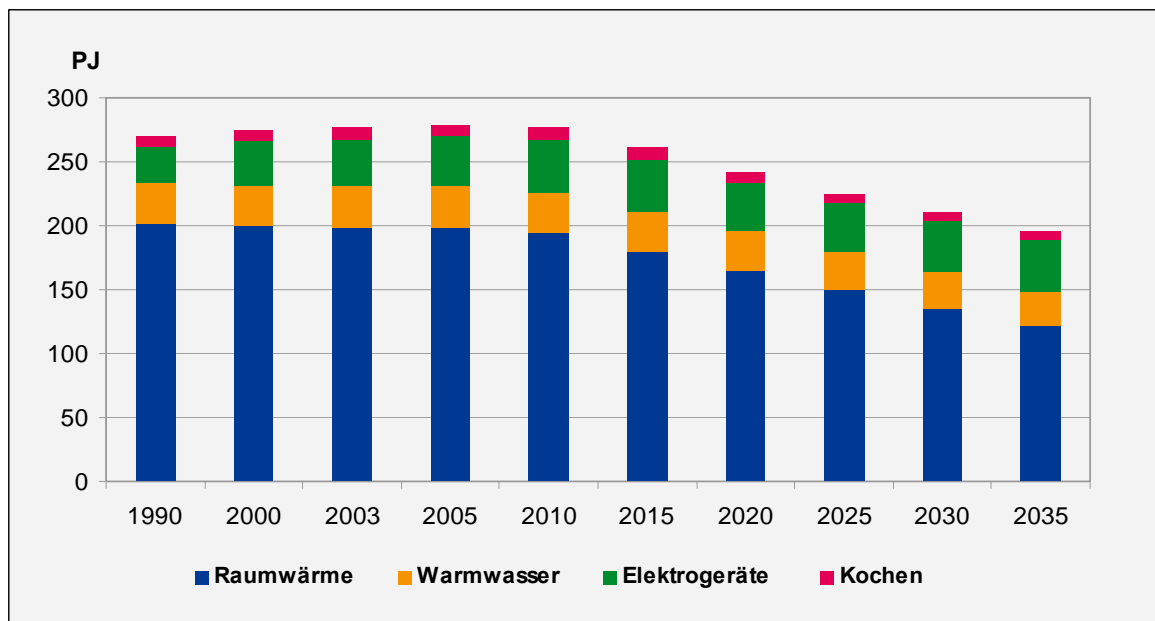
Tabelle 7-2 und Figur 7-2 zeigen die daraus resultierenden Energieverbräuche nach Verwendungszwecken.

Tabelle 7-2 **Szenario III Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken,
witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ

	1990	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Raumwärme	200.7	199.4	198.8	199.0	194.3	180.2	165.2	149.7	134.9	121.0
Warmwasser	33.4	32.0	32.1	31.9	31.3	30.4	30.1	29.8	29.1	28.1
Elektrogeräte	28.5	34.6	37.3	38.8	41.8	41.3	38.4	38.5	40.0	40.3
Kochen	8.3	8.8	8.9	9.0	9.1	8.8	7.8	7.0	6.5	6.3
Total	270.9	274.7	277.0	278.8	276.5	260.7	241.6	224.9	210.5	195.7
Total , Abgrenzung wie GEST (PJ)	254.6	258.3	260.6	262.2	259.9	245.0	226.8	211.1	197.4	182.8

Prognos2006

Figur 7-2 **Szenario III Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken,
witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ



Prognos 2006

Sowohl an den Zahlen als auch an der Abbildung zeigt sich nach 2010 die deutliche Trendveränderung von der „Nahezu-Konstanz“ (die bei den wachsenden Flächen bereits einen Effizienz-Effekt beinhaltet) zu einer kontinuierlichen Absenkung, vor allem bei der Raumwärmenachfrage.

Gegenüber Szenario I Trend nimmt der Verbrauch der Haushalte um 15,7 % (Abgrenzung gem. Gesamtenergiestatistik) ab. Hierzu trägt das Verbrauchssegment „Raumheizung“ mit einer Reduktion um 16,8 % am stärksten bei. Bei den Elektrogeräten (incl. Beleuchtung) beträgt die relative Verringerung 18,9 %; dieser Bereich macht allerdings nur etwa ein fünftel des Gesamtverbrauchs aus. Gegenüber heute (2005) nimmt dieser Bereich am Gesamtverbrauch wie in den Szenarien I und II noch zu (von 14,8 auf 20,1 %)

Bezogen auf die Energieträger nimmt die Nachfrage nach den Hauptenergieträgern für das Segment Raumwärme, Öl und Gas, am stärksten ab (Öl -36,6 %, Gas - 9 %). Die Abnahme gegenüber Szenario II ist ebenfalls deutlich (Öl -31,1 %, Gas -5 %). Die Elektrizitätsnachfrage nimmt gegenüber Szenario I Trend mit - 15,7 % trotz des verstärkten Wärmepumpeneinsatzes ebenfalls deutlich ab. Holz und Erneuerbare nehmen deutlich zu (21,1 %); hier wirkt vor allem die verstärkte Substitution in Erneuerbare (an dieser Stelle ist auch die Umgebungswärme verbucht) nachfragesteigernd.

7.4.2 Sektor Dienstleistungen

Die genaue Diskussion und Darstellung aller Annahmen und Ergebnisse findet sich im Sektorbericht Dienstleistungen [CEPE 2007]. Aus diesem werden im folgende wesentliche Aspekte referiert und kommentiert.

Zu den o.g. Diffusionshemmnissen durch übliche Organisations-, Transaktions- und Opportunitätskonflikte werden noch technische Hemmnisse oder Interessenkonflikte (z.B. Denkmalschutz) berücksichtigt, die insbesondere bei bestehenden Gebäuden dazu füh-

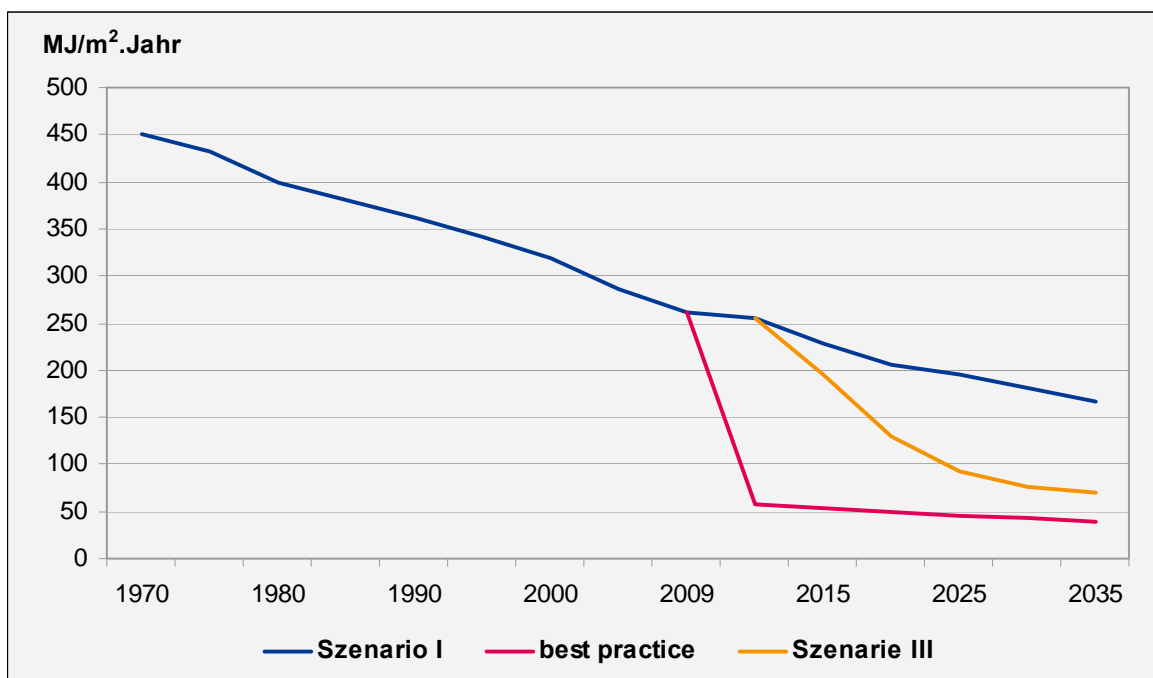
ren, dass im Prinzip vorhandene „best practice“-Lösungen nicht umgesetzt werden können.

Als „best practice“ bei Neubauten im Dienstleistungssektor werden für das Jahr 2010 Neubauten mit einem Heizwärmebedarf von 58 MJ/(m²*Jahr) angenommen. Dieser sehr tiefe Wert entspricht dem in Szenario I beschriebenen Heizwärmebedarf der sehr effizienten Neubauten, die heute rund 5% aller Neubauten ausmachen und im Szenario I ihren Anteil bis 2035 auf 25% erhöhen.

Dieser Wert von 58 MJ/(m²Jahr) als „best practice“ im Jahre 2010 reduziert sich bis 2035 um -1.5%/Jahr auf 40 MJ/(m²Jahr). Für die Potentialbetrachtung nehmen wir an, dass alle Neubauten ab 2010 den „best practice“ Wert erreichen.

Bei der Umsetzung wird der Anteil der Neubauten, welche diese Zielgrösse erreichen, stetig gesteigert. Nach 25 Jahren, d.h. in 2035, wird die Zielgrösse von den meisten Neubauten erreicht. Der Übergang wird durch eine logistische Kurve mit einer Diffusionszeit bis zur Sättigung von 60 Jahren beschrieben. Der steigende Anteil der „best practice“ Neubauten (10 % in 2010, 47 % in 2020 und 83 % in 2030) wird kompensiert durch den Rückgang der „schlechten“ Gebäude und der Gebäude, welche den hoheitlichen Anforderungen im Szenario I entsprechen (Figur 7-1). Der durchschnittliche Wärmebedarf der Neubauten reduziert sich damit um fast 50 % zwischen 2010 (256 MJ/(m².Jahr)) und 2020 (129 MJ/(m².Jahr)) und nochmals um fast 50 % bis 2035 (69 MJ/(m².Jahr)) (Figur 7-3).

Figur 7-3 **Szenario III Trend**
Dienstleistungssektor: Vergleich des „best practice“ Heizwärmebedarfs (Potential) mit dem durchschnittlichen Heizwärmebedarf der Neubauten in Szenario I und in Szenario III



CEPE 2007

Bei den Sanierungen entspricht der Standard „best practice“ einer Verdoppelung der Energieeinsparung gegenüber der durchschnittlichen energetisch wirksamen Sanierung im Szenario I.

Für die Umsetzungsraten wird wie im Falle der Neubauten für Szenario III angenommen, dass der Anteil der Gebäude, die in Szenario I nur eine Pinselsanierung erfahren und im Szenario III die „best practice“ Einsparung erreichen, anfänglich nur langsam wächst: von 0 % im Jahre 2010 über 20 % in 2020 bis auf 85 % in 2035. Die hier angenommene Diffusionszeit bis zur Sättigung beträgt 50 Jahre.

Bei den Heizsystemen wird neben einer weiteren Reduzierung (vor allem der Verteilverluste) angenommen, dass die Erdgas-Wärmepumpen langsam Marktanteile gewinnen. Mit 10 % Anteilen von Wärmepumpen am Gasmarkt im Jahre 2035 und einem (von 2010 bis 2035 konstanten) Jahresnutzungsgrad von 130 % liegt der Jahresnutzungsgrad der Erdgassysteme im Szenario III in 2035 etwa 4 Prozentpunkte über dem „best practice“ Wert ohne Wärmepumpen.

Im Elektrizitätsbereich werden die „best-practice“-Potenziale bei den Neubauten durch den Übergang von den Grenzwerten zu den Zielwerten der SIA 380/4 Empfehlungen definiert. Diese Zielwerte liegen für die Anwendung „Klima/Lüftung“ um -40 % und für die „Beleuchtung“ um -30 % unter den Grenzwerten. Für die übrigen Anwendungen (Arbeitshilfen, zentrale Dienste, Haustechnik und Elektrowärme) werden bescheidenere Verbesserungen von -20 % angenommen. Im Szenario III orientieren sich rund 50 % der Neubauten sehr schnell an diesen Zielwerten, Gegen 2020 nimmt der Anteil der Neubauten, welche die Zielwerte erreichen, deutlich zu und erreicht 90% nach 2025. Die Diffusionszeit bis zur Saturierung beträgt 20 Jahre.

Bei den Sanierungen sind die Einsparungen methodisch wie im Szenario I an die Einsparungen bei den Neubauten gekoppelt. In Szenario I wird bei einer Sanierung durchschnittlich 50 % der Einsparungen (Differenz zwischen dem durchschnittlichen Gebäude einer homogenen Gruppe und dem durchschnittlichen neuen Gebäude) bei den Neubauten im Szenario I erreicht. Für die Potenzialbetrachtung „best practice“ nehmen wir an, dass bei einer Sanierung ab 2010 100 % der Einsparungen bei denjenigen Neubauten, die im Szenario I den Grenzwert erreichen, realisiert wird, d.h. die Einsparungen bei einer Sanierung im Elektrizitätsbereich erhöhen sich in 2010 sprunghaft um mehr als das Doppelte gegenüber dem Szenario I. Für die konkrete Umsetzung wird berücksichtigt, dass nicht alle Neubauten optimal gebaut werden und dementsprechend die durchschnittlichen Einsparungen bei den Neubauten kleiner ausfallen. Bei den Sanierungen wird dieses bereits reduzierte Potential anfänglich nur zu 50 % und auch längerfristig (nach 2020) nur zu 75 % ausgeschöpft Dieser Übergang wird mit einer Diffusionszeit von 20 Jahren modelliert.

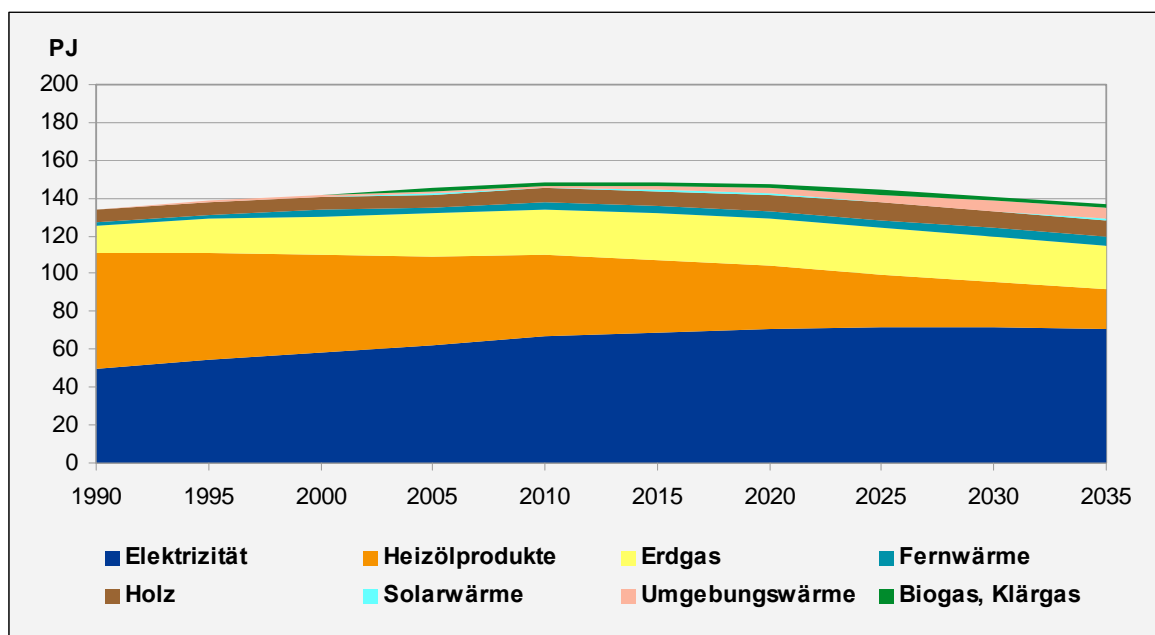
Die resultierende Endenergienachfrage nach Energieträgern wird in Tabelle 7-3 und Figur 7-4 dargestellt.

Tabelle 7-3 **Szenario III Trend**
Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern,
klimabereinigte Modellwerte, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	69.4	71.3	71.4	71.7	71.0
Heizölprodukte	61.2	56.1	51.7	47.2	43.0	37.8	32.9	28.3	24.1	20.7
Erdgas	14.3	17.9	20.3	22.4	24.2	24.9	25.1	24.8	24.1	23.5
Fernwärme	2.1	2.5	2.9	3.2	3.5	3.8	4.0	4.1	4.1	4.2
Holz	6.6	6.8	7.0	7.2	7.7	8.1	8.6	8.8	8.9	9.1
Solarwärme	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5
Umgebungswärme	0.3	0.4	0.6	0.9	1.3	2.1	3.2	4.3	5.3	6.3
Biogas, Klärgas				2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Summe	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	148.3	147.5	144.0	140.7	137.2

CEPE 2006

Figur 7-4 **Szenario III Trend**
Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern,
klimabereinigte Modellwerte, in PJ



CEPE 2006

Die Gesamtenergienachfrage steigt bis zum Jahr 2010 noch leicht an (ca. 5 % gegenüber dem Jahr 2000), um danach stetig abzusinken und in 2035 knapp (2.8 %) unter dem Verbrauch des Jahres 2000 zu liegen. Diese Entwicklung ist vor allem auf den Rückgang im Wärmebereich zurückzuführen. Die Elektrizitätsnachfrage steigt bis zum Jahr 2035 um 21 % gegenüber der Nachfrage im Jahr 2000. Im Vergleich zu Szenario I bedeutet dies einen Rückgang der Gesamtenergienachfrage in 2035 um 15.7 % sowie einen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage um 13.7 %. Im Vergleich zu Szenario II ist der Rückgang jeweils vergleichsweise gering: Bei der Gesamtenergie um 3.3 %, bei der Elektrizität um 0.8 %. Die Erneuerbaren Energieträger im Wärmebereich werden um 12 % stärker nachgefragt als in Szenario I.

7.4.3 Sektor Industrie

Zur vertieften Beschreibung sowohl der Modellmechanik als auch der Ergebnisse wird auf den Sektorbereich [basics 2007] verwiesen.

Aufgrund der zahlreichen verschiedenen Produktionsprozesse im Industriesektor ist eine einfache Beschreibung des Grundprinzips von Szenario III nur mit einem gewissen Abstraktionsgrad möglich. Grundsätzlich besteht im Industriesektor das Problem, dass - im Gegensatz zum Gebäudesektor - keine allgemein verfügbaren und breit einsetzbaren Techniken (wie z.B. Wärmedämmung) existieren, die lediglich konsequenter oder in stärkerem Ausmasse angewendet werden müssten, um damit einen „best-practie-Standard“ (wie den MINERGIE-Standard) für einen Prozess zu erreichen. Allgemein verfügbar sind im Grundsatz Querschnittsmassnahmen wie hocheffiziente Elektromotoren, Abwärmenutzung, effiziente Pumpen, Verlustreduktion bei Druckluftversorgung, die jedoch auch mit der Fälligkeit des jeweiligen Teils der Produktionsanlage umgesetzt werden müssen.

Bei den eigentlichen Produktionsprozessen wird als „best practice“-Technologie eine Prozessführung verstanden, die sich bereits am markt bewährt hat – aber dennoch deutlich geringere spezifische Verbräuche aufweist als sämtliche derzeit in der Schweiz in Betrieb befindlichen Anlagen. Nach unten hin wird der Begriff zur „innovativen“ Technologie abgegrenzt, für die zwar bereits der Funktionsnachweis erbracht ist, die sich aber noch zur Marktreife hin entwickeln muss. Tabelle 7-4 und Figur 7-5 zeigen die Abgrenzung der Begriffe – und gleichzeitig die bereite Streuung der spezifischen Energieverbräuche für die Herstellung des gleichen Endprodukts – am Beispiel der recht energieintensiven Prozesses „Klinkerbrennen“:

Tabelle 7-4 **Szenario III Trend**
Industriesektor: Beispiel „Klinkerbrennen“, spezifischer Verbrauch je t Klinker für verschiedene Technologiestufen

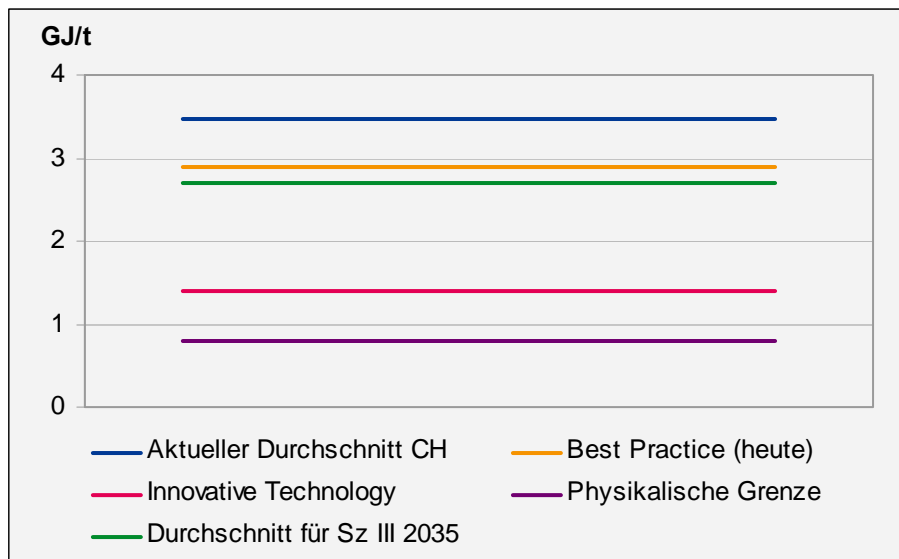
Kategorie	GJ/t Klinker
Aktueller Durchschnitt CH	3.46
Best Practice (heute)	2.9
Innovative Technology	1.4
Physikalische Grenze	0.8
Durchschnitt für Sz III 2035	2.7

Quelle: basics 2007

Am Verhältnis der Zahlen zwischen „best practice heute“ und dem Durchschnitt für Szenario III in 2035 ist abzulesen, dass innerhalb des Marktsegments „best practice“ ab 2011 eine Weiterentwicklung zu höherer Energieeffizienz angenommen wird.

Figur 7-5

Szenario III Trend
Industriesektor: Beispiel „Klinkerbrennen“, spezifischer Verbrauch
je t Klinker für verschiedene Technologiestufen



Quelle: basics 2007

Gerade im Industriesektor ist zu betonen, dass eine solche Entwicklung wie die Reduktion des durchschnittlichen spezifischen Verbrauchs für einen Prozess vom heutigen Durchschnitt bis 2035 um ca. 22 % nur in einem internationalen Zusammenhang ähnlicher Rahmenbedingungen und Technologieentwicklungen zu sehen ist. Grundsätzlich werden diese neuen best-practice-Technologien dann eingesetzt, wenn Ersatzinvestitionen durchgeführt werden.

Gegenüber dem bisherigen Niveau sind für Neuanlagen im Jahr 2035 eher vorsichtig spezifische Reduktionen zwischen 5 und 15 % angenommen worden, je nach Prozess und Branche allerdings ziemlich unterschiedlich und zum Teil weniger oder gar mehr. Bezüglich der Umsetzung wird davon ausgegangen, dass nach einer Übergangsphase rund 85 Prozent der Neuanlagen im Produktionsbereich tatsächlich diesen verbesserten best-practice-Anlagen entsprechen). Der Übergang zu einem konsequenten Einbauen von best-practice-Technologien wird über einen logistischen Diffusionsansatz ab 2010, d.h. ab jenem Jahr, ab dem sich Szenario III von Szenario Ia unterscheiden soll, über einige Jahre "verschmiert".

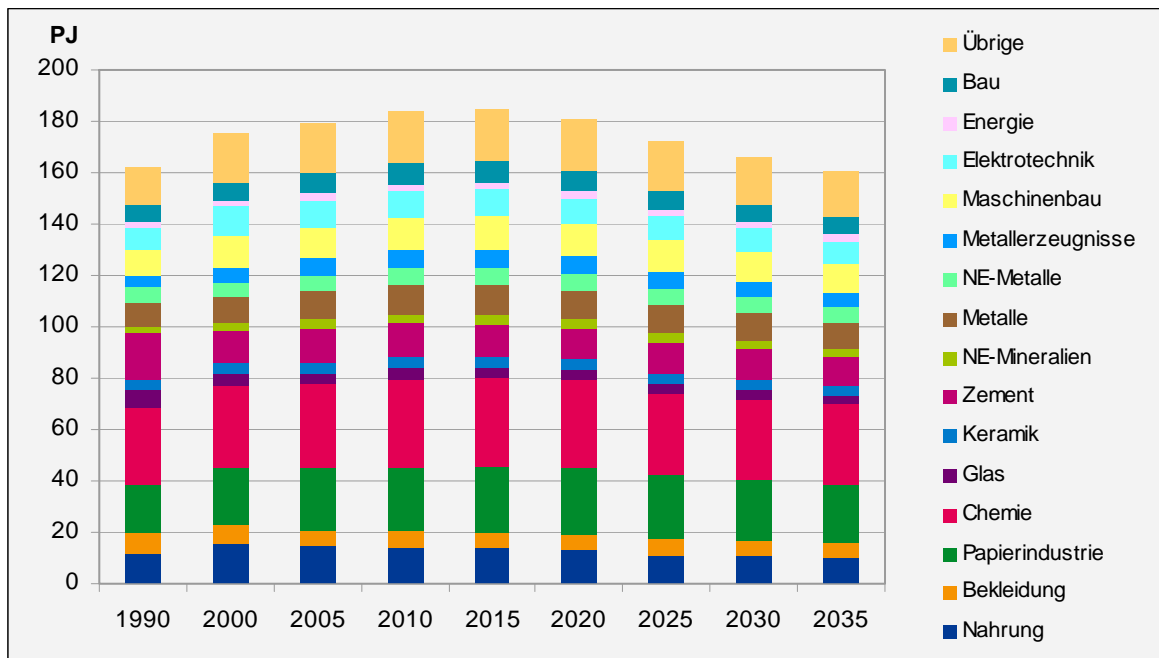
Das Ergebnis in der Energienachfrage nach Branchen ist in Tabelle 7-5 und Figur 7-6 dargestellt.

Tabelle 7-5 **Szenario III Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035,
in PJ

Nr.	Branche	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
1	Nahrung	11.8	15.3	14.6	14	13.5	12.8	11	10.5	10.1
2	Bekleidung	8.1	7.6	6.4	6.8	6.5	6.6	6.5	6.4	6.3
3	Papierindustrie	18.4	22.2	24.2	24.7	25.7	25.9	25.1	24	21.9
4	Chemie	30.5	32	32.6	33.9	34.4	33.6	31.3	30.9	31.5
5	Glas	6.8	4.5	4.1	4.2	4.1	3.9	3.7	3.5	3.2
6	Keramik	4	4.4	4.3	4.5	4.6	4.6	4.3	4.2	3.9
7	Zement	18.2	12.5	12.9	13.1	12.1	11.9	11.9	11.7	11.5
8	NE-Mineralien	2.2	3.3	3.9	3.8	3.7	3.6	3.6	3.5	3.4
9	Metalle	9.2	10	11	11.3	11.5	11.3	11.2	10.4	9.9
10	NE-Metalle	6	5.1	6.1	6.5	6.7	6.5	6.3	6.1	5.7
11	Metallerzeugnisse	5.1	6.4	6.6	7	7.2	7	6.6	6.3	6
12	Maschinenbau	10	12.3	12	12.5	12.8	12.5	12	11.7	11.4
13	Elektrotechnik	8.2	11.2	10.9	10.9	10.8	10.1	9.4	8.9	8.5
14	Energie	2.1	2.4	2.4	2.5	2.6	2.6	2.6	2.5	2.5
15	Bau	7	7.2	7.8	8	8.1	7.9	7.7	7.4	7.3
16	Übrige	14.5	18.9	19.4	20	20.2	20.3	18.8	17.9	17.5
Summe		162.1	175.1	179	183.6	184.4	181.2	171.8	165.8	160.7

basics 2007

Figur 7-6 **Szenario III Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035,
in PJ



basics 2007

Wie im Dienstleistungssektor zeigt sich im Industriesektor ab 2015 ein deutlicher Rückgang der Nachfrage, nahezu linear bis 2035.

Im Ergebnis steigt die Endenergienachfrage im Industriesektor bis zum Jahr 2013 an (5.4 % gegenüber der Nachfrage von 2000), um danach bis zum Jahr 2035 deutlich abzusinken.

ken und damit um 8.2 % unter der Nachfrage von 2000 zu liegen. Gegenüber der Nachfrage von Szenario I bedeutet dies in 2035 eine Verringerung um 11.9 %.

Die Elektrizitätsnachfrage steigt in Szenario III bis 2035 um 5.9 % gegenüber der Nachfrage des Jahres 2000. Gegenüber Szenario I Trend ist dies ein Rückgang um 7.6 %.

Bezogen auf die Branchen (Tabelle 7-6, Figur 7-3) sind die stärksten absoluten Nachfragerückgänge in den Wirtschaftszweigen Nahrung, Elektrotechnik und Glas, Bekleidung, gefolgt von Maschinenbau, Chemie und Keramik, festzustellen. Die relativ grössten Veränderungen finden sich in den Nahrung (-34 %) , Glas (-28.9 %) und Elektrotechnik (-24.1 %).

7.4.4 Sektor Verkehr

Zur vertieften Beschreibung sowohl der Annahmen als auch der Ergebnisse wird auf den Sektorbereich [Infras 2007] verwiesen.

Im Verkehrssektor sind im Grundsatz drei Ebenen zu betrachten, die den Energieverbrauch und die Emissionen beeinflussen: Fahrzeugtechnik (Effizienz), Treibstoffe und Verhalten (Verkehrsmengengerüste, modal split). Definitionsgemäss bleibt für Szenario III das Verkehrsmengengerüst gegenüber den Szenarien I und II unverändert.

Auf der Fahrzeugseite bietet bei den Neufahrzeugen im PW-Bereich heute ein Hybrid-Fahrzeug mit einem Verbrauch von 4.3 l / 100 km (Benzin) den „best practice“-Standard. Es wird davon ausgegangen, dass bei dem in Szenario III unterstellten Fokus auf Energieeffizienz, der durch entsprechende Preisinstrumente unterstützt wird, dieser Standard bis zum Jahr 2035 um weitere 30 % abgesenkt werden kann. Für die Umsetzung wird nicht erwartet, dass sich ab 2011 alle Neuwagen auf diesem Niveau befinden, sondern dass die jeweils effizientesten Fahrzeuge ihrer Klasse angeschafft werden und z. T. noch ein Shift zu einer „niedrigeren“ Klasse erfolgt. Damit verbunden ist ein gegenüber der Referenz markant beschleunigter Effizienzgewinn der Neufahrzeuge, der im Zeitverlauf zu einer deutlichen Absenkung des Flottenverbrauchs führt (in 2035 um ca. 37 % gegenüber Szenario I bezogen auf den CO₂-Ausstoss je 100 Kilometer).

Bei den schweren Nutzfahrzeugen und Lieferwagen ist zu berücksichtigen, dass in der Vergangenheit Abgasnormen zur Reduktion von Staub und sonstigen nicht-CO₂-Emissionen tendenziell zu Mehrverbräuchen geführt haben, die etwa ab 2010 durch neue Technologien kompensiert werden können. Bis 2030 wird aufgrund effizienterer Antriebstechnologien dennoch eine Absenkung des Flottenverbrauchs um bis zu 12 % unterstellt.

Im Schienenverkehr wird gegenüber den bereits markanten Effizienzannahmen von Szenario I mit einem höheren Anteil an effizienten Rekuperationssystemen (Rückgewinnung der Bremsenergie) gerechnet, so dass ein zusätzlicher Effizienzgewinn von 8 % resultiert.

Bei den Treibstoffen wird von einer gegenüber Szenario II weiter verstärkten Strategie der Anteilserhöhung von Biotreibstoffen ausgegangen. Es wird ein Wachstum auf einen Anteil von 7 % bis 2020, auf 10 % in 2035 wachsend, unterstellt. Bei Gas als Treibstoff wird der Anteil an Biogas auf 40 % erhöht.

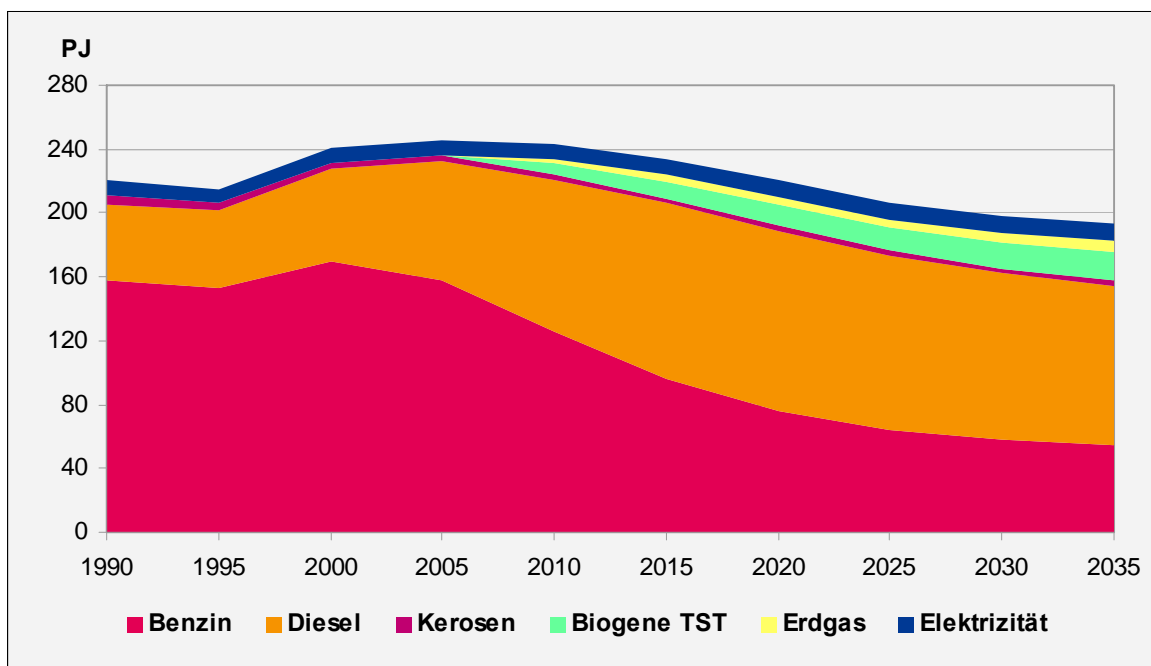
Mit diesen kombinierten Massnahmen ergibt sich die in Tabelle 7-6 und Figur 7-7 dargestellte Endenergienachfrage nach Energieträgern:

Tabelle 7-6 **Szenario III Trend**
Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	126.0	96.0	75.6	64.4	58.5	54.9
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.5	110.2	113.0	108.7	103.5	99.6
Kerosen	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biogene TST	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Elektrizität	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.5	10.4	10.6
Summe	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	234.1	220.4	206.9	197.8	192.9

Infras 2006

Figur 7-7 **Szenario III Trend**
Verkehrssektor: Energieverbrauch nach Energieträgern, in PJ



Infras 2006

Die gesamte Endenergienachfrage reduziert sich in 2035 gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2000 um 19.8 %. Gegenüber Szenario I Trend bedeutet dies einen Rückgang um 18.8 %. Die Elektrizitätsnachfrage wächst zwischen 2000 und 2035 um 18.7 % und liegt damit gegenüber Szenario I Trend in 2035 um 10.5 % niedriger. Die biogenen Treibstoffe werden gegenüber Szenario I um einen Faktor 16.5 (also 1650 %) erhöht.

Die Reduktion der Nachfrage nach fossilen Treibstoffen sowie die fiskalische Förderung der alternativen Treibstoffe führt in diesem Szenario zu einem (theoretischen) Ausfall der Mineralölsteuer um - je nach Annahmen und Rechenmethode - ca. 900 Mio. bis 1.4 CHF im Jahr 2035. Eine Kompensation aus der Lenkungsabgabe oder flexibleren Formen der Erhebung von Kostenbeiträgen für Infrastrukturaufwendungen wie z.B. mobility pricing wäre in diesem Falle als ergänzendes Strategieelement beim Entwurf einer Politikstrategie noch auszuarbeiten.

7.5 Endenergienachfrage gesamt

7.5.1 Endenergienachfrage und Energiemix

Die gesamte Endenergienachfrage der Schweiz nach Energieträgern entwickelt sich gem. Tabelle 7-7 und Figur 7-8 (1990 bis 2005 klimanormierte Modellergebnisse).

Tabelle 7-7 **Szenario III Trend**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.4	219.9	221.8	220.0	218.5	215.8
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	199.5	178.7	157.6	136.5	119.0	103.5
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	104.5	106.3	105.1	101.8	99.4	97.0
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.6	5.3	4.9	4.6	4.3
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	6.1	5.9	5.8	5.7	5.5
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.3	17.5	18.2	18.3	18.4	17.9
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.7	32.4	33.4	33.4	33.5	33.4
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	13.9	13.5	13.2	12.3	12.0	11.6
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.4	2.2	3.0	3.6	4.2
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	9.0	11.6	14.3	17.0	19.7	22.2
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	126.0	96.0	75.6	64.4	58.5	54.9
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.5	110.2	113.0	108.7	103.5	99.6
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	818.6	788.8	751.5	723.8	699.9

Prognos 2006

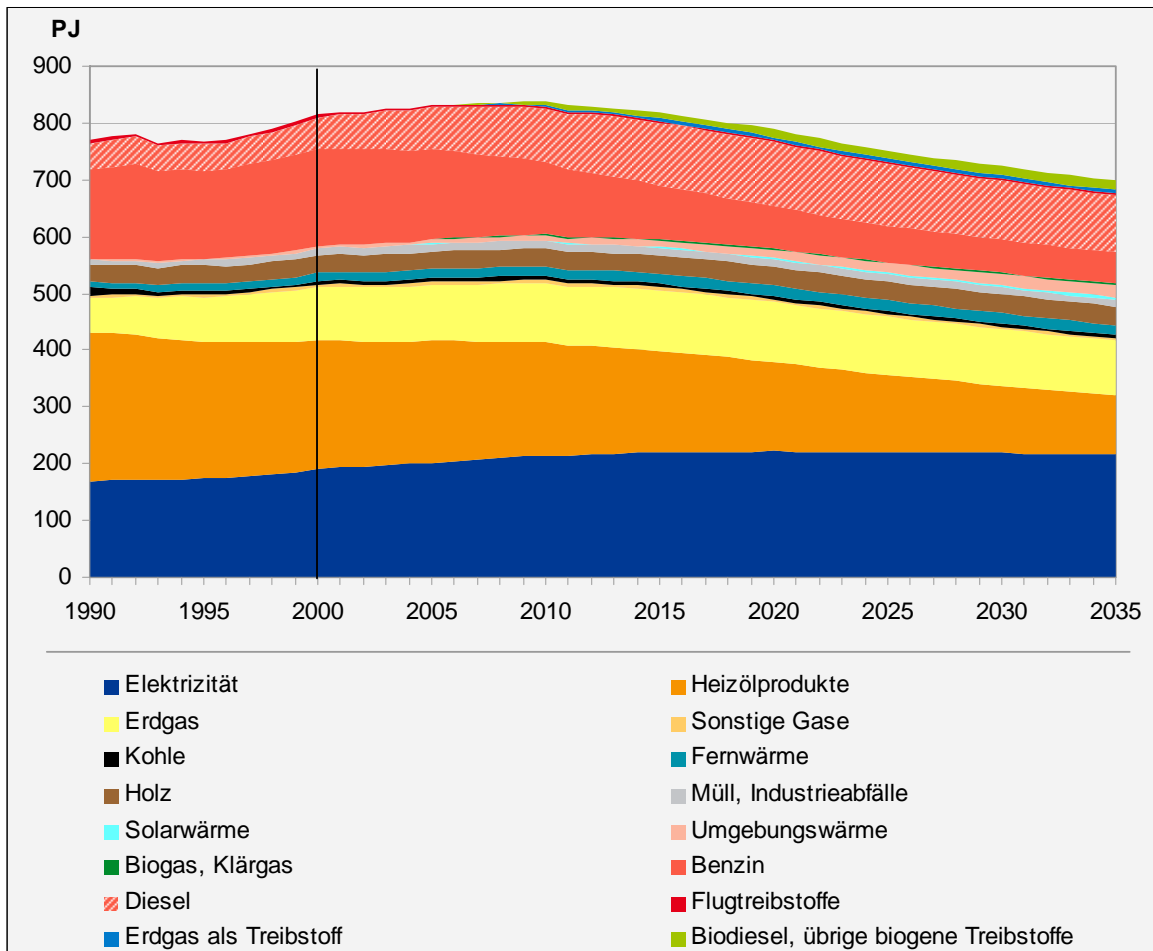
Die Endenergienachfrage nimmt im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 14.1 % ab. Nach dem ersten Anstieg bis ca. 2011 kehrt sich der Trend um, die Nachfragereduktion wird deutlich sichtbar. Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen nimmt um 33.5 % ab. Der Anteil der fossilen Energieträger am Energiemix (Nachfrage Endenergieträger) sinkt von 69 % auf 54 %.

Die Nachfrage nach Elektrizität steigt um 13.4 %. Der Anteil der Elektrizität am Nachfragemix steigt von 23.4 % auf 30.8 %.

Deutlich sichtbar werden das stärkere Wachstum der erneuerbaren Energien (Holz, Solarwärme, Umgebungswärme) sowie der alternativen Treibstoffe (biogene Treibstoffe sowie Erdgas/CNG). Insgesamt verdoppelt sich der Einsatz der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe (ohne Elektrizitätserzeugung) zwischen den Jahren 2000 und 2035 nahezu (Zunahme um 96 %). Ihr Anteil an den Brenn- und Treibstoffen wächst von 7.5 % auf 18.9 % und erfährt damit mehr als eine Verdoppelung.

Die Endenergienachfrage pro Kopf reduziert sich zwischen 2000 und 2035 um 18.3 %. Das vorgegebene Ziel wird also mit den eingesetzten technischen Massnahmen und „weicher“ Durchdringung nur fast erreicht.

Figur 7-8 Szenario III Trend
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

7.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

Die Endenergienachfrage nach Sektoren zeigt die folgende Entwicklung:

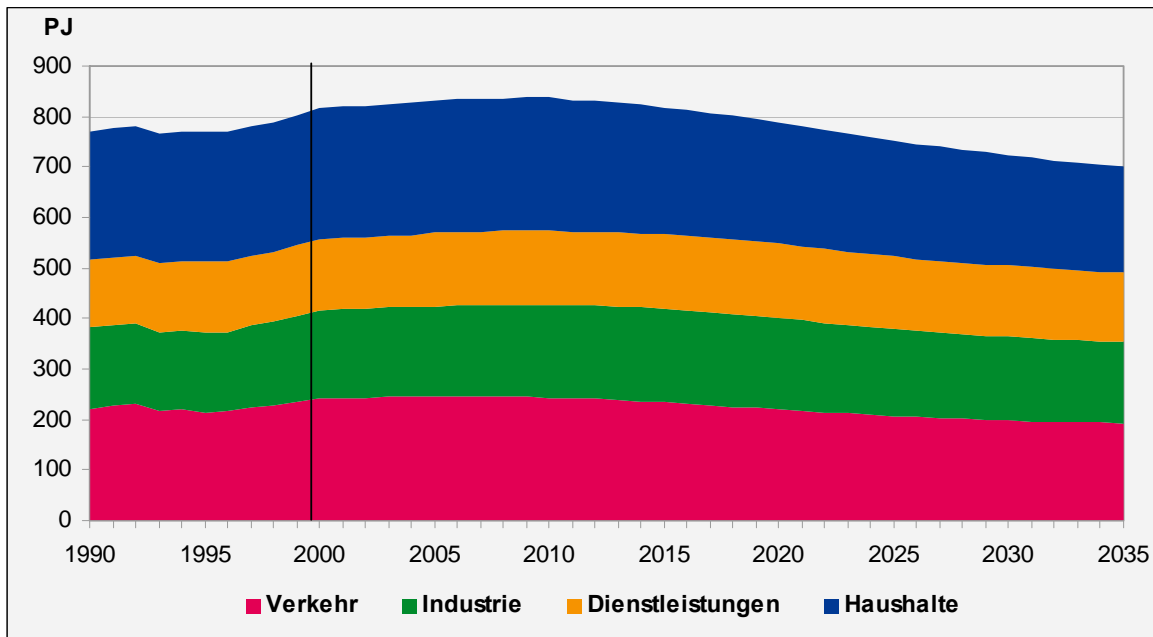
Tabelle 7-8 Szenario III Trend
Endenergienachfrage nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	234.1	220.4	206.9	197.8	192.9
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.6	184.4	181.2	171.8	165.8	160.7
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	148.3	147.5	144.1	140.7	137.3
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	261.9	251.9	239.7	228.8	219.5	209.1
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	818.6	788.8	751.5	723.8	699.9

Prognos 2006

In den Sektoren Haushalte und Verkehr setzt zwischen 2005 und 2010 ein Nachfrage-rückgang ein. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen ist noch bis 2012/13 ein Nachfragewachstum festzustellen, bevor auch hier die Effizienzmassnahmen das Mengenwachstum überwiegen.

Figur 7-9 **Szenario III Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

Tabelle 7-9 **Szenario III Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	240.5	192.9	-47.6	-19.8%	29.5%	27.6%
Industrie	175.1	160.7	-14.5	-8.3%	21.5%	23.0%
Dienstleistungen	141.2	137.3	-3.9	-2.8%	17.3%	19.6%
Haushalte	258.3	209.1	-49.3	-19.1%	31.7%	29.9%
Total	815.1	699.9	-115.3	-14.1%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

In allen Sektoren zeigt sich ein Rückgang der Nachfrage bis 2035 gegenüber dem Wert von 2000.

Im Haushalts- und im Verkehrssektor ist der Rückgang gegenüber Szenario I jeweils relativ im zweistelligen Bereich (Haushalte -15.7 %, Verkehr -18.8 %). Im Industriesektor ist auch eine Reduktion von ca. 11.9 %, im Dienstleistungssektor von ca. 15.8 % zu verzeichnen. Auffällig ist in diesem Falle, dass der Unterschied zu Szenario II im Dienstleistungssektor vergleichsweise gering ist, während im Industriesektor durch den Technologieinsatz noch erhebliche Potenziale ausgeschöpft werden. Das liegt vor allem daran, dass im Dienstleistungssektor der kooperative Ansatz von Szenario II mit den Betriebsoptimierungen zur Aktivierung eines erheblichen Einsparpotenzials führt, dem gegenüber die rein technische Seite an Bedeutung verliert.

Insgesamt verläuft die Nachfragereduktion jedoch insoweit „gleichmässig“, dass sich am Verhältnis der Nachfrage der Sektoren zueinander weder gegenüber 2000 noch gegenüber Szenario I dramatische Veränderungen ergeben.

7.5.3 Elektrizitätsnachfrage

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren entwickelt sich gem. Tabelle 7-10 und Figur 7-10.

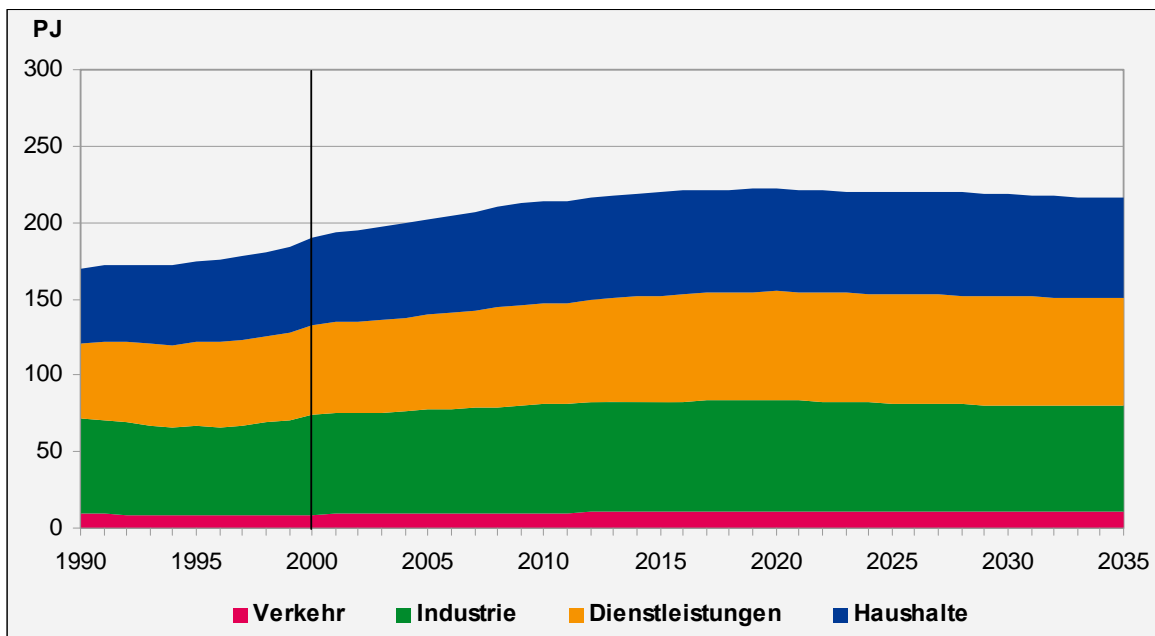
Tabelle 7-10 **Szenario III Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.5	10.4	10.6
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	72.4	73.0	71.2	69.6	69.1
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	69.4	71.3	71.4	71.7	71.0
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.1	67.8	67.0	66.8	66.8	65.2
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	214.4	219.9	221.8	220.0	218.5	215.8

Prognos 2006

In allen Sektoren findet wie in Szenario I ein Wachstum der Elektrizitätsnachfrage statt, das sich etwa ab 2020 abschwächt; in allen Sektoren ausser dem Verkehrssektor ist sogar ein leichter Rückgang der Nachfrage erkennbar, der im Dienstleistungssektor allerdings erst nach 2030 einsetzt und nur sehr schwach ausgeprägt ist.

Figur 7-10 **Szenario III Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

Die Entwicklung im Verkehrssektor verändert sich gegenüber Szenario I und II aufgrund der verbesserten technischen Ausstattungen der Bahnen mit einer Reduktion um 10.5 %. Am stärksten ist die Verringerung des Nachfragewachstums in diesem Szenario im Haus-

haltssektor zu beobachten (von 33.3 % in Szenario I Trend auf 13.2 % in Szenario III Trend), gefolgt vom Dienstleistungssektor. Bei diesem ist allerdings interessant zu vergleichen, dass die relative Veränderung der Nachfrage in Szenario I 40.3 %, in Szenario II 22.1 % und im Szenario III 21.0 % zwischen 2000 und 2035 ausmacht. D.h. im Dienstleistungssektor ist technisch keine grosse Veränderung mehr zu erwarten, wenn einmal über den Abbau von Umsetzungshemmnissen (durch Kooperations- und Transaktionsinstrumente in Szenario II) die bereits bei den Strompreisen von Szenario I und II wirtschaftlichen Einsparpotenziale erschlossen werden. Im Industriesektor wird durch die konsequente Umsetzung der technischen Möglichkeiten über die Querschnittsmassnahmen hinaus eine Reduktion des Nachfragewachstums von 14.7 % in Szenario I auf 5.9 % in Szenario III erreicht.

Die Beiträge der einzelnen Sektoren zur Gesamtnachfrage verschieben sich zwischen 2000 und 2035 nur geringfügig; der Nachfrageanteil der Dienstleistungen steigt von 30 % auf 32.9 %, während der der Industrie von 34.1 % auf 32.0 % abnimmt.

Tabelle 7-11 **Szenario III Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035,
in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	8.9	10.6	1.7	19.3%	4.7%	4.9%
Industrie	65.2	69.1	3.8	5.9%	34.3%	32.0%
Dienstleistungen	58.6	71.0	12.3	21.0%	30.8%	32.9%
Haushalte	57.6	65.2	7.6	13.2%	30.3%	30.2%
Total	190.3	215.8	25.4	13.4%	100.0%	100.0%

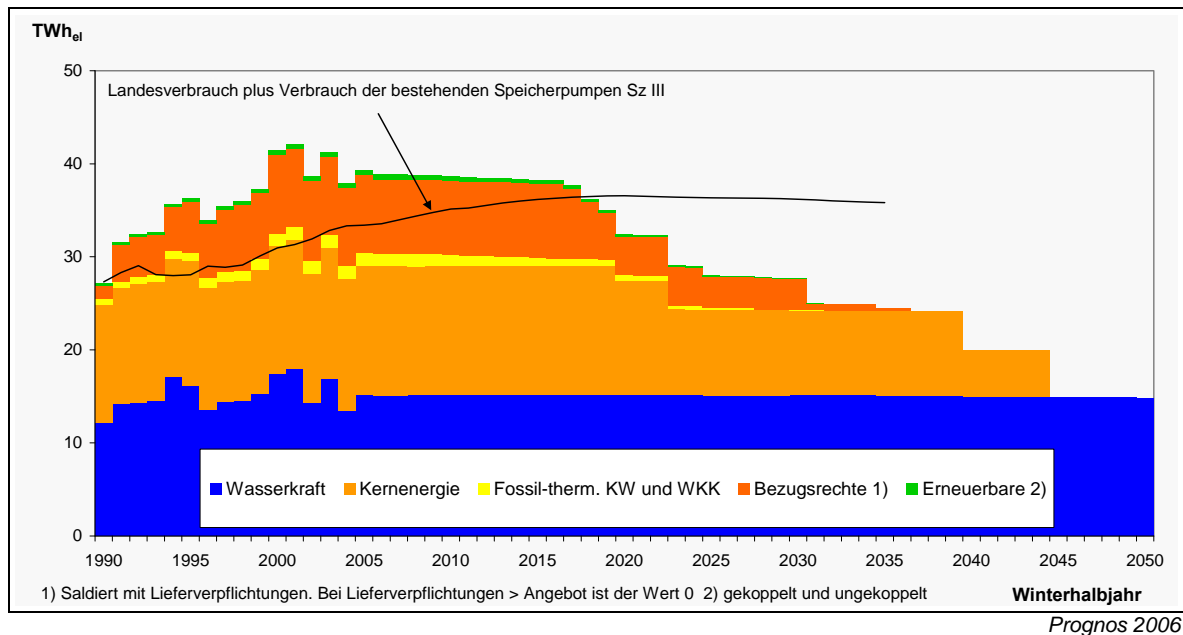
Prognos 2006

7.6 Elektrizitätsangebot

7.6.1 Deckungslücke

Gemäss der obigen Beschreibung steigt die Elektrizitätsnachfrage noch bis ca. 2018, wenn auch langsamer als in den vorher beschriebenen Szenarien. Erst nach 2018 beginnt eine leichte Reduktionstendenz – die Nachfrage bleibt nahezu auf dem Niveau von 2018. Aufgrund dieser Entwicklung in Verbindung mit der Entwicklung des derzeit bestehenden Kraftwerksparks tritt die Stromlücke rechnerisch wiederum erstmalig in 2018 auf. Sie wächst bis 2035 jedoch weniger stark an als in den vorherigen Szenarien – die endgültige Deckungslücke beträgt noch 14.1 TWh.

Figur 7-11 **Szenario III Trend**
Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr



7.6.2 Umsetzung der Politikvariante

Definitionsgemäss ist das Szenario III ein „Zielszenario“, bei dem von neuen politischen und gesellschaftlichen Prioritäten ausgegangen wird, die Klimaschutz- und Energieeffizienzziele stärker in den Vordergrund stellen als dies für Szenario I und II unterstellt wurde. Analog zur Methodik auf der Nachfrageseite wird auf der Angebotsseite nun die Füllung der Lücke neben den bisherigen Varianten A, C und G auch mit den dezentralen Varianten D (fossil-dezentral, WKK-Strategie) und E (Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien) modelliert. Bei den letztgenannten Varianten ist die Modellierung „ergebnisoffen“, d.h. es wird von den technischen Potenzialen mit monetären Lernkurven ausgegangen und unter diesen Bedingungen untersucht, ob die Lücke überhaupt mit inländischen technischen Potenzialen der jeweiligen Kategorie gedeckt werden kann. Die damit verbundenen Kosten werden dann auf Basis der mit dem Modell erreichten Kapazitäten ermittelt. Eine Variante B (Kernkraft plus fossil-zentral) entfällt aufgrund der zeitlichen Entwicklung der Lücke, da nach einem lückenfüllenden Zubau von Gaskraftwerken bis 2030 die verbleibende Lücke für einen ganzen KKW-Block zu gering ist. Erst ab 2039 würde sich das Problem mit dem Wegfall des KKW Gösgen aus dem Mix wieder stellen.

Unter dem Politikaspekt „Neue Prioritäten“, der in diesem Szenario auf der Massnahmenebene technisch umgesetzt wird, wird für die Stromerzeugung davon ausgegangen, dass auch die Grosswasserkraft weiter ausgebaut werden kann. Als gesellschaftliche Voraussetzung ist dafür notwendig, dass dem Klimaschutzziel (CO₂-Reduktion) vor konkurrierenden Umweltzielen im Abwägungsprozess eine gewisse Priorität eingeräumt wird.

Im Falle des Einsatzes von Gaskraftwerken wird unterstellt, dass die noch innovative, aber grundsätzlich auf dem Weg in die Grossanlagentechnik befindliche Technologie der Holzvergasung zum Einsatz kommt und bei den Gaskraftwerken jeweils 20 % Holzgas zur Reduktion der Treibhausgase zugefeuert werden. Die technischen Möglichkeiten dafür wurden in [Nussbaumer 2005] im Auftrag des BFE eruiert.

Neben den bekannten und oben beschriebenen „Eckvarianten“ werden in diesem Szenario auch zwei „Mischvarianten“ untersucht: Eine Variante „C&E“, also eine Strategie des kombinierten Ausbaus von Gaskraftwerken mit Holzgaszuführung und neuen Erneuerbaren Energien (d.h. auf dem Weg in die erneuerbare Zukunft wird der Weg über zentrale Gaskraftwerke mit erneuerbarem Anteil als Zwischenschritt gewählt) sowie eine Variante „D&E“, bei der der Ausbau der erneuerbaren Energieträger durch dezentrale fossile WKK-Anlagen ergänzt wird.

In den Varianten A, B, C und G wird – ausser der Holzgaszuführung und der Grosswasserkraft, bei denen eine Flankierung durch eine politische Strategie unterstellt wird – analog wie in den anderen Szenarien – von einem „autonomen Zubau“ der dezentralen erneuerbaren sowie der dezentralen fossilen WKK-Potenziale ausgegangen. Die fossilen (und auch die regenerativen) WKK-Anlagen werden im Modell nach dem Wärmebedarf ausgelegt, der einen begrenzenden Faktor darstellen kann. Da in Szenario III die Energieeffizienz der Wärmenachfrage vor allem bei der Raumwärme – aufgrund von Gebäudestandards etc. – aber auch bei der Prozesswärme erheblich erhöht wird, kann entsprechend weniger Wärme aus WKK-Anlagen abgesetzt werden. Ein Teil der WKK-Anlagen wird somit beim autonomen Zubau daher in kleinere Leistungsklassen als in den Szenarien I und II zugebaut. Daher wird insgesamt absolut weniger Wärme und Strom aus WKK-Anlagen in denjenigen Varianten erzeugt, in denen keine explizite dezentrale Strategie unterstellt wird (A, C, E, G). Die Zahl der Anlagen bleibt etwa gleich, die installierte Leistung und produzierte Arbeit wird gegenüber den Szenarien I und II reduziert.

In der Variante D wird unterstellt, dass eine Strategie für dezentrale fossile Erzeugung aufgelegt wird, daher werden die Erneuerbaren ebenfalls „autonom“ zugebaut.

In der Variante E werden in Umkehr-Analogie die fossilen dezentralen WKK-Potenziale „autonom“ zugebaut.

7.6.3 Elektrizitätsangebot Variante A

Aus den oben genannten Gründen der Bindung an die Wärmenachfrage ist der autonome Zubau von WKK-Anlagen gegenüber den entsprechenden Varianten der Szenarien I und II leicht reduziert, so dass im hydrologischen Jahr die Produktion 2.9 TWh (statt 3.3 TWh wie in Szenario I) beträgt. Verglichen mit der gesamten Produktion des Kraftwerksparks oder der Nachfrage wächst der Anteil dezentraler fossiler und erneuerbarer Produktion dennoch geringfügig (von 5.4 % in Szenario Ia auf 5.6 % in Szenario III Trend), was wiederum durch die Reduktion der Nachfrage bedingt ist.

Aus der dann entstehenden „Rest-Lücke“ ergibt sich die verbleibende Zubau- bzw. Importnotwendigkeit.

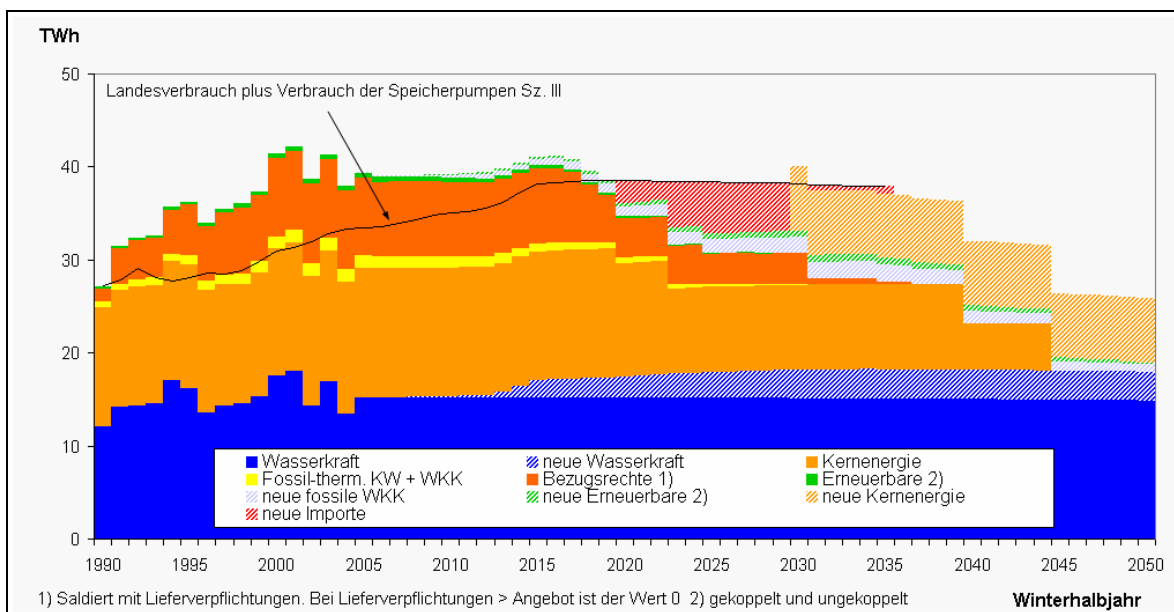
Tabelle 7-12 **Szenario III Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	6.9
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	1.1	1.4	1.7	1.8
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	5.6	0.0	0.7
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.2	41.1	38.6	38.4	40.0	37.9

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 7-11 **Szenario III Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr



Prognos 2006

Aufgrund der stark reduzierten Nachfrage wird in 2030 nur mehr ein Kernkraftwerk der Leistungsklasse 1'600 MW zugebaut. Ab 2031 werden allerdings in geringem Masse neue Importe (0.7 TWh im Winterhalbjahr, 1.1 TWh im hydrologischen Jahr) notwendig, für die es aber rechnerisch nicht gerechtfertigt ist, einen weiteren KKW-Block zu bauen. Insgesamt wird in 2035 netto exportiert (3.9 TWh im hydrologischen Jahr).

Tabelle 7-13 **Szenario III Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	12.2
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.6	2.3	2.7	2.9
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	8.4	0.0	1.1
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	80.0	84.2	78.4	76.8	81.0	76.8

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Die Modellrechnungen für Szenario III A und C (Kap. 7.6.4) zeigen, dass eine Variante B in diesem Falle nicht sinnvoll ist: Wenn bis zum Jahr 2030 die Nachfrage zeit- und bedarfsgerecht mit Gaskraftwerken gedeckt wird, ist die in 2031 durch den Sprung in den auslaufenden Bezugsrechten mit ca. 1.8 TWh nicht gross genug, um ein neues Kernkraftwerk zu rechtfertigen, das in der Summe im hydrologischen Jahr fast vollständig für den Export produzieren würde.

7.6.4 Elektrizitätsangebot Variante C

In Variante C wird als „best practice technology“ für die Stromerzeugung eine integrierte Zufeuerung von 20 % Holzgas in den noch benötigten 3 GuD-Blöcken (ausser Chavalon) vorgesehen. [Nussbaumer 2005] Diese Lösung benötigt auf der Anlagenseite jeweils eine Holzvergasungsanlage der Grössenordnung 100 MW (Output), deren Output im Brennstoffeingang der Gasturbine – nach entsprechenden Reinigungsstufen – zugemischt wird.

Tabelle 7-14 **Szenario III Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	1.7	2.1	4.2	6.4	6.7	8.5
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.8	1.4	1.6	2.0
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	40.6	42.5	39.7	38.6	38.9	38.2

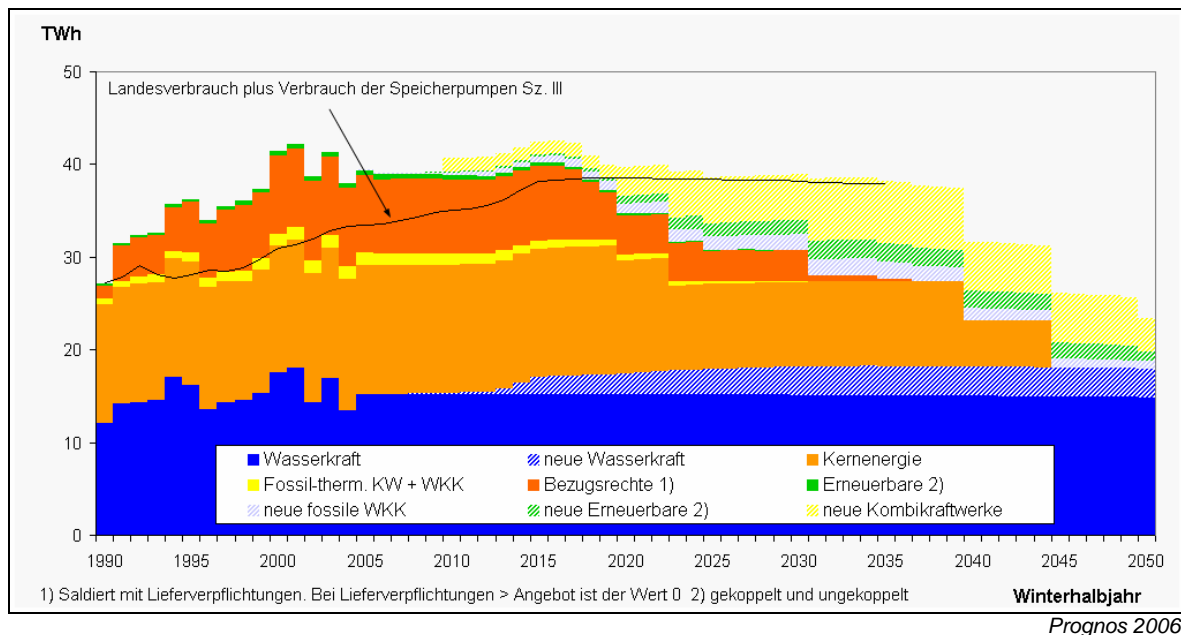
¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Für die Verbuchung in den Bilanzen wird die Erzeugung dieser kombinierten Kraftwerke entsprechend dem Verhältnis des Inputs auf regenerative und fossile Energieträger aufgeteilt. Damit wird, vereinfacht gesprochen, der Holzanteil an dieser fossil-zentralen Lösung den erneuerbaren Energieträgern zugerechnet.

Die Modellergebnisse sind in Tabellen 7-14, 7-15 sowie Figur 7-12 dokumentiert.

Figur 7-12 **Szenario III Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr



Definitionsgemäss erfolgen keine neuen Importe. Aufgrund der Holzgaszufuhr erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren in dieser Variante gegenüber Variante A auf mehr als das Doppelte.

Tabelle 7-15 **Szenario III Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	2.6	3.2	6.4	9.7	10.1	12.9
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.4	2.3	2.5	3.3
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	82.1	86.3	80.1	77.1	77.6	75.4

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

7.6.5 Elektrizitätsangebot Variante D

Die Politikvariante von Szenario III lässt eine Strategie zu, die verstärkt dezentrale fossile WKK umsetzt. Im Grundsatz wäre eine solche Strategie als Übergangstrategie zur allmählichen Umstellung auf erneuerbare Energien zu sehen. Um die Möglichkeiten dieser „Eckvariante“ auszuloten, werden neue fossile oder nukleare Grosskraftwerke ausgeschlossen. Die Variante soll klären, ob neben einem autonomen, nicht spezifisch geförderten Zubau an Erneuerbaren die (vor allem technischen) Potenziale der verschiedenen WKK-Klassen es ermöglichen, die Lücke ohne neue Importe zu decken.

Damit WKK-Anlagen ihren Effizienzvorteil realisieren können, muss die produzierte Wärme abgenommen werden können. Die absetzbare Wärme bildet so einen begrenzenden Faktor. Sie muss in Produktionsprozessen, Gebäudeheizung und Warmwasserproduktion dezentral oder über Wärmenetze absetzbar sein.

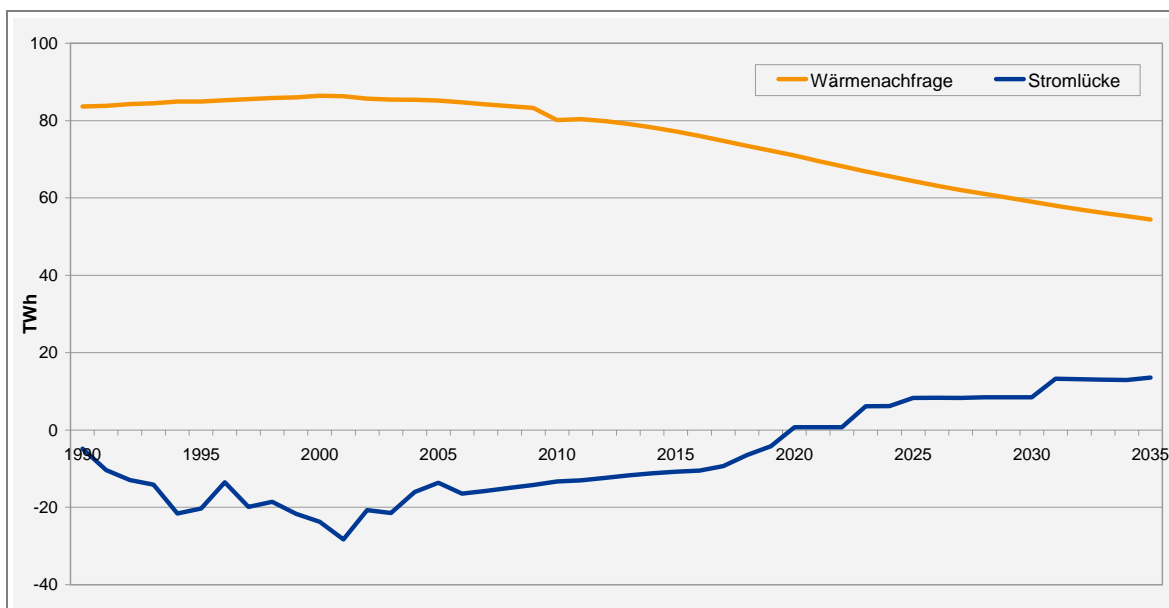
Als Auslegungsgrundsatz wurde für diese Variante die Deckung der Wärmegrundlast in den jeweiligen Objekten vorgesehen. Die Wärmespitzen müssen daher in den meisten Fällen noch mit Spitzenlastkesseln gedeckt werden. Entsprechend werden bei der Berechnung der Kosten und der Wärmegutschriften zumeist nur die substituierten Brennstoffkosten angesetzt. Bezüglich der Infrastruktur der Wärmenetze wird zur Wahrung der Vergleichbarkeit von der gleichen Struktur wie in allen Szenarien und Varianten ausgegangen: Es wird kein Zubau neuer grosser Fernwärmenetze unterstellt; allerdings von einer moderaten Verdichtung bestehender Netze ausgegangen. Bei Neubauten und Neubaugebieten, insbesondere Zeilenbebauung, wird insgesamt ein moderater Zubau unterstellt, der in Szenario III etwas stärker ausfällt als in den Szenarien I und II. Da die Wärmenachfrage der Gebäude stark zurückgeht, ist die Wärmedichte und Wärmeleistungsdichte je Fläche geringer als heute, was die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen durchaus vor Herausforderungen stellen kann.

Die Auslegung erfolgt nach Grössenklassen der jeweiligen Heizanlagen. Im Industriesektor erfolgt die Auslegung nach Temperaturniveaus, Grössenklassen der Betriebsstätten und quartalsweiser Wärmenachfragecharakteristik. Im Gebäudebereich erfolgt sie auf der Basis typischer Wärmelastkurven. Genauere Erläuterungen zur Methodik und zu den Aufteilungen nach Grössen- und Technologieklassen finden sich im Sektorbericht zum Elektrizitätsangebot [Prognos 2007].

Die im Laufe der Zeit aufgrund von Effizienzmassnahmen (best practice) sowohl bei der Prozesswärme als auch bei der Raumwärme abnehmende Wärmenachfrage verläuft gegenläufig zur ansteigenden Stromlücke (Figur 7-13). Der Einsatz der WKK-Anlagen wird aufgrund der dezentralen Struktur allmählich steigend modelliert, unter Berücksichtigung der Ersatzzyklen der konventionellen Heizanlagen zur Vermeidung gestrandeter Investitionen. Daher ist die Frage interessant, ob der Zubau schnell genug erfolgen kann, um die Stufen in der Lücke zu decken, und gegen Ende des Betrachtungszeitraums genügend Wärmebedarf vorhanden ist, um die Wärme nutzen zu können und keine überdimensionierten Leistungsklassen im Park sind.

Um die gesamte Stromlücke auf dieser Basis zu decken, werden auch die „teureren“ Potenziale der kleinen Leistungsklassen (Kleinmotoren und Brennstoffzellen in nicht wärmenetzgebundenen kleineren Wohnobjekten) zu einem erheblichen Anteil ausgeschöpft.

Figur 7-13 **Szenario III Trend, Variante D**
Zeitliche Entwicklung der Wärmenachfrage (fossil) und der Stromlücke, in TWh



Prognos 2006

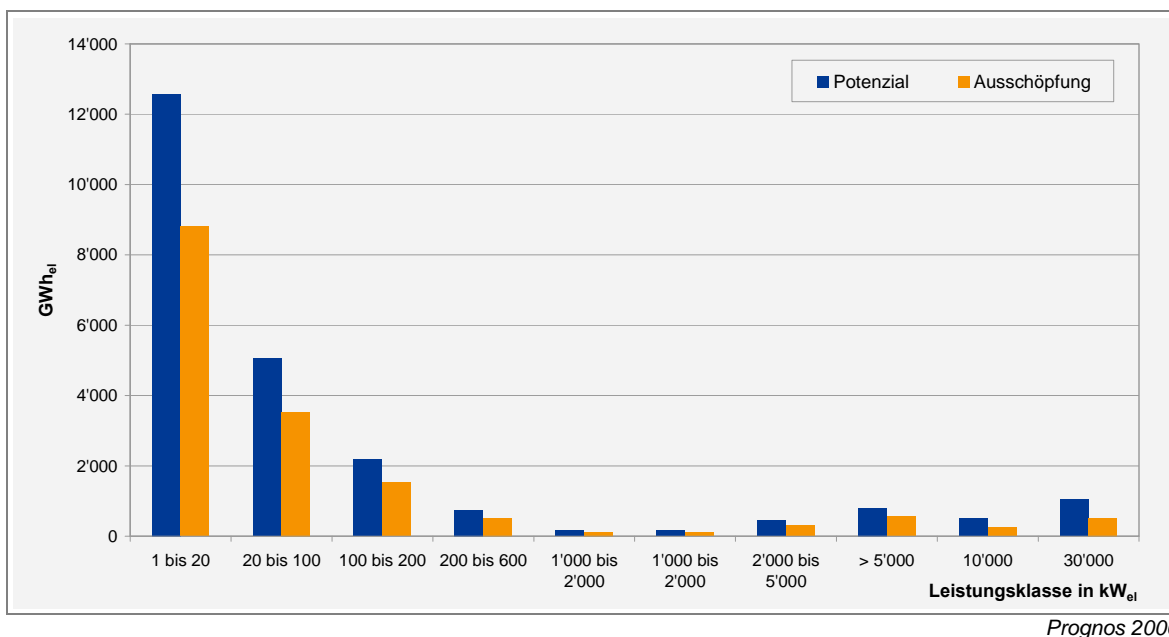
Tabelle 7-16 und Figur 7-14 zeigen die nach den Ergebnissen der Auslegungsrechnungen vorhandenen umsetzungsfähigen technischen Potenziale der einzelnen Leistungsklassen in Szenario III sowie die jeweils benötigte Ausschöpfung in Variante D.

Tabelle 7-16 **Szenario III, Variante D**
Technisches Potenzial der fossilen WKK und Ausschöpfung des Potenzials nach Leistungsklassen

Gruppe	Elektrische Leistung pro WKK-Anlage	Volllaststunden	Elektrische Leistung nach Wärmehöchstklassen	WKK-Potenzial nach Wärmehöchstklassen (Strom)	Ausschöpfung	Winteranteil
	kW _{el}	h/a	MW _{el}	GW _{el}	%	%
BHKW 1	1 bis 20	3'750	3'355	12'580	70	75
BHKW 2	20 bis 100	3'750	1'347	5'053	70	75
BHKW 3/Mikrogast.	100 bis 200	4'100	535	2'193	70	75
BHKW 4/Mikrogast.	200 bis 600	4'300	175	751	70	75
BHKW 5	1'000 bis 2'000	4'500	36	162	70	75
Gasturbine	1'000 bis 2'000	3'000	52	157	70	55
Gasturbine/Kombi-KW	2'000 bis 5'000	6'000	73	438	70	55
Kombikraftwerk	> 5'000	5'000	161	804	70	55
Kleines Fernwärmenetz	10'000	5'670	90	510	50	75
Grosses Fernwärmenetz	30'000	5'800	180	1'044	50	75

Prognos 2006

Figur7-14 **Szenario III Trend, Variante D**
Technisches Potenzial der fossilen WKK und Ausschöpfung des Potenzi- als nach Leistungsklassen, in GWh_{el}



Im Ergebnis zeigt sich, dass die Lücke mit der oben dargestellten Ausschöpfung der Potenzi- als auf WKK-Basis gedeckt werden kann. Tabellen 7-17, 7-18 und Figur 7-15 zeigen das Ergebnis für das Winterhalbjahr und das hydrologische Jahr.

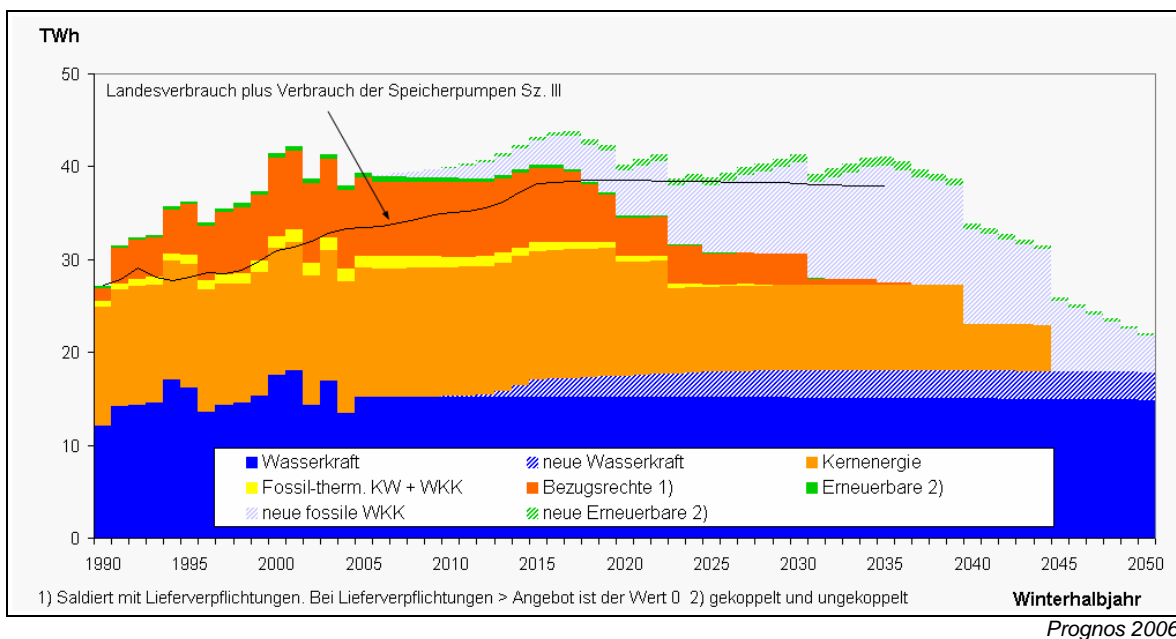
Tabelle 7-17 **Szenario III Trend, Variante D**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb- jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2.7	4.9	7.2	9.8	12.5
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	0.9	1.0
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.9	43.2	40.2	38.8	41.3	41.0

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 7-15 **Szenario III Trend, Variante D**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr



Die Grafik zeigt, wie der stetige Ausbau der dezentralen Potenziale geführt und optimiert werden muss, um die stufenweisen Kapazitätsrückgänge durch die Alterung des Kraftwerksparks (KKW und Bezugsrechte auf der Basis von KKW) zu kompensieren. Jeweils im Jahr vor dem ausscheiden einer Kapazität aus dem Park übersteigt die Produktion der neuen WKK-Anlagen die Nachfrage und führt rechnerisch zu Exportüberschüssen, damit die Lücke im Folgejahr sicher gedeckt werden kann. Insgesamt wird bis 2035 im hydrologischen Jahr die Erzeugung aus neuen WKK-Anlagen auf 17.4 TWh (22.4 % der Erzeugung) ausgebaut.

Tabelle 7-18 **Szenario III Trend, Variante D**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologi-
sches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	3.8	6.9	10.2	13.6	17.4
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	1.2	1.5	1.7	1.7
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.5	81.0	87.4	80.7	77.1	80.4	78.4

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

7.6.6 Elektrizitätsangebot Variante E

Auch für Variante E - neben dem autonomen WKK-Zubau vollständige Lückendeckung mit neuen Erneuerbaren - ist in Szenario III eine politische Strategie grundsätzlich denkbar.

Ähnlich wie bei der Variante D ist insbesondere dafür Sorge zu tragen, dass der stetige Zubau früh genug erfolgt, damit die Sprünge in der Lücke entsprechend kompensiert werden können.

Dieses Ziel erweist sich in den Modellrechnungen auf der Basis der für die Perspektivarbeiten ermittelten inländischen Potenziale der jeweiligen Technologien als vergleichsweise ambitioniert. Es ist nur zu erreichen, wenn auch neue Grosswasserkraftprojekte (vgl. Exkurs 8 (Wasserkraft) in Band 4) mit einer Erzeugung von 2.6 TWh realisiert werden. Darüber hinaus müsste ab 2020 die Geothermienutzung technisch ausgereift (in gross-technischem Masse anwendbar, also über das Pilot- und Demo-Stadium hinaus) zur Verfügung stehen. Diese Bedingung ist aus heutiger Sicht unsicher.

Tabellen 7-19, 7-20 sowie Figur 7-16 zeigen das Ergebnis der Modellrechnungen für das Winterhalbjahr sowie das hydrologische Jahr in aggregierter Form.

Tabelle 7-19 **Szenario III Trend, Variante E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.1	2.6	3.4	3.8	3.9
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.5	2.0	2.2	2.3
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.2	3.0	5.3	7.3	7.9
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.5	42.5	39.6	38.8	41.0	38.6

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Das Sommer-Winter-Verhältnis der einzelnen Technologien der erneuerbaren Energien ist unterschiedlich; die Grosswasserkraft produziert im Sommerhalbjahr deutlich mehr als im Winterhalbjahr.

Bei einer Auslegung der Deckung der Lücke auf das Winterhalbjahr folgt ein deutlicher Überschuss im Sommer, so dass per Saldo im hydrologischen Jahr 7.9 TWh Arbeit exportiert werden können. Dies ist deutlich mehr als der Import-Export-Saldo bei Variante D ausweist (6.7 TWh), was die unterschiedlichen Sommer-Winter-Verhältnisse der gekoppelten und der ungekoppelten (z. T. stochastischen) Technologien illustriert.

Figur 7-16 **Szenario III Trend, Variante E**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh

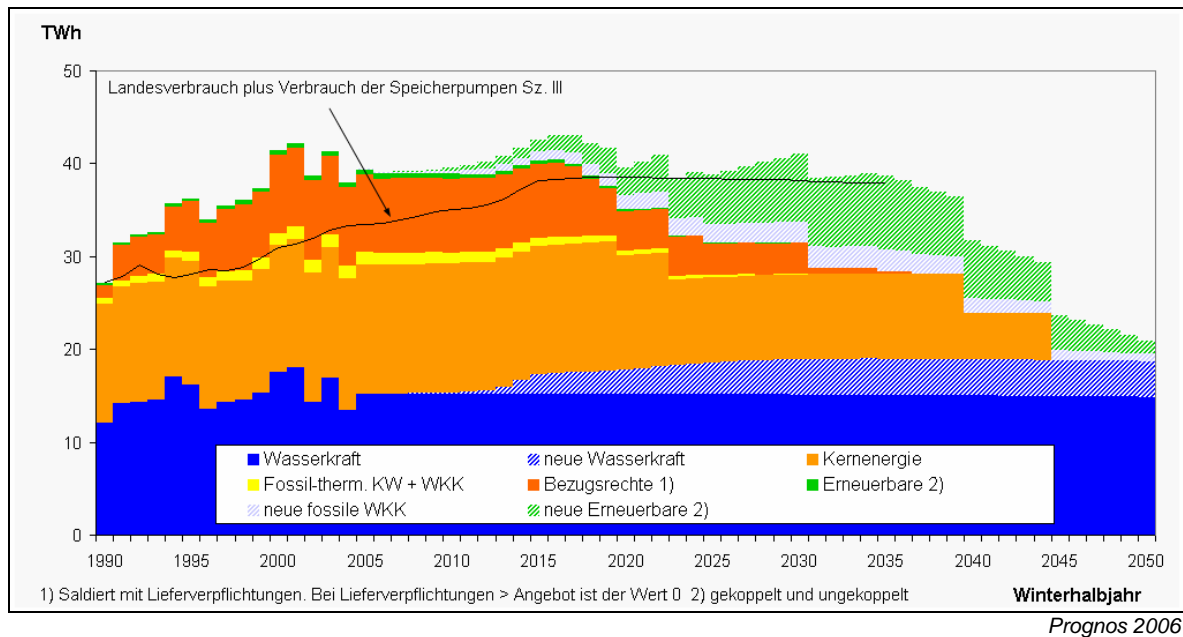


Tabelle 7-20 **Szenario III Trend, Variante E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

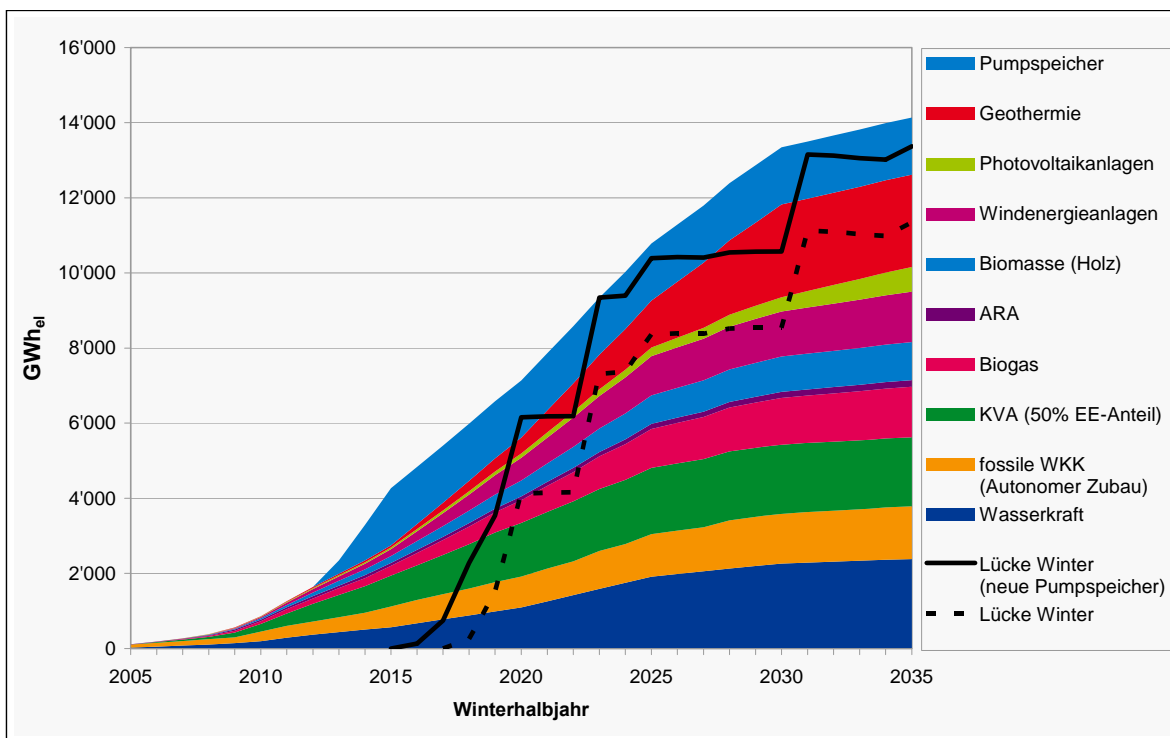
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	5.0	6.0	7.4	7.9	8.1
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.5	2.5	3.3	3.7	3.8
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	2.2	5.4	9.8	13.7	15.0
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	80.7	87.0	81.2	79.6	83.9	79.6

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 7-17 zeigt die zeitliche Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Technologien (Arbeit) im Winterhalbjahr. Zum Vergleich ist die Lücke eingezeichnet. Die durchgezogene Linie verdeutlicht die Lücke incl. der Pumpenverluste der neuen Pumpspeicherwerke, die in die Rechnung einbezogen werden müssen.

Figur 7-17 **Szenario III Trend, Variante E**
Entwicklung der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien und
der Lücke im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

Deutlich sichtbar werden die kritischen Auslegungszeitpunkte 2020, 2023 und 2031. Um diese im Winterhalbjahr sicher zu decken, müssen vorher Überschüsse produziert werden. Diese bedingen das insgesamt sehr steile Wachstum bis 2023, bei dem die Ausbaupotenziale der Wasserkraft, der KVA, Des Biogases, der festen Biomassen und der Windenergie zügig realisiert werden müssen. Nach 2023 muss besonders die Geothermie signifikantes Wachstum (um praktisch einen Faktor 6 zwischen 2020 und 2035) und signifikante Erzeugungsbeiträge (ca.2.5 TWh im Winterhalbjahr, ca. 4.9 TWh im hydrologischen Jahr) leisten. Ob diese Technologie bis dahin technisch so weit ausgereift ist, dass sie in der Grössenordnung eingesetzt werden kann, ist derzeit offen.

Mit diesem Mix und diesen Voraussetzungen werden dann incl. neuer Wasserkraft insgesamt 23.1 TWh Strom aus neuen erneuerbaren Quellen erzeugt, was einen Anteil von knapp 36 % an der Nachfrage bedeutet. Ohne neue Grosswasserkraft sind es 16.5 TWh und ein Anteil von 25.6 %.

7.6.7 Elektrizitätsangebot Variante C&E

Auf der Basis der in Variante C beschriebenen regenerativen Zufeuerung der zentralen Kraftwerke ist in Szenario III als Übergangsstrategie auch eine fossil – regenerative zentrale Strategie denkbar. In diesem Falle wird der Zubau der neuen Erneuerbaren nicht auf die kritischen Punkte 2022 im 2025 hin optimiert, sondern es erfolgt eine stetige die Ausschöpfung der Potenziale nach ihrer Kostenstruktur und technischen Reife. Die heute noch mit sehr vielen Fragezeichen behaftete Geothermie muss unter diesen Bedingungen nicht in solch hohem Masse zur Versorgung beitragen wie in Variante E. Auch der Ausbau der Wasserkraft erfolgt moderater. Die dann noch benötigten Kapazitäten werden von Gaskombikraftwerken mit Holzgaszufueuerung bereit gestellt. Unter diesen Vorgaben wer-

den zusätzlich zu Chavalon lediglich zwei neue GuD-Blöcke mit Holzgaszuführung benötigt; bis 2035 sind dann 14.1 TWh neue Erneuerbare (incl. Holzgas und neuer Wasserkraft) am Netz, das ist ein Anteil von knapp 22 % an der Nachfrage (Tab. 7-21, 7-22, Figur 7-18). Ohne neue Grosswasserkraft sind es 8.1 TWh (12.6 %).

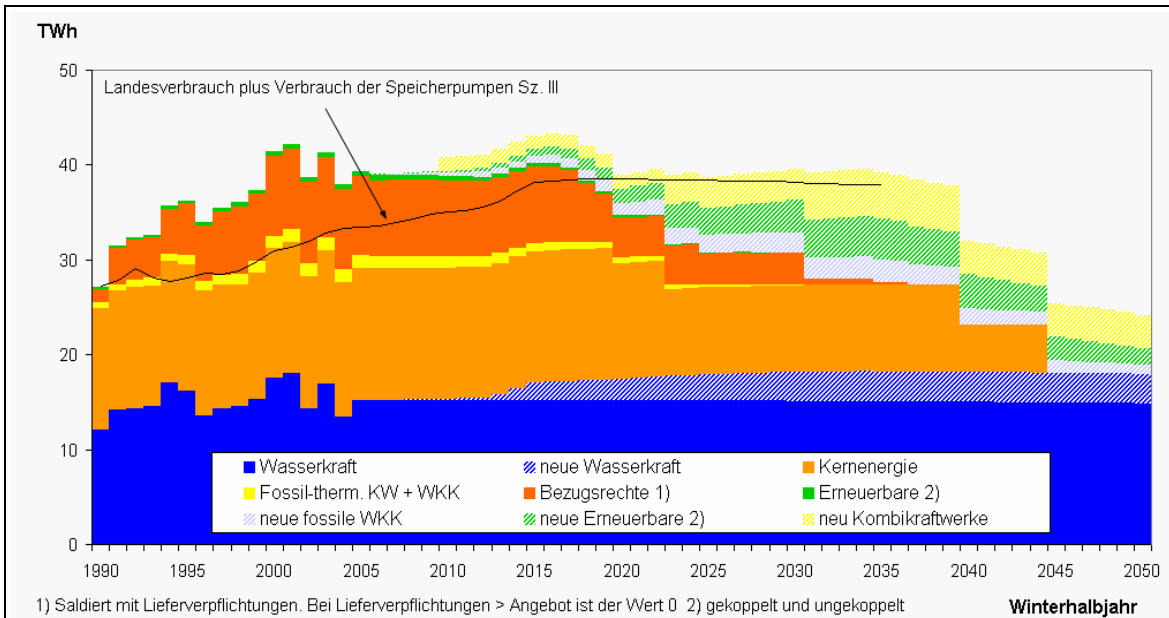
Tabelle 7-21 **Szenario III Trend, Variante C&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	1.7	2.2	2.8	5.0	5.4	7.3
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	1.5	2.8	3.5	4.3
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	40.7	43.1	38.9	38.6	39.5	39.2

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 7-18 **Szenario III Trend, Variante C&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

Tabelle 7-22 **Szenario III Trend, Variante C&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	2.6	3.4	4.2	7.7	8.2	11.1
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.3	2.6	4.9	6.1	7.6
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	82.4	87.4	79.2	77.8	79.2	77.9

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

7.6.8 Elektrizitätsangebot Variante D&E

Da die „Eckvarianten“ D und E zwar machbar erscheinen, aber an die Grenzen der Potenziale stossen (D) bzw. optimistische Annahmen über Rahmenbedingungen und Technologieentwicklungen voraussetzen (E), erscheint eine Kombination von D und E als dezentrale Übergangstrategie vernünftig: Es müssen dann auf der fossilen Seite nicht die teuren Klein-WKK-Potenziale ausgeschöpft werden, und auf der Seite der Erneuerbaren kann auf Grosswasserkraft und viel Geothermie verzichtet werden (Tab. 7-23, 7-24, Figur 7-19).

Tabelle 7-23 **Szenario III Trend, Variante D&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.0	3.5	5.2	6.9	8.6
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	1.8	3.0	3.8	4.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.3	39.8	43.0	40.0	38.9	41.3	40.5

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 7-19 **Szenario III Trend, Variante D&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh

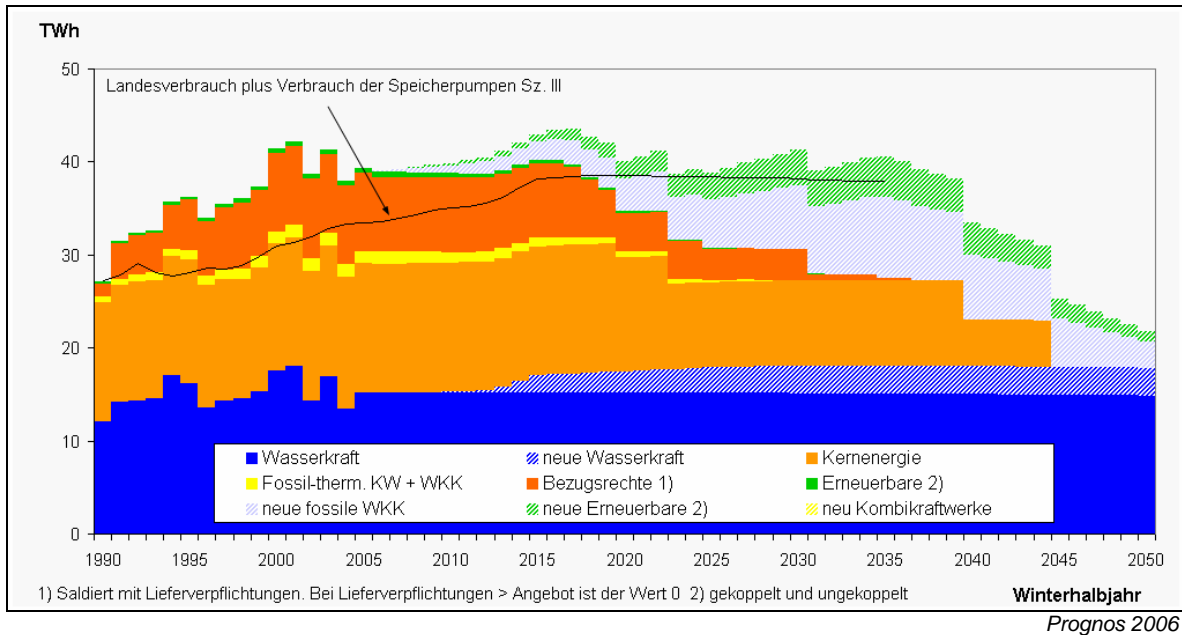


Tabelle 7-24 **Szenario III Trend, Variante D&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.9	5.1	7.4	9.7	12.1
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.5	3.1	5.3	6.9	8.1
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.4	80.9	87.3	80.9	78.0	81.7	79.5

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

In dieser Lösung beträgt der Gesamtanteil der Erneuerbaren am Mix mit Grosswasserkraft 14.7 TWh (22.8 %), ohne Grosswasserkraft 9.8 TWh (15.2 %).

Elektrizitätsangebot Variante G

In der Angebotsvariante G wird definitionsgemäss der zusätzlich zum autonomen Zubau bestehende Elektrizitätsbedarf durch neue Importe abgedeckt. Es gilt das in Szenario I Trend Variante A zu den Importen Gesagte.

Die Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien durch autonomen Zubau wird mit 1.4 TWh im hydrologischen Jahr gleich angenommen wie in Variante A. Entsprechendes gilt für den autonomen Zubau der fossilen WKK mit 2.9 TWh. Damit bleibt die Notwendigkeit,

bis zum Jahr 2035 bis zu 11.5 TWh aus neuen Importen zu decken. Das entspricht einem Grundlastband von 2'200 MW im Winterhalbjahr (Tabellen 7-25, 7-26, Figur 7-20).

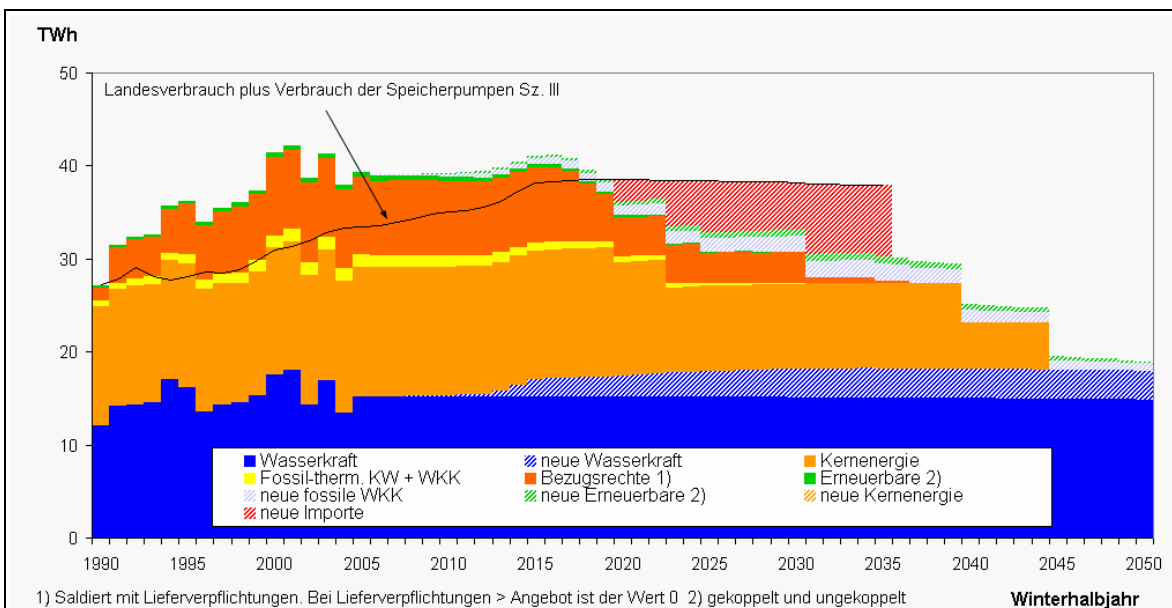
Tabelle 7-25 **Szenario III Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	1.1	1.4	1.7	1.8
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	5.6	5.1	7.6
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.2	41.1	38.6	38.4	38.2	37.9

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 7-20 **Szenario III Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



1) Saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0 2) gekoppelt und ungekoppelt

Prognos 2006

Tabelle 7-26 **Szenario III Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.6	2.3	2.7	2.9
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	8.4	7.6	11.5
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.6	80.0	84.2	78.4	76.8	76.5	75.0

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Diese zu importierende Leistung liegt um 1'550 MW niedriger als in Szenario I Trend Var. G. Sie liegt sogar geringfügig (ca. 300 MW) niedriger als das heute in den Bezugsverträgen kontrahierte Grundlastband.

7.7 Umweltwirkungen

7.7.1 CO₂-Emissionen

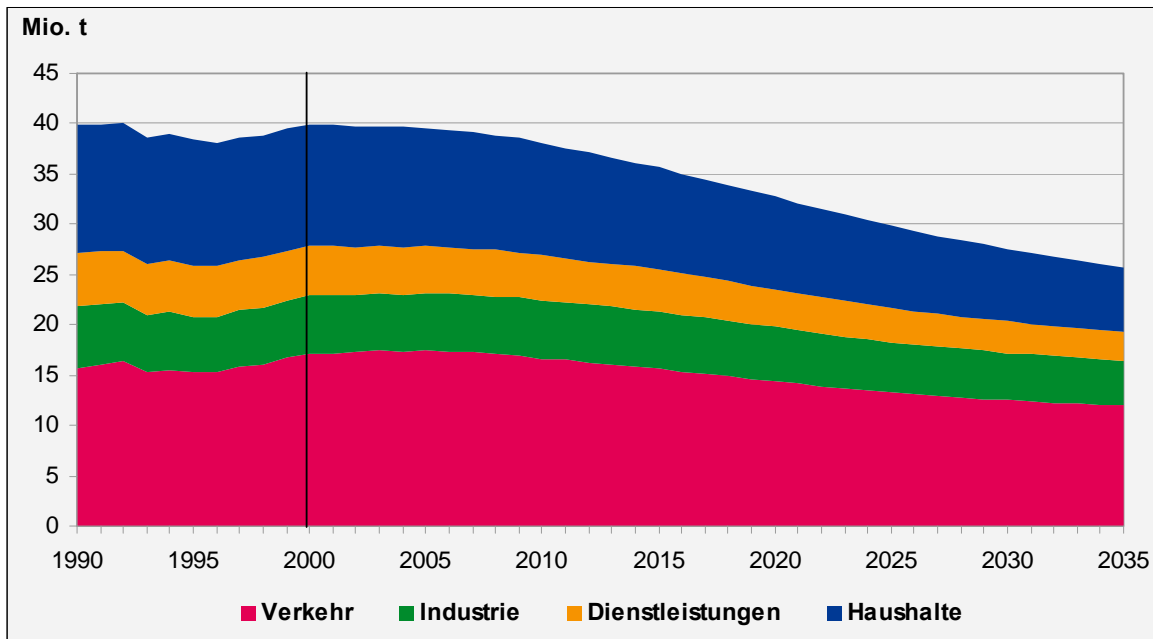
Die unmittelbaren CO₂-Emissionen auf der Nachfrageseite (Brenn- und Treibstoffe) entwickeln sich wie folgt (ohne Bewertung der Elektrizität und der Fernwärme):

Tabelle 7-27 **Szenario III Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.6	14.4	13.3	12.5	12.0
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.6	5.4	5.0	4.7	4.5
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.2	3.8	3.4	3.1	2.8
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.2	10.2	9.1	8.1	7.3	6.5
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	35.6	32.7	29.8	27.6	25.8

Prognos 2006

Figur 7-21 **Szenario III Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die unmittelbar brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen sinken deutlich – gegenüber 2000 um über 35 %. Das Kyoto-Ziel in 2010 wird allerdings auch in diesem Szenario immer noch verfehlt. Ab 2005 findet in allen Sektoren eine leichte Reduktion statt, die aber erst nach 2015 (sowohl in den Einzelsektoren als auch in der Summe) deutlich „anzieht“. Dies ist insbesondere mit dem Einsatz der stärkeren Instrumente wie Lenkungsabgaben in 2011 korreliert. In allen Sektoren findet in 2035 gegenüber Szenario I eine deutliche Reduktion statt: Beim Verkehr sind es 4.5 Mio. t (gegenüber Szenario I 27.3 %), im Industriesektor 0.8 Mio. t (15.1 %), im Dienstleistungssektor 1.1 Mio. t (28.2 %) und im Sektor Private Haushalte 2.6 Mio. t (28.6 %).

Zur Reduktion der Emissionen tragen neben den starken Effizienzmassnahmen auch die deutliche Zunahme der Erneuerbaren im Raumwärme- und Treibstoffbereich bei.

Tabelle 7-28 **Szenario III Trend**
CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (Mio. t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	17.1	12.0	-5.1	-30.0%	42.8%	46.5%
Industrie	5.8	4.5	-1.3	-23.2%	14.6%	17.4%
Dienstleistungen	4.9	2.8	-2.1	-42.8%	12.3%	10.9%
Haushalte	12.1	6.5	-5.6	-46.2%	30.3%	25.2%
Total	39.9	25.8	-14.2	-35.5%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Elektrizitätserzeugung produziert je nach Variante des Elektrizitätsangebots die in Tabelle 7-29 ausgewiesenen CO₂-Emissionen:

Tabelle 7-29 **Szenario III Trend**
CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t,

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
Variante C	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	2.5	3.4	3.4	4.3
Variante D	0.9	0.9	0.8	0.8	1.0	1.3	1.8	2.2	2.7	3.2
Variante E	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.3	0.2	0.2
Variante C&E	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.3	2.3	3.2
Variante D&E	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4	1.6	2.0
Variante G	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8

Prognos 2006

Die höchsten Emissionen weist Variante C mit insgesamt vier Gaskraftwerken auf; deren Emissionen sind aber durch die Zumischung von Holzgas jeweils (bis auf Chavalon) um 20 % verringert. Im Vergleich zu Szenario I liegen hier die Emissionen um 3.8 Mio. t (47 %) niedriger. Zusätzlich zu den vier eingesparten Kraftwerksblöcken (überschlägig eine Reduktion von 3.5 Mio. t) tragen hierzu vor allem die Emissionsreduktionen durch das Holzgas sowie die in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen neuen erneuerbaren Energieanlagen (KVA, ARA, Biomasseanlagen) mit ihren Wärmegutschriften bei.

Die Summierung von Nachfrage und Angebot incl. des gesamten Umwandlungssektors (vgl. Kap. 2.1.5) ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

Tabelle 7-30 **Szenario III Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t

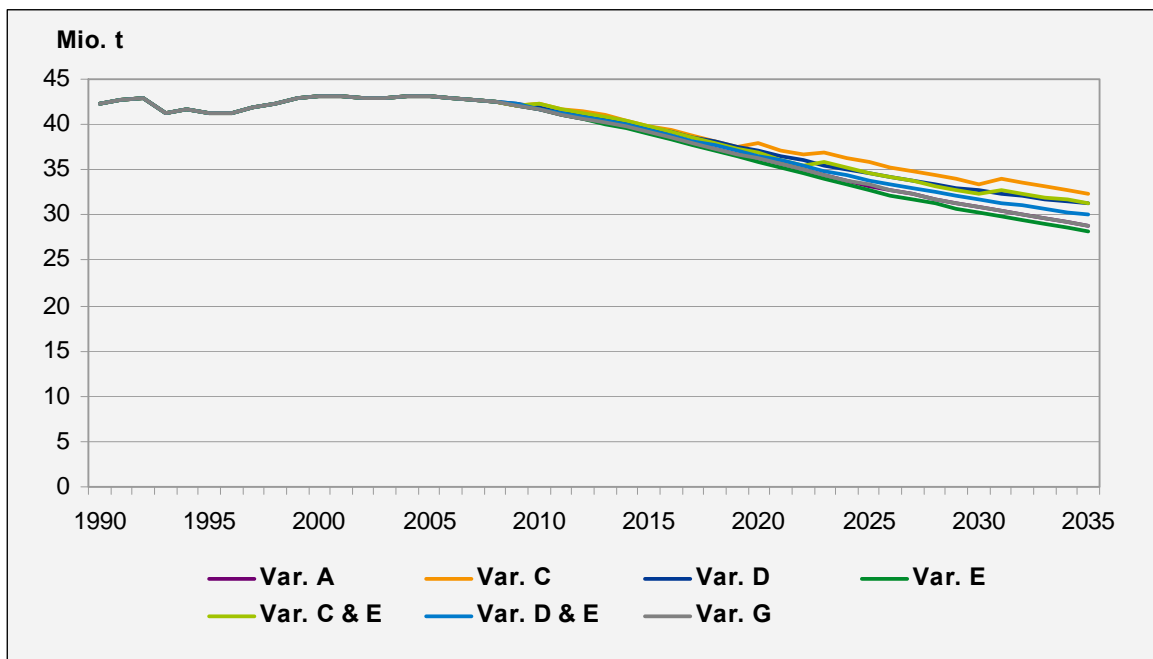
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	38.0	35.1	32.2	29.8	27.8
Variante C	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	38.8	36.7	34.7	32.3	31.2
Variante D	41.8	40.5	42.3	41.9	40.7	38.5	36.0	33.5	31.6	30.1
Variante E	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	37.9	34.8	31.6	29.2	27.1
Variante C&E	41.8	40.5	42.3	41.9	41.2	38.7	35.7	33.6	31.2	30.1
Variante D&E	41.8	40.5	42.3	41.9	40.6	38.2	35.5	32.7	30.6	28.9
Variante G	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	38.0	35.1	32.2	29.8	27.8

Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen werden in Figur 7-22 grafisch dargestellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass die CO₂-Emissionen der Variante A und G im gesamten Zeitablauf übereinstimmen, da in beiden Fällen keine neuen Gaskraftwerke (aufgrund der gewählten Konvention für die Szenarien auch nicht das Projekt „Chavalon“) zugebaut werden und der autonome Zubau an dezentralen (fossilen und erneuerbaren) WKK-Anlagen jeweils gleich ist. Es ist ebenfalls zu erwähnen, dass die abgebildeten CO₂-Emissionen der Varianten A und G über denen der nachfragebedingten Brenn- und Treibstoffverbräuche (Figur 7-21) liegen, da die Emissionen des Umwandlungssektors sowie der autonom zugebauten WKK-

Anlagen enthalten sind. Da in diesem Szenario zum ersten Mal eine „rein erneuerbare“ Variante E gerechnet wurde, ist darauf hinzuweisen, dass die gesamten CO₂-Emissionen dieser Variante unter denen der „CO₂-freien“ Varianten A und G liegen. Dies ist eine Folge der Wärmegutschriften bei den mit Biogas und Biomassen befeuerten WKK-Anlagen.

Figur 7-21 **Szenario III Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t



Prognos 2006

Insgesamt zeigt sich in allen Varianten ein der Nachfragereduktion folgender deutlich absinkender Trend, der selbst in Variante C erhalten bleibt. In dieser Variante beträgt die Reduktion der Emissionen in 2035 gegenüber denjenigen von 2000 26.2 %. Das anfangs vorgegebene (absolute) Szenarienziel einer Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2035 um 20 % gegenüber 2000 wird somit übererfüllt. Dies kann auch als Beitrag zu einem Post-Kyoto-Ziel gewertet werden, evtl. ergänzt durch Teilnahme und Anrechnung an internationalen Kooperationsprojekten oder einem internationalen Handelssystem.

Die maximale relative CO₂-Reduktion in 2035 gegenüber 2000 in Variante E beträgt 35.9%.

7.7.2 NO_x-Emissionen

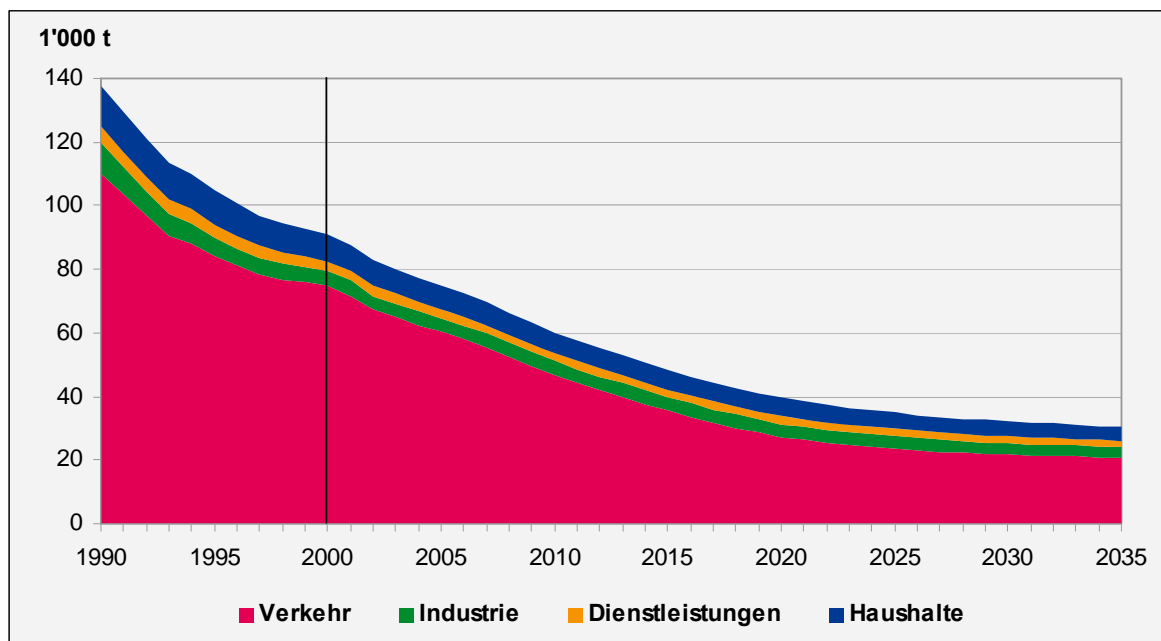
Die NO_x-Emissionen (NO₂, NO₃) aus der energetischen Verwertung der Brenn- und Treibstoffe der Nachfrageseite sind in Tabelle 7-31 und in Figur 7-22 dargestellt. Anders als bei den CO₂-Emissionen hängen die NO_x-Emissionen nicht nur vom Brennstoffeinsatz, sondern vor allem von der Qualität der eingesetzten (Verbrennungs-)Technik und den ggf. nachgeschalteten Reinigungsstufen wie Katalysatoren ab. Die kumulierten NO_x-Emissionen sind besonders im Verkehrssektor im Zeitverlauf stärker durch die spezifischen Emissionen je produzierter Energieeinheit bestimmt als durch die reinen Mengeneffekte. (Vgl. hierzu Kapitel 2 sowie Kapitel 4 im Anhangband (Energie- und Emissionsbilanzen) und Anhang 6 zum Sektorbericht Verkehr [Infras 2007])

Tabelle 7-31 **Szenario III Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	110.0	84.1	74.6	60.4	46.7	35.6	27.3	23.7	21.7	20.8
Industrie	9.8	6.0	4.8	4.4	4.3	4.1	4.1	3.8	3.6	3.3
Dienstleistungen	5.0	4.1	3.3	2.9	2.6	2.5	2.4	2.3	2.1	2.0
Haushalte	13.0	10.7	8.3	7.5	6.5	6.0	5.7	5.2	4.8	4.4
Insgesamt	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	48.2	39.5	34.9	32.1	30.6

Prognos 2006

Figur 7-22 **Szenario III Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

Die Grunddynamik der Entwicklung der NO_x-Emissionen entspricht derjenigen von Szenario I.

Insgesamt nehmen die NO_x-Emissionen auf der Nachfrageseite von 2000 bis 2035 auf 34% ab, wobei der grösste Anteil der Reduktion im Verkehrssektor erbracht wird. Dieser ist in diesem Falle gegenüber den in den Szenarien I und II „ohnein“ schon enthaltenen Massnahmen auf der Grenzwert- und Technikseite nochmals verschärft und verläuft ab 2020 noch zusätzlich etwa parallel zur Effizienzentwicklung. Hierbei wird bei der Modellierung des Sektors Verkehr davon ausgegangen, dass die Weiterentwicklung der „best practice“-Technologien neben dem Effizienzaspekt auch einen lufthygienischen Aspekt verfolgt, der entsprechend instrumentell durch europäische Grenzwertverschärfung unterstützt wird. Details hierzu finden sich in Annex 6 des Schlussberichts zum Verkehrssektor von Infrac [Infrac 2007].

Insgesamt liegen die NO_x-Emissionen in 2035 nochmals um 5.8 kt oder 14 % unter denen von Szenario I.

Tabelle 7-32 **Szenario III Trend**
NO_x-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	74.6	20.8	-53.8	-72.1%	82.0%	68.1%
Industrie	4.8	3.3	-1.4	-30.2%	5.3%	10.9%
Dienstleistungen	3.3	2.0	-1.2	-38.3%	3.6%	6.6%
Haushalte	8.3	4.4	-4.0	-47.4%	9.2%	14.4%
Total	91.0	30.6	-60.5	-66.4%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung hängen vom Einsatz fossiler und biogener Brennstoffe sowie der eingesetzten Technik ab. Es wird davon ausgegangen, dass in den grossen (zentralen) Anlagen wie grossen Gasturbinen und Kombikraftwerken einerseits die Verbrennungstechnik besser kontrolliert werden kann sowie aus wirtschaftlichen Gründen ein höherer Aufwand bei der Behandlung der Abgase möglich ist als bei kleineren, dezentralen Anlagen und z. B. motorischen BHKWs. Auch bei diesen wird allerdings für die Zukunft vom regelmässigen Einsatz von Katalysatoren ausgegangen. (Vgl. Kap. 2)

Die abnehmende Tendenz der Emissionen nach 2005 spiegelt die Abalterung des vorhandenen Parks an insbesondere dezentralen WKK-Anlagen und ihren Ersatz durch emissionsärmere Technik wider. Beim Vergleich der Grössenordnungen der NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung mit derjenigen der Nachfragesektoren zeigt sich, dass die Elektrizitätserzeugung in 2000 mit 2.1 kt NO_x gut 2 % der Gesamtemissionen ausmacht und in Variante C mit maximalem Einsatz von Erdgas (plus Holzgas) zur Stromerzeugung nur mehr 1.7 %.

Bei den dezentralen Varianten mit hohem WKK-Anteil werden die Netto-Emissionen aufgrund der Wärmegutschriften, die durch den Ersatz konventioneller Heizungsanlagen ohne Stromerzeugung entstehen, negativ.

Tabelle 7-33 **Szenario III Trend**
NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Variante C	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.4	0.4	0.5
Variante D	0.5	1.3	2.1	2.4	2.8	2.3	1.2	0.9	0.2	-0.1
Variante E	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.1	0.2
Variante D&E	0.5	1.3	2.1	2.4	2.7	2.1	0.9	0.5	0.0	-0.2
Variante G	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0

Prognos 2006

Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

Tabelle 7-34 **Szenario III Trend**
NO_x-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	50.0	40.0	35.0	32.2	30.6
Variante C	138.3	106.1	93.1	77.5	62.5	50.1	40.2	35.3	32.5	31.1
Variante D	138.3	106.1	93.1	77.5	62.9	50.6	40.7	35.7	32.4	30.5
Variante E	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	50.0	40.0	34.9	32.0	30.4
Variante C&E	138.3	106.1	93.1	77.5	62.5	50.1	40.1	35.1	32.3	30.8
Variante D&E	138.3	106.1	93.1	77.5	62.8	50.4	40.4	35.4	32.2	30.4
Variante G	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	50.0	40.0	35.0	32.2	30.6

Prognos 2006

7.7.3 PM10-Emissionen

Die PM10-Emissionen der Nachfrageseite sind in Tabelle 7-35 sowie in Figur 7-23 dargestellt.

Tabelle 7-35 **Szenario III Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	5.9	4.9	4.2	3.2	2.0	1.1	0.7	0.6	0.5	0.4
Industrie	1.3	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4
Dienstleistungen	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1
Haushalte	1.2	1.1	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3
Insgesamt	8.7	7.3	6.3	5.1	3.5	2.5	1.8	1.6	1.5	1.3

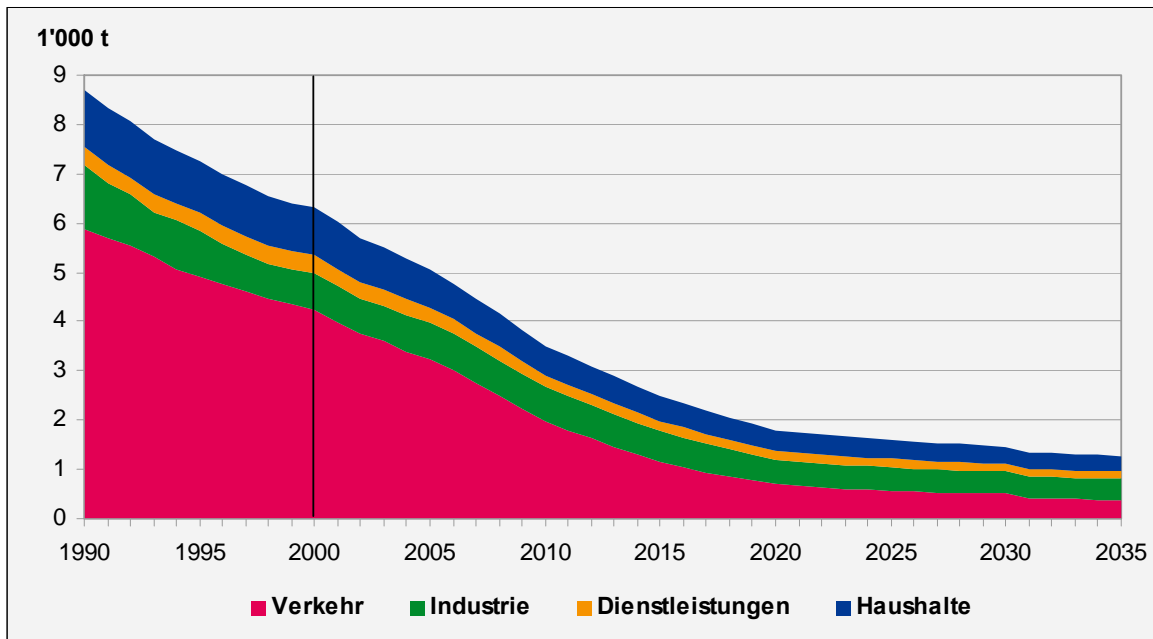
Prognos 2006

Grundsätzlich gilt das in Kap. 5.7.3 zu den PM10-Emissionen Gesagte: Diese Emissionen sind stark technikabhängig und werden vor allem vom Verkehrssektor sowie den unterstellten Entwicklungen der Grenzwerte dominiert. Wesentliches Element ist die obligatorische Einführung immer besserer Feinstaubfilter bei den Dieselfahrzeugen.

In den übrigen Sektoren sind bei den spezifischen Partikelemissionen bereits in den Jahren vor 2000 starke Verbesserungen (Absenkungen) erfolgt. Deutliche Änderungen zeigen sich noch bei Gas zur Raumwärmeerzeugung (von 0.2 g/GJ in 2000 auf 0.1 g/GJ in 2005, danach Konstanz) sowie beim Einsatz von Holz zur Raumwärmeerzeugung und zum Einsatz in der Industrie (Absenkung von 50 g/GJ (Raumwärme) bzw. 60 g/GJ (Industrie) in 2000 bis auf 15 g/GJ in 2035).

Die Emissionen sind aufgrund der Mengeneffekte (Verringerung des Energieträgereinsatzes) in fast allen Sektoren in 2035 um ca. 0.1 kt niedriger als in Szenario I. Bei den Haushalten führt der verstärkte Einsatz von Holz in kleinen Feuerungsanlagen zu geringfügig erhöhten Werten, die durch die Reduktion bei den fossilen Brennstoffen nicht ausgeglichen werden.

Figur 7-23 **Szenario III Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

Eine Zusammenfassung mit den relativen Veränderungen der Emissionen im Zeitablauf sowie den sich verändernden Anteilen der Sektoren an den Gesamtemissionen zeigt Tabelle 7-36.

Tabelle 7-36 **Szenario III Trend**
PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	4.2	0.4	-3.8	-90.9%	67.0%	30.3%
Industrie	0.7	0.4	-0.3	-42.7%	11.7%	33.4%
Dienstleistungen	0.4	0.1	-0.2	-60.4%	5.7%	11.3%
Haushalte	1.0	0.3	-0.7	-67.6%	15.5%	25.0%
Total	6.3	1.3	-5.0	-79.9%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Partikelemissionen der Elektrizitätserzeugung sind wie die NO_x-Emissionen mit dem Einsatz fossiler bzw. biogener Brennstoffe verbunden sowie technikabhängig. Die entsprechenden Emissionen nach Angebotsvarianten sind in Tab. 7-37 dargestellt.

Tabelle 7-37 **Szenario III Trend**
PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1
Variante C	40.9	37.9	5.1	6.0	6.2	5.3	9.1	13.8	13.7	19.2
Variante D	40.9	37.9	5.1	6.1	4.4	3.6	1.9	1.3	0.4	0.2
Variante E	40.9	37.9	5.1	6.0	4.0	4.2	3.8	4.6	5.3	5.1
Variante C&E	40.9	37.9	5.1	6.1	6.5	6.1	4.9	10.3	10.4	15.7
Variante D&E	40.9	37.9	5.1	6.1	4.5	4.3	3.3	3.6	3.3	2.9
Variante G	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1

Prognos 2006

Hierbei ist zu beachten, dass die Emissionen für die bessere Lesbarkeit hier in Tonnen angegeben sind, während die Emissionen der Nachfrageseite in 1'000 t angegeben sind. Die Emissionsreduktionen zwischen 1995 und 2000 hängen mit der Betriebseinstellung von Vouvry zusammen, bei den Varianten A und G zeigt sich im Zeitverlauf die Abalterung des vorhandenen dezentralen fossilen Parks und der Einsatz neuerer Technik (Feinstaubfilter) bei den neuen WKK-Anlagen. In den Varianten C sowie C&E zeigt sich deutlich der Beitrag der Gaskombikraftwerke.

Im Vergleich zu Szenario I sind die Emissionen in 2035 in der Variante C aufgrund der geringeren Zahl an Kraftwerksblöcken um 6.7 t reduziert. Hier wirken allerdings aufgrund des Einsatzes von Holzgas gegenläufige Effekte: Die Reduktion der Kraftwerksblöcke hat einen emissionsreduzierenden Effekt, der Einsatz des Holzgases wirkt trotz Filtertechnologie wieder etwas erhöhend, so dass im Nettoeffekt die Emissionen denen von Szenario II Variante C entsprechen. Ebenfalls ist bei den Varianten E sowie C&E auf die Effekte der Biomassen hinzuweisen.

Aufgrund der verschiedenen Skalen ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der Beitrag der Elektrizitätserzeugung an den gesamten verbrennungsbedingten Partikelemissionen insgesamt maximal bei 1.5 % liegt, wie aus Tabelle 7-38 im Vergleich mit Tabelle 7-37 ersichtlich wird.

Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

Tabelle 7-38 **Szenario III Trend**
PM10-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'509.4	2'498.3	1'796.8	1'598.3	1'467.3	1'272.6
Variante C	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'512.0	2'500.9	1'804.9	1'611.9	1'480.9	1'291.6
Variante D	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'510.2	2'499.2	1'797.7	1'599.4	1'467.6	1'272.6
Variante E	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'509.7	2'499.7	1'799.5	1'602.7	1'472.4	1'277.6
Variante C&E	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'512.2	2'501.7	1'800.7	1'608.4	1'477.6	1'288.2
Variante D&E	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.4	3'510.3	2'499.8	1'799.1	1'601.7	1'470.4	1'275.4
Variante G	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'509.4	2'498.3	1'796.8	1'598.3	1'467.3	1'272.6

Prognos 2006

Die die Dynamik in den Partikelemissionen ist insgesamt stark vom technologieinduzierten Rückgang im Verkehrssektor geprägt. Die Veränderung der summierten Emissionen in 2035 gegenüber Szenario I beträgt in den Varianten ohne Gaskraftwerke A und G einen Rückgang um 102.3 t (7.4 %), in der Varianten C einen Rückgang von 108.4 t (7.7 %).

7.8 Versorgungssicherheit

7.8.1 Importanteile

Importiert werden alle fossilen Energieträger (Kohle, Erdölprodukte, Erdgas), Kernbrennstoffe, Strom als Endenergieträger sowie aus heutiger Sicht im Lichte der jüngeren Entwicklungen Biotreibstoffe (Ethanol, Öle und Ölprodukte). Bei den Biotreibstoffen liesse sich auch denken, dass Anteile des Marktes aus heimischer Produktion stammen könnten. Die vollständige Zurechnung der Biotreibstoffe zu den importierten Energieträgern stellt also unter der „Abhängigkeitsoptik“ eine konservative Abschätzung dar.

Bei den Kernbrennstoffen führen die hohe Energiedichte sowie der feste Aggregatzustand zur Lagerfähigkeit von Brennstoffvorräten für mehrere Jahre. Daher werden diese in manchen Quellen nicht zur Importabhängigkeit gerechnet. In der hier vorliegenden Arbeit werden jeweils für alle Szenarien und Varianten die Ergebnisse unter beiden Sichtweisen gezeigt. (Kap. 2)

Tabelle 7-39 bildet die importierten Endenergieträger auf der Nachfrageseite (fossile Brennstoffe für Raumwärmeerzeugung und Prozessenergie, die fossilen Anteile - Gas, Öl - in der Fernwärmeerzeugung sowie Treibstoffe) in absoluten Energieeinheiten (PJ) ab.

Tabelle 7-39 **Szenario III Trend**
Importanteile in der Nachfrage, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Fossile	551.9	537.5	563.5	560.5	542.7	509.8	470.2	430.7	399.8	374.5
Biotreibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
foss. Anteil FW	5.8	5.4	5.8	7.8	8.1	8.5	8.5	8.0	6.6	4.2
Summe	557.8	542.9	569.3	568.3	558.0	528.9	492.2	453.3	422.6	396.8

Prognos 2006

Ab 2010 sinkt der Bedarf an importieren Energieträgern im wesentlichen proportional mit der Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen. Der Importbedarf wird von den Fossilen dominiert, wenn auch die Biotreibstoffe mit einem Anteil von 4.6 % in 2035 „sichtbar“ werden.

Tabelle 7-40 zeigt die Anteile an importieren Energieträgern in der Elektrizitätserzeugung. Hier wird die verwendete Primärenergie (Input) ausgewiesen, der Wirkungsgrad der jeweiligen Kraftwerke ist somit berücksichtigt. Stromimporte werden aufgrund der gewählten Abgrenzung („Systemgrenze Schweiz“) ohne Vorketten ausgewiesen.

Je nach Variante dominieren wie in Szenario I und II wenig überraschend die Fossilen oder die Kernbrennstoffe. Das starke Übergewicht der Kernbrennstoffe in Variante G folgt aus den oben und in Kap. 2 erörterten Wirkungsgradfragen.

Tabelle 7-40 **Szenario III Trend**
Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.3	12.4	12.9	13.6	13.6	13.6	13.3
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.0	2.6	11.9	21.5	36.5	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	286.3
Summe	247.1	260.8	273.2	239.6	273.4	281.4	260.3	214.7	299.9	299.5
Variante C										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.3	25.7	26.2	43.2	59.6	59.7	75.5
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.0	0.0	4.2	2.1	5.2	1.9	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.7	284.0	287.1	270.5	229.5	226.3	240.2
Variante D										
Fossile	10.7	12.2	11.8	11.8	16.5	23.1	33.1	43.0	54.6	67.3
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.5	0.0	0.5	0.0	5.3	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.6	274.8	280.3	258.3	212.9	219.3	231.9
Variante E										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.3	11.9	10.6	8.4	5.0	3.6	3.2
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.0	0.2	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.6	270.4	269.2	233.6	169.7	168.3	167.9
Variante C&E										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.0	25.2	25.0	24.6	39.8	39.7	56.2
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.2	0.0	0.3	5.3	2.8	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.5	283.5	281.9	255.1	207.3	204.4	220.8
Variante D&E										
Fossile	10.7	12.2	11.8	11.6	14.8	18.1	22.9	26.9	33.4	41.8
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.6	0.0	0.9	0.0	1.7	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.5	273.1	275.7	248.1	193.3	198.1	206.4
Variante G										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.3	12.4	12.9	13.6	13.6	13.6	13.3
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.0	2.6	11.9	21.5	36.5	33.1	29.7
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.6	273.4	281.4	260.3	214.7	211.4	207.6

Prognos 2006

Tabelle 7-41 zeigt die Summe der importierten Energie(träger) in absoluten Energieeinheiten nach Varianten, jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen.

Mit Berücksichtigung der Kernbrennstoffe variieren die Importe in den Varianten zwischen ca. 564 und 696 PJ, wobei aufgrund der vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrade (max. 35 %) der Kernkraftwerke die Anteile in der Variante A am höchsten sind. Ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen variieren die Werte zwischen ca. 400 PJ und 472 PJ; in diesem Falle haben die Varianten A (Importe und KKW) sowie G (Importe) jeweils den geringsten Anteil. Letzteres liegt an den Wirkungsgradkonventionen und sollte daher nicht überinterpretiert werden: In diesem Falle sind die Wirkungsgrade jeweils implizit in den Importpreisen enthalten.

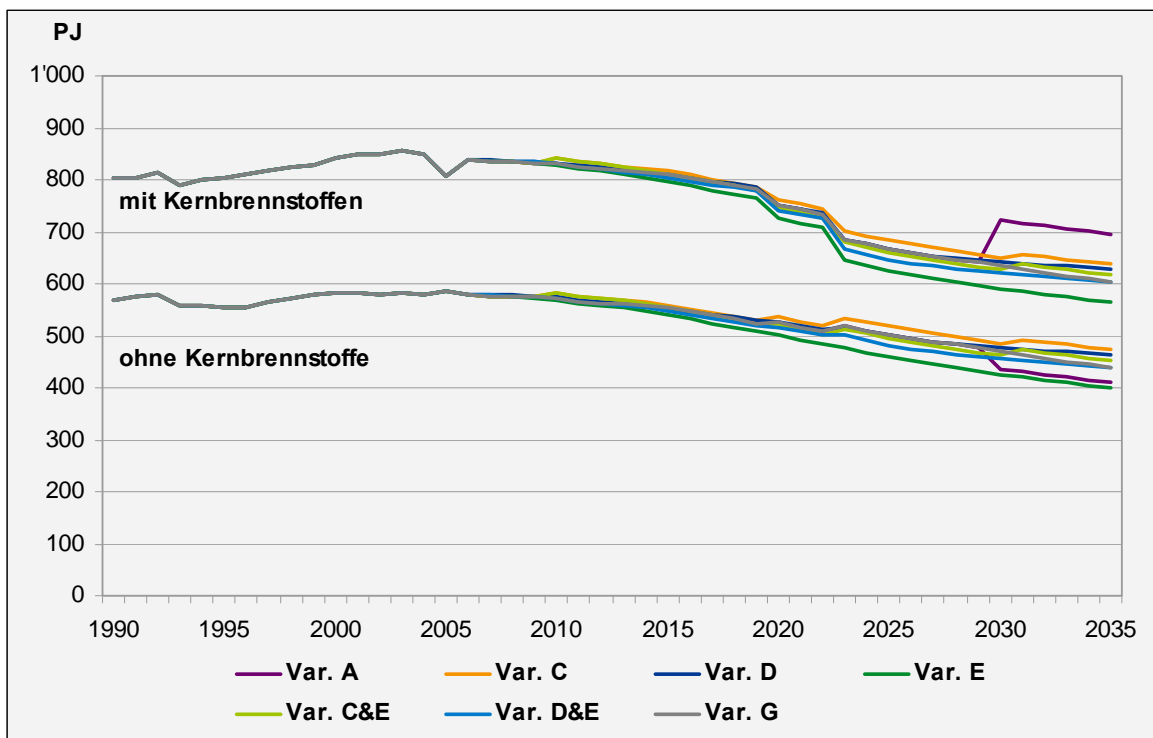
Tabelle 7-41 **Szenario III Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.9	831.4	810.3	752.4	668.0	722.5	696.4
Variante A - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.5	573.1	553.6	527.3	503.4	436.2	410.1
Variante C - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.9	842.0	816.0	762.7	682.9	648.9	637.0
Variante C - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.6	583.7	559.3	537.5	518.2	484.2	472.4
Variante D - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.9	832.9	809.2	750.5	666.3	641.9	628.8
Variante D - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.5	574.6	552.5	525.3	501.6	477.2	464.1
Variante E - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.9	828.4	798.1	725.8	623.0	590.9	564.7
Variante E - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.5	570.1	541.4	500.6	458.3	426.2	400.1
Variante C&E - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.8	841.6	810.8	747.3	660.6	627.0	617.7
Variante C&E - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.4	583.3	554.1	522.1	495.9	462.3	453.0
Variante D&E - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.8	831.1	804.6	740.3	646.6	620.7	603.3
Variante D&E - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.4	572.8	547.9	515.1	481.9	456.0	438.6
Variante G - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.9	831.4	810.3	752.4	668.0	634.0	604.5
Variante G - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.5	573.1	553.6	527.3	503.4	469.3	439.8

Prognos 2006

Die zeitliche Entwicklung der importierten Energie nach Varianten jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe ist in Figur 7-24 abgebildet.

Figur 7-24 **Szenario III Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ



Prognos 2006

Die Gesamttendenz ist bei beiden Betrachtungsweisen grundsätzlich absinkend (max. 33 % zwischen 2000 und 2035 in Variante E), wobei die Anteile gegen Ende des Betrachtungszeitraums tendenziell wieder ansteigen.

tungszeitraums nach Varianten deutlich auffächern. Die absinkende Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen wird in diesem Trend abgebildet. Die in der Summe noch weiterhin steigende Stromnachfrage mit dem inländischen Kraftwerkszubau erhöht– je nach Kraftwerkswirkungsgrad – die Importe ab 2030 jedoch wieder. In beiden Betrachtungsweisen sind die Varianten mit den hohen Anteilen Erneuerbarer im Strom (E sowie D&E, eng gefolgt von C&E) diejenigen mit den geringsten Abhängigkeiten. Werden die Kernbrennstoffe nicht gezählt, so dominieren in der Variante C die Erdgasimporte die Abhängigkeit; werden sie gezählt, so dominieren sie in allen Varianten die Abhängigkeit.

Die Entwicklung der relativen Anteile der Importe an der Gesamtenergie des Systems bietet eine zusätzliche wichtige Information. Diese ist in Tabelle 7-42 sowie in Figur 7-25 in der zeitlichen Entwicklung jeweils nach Angebotsvarianten und Zuordnung der Kernbrennstoffe ausgewiesen.

Tabelle 7-42 **Szenario III Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.1%	75.3%	73.4%	70.7%	72.6%	71.9%
Variante A - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.2%	51.5%	51.5%	53.2%	43.9%	42.3%
Variante C - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.7%	75.5%	73.5%	70.6%	69.1%	69.1%
Variante C - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.9%	51.7%	51.8%	53.6%	51.6%	51.3%
Variante D - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.2%	77.1%	74.6%	72.3%	69.4%	69.2%	69.9%
Variante D - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.2%	51.0%	50.6%	52.3%	51.5%	51.6%
Variante E - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.2%	76.5%	73.1%	68.9%	63.3%	61.7%	60.7%
Variante E - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	52.7%	49.6%	47.5%	46.5%	44.5%	43.0%
Variante C&E - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.2%	77.5%	74.3%	71.3%	67.2%	65.8%	66.1%
Variante C&E - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.7%	50.8%	49.8%	50.5%	48.5%	48.5%
Variante D&E - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.2%	76.9%	74.0%	70.7%	66.3%	65.6%	65.6%
Variante D&E - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.0%	50.4%	49.2%	49.5%	48.2%	47.7%
Variante G - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.1%	75.3%	73.4%	70.7%	69.2%	67.8%
Variante G - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.2%	51.5%	51.5%	53.2%	51.2%	49.3%

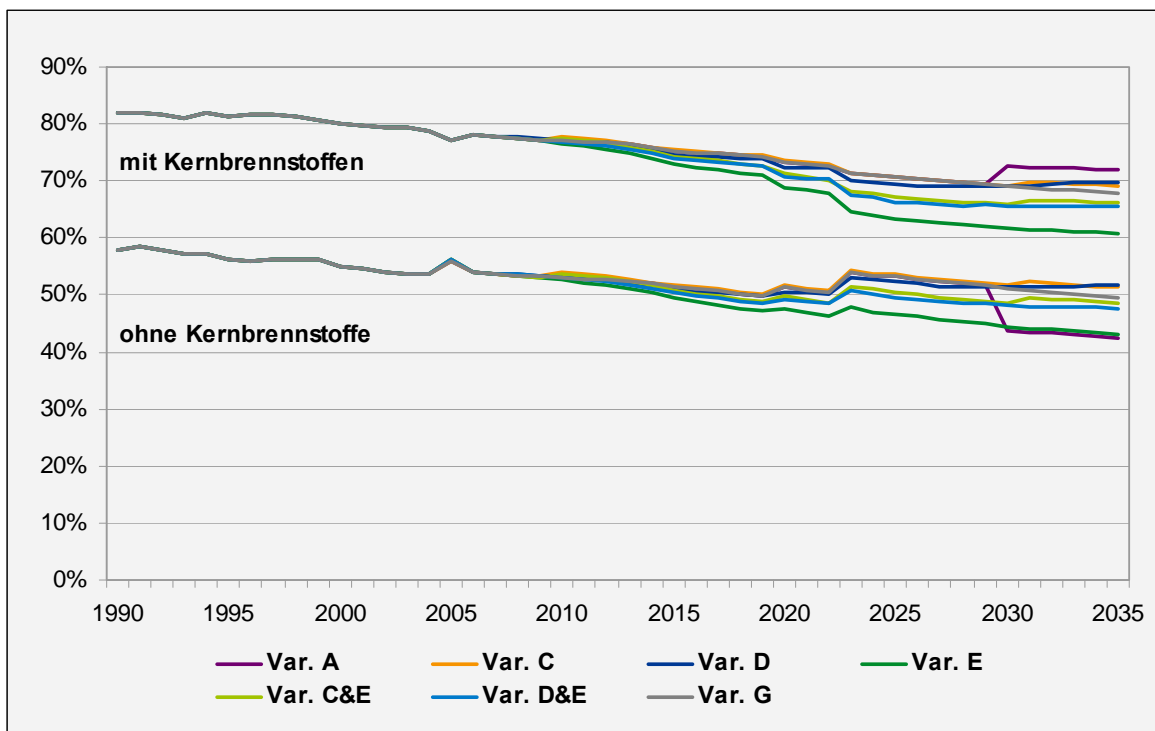
Prognos 2006

Im Vergleich mit den Szenarien I und II zeigt sich hier auch bei den Anteilen eine deutlich absinkende Tendenz. Diese ist allerdings bei der Betrachtungsweise, die die Kernbrennstoffe zu den Importen rechnet, stärker ausgeprägt als bei derjenigen, die sie nicht unter die Importe rechnet. Bei der Betrachtung mit Kernbrennstoffen wird das Geschehen durch das Absinken der Nachfrage sowie die stufenweise aus dem Mix verschwindenden Kernkraftwerke bestimmt. Erst das neue Kernkraftwerk in 2030 in Variante A führt zu einem Anstieg der Abhängigkeit um 2 Prozentpunkte, in den anderen Varianten bleibt der absinkende Trend i.W. erhalten.

Insgesamt sinkt bei der Betrachtung mit Kernbrennstoffen die Abhängigkeit um maximal 19.2 %-Punkte (Variante E) und minimal um acht Prozentpunkte (Variante A). Dies ist vor allem Ausdruck des erhöhten Anteils der inländischen Erneuerbaren im Mix (Wärme und Strom).

Bei der Betrachtung ohne Kernbrennstoffe sinkt der Anteil maximal in Variante A um 12.8 Prozentpunkte und minimal um 3.5 Prozentpunkte in Variante D.

Figur 7-25 **Szenario III Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %



Prognos 2006

7.8.2 Hitze- und Kältewellen

Die Situation und Reaktionsfähigkeit der Kraftwerksparks unter der Belastung von Hitze- und Kältewellen wurde als weiteres operationalisierbares Kriterium der Versorgungssicherheit definiert (vgl. Kap. 2). Hierbei wird für die Kältewelle neben der temperaturbedingt hohen Nachfrage der Ausfall der Importe (überall in der EU, vor allem in Frankreich, wird der erzeugte Strom jeweils in den Erzeugerländern benötigt, da die Kältewelle sich stabil über ganz Europa erstreckt) sowie ein ausserplanmässiger Ausfall des jeweils grössten Kraftwerksblocks unterstellt. Die schweizerischen Laufwasserkraftwerke laufen mit Engpassleistung, die Speicherwerke stehen zur Bereitstellung von Arbeit und Leistung zur Verfügung ebenso die Pumpspeicherwerke zum kürzerfristigen Lastmanagement. Bei den neuen erneuerbaren Energien wird keine Produktion aus stochastischen Quellen (Wind, Sonne) eingerechnet, bei den grundlastfähigen Energietechnologien wie ARA, KVA, Biomasse/Biogas und ggf. Geothermie sowie bei den im WKK-Betrieb laufenden Technologien wird davon ausgegangen, dass die volle Leistung zur Verfügung steht, da mit dem vollständigen Absatz der Wärme gerechnet werden kann.

Die Speichersimulationen von Piot (vgl. Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Situation (Kältewelle) insgesamt ein Grundlastmanko von bis zu 4.1 GW aus den Speichern gedeckt werden kann, sofern die gesamte installierte Leistung die Abdeckung der Spitzenlast ermöglicht.

Während der (ebenfalls europaweiten) Hitzewelle tritt aufgrund des Kühlungsbedarfs eine erhöhte (Spitzen-)Nachfrage auf, die thermischen Kraftwerke sind aufgrund der Belastung der Kühlkapazitäten in der Leistung etwas eingeschränkt. Ein grosser KKW-Block ist planmässig in Revision, ein kleiner fällt unplanmässig aus. Importe stehen zur Verfügung,

die Exportverpflichtungen sollen nach Möglichkeit gedeckt werden. Von den neuen Erneuerbaren werden die stochastischen wiederum ausgenommen, während die grundlastfähigen als laufend angenommen werden. Die WKK-Anlagen werden mit der für den Sommerbetrieb vorgesehenen Leistung eingesetzt, die durch die absetzbare Wärme (Warmwasser, Prozesswärme in der Industrie, ggf. auf reduziertem Niveau, sowie Kühlungsbedarf im Dienstleistungssektor) beschränkt ist.

Die Speichersimulationen von Piot (Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Situation (Hitzewelle) ein Grundlastmanko von ca. 3.5 GW aus den Speichern abgedeckt werden kann, sofern die insgesamt installierte Leistung zur Abdeckung der Spitzenlast hinreicht.

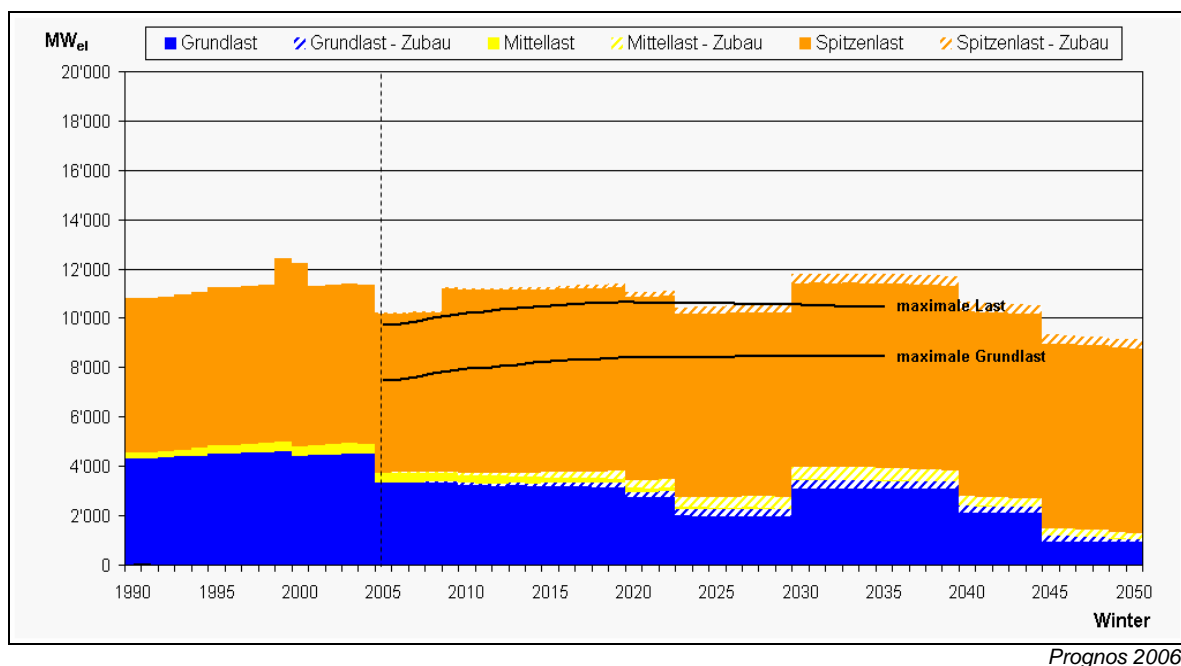
In Szenario III geht die gegenüber den Szenarien I und II reduzierte Stromnachfrage auch mit reduzierten Leistungsnachfragen auf den Ebenen Grundlast, Spitzenlast sowie im Winter- und Sommerhalbjahr einher.

Die Untersuchung der Kraftwerksparks der in Szenario III betrachteten Varianten A, C, D, E, C&E, D&E und G in diesen Belastungssituationen führt zu den im folgenden beschriebenen Ergebnissen.

7.8.2.1 Kältewellen

Figur 7-26 zeigt die Situation der Kältewelle für Variante A in der Leistungsbetrachtung.

Figur 7-26 **Szenario III, Variante A**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



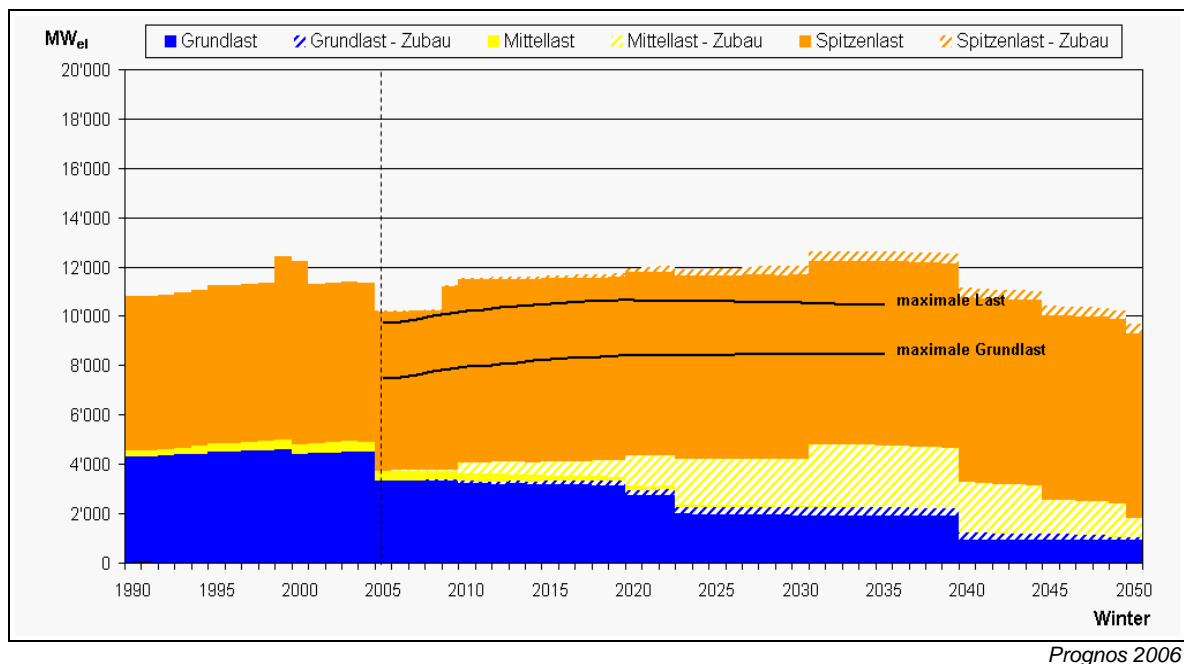
Aus der Grafik geht hervor, dass in den Jahren von 2023 bis 2030 die maximale Leistung am oberen Rand der schweizweit installierten Kapazitäten liegt. Von einem Leistungsmanko zu sprechen wäre hier übertrieben – mit zeitlich angepasstem Spitzenlastmanagement wie Abschaltung von Wärmepumpen in Spitzenlastzeiten – wie dies bereits derzeit Bestandteil in vielen Verträgen für Wärmepumpentarife ist – wäre hier die Extremsituation Kältewelle auch ohne Importe stromseitig zu managen. Ab 2030, wenn das neue Kernkraftwerk verfügbar ist, ist die Spitzenleistung wieder höher redundant gesichert. Et-

wa ab dem Jahr 2022 überschreitet das durch die Kältewelle und den Kraftwerksausfall bedingte Grundlastmanko den tolerablen (und durch die Speicher ausgleichbaren) Wert von 4'100 MW immer noch leicht. Auch diese kritische Situation ist ab 2030 mit dem Bau des neuen Kernkraftwerks behoben. Beide Kritikalitätspunkte liegen darin begründet, dass die in dieser Variante die Lücke definitionsgemäss bis zum Zubau des neuen Kernkraftwerks durch Importe gedeckt wird und diese Importe ebenfalls definitionsgemäss aufgrund der Belastungssituation „Kältewelle“ nicht zur Verfügung stehen. Der Ausfall der jeweils grössten Kraftwerkseinheit (zunächst Leibstadt, später jeweils der neue 1'600 MW-Blöcke) zeigt sich ebenfalls deutlich im Leistungsgebirge.

Gegenüber den Szenarien I und II ist somit die Situation deutlich entschärft: Das Spitzenlastmanko tritt praktisch gerade eben nicht mehr auf, und das Grundlastmanko beträgt etwa konstant 4'300 MW_{el} zwischen 2023 – 2029 (im Vergleich zu ca. 5'500 MW_{el} in Szenario I in 2029). Es ist daher möglicherweise mit grundsätzlich leicht verändertem Speichermanagement auszugleichen. Dies ist im Wesentlichen der Effekt der Nachfragereduktion, da der autonome Zubau der dezentralen Anlagen etwa demjenigen von Szenario I entspricht.

Die Situation für Variante C (neue Gaskraftwerke) wird in Figur 7-27 dargestellt:

Figur 7-27 **Szenario III, Variante C**
Extremersituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}

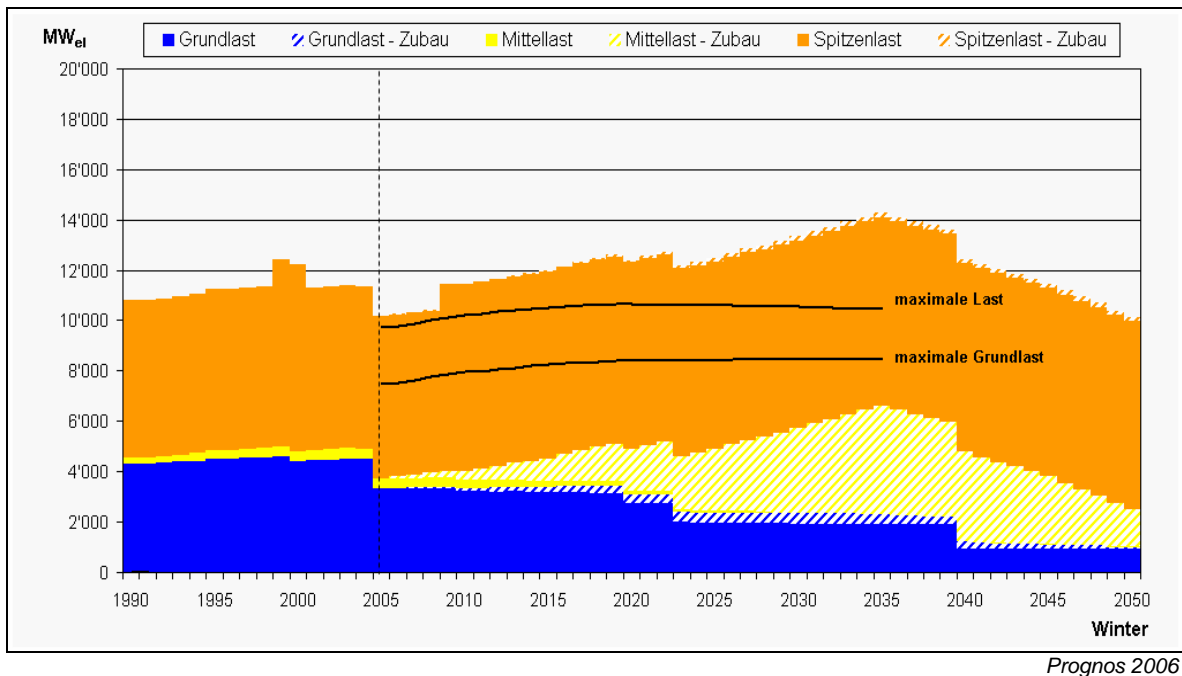


Der nachfragegerechte Zubau der Gaskraftwerke (mit Holzzufueuerung) führt dazu, dass in der Kältewelle mit Ausfall des grössten Kraftwerksblocks sowohl die Spitzenlast sicher gedeckt werden kann als auch das Grundlastmanko deutlich unterhalb des kritischen Wertes von 4.1 GW bleibt.

Die Kältewellensituation für die Variante D (fossil-dezentrale Strategie, WKK) wird in Figur 7-28 dargestellt. In diesem Fall ist die Situation gegenüber den bisher betrachteten Szenarien und Varianten verändert, da die neu zugebauten WKK-Anlagen vor allem zur Winter-Grundlast beitragen. Sie werden aufgrund ihrer geringeren Jahresvollbenutzungsstun-

den zwar definitorisch zur Mittellast gezählt, können in der Kältewelle aber durch ihren Beitrag zur Wärmelast als Grundlastkapazitäten angesehen werden.

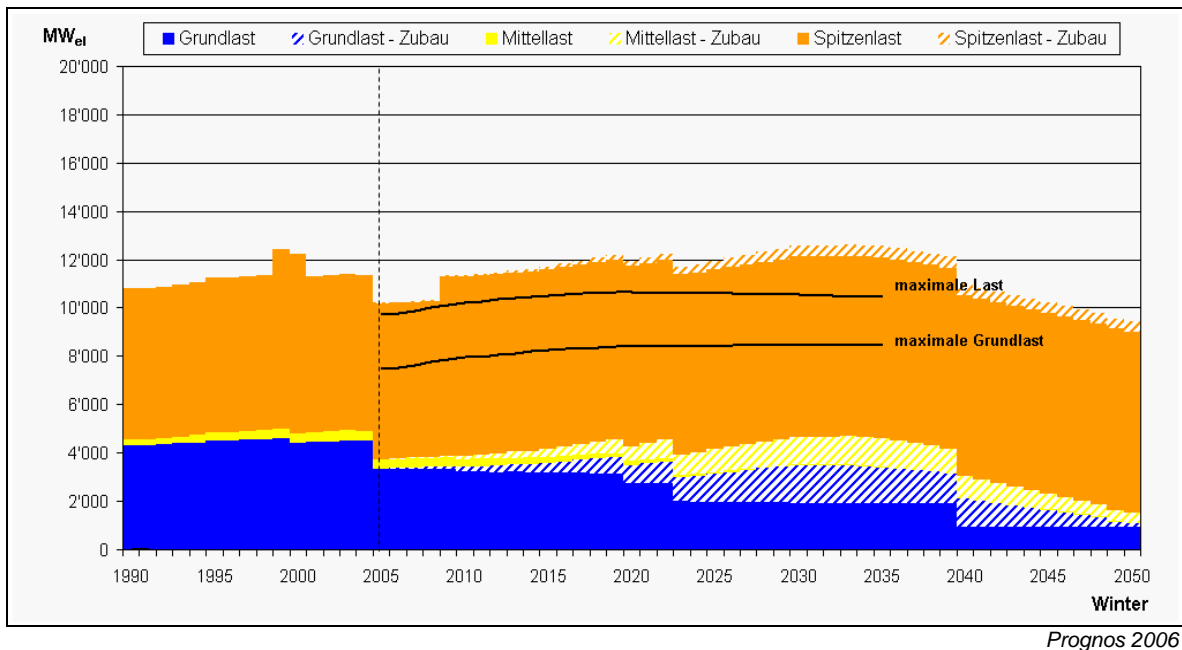
Figur 7-28 **Szenario III, Variante D**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Trotz des definitionsgemäss unterstellten Ausfalls der grössten KKW-Kapazität (Leibstadt mit 1'165 MW) können die auf die Stufen der aus Mix gehenden KKW-Blöcke hin optimierten WKK-Zubauten sowohl die Grundlast als auch die Spitzenlast entlasten, im Zeitablauf zunehmend. Der kritischste Punkt zeigt sich am Anfang des Betrachtungszeitraums.

Die Kältewellensituation für Variante E (Lückendeckung durch prioritären Zubau neuer Erneuerbarer) wird in Figur 7-29 dargestellt. Hierbei wird für die Quellen Wind und Photovoltaik aufgrund ihrer stochastischen Verfügbarkeit kein Leistungsbeitrag gerechnet. Die anderen Quellen werden je nach ihren Möglichkeiten zur Mittel- oder Grundlast gerechnet. Der noch vorhandene autonome Zubau der fossil befeuerten dezentralen WKK-Anlagen wird definitorisch zur Mittellast gerechnet, kann aber aufgrund des winterlichen Beitrags zur Wärmeversorgung in diesem Fall als Grundlast angesehen werden.

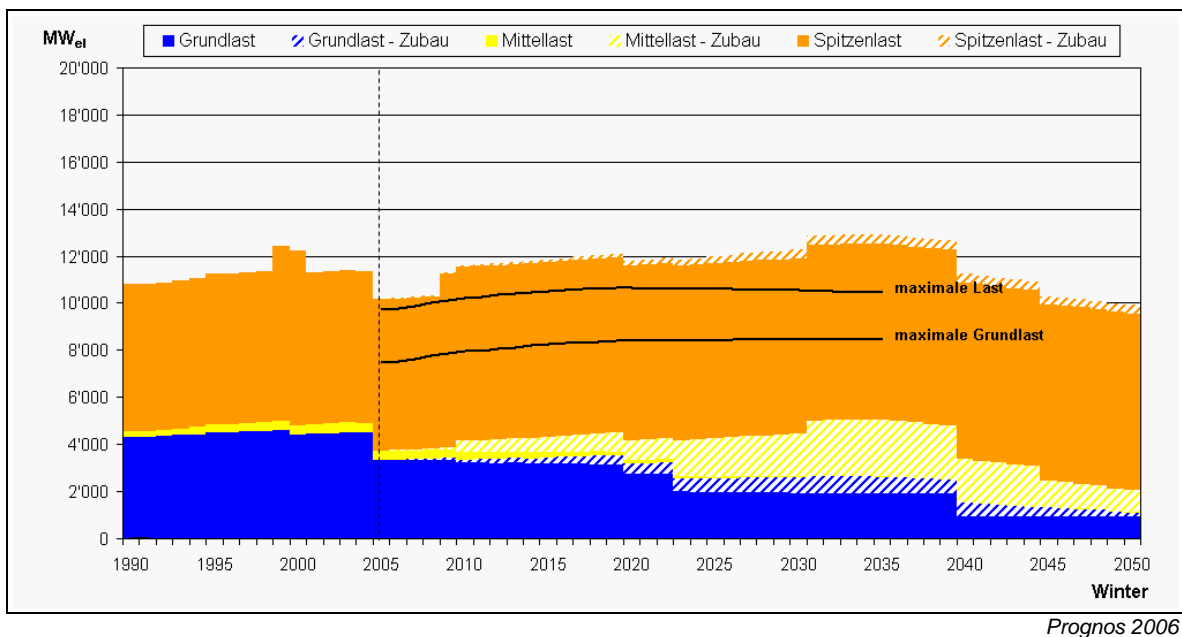
Figur 7-29 **Szenario III, Variante E**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Ähnlich wie in Variante D führt der inländische stetige Zubau kleiner Kapazitäten dazu, dass sowohl die Grundlast als auch die Spitzenlast zu keinem Zeitpunkt kritische Schwellen erreichen.

Die Kältewellensituation für Variante C&E (neue Gaskraftwerke mit Holzzuführung plus neue Erneuerbare) wird in Figur 7-30 dargestellt:

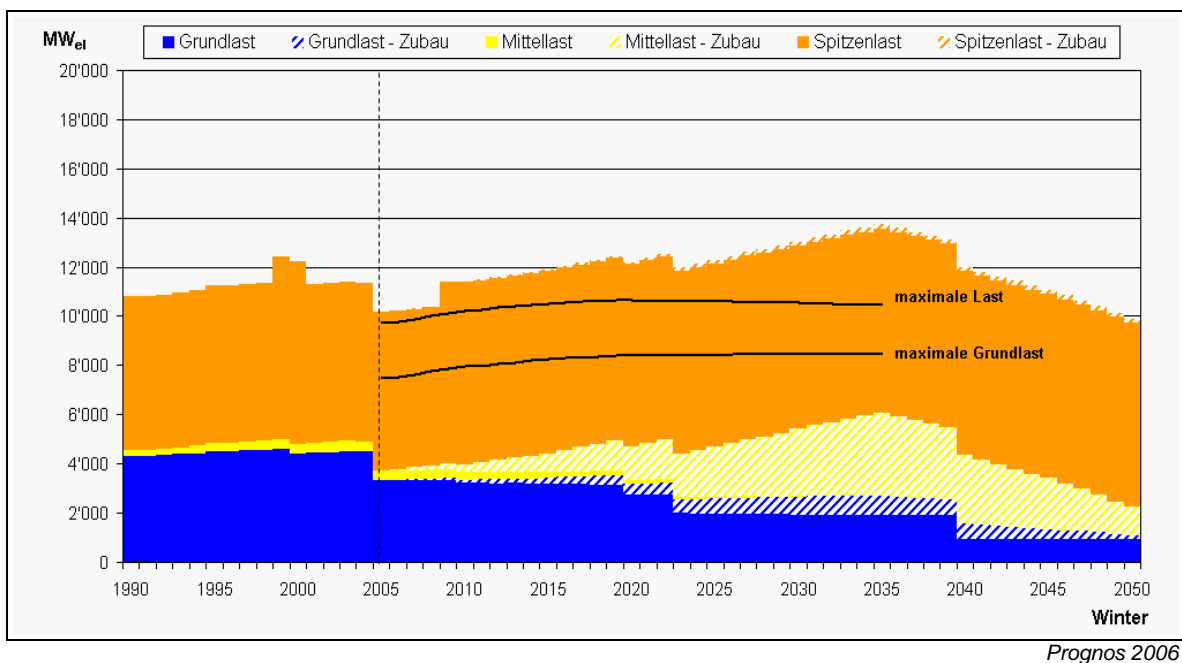
Figur 7-30 **Szenario III, Variante C&E**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Die Situation stellt sich ähnlich dar wie in Variante C. Die Blockgrößen des Zubaus sind deutlich erkennbar, kritische Situationen treten weder bei der Grund- noch bei der Spitzenlast auf.

Die Kältewellensituation für Variante D&E (Zubau dezentraler fossiler WKK-Anlagen sowie neuer Erneuerbarer) wird in Figur 7-31 dargestellt. Wie in den reinen Varianten D und E werden jeweils die stochastischen Erneuerbaren ausgeblendet, die WKK-Produktion (fossil wie erneuerbar) trägt aufgrund der Wärmeproduktion überproportional zur Winter-Grundlast bei.

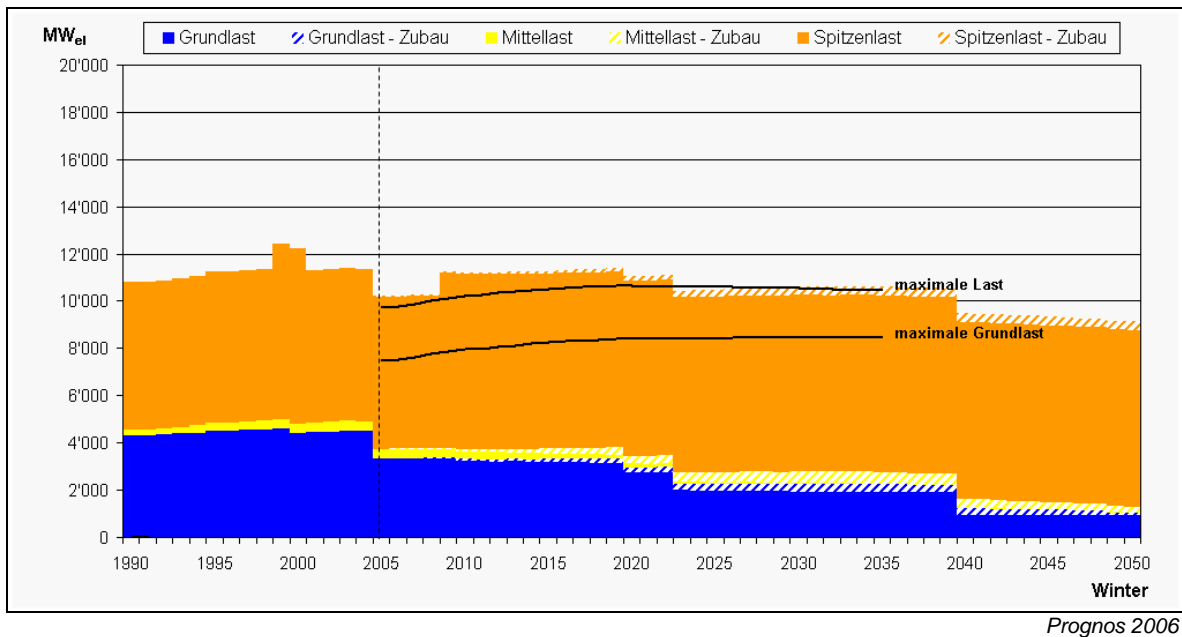
Figur 7-31 **Szenario III, Variante D&E**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{eI}



Weder in der Grundlast noch in der Spitzenlast treten kritische Situationen auf.

Die Kältewellensituation für Variante G (neue Importe) wird in Figur 7-32 dargestellt.

Figur 7-32 **Szenario III, Variante G**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Ab 2023 kann die Spitzenlast gerade eben nicht mehr gedeckt werden. Ebenfalls Ab 2023 überschreitet das Grundlastmanko die kritische Grenze von 4.1 GW und bleibt ähnlich wie in Variante A aufgrund der ungefähren Konstanz der Nachfrage dauerhaft bei etwa 4.3 GW. Da keine Kraftwerke in der Schweiz zugebaut werden, verschlimmert sich das Problem perspektivisch ab 2035 aufgrund der Abalterung des Kraftwerksparks (Gösgen 2039, Leibstadt 2044). Der autonome Zubau bei den fossil-dezentralen WKK-Anlagen sowie der verstärkte Zubau bei den Erneuerbaren ist auch in Szenario II nicht gross genug, um das Problem zu lösen. Wie in Variante A ist das Überschreiten der kritischen Grenze beim Grundlastmanko jedoch noch so klein, dass möglicherweise ein verändertes Speicher- und Spitzenlastmanagement ausserhalb der kritischen Situationen auch die Extremsituation Kältewelle handhabbar macht.

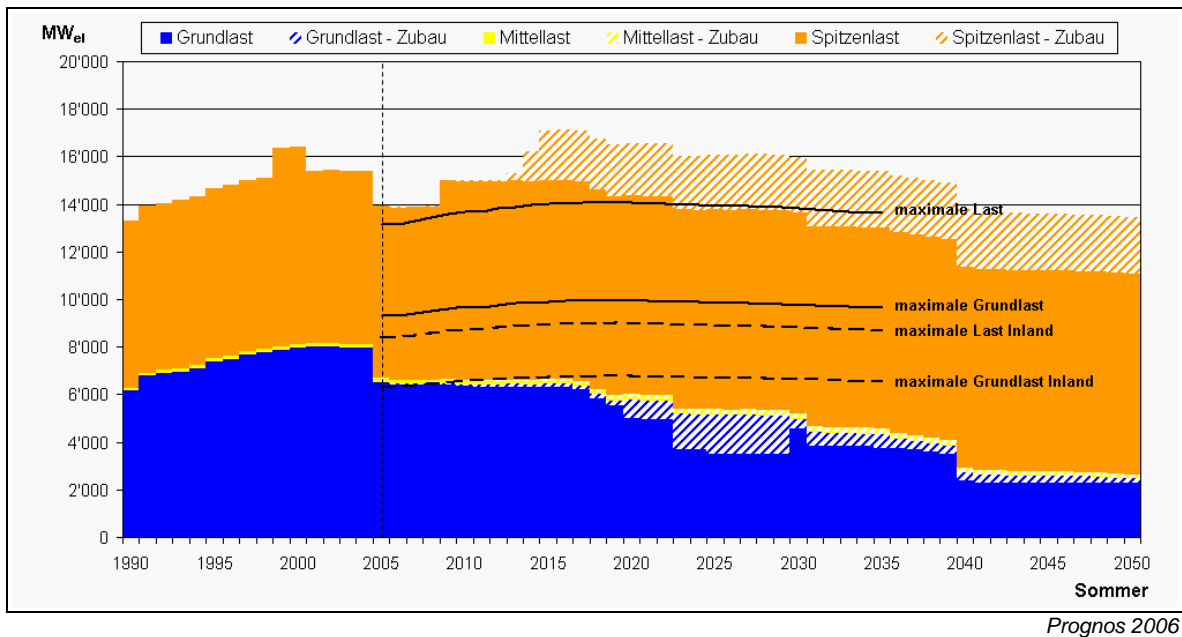
Fazit: Aufgrund des definitionsgemässen Importausfalls können die Varianten A und G in der Kältewellsituation kritisch werden. Sollten Entscheidungen für dauerhaft neue Importe fallen, sollten hier neue Spitzenlast- und Speichermanagementregeln entwickelt werden.

7.8.2.2 Hitzewellen

Da während der Hitzewellen definitionsgemäss die Exportverpflichtungen nach Möglichkeit erfüllt werden sollen, ist die zu betrachtende Leistung auf der Nachfrageseite jeweils nicht (nur) die inländische Last, sondern es muss vor allem geprüft werden, ob die verfügbare Leistung die Last inkl. Exportverpflichtungen decken kann. Daher werden in den Abbildungen für die Leistungsnachfrage der Grund- und Spitzenlast jeweils die inländische und die Gesamtnachfrage abgebildet.

In Figur 7-33 wird die Variante A in der Leistungsbetrachtung für die Hitzewellsituation dargestellt.

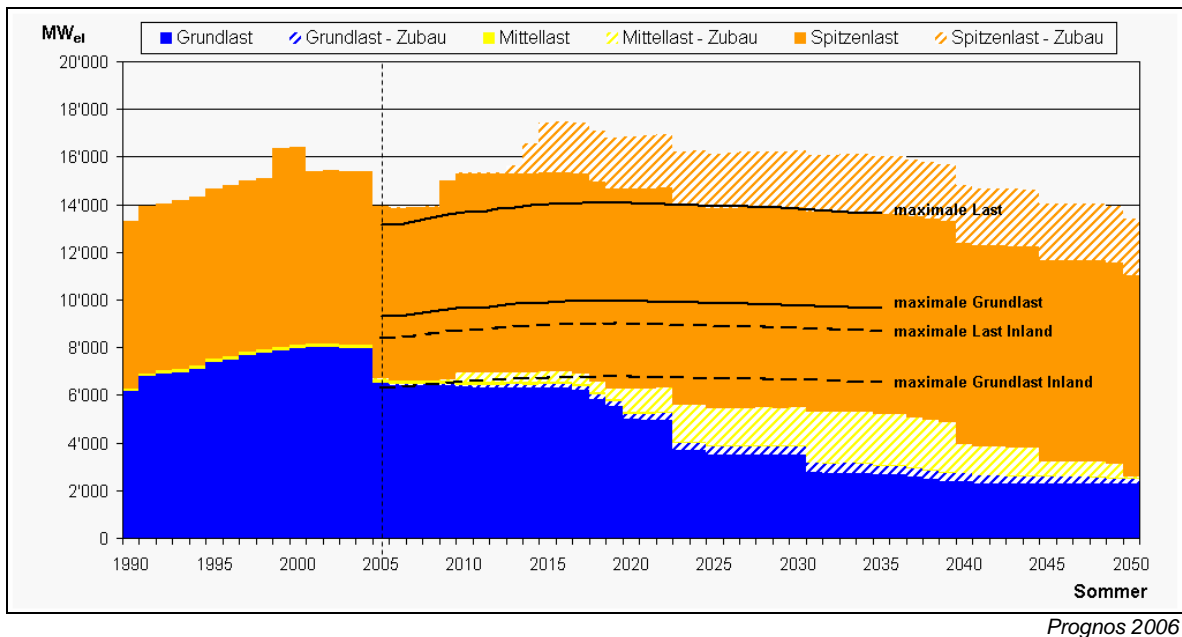
Figur 7-33 **Szenario III, Variante A**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Mit den neuen Spitzenlastkraftwerken und den zur Verfügung stehenden neuen Importen (beim Zubau der Grundlast verbucht) kann die benötigte Spitzenlast zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Die Exportverpflichtungen können erfüllt werden. Das Grundlastmanko überschreitet ab 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW und steigt in 2030 dauerhaft und wachsend auf über 4 GW an. Dies liegt daran, dass die grösste Kapazität ab 2030 das dann neu zugebaute KKW mit einer Leistung von 1'600 MW ist, die dann definitionsgemäss während der Extremsituation nicht zu Verfügung steht (Klumpenrisiko). Damit kann die Speicherbelastung in trockenen Sommern 8und auf jeden Fall in den Folgejahren) kritisch werden. Die Grösse des Problems entspricht mit einem Grundlastmanko von ca. 4 GW bis 4.2 GW etwa der von Variante A. Dies liegt daran, dass die Nachfragereduktion in Szenario III zur Einsparung eines Kernkraftwerks führt, das Klumpenrisiko durch das einzige noch zuzubauende KKW aber nicht durch inländischen Zubau in kleineren Leistungsklassen reduziert wird.

Figur 7-34 zeigt die Hitzewellensituation für Variante C (neue Gaskraftwerke mit Holz-zu-fernung).

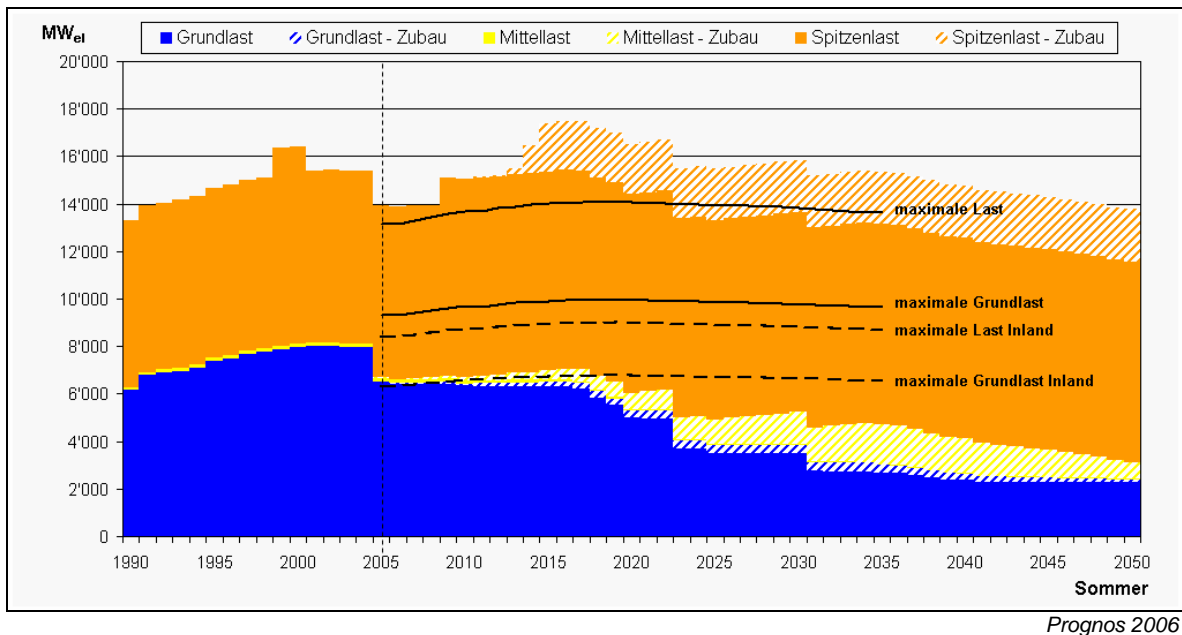
Figur 7-34 **Szenario III, Variante C**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet ab dem Jahr 2030 die kritische Grenze von 3.5 GW geringfügig (um ca. 200 MW) und leicht wachsend. Diese Kritikalität kann jedoch – wie in den analogen Grundlastsituationen in der Kältewelle – wahrscheinlich durch dauerhaft angepasstes Speichermanagement aufgefangen werden. Ein Spitzenlastmanagement, das ebenfalls Teil einer solchen Strategie sein könnte, ist gerade für Hitzewellen wegen des Klimatisierungsbedarfs allerdings schwieriger umzusetzen. Um den hier gezeigten Problemen zu begegnen, müssten langfristig veränderte Klimatisierungsstrategien (über Absorptionskälte, Kältespeicher und –netze) umgesetzt werden, damit der kühlungsbedingte Spitzenlastbedarf verringert wird und dadurch die Voraussetzungen für ein verändertes Speichermanagement geschaffen werden.

Figur 7-35 stellt die Hitzewellensituation für die Variante D (fossil-dezentrale Strategie) dar.

Figur 7-35 **Szenario III, Variante D**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

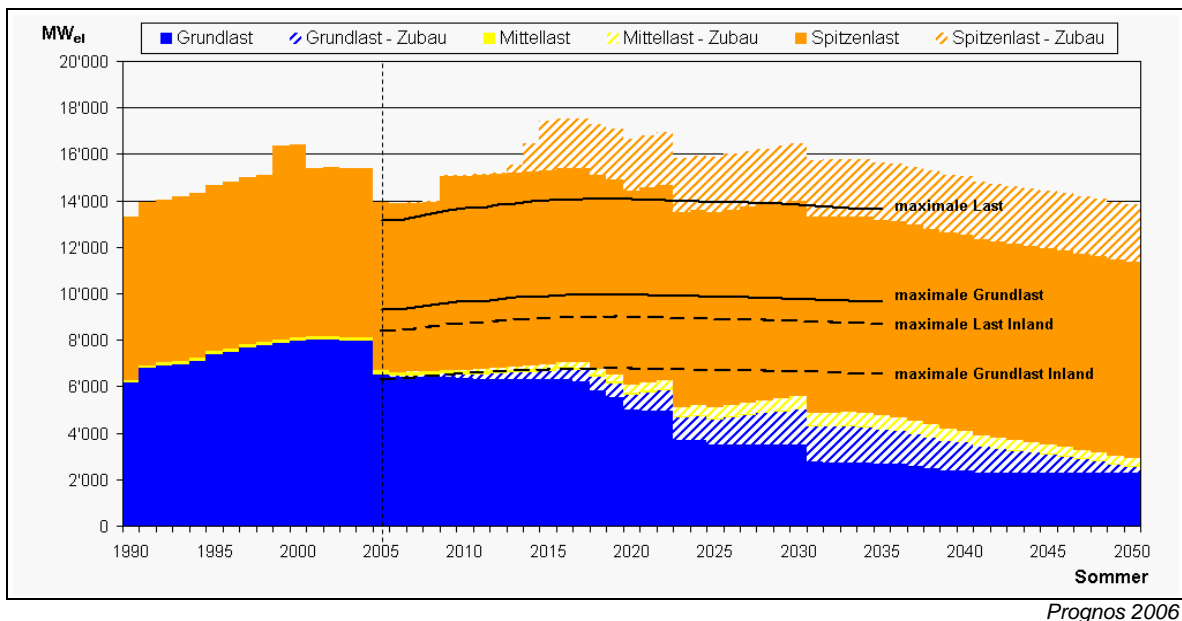


Die Spitzenlast kann während des gesamten Zeitraums aus den vorhandenen Kapazitäten incl. Exportverpflichtungen gedeckt werden.

Aufgrund des starken „Winter-Schwerpunkts“ der WKK-Anlagen leisten diese im Sommer einen geringeren Beitrag zur Grundlast als im Winter. Daher wird ab 2023 die kritische Grösse des Grundlastmankos deutlich überschritten; es liegt bei ca. 4 GW und verringert sich für die Dauer des Betrachtungszeitraums nicht wesentlich.

Figur 7-36 stellt die Hitzewellsituation für die Variante E (Zubau neuer Erneuerbarer) dar.

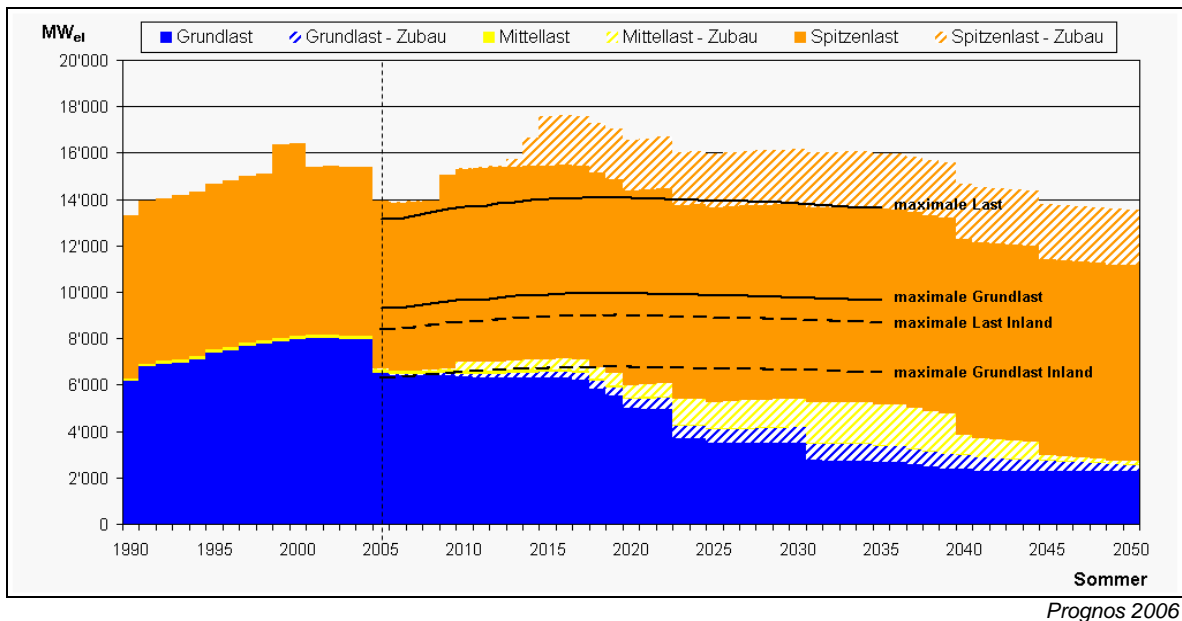
Figur 7-36 **Szenario III, Variante E**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Die Spitzenlast kann während des gesamten Zeitraums aus den vorhandenen Kapazitäten gedeckt werden. Die Grundlastsituation ist derjenigen von Variante D sehr ähnlich: Ab 2023 überschreitet das Grundlastmanko die kritische Grenze von 3.5 GW, verringert sich dann etwas und überschreitet sie wieder in 2030.

Figur 7-37 stellt die Hitzewellensituation für Variante C&E dar.

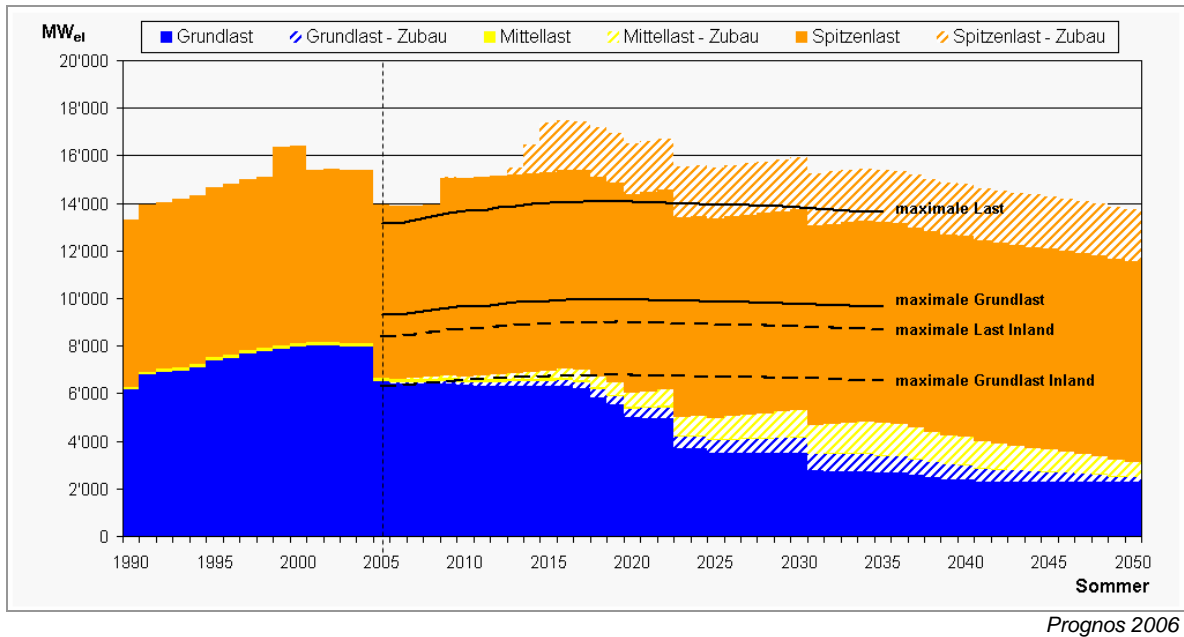
Figur 7-37 **Szenario III, Variante C&E**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Die Situation ist analog zu derjenigen von Variante C: Die Spitzenlast kann während der gesamten Zeit gedeckt werden, das Grundlastmanko überschreitet ab 2023 die kritische Grenze geringfügig (um ca. 200 MW) und kann daher möglicherweise durch veränderte Strategien des Speichermanagements abgeschwächt werden.

Die Hitzewellensituation für Variante D&E ist in Figur 7-38 dargestellt.

Figur 7-38 **Szenario III, Variante D&E**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

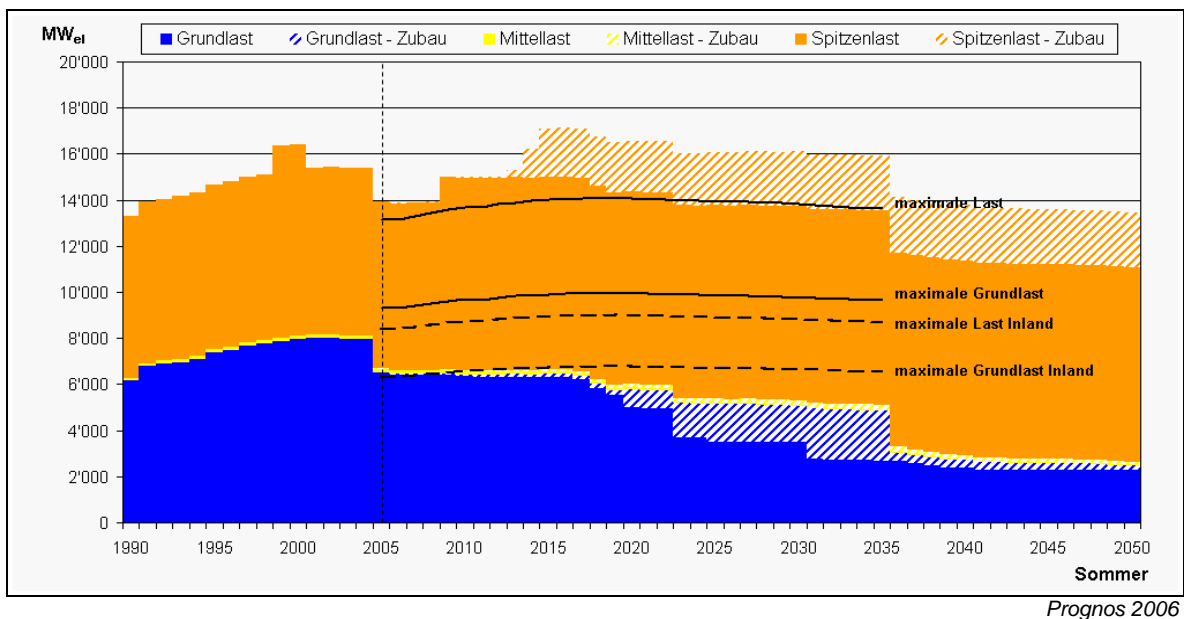


Die Situation entspricht bezüglich der Leistungsbilanzen etwa denjenigen der Varianten D und E: Die Spitzenlast kann gedeckt werden, das Grundlastmanko überschreitet ab 2023 dauerhaft die kritische Grenze.

Figur 7-39 stellt die Hitzewellensituation für Variante G dar.

Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko überschreitet in 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW geringfügig und bleibt danach etwa konstant. Dies liegt am Ersatz der als dem mix fallenden Kernkraftwerke mit nachfragegerechten neuen Importen, die hier „mitgezählt“ werden dürfen.

Figur 7-39 **Szenario III, Variante G**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Fazit: Für die Hitzewellensituation ergibt sich in allen Varianten eine kritische Situation ab 2023, wenn das Grundlastmanko über den kritischen Wert von 3.5 GW anwächst und somit die Speicherbelastung im Hitzejahr oder in den folgenden Jahren kritisch werden könnte. Diese Situation ist in den Varianten C (Zubau von Gaskraftwerken) und G weniger kritisch als in den anderen Varianten. Der Grund dafür liegt einerseits in der Grösse des „jeweils grössten Kraftwerksblocks“, der definitionsgemäss in diesen Stress-Situationen in Revision ist. Bei den KKW ist dies jeweils ein Block der Grösse 1 GW, später 1.6 GW. Hieran zeigt sich deutlich das „Klumpenrisiko“. Andererseits tragen die gekoppelten fossil-dezentralen und erneuerbaren Kapazitäten einen geringeren Anteil zur Sommer- Grundlast als zu Winter-Grundlast bei.

Die Situationen sind denen von Szenario I bezüglich der Grundlast insgesamt ähnlich; das jeweilige Grundlastmanko ist zwar verringert, übersteigt jedoch ab 2023 immer noch den kritischen Wert von 3.5 GW. In den Szenarien mit inländischem Gaskraftwerk-Zubau liegt das Manko nah am kritischen Wert, so dass grundsätzlich über die Option nachgedacht werden kann, diese Situation mit Hilfe von gezieltem Last-, Speicher- und Import-/Export-Management zu beherrschen.

In den Varianten mit dezentralen und vor allem gekoppelten Potenzialen (D,E, C&E, D&E) wäre über eine Strategie nachzudenken, wie durch sommerliche Kälteproduktion (via Wärme-Kraft-Kälte-Kopplung), Kältespeicher und Kältenetze der sommerliche Grundlastbeitrag der WKK-Anlagen gesteigert werden kann. Dies verringert gleichzeitig auch den Strombedarf für die Deckung der Kältenachfrage. Bei der Kälteproduktion insbesondere im Dienstleistungssektor wurden in Szenario III zunächst für alle Varianten im Sinne der „best-practice“-Szenarienphilosophie ein grösserer Anteil an Absorptionswärmepumpen vorgesehen, die im Winter Wärme und im Sommer (Klimatisierungs-)Kälte produzieren können. Eine Wärme-Kraft-Kälte-Kopplungs-(WKKK)-Strategie würde gegenüber einer Wärmepumpenstrategie anders und neu auszubalancieren sein.

7.9 Kosten

7.9.1 Nachfrage: Die Energierechnung

In Kapitel 7.1.2 wurde darauf hingewiesen, dass das Hauptinstrument in Szenario III in einer aufkommensneutralen Energielenkungsabgabe besteht. Diese erhöht die Energiepreise für die Endverbraucher bei den fossilen Energieträgern jeweils auf das doppelte der Endenergiepreise der Variante „Trend“, bei der Elektrizität auf das 1.5-fache. Die Holzpreise ziehen als Markteffekt aufgrund der Konkurrenzsituation zum Öl im Raumwärmebereich geringfügig nach. Es wird davon ausgegangen, dass die Lenkungsabgabe ab dem Jahr 2001 eingeführt wird, aber bereits vorher (ab 2006) diskutiert wird und hinreichend lange vorher angekündigt ist, so dass bereits ab etwa 2008 Investitionsentscheidungen zugunsten stärkerer Energieeffizienz gefällt werden können mit der Aussicht auf Rentierlichkeit.

Dadurch ergibt sich für die Energierechnung im Sinne der direkten Ausgaben aller Endverbraucher für Endenergie im Jahr 2011 eine einschneidende Steigerung: Die Energierechnung erhöht sich auf das 1.8-fache, um dann aufgrund des langdauernden Preisimpulses in Verbindung mit der Aufkommensneutralität, die zur Verfügbarkeit von Investitionsmitteln führt, praktisch proportional mit der Reduktion der Nachfrage abzusinken (vgl. Tabelle 7-43, Figur 7-40). In 2035 beträgt die Energierechnung incl. Abgabe nur mehr das 1.45-fache der Energierechnung von 2000.

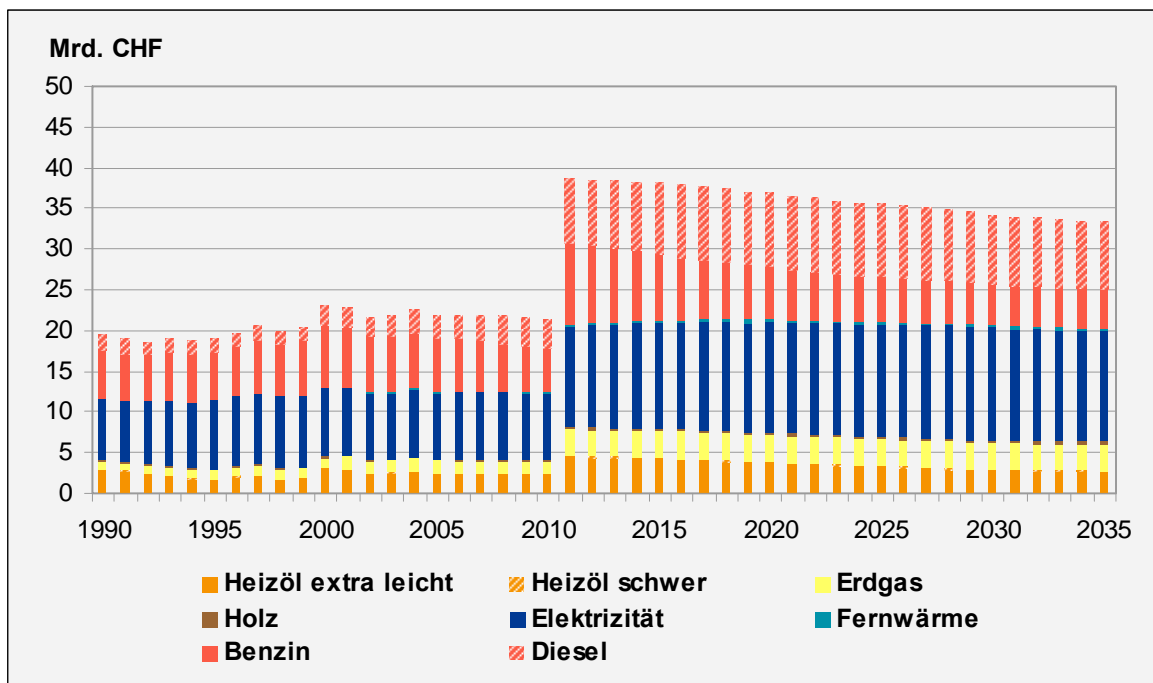
Tabelle 7-43 **Szenario III Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	2.41	2.31	4.22	3.74	3.26	2.83	2.65
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.04	0.04	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.54	1.62	3.36	3.38	3.33	3.27	3.37
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.19	0.26	0.27	0.29	0.30	0.32
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.21	13.02	13.59	13.82	13.90	13.42
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.11	0.12	0.28	0.30	0.32	0.34	0.37
Benzin	5.95	5.67	7.64	6.48	5.27	8.12	6.46	5.56	5.06	4.86
Diesel	1.81	1.70	2.40	2.91	3.73	8.81	9.13	8.87	8.45	8.34
Gesamt	19.41	18.94	23.11	21.89	21.49	38.15	36.97	35.54	34.24	33.41

Prognos 2007

Bezogen auf das „Maximum“ von 2011 mit 38.68 Mrd. CHF (hier nicht ausgewiesen) sinkt die Energierechnung bis 2035 um knapp 14 %. Die Entwicklung zwischen 2011 und 2035 bei den einzelnen Energieträgern ist recht heterogen: Die Ausgaben für Elektrizität wachsen mit der Nachfrage noch bis etwa 2025 geringfügig an, um danach ungefähr konstant zu bleiben. Die Ausgaben für Holz und Fernwärme wachsen ebenfalls mit dem (gewollten) zunehmenden Verbrauch: Bei Holz um 29 %, bei Fernwärme um 46 %. Beim Benzin sinken die Ausgaben mit dem massiven Nachfragerückgang um 52 %, gefolgt vom Heizöl leicht mit 41 %. Bei Erdgas steigen sie geringfügig mit den Substitutionsgewinnen um 4 %, ebenso beim Diesel um 6 %.

Figur 7-40 **Szenario III Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern, in Mrd. CHF



Prognos 2007

Ohne die Abgabe, welche aufkommensneutral konzipiert ist und daher vollständig „im Kreis“ geführt wird, wäre aufgrund des reinen Verbrauchs bei unterstellten Preisen des Trend-Szenarios die Reduktion der Ausgaben in 2035 gegenüber 2000 mit 17.7 % deut-

lich höher (Tabelle 7-44, Figur 7-41), und in der gewählten Skalierung damit auch bereits „sichtbar“.

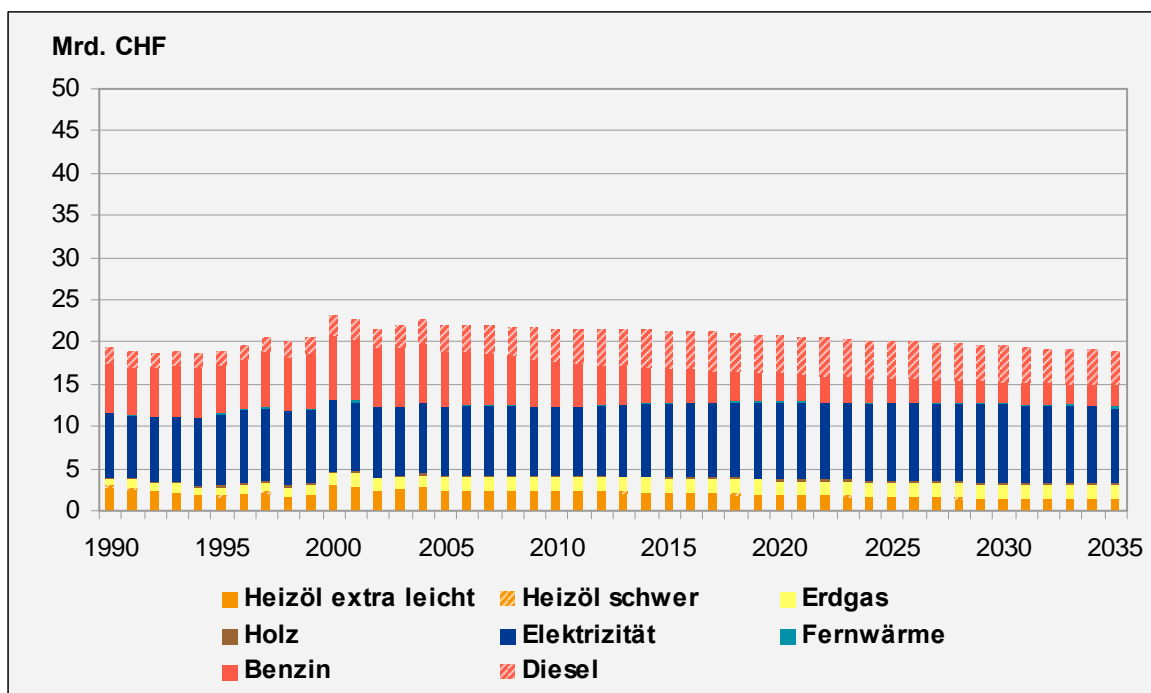
Tabelle 7-44 **Szenario III Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	2.41	2.31	2.11	1.87	1.63	1.42	1.33
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.54	1.62	1.68	1.69	1.66	1.64	1.69
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.21	8.68	9.06	9.21	9.27	8.95
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.11	0.12	0.14	0.15	0.16	0.17	0.19
Benzin	5.95	5.67	7.64	6.48	5.27	4.06	3.23	2.78	2.53	2.43
Diesel	1.81	1.70	2.40	2.91	3.73	4.41	4.57	4.44	4.23	4.17
Gesamt	19.41	18.94	23.11	21.89	21.49	21.32	20.83	20.15	19.52	19.03

Prognos 2007

Die hier gezeigte Aussage ist allerdings mit Sorgfalt zu interpretieren: Die hier gezeigten Ausgaben (ohne Lenkungsabgaben, aber incl. Mehrwertsteuer und Mineralölsteuer) würden entstehen, wenn alle Akteure ihre Effizienzinvestitionen und Investitionen in erneuerbare Energien sowie importierte Biokraftstoffe aufgrund anderer als preislicher Treiber umgesetzt hätten. Unter diesen Bedingungen würden sich die Ausgaben für Heizöl zwischen 2000 und 2035 um knapp 57 % reduzieren, diejenigen für Benzin um 68 %. Die Ausgaben für Elektrizität würden sich um 7 % erhöhen, diejenigen für Gas um 30 %. Aus diesen Aussagen darf allerdings nicht auf Einzelakteure oder Pro-Kopf-Ausgaben rückgeschlossen werden.

Figur 7-41 **Szenario III Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe



Prognos 2007

Das Abgabenaufkommen, welches nahezu vollständig im Kreis geführt wird, bewegt sich zwischen 17.17 Mrd. CHF/a in 2011 und 14.38 Mrd. CHF/a im Jahr 2035 (Tab. 7-45, Figur 7-42). Gegenüber Szenario II bedeutet dies eine Erhöhung um nahezu einen Faktor 25. Dies bedeutet einen rückläufigen Anteil am BIP von 3.6 % in 2011 auf 2.5 % in 2035.

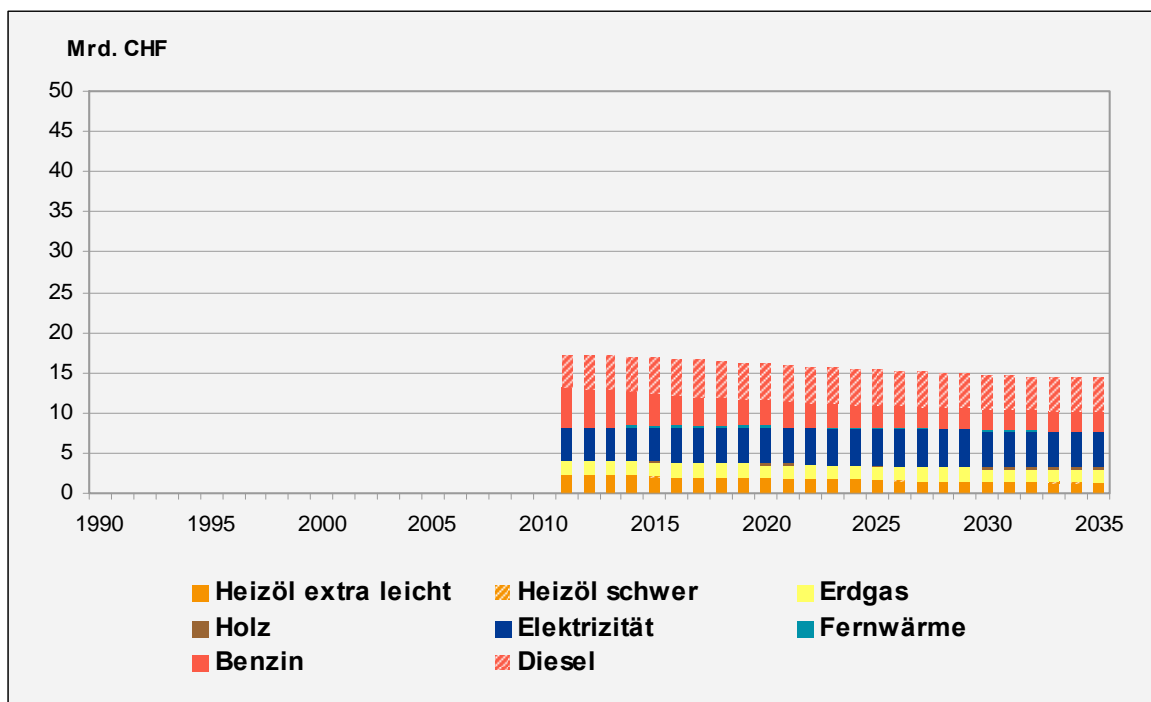
Tabelle 7-45 **Szenario III Trend**
Abgabenaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.11	1.87	1.63	1.42	1.33
Heizöl schwer	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Erdgas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.68	1.69	1.66	1.64	1.69
Holz	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07
Elektrizität	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.34	4.53	4.61	4.63	4.47
Fernwärme	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.15	0.16	0.17	0.19
Benzin	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.06	3.23	2.78	2.53	2.43
Diesel	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.41	4.57	4.44	4.23	4.17
Gesamt	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.84	16.15	15.39	14.72	14.38

Prognos 2007

Das Abgabenaufkommen wird von den am stärksten vertretenen fossilen energieträgern sowie der Elektrizität dominiert. Obwohl Heizöl schwer, Kohle und sonstige Gase sowie sonstige Erdölprodukte ebenfalls mit der Abgabe belegt sind, machen sie aufgrund ihres geringen Anteils am Energiemix so wenig aus, dass der Fehler, der durch Weglassen entsteht, nicht signifikant ist.

Figur 7-42 **Szenario III Trend**
Abgabenaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF



Prognos 2007

Die sektorale Aufteilung der Energieausgaben (inkl. Abgabe) spiegelt im Vergleich mit der physikalischen Endenergienachfrage die Unterschiede in den Preisverhältnissen wider: Obgleich der Anteil des Industriesektors an der Nachfrage ungefähr (physikalisch, in PJ)

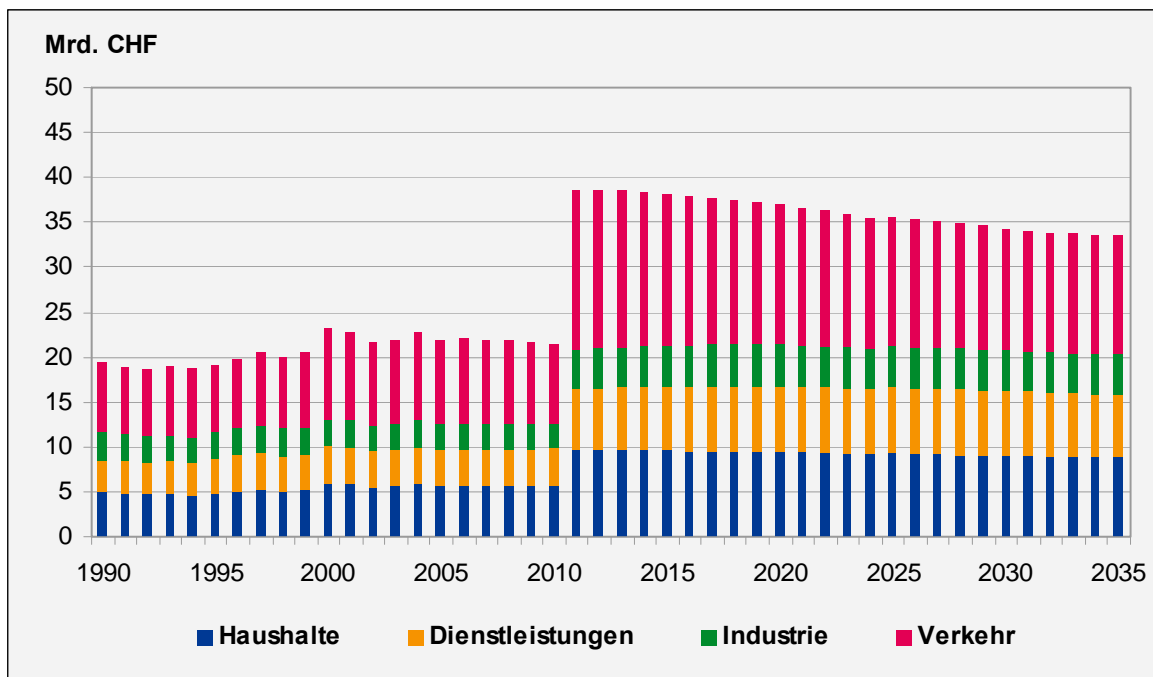
ca. 23 % beträgt, macht ihr Anteil an der Energierechnung aufgrund der gegenüber dem Haushalts- und Dienstleistungssektor günstigeren Preise lediglich 13.3 % aus. Eine umgekehrte Relation zeigt sich für den Verkehrssektor: der Verkehrssektor trägt mit knapp 28 % zur Endenergienachfrage bei, aufgrund der Preisstruktur der fossilen Treibstoffe beträgt der Beitrag zur gesamten Energierechnung allerdings fast 40 %. (Tabelle 7-46, Figur 7-43). Die Verhältnisse beim Abgabenaufkommen sind analog.

Tabelle 7-46 **Szenario III Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Haushalte	4.93	4.80	5.87	5.60	5.68	9.66	9.49	9.31	9.08	8.79
Industrie	3.25	2.95	2.95	2.83	2.64	4.57	4.67	4.57	4.50	4.45
Dienstleistungen	3.52	3.84	4.27	4.07	4.18	7.02	7.24	7.26	7.18	7.00
Verkehr	7.76	7.37	10.04	9.40	9.01	16.94	15.59	14.43	13.51	13.20
Gesamt	19.46	18.96	23.12	21.90	21.50	38.19	37.00	35.57	34.27	33.44

Prognos 2007

Figur 7-43 **Szenario III Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF



Prognos 2007

7.9.2 Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung

Die Elektrizitätserzeugung aus neuen Anlagen führt je nach Variante zu unterschiedlichen Kosten, sowohl absolut als auch bezogen auf die erzeugte Einheit (kWh). Die hierfür verwendete Methode wird in Exkurs 9, Band 4 (Methoden der Kostenrechnung) sowie in Kap. 2.2.5.2 näher beschrieben. Es handelt sich hier um die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten der neu zugebauten Anlagen, der bestehende Park wird nicht bewertet. Die Kosten der Nachfrage und des Angebots lassen sich nicht addieren, da hier jeweils verschiedene „Optiken“ gewählt wurden. Wesentlich ist die Aussage, dass zwischen der bezüglich der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten die Spannweite zwischen der „teuersten“ und

der „billigsten“ Variante 14.9 Mrd. CHF (aufsummiert über den gesamten Betrachtungszeitraum) bzw. 3.7 Rp./kWh beträgt. Im Vergleich zu Szenario I sind die Kosten des Zubaus bei den direkt vergleichbaren Varianten A und G in der Summe jeweils aufgrund der verringerten Nachfrage und damit der verringerten Gesamtinvestitionen um bis zu 2 Mrd. CHF geringer. Bei Szenario C beträgt der Unterschied (Reduktion) aufgrund der zusätzlichen Investitionen in die Holzvergasungstechnik nur 0.7 Mrd. CHF. Die spezifischen Gestehungskosten je kWh sind in den Varianten A und G aufgrund des Zubaus an Grosswasserkraft, der aufgrund der Vergleichbarkeit in allen Varianten von Szenario III unterstellt wird, um ca. 0.5 Rp./kWh höher.

Die höchsten spezifischen Zubaukosten treten bei der Variante D – Lückenschliessung durch Zubau neuer dezentraler WKK-Anlagen - auf. Dies liegt an dem hohen Anteil sehr kleiner Anlagen (<20 kW_{el}), die ohne Wärmenetz, nur mit zentraler Wärmeverteilung im Haus, in kleineren Einzelobjekten im Haushalts- und Dienstleistungssektor eingesetzt werden. Diese haben einerseits gegenüber grösseren Anlagen höhere spezifische Kosten je MW, andererseits aufgrund der reinen Deckung von Raumwärme- und Warmwasserbedarf geringe Volllaststunden. Ausserdem muss bei diesen Anlagen davon ausgegangen werden, dass sie aufgrund der maximalen Dezentralität die Endverbraucher-Gaspreise zahlen (im Gegensatz zu den industriellen Anlagen, für die Industriepreise angesetzt werden können, und Kraftwerken, für die nochmals geringfügig reduzierte Kraftwerkskonditionen in Ansatz gebracht werden können). Je nach Rahmenbedingungen kann sich der Einsatz dieser Anlagen – gerade bei den durch die Lenkungsabgabe erhöhten Elektrizitätspreisen – für einen Investor lohnen, wenn der produzierte Strom direkt im Objekt verbraucht wird und Strom aus dem Netz zu Endverbraucherpreisen substituiert.

Dem gegenüber sind die Varianten E sowie D&E spezifisch günstiger in den Gestehungskosten. Allerdings werden bei den Erneuerbaren auch z. T. erhebliche Kostendegressionen unterstellt, und es wird davon ausgegangen, dass die Geothermie, wenn sie technisch verfügbar ist, auch relativ kostengünstig ist.

Tabelle 7-47 **Szenario III Trend**
Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots, in Mrd. CHF

Kosten des Zubaus (diskontiert)		Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Gesamtkosten	Mrd. CHF	13.2	15.2	27.9	26.9	19.9	28.1	13.9
Gestehungskosten	Rp./kWh _{el}	4.4	5.1	8.1	7.2	6.1	7.9	4.8

Prognos 2007

Abschliessend ist darauf hinzuweisen, dass die Gestehungskosten des Zubaus um weniger als einen Faktor zwei zwischen der „billigsten“ und der „teuersten“ Variante differieren. Da der Zubau neben den (günstigen) Gestehungskosten des bestehenden Parks, den Netzkosten sowie Margen und Abgaben nur einen Teil zum mittleren Endverbraucherpreises beiträgt, bedeutet dies für das Verhältnis der Endverbraucherpreise überschlägig gerechnet eine Differenz von maximal 15 - 20 % bei den Haushaltspreisen.

7.10 Sensitivitäten zu Szenario III

Zur Ermittlung der Robustheit der Ergebnisse unter Variationen der Rahmenbedingungen wurden Sensitivitäten mit den unter Kap. 2.1 sowie Kap. 3 aufgezeigten Varianten gerechnet.

Auf der Nachfrageseite ergeben sich im Vergleich zum Vorgehen bei den Szenarien I und II im Szenario III grundsätzliche Veränderungen: Aufgrund der instrumentell über die Lenkungsabgabe vorgegebenen Endenergiepreise entfällt eine Sensitivität „Preise 50 \$“. Bei der Sensitivität „BIP hoch“ wird aufgrund des unterstellten Paradigmenwechsels im gesellschaftlichen Umgang mit Klimaschutz und Energieeffizienz von veränderten Investitionsprioritäten ausgegangen. Das Verhältnis der Ausgaben der zur Verfügung stehenden Mittel verschiebt sich von den reinen quantitativen Mengeneffekten zugunsten der Energieeffizienz der entsprechenden Güter. Die Sensitivität „Klima wärmer“ geht von den gleichen Veränderungen der klimatischen Rahmenbedingungen aus wie in den Szenarien I und II. Im Sinne der Szenarienphilosophie werden auch in dieser Sensitivität veränderte Investitionen, insbesondere in Kühlkapazitäten, in den jeweils effizientesten Technologien unterstellt.

In Ergänzung zu den Sensitivitätsrechnungen, die eine Reaktion des Systems auf Veränderungen der Rahmenbedingungen untersuchen, wird an dieser Stelle auch der methodische Zwischenschritt der so genannten „Potenzialvariante“ dokumentiert. Diese bezeichnet das verschärfte „best-practice“-Szenario, bei dem ab 2011 schlagartig sämtliche energiesensitiven Neuinvestitionen mit der marktbesten energetischen Effizienz umgesetzt werden.

Auf der Ebene des Elektrizitätsangebots werden die Mehrnachfragen entweder durch entsprechend erhöhte Importe oder – wo in der entsprechenden Variante (B und C) definitiv zulässig und notwendig – durch Zubau eines weiteren Gaskombiblockes, ggf. mit entsprechenden Exporten, gedeckt. Im Fall „Klima wärmer“ wirken sich die Temperaturveränderungen auch auf das Wasserdargebot der Wasserkraftwerke aus: Vor allem durch verstärkte Verdunstung wird das Wasserdargebot und die erzeugbare Arbeit um bis zu 7 % reduziert (vgl. Exkurs 3 Band 4 und die dort zitierte Literatur). Damit verändert sich die Stromlücke in den Sensitivitäten „Klima wärmer“ sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite.

7.10.1 Sensitivität BIP hoch

Die Rahmendaten für die Sensitivität BIP hoch sind die gleichen wie für die entsprechende Sensitivität in den Szenarien I und II:

Das durchschnittliche jährliche Wachstum des BIP gegenüber der Trendvariante wird um 0.5 % erhöht. Damit ist das BIP in 2035 mit 692.2 Mrd. CHF₂₀₀₃ gegenüber der Trendvariante (572.3 Mrd. CHF₂₀₀₃) um ca. 21 % erhöht. Das durchschnittliche jährliche Pro-Kopf-Wachstum liegt dann mit 964 CHF₂₀₀₃p.c./a deutlich über dem langjährigen Durchschnitt (und Trend, wenn Konjunkturschwankungen herausgefiltert werden) von 701 CHF₂₀₀₃p.c./a.

Die BIP-Erhöhung findet ihren Niederschlag vor allem in den Mengengrößen der einzelnen Sektoren: Die Produktion der Sektoren Dienstleistungen und Industrie nimmt entsprechend zu, der Personenverkehr wächst um ca. 11 %, der Güterverkehr um 14 %. Das BIP-Wachstum führt auch zu einer Steigerung der Energiebezugsflächen (und dort vor

allem im Neubauvolumen). Hierbei ist das scheinbare Paradoxon zu berücksichtigen, das aus dem Umgang mit Wachstumsraten stammt: Wenn sich die Neubautätigkeit in jedem Jahr parallel zur BIP-Entwicklung um 0.5 % gegenüber der Referenzentwicklung erhöhen würde, so wäre das kumulierte Neubauvolumen am Endzeitpunkt um 0.5 % höher als in der Trend-Entwicklung. Da sich die veränderten BIP-Raten auch auf den Umgang mit der Gebäudesubstanz (mehr qualitativ hochwertige bestandserhaltende Sanierungen) auswirken sowie Effekte zweiter Ordnung berücksichtigt werden, kann die hier unterstellte Steigerung der Energiebezugsflächen um 1.6 % gegenüber der Trendvariante in 2035 eher als obere Schranke aufgefasst werden.

Neben den Auswirkungen auf die Energiebezugsflächen führt das erhöhte BIP sowohl zu Steigerungen im Konsum im weitesten Sinne (Fahrzeuge, Geräte) als auch zu Investitionen in Energieeffizienz. In Szenario III wird davon ausgegangen, dass sich die Investitionsprioritäten nochmals stärker in Richtung auf die energetische Qualität der Investitions- und Konsumgüter verschieben. Gemäss den Szenarienvoraussetzungen sind die Neuzugänge nahezu vollständig auf dem energetisch besten Standard, was dazu führt, dass sich diese Standards einerseits noch geringfügig schneller durchsetzen als in der Trendvariante und damit auch das Mengenwachstum etwas stärker kompensieren können. Andererseits kann sich durch erhöhte Nachfrage sowie mehr Investitionsmittel auch bei Unternehmen die Weiterentwicklung der Standards beschleunigen.

Diese Sensitivität wurde in den einzelnen Nachfragesektoren z. T. auf einer etwas höher aggregierten Modellstufe interpoliert; die Ergebnisse sind – auch wenn die Zahlen mit der gleichen Zahl signifikanter Stellen dargestellt sind – daher mit etwas höheren Unschärfen versehen als in den anderen Szenarien und Varianten.

In Tabelle 7-48 sind die wichtigsten Rahmendaten und Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 7-48 **Szenario III BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	449.6	497.0	546.4	590.6	630.0	662.5	692.2
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	702.5	740.7	776.7	806.9	834.8	859.6
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.5	498.9	524.3	545.8	566.3	583.6
Fahrtleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	121.4	127.9	134.1	139.2	144.2	148.1
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	28.2	31.5	36.4	39.3	41.7	42.5
Preise III Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	44.2	90.8	92.1	93.3	93.7	101.2
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	13.4	13.5	13.7	13.7	14.4
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	61.3	63.7	66.2	68.8	71.5
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	26.3	27.1	27.7	27.8	27.3
Preise III Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	432.2	886.6	891.0	895.0	898.3	977.7
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	306.5	633.6	637.1	640.2	642.7	718.3
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	7.9	7.9	7.9	8.0	8.5
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	14.9	15.7	16.1	16.5	16.2
Preise III Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.20	1.18	1.43	1.31	1.33	2.68	2.71	2.74	2.74	2.81
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.35	1.23	1.47	1.38	1.40	2.84	2.87	2.90	2.90	2.98
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	257.2	239.6	218.8	201.3	186.8	172.1
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.1	144.9	148.5	148.9	148.5	145.5	142.5	139.5
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.9	185.4	188.2	187.1	179.7	175.7	172.8
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	247.2	241.6	232.5	222.9	217.3	213.2
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.6	768.0	815.1	831.7	838.3	818.2	786.9	749.4	722.3	697.5
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	66.9	63.2	61.5	61.7	60.2
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.7	70.0	72.3	72.9	73.5	73.3
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	71.7	74.7	76.8	76.4	76.2	77.1
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	10.9	11.4	11.5	11.6	11.8
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	222.6	223.7	222.3	222.9	222.4
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	1.0
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.8	261.4	263.6	261.8	260.4	257.9
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.6	11.8	12.4	12.7	13.2	12.8
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.1	16.1	16.1
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	446.8	470.9	450.9	408.3	485.7	483.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	452.2	476.1	464.4	430.1	429.6	436.3
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ	375.0	388.2	420.0	408.5	448.7	479.0	464.1	422.3	418.7	414.4
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.6	451.0	486.9	479.8	447.5	448.7	444.9
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.4	454.6	486.4	474.5	445.4	444.2	449.1
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.3	449.8	482.8	472.8	437.4	437.3	434.3
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	446.8	470.9	450.9	408.3	407.9	406.1
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.4	13.1	12.6	12.0	11.6	11.2
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'047.7	1'078.7	1'075.8	1'023.0	943.7	993.7	967.7
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'047.6	1'084.1	1'081.0	1'036.6	965.5	937.7	920.0
Variante D	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.7	1'080.7	1'083.9	1'036.2	957.7	926.7	898.1
Variante E	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.8	1'083.0	1'091.8	1'051.9	983.0	956.7	928.7
Variante C&E	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.7	1'086.6	1'091.3	1'046.6	980.8	952.2	932.9
Variante D&E	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.5	1'081.7	1'087.7	1'045.0	972.8	945.3	918.1
Variante G	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'047.7	1'078.7	1'075.8	1'023.0	943.7	915.9	889.9
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.1	537.1	497.8	457.3	424.7	394.6
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	584.3	550.3	527.3	503.1	470.5	456.6
Variante D	PJ	573.9	561.6	589.0	588.1	582.1	565.3	552.8	542.0	544.8	554.4
Variante E	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.1	537.1	497.8	457.3	424.7	394.6
Variante C&E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.3	583.8	550.2	512.0	489.6	458.7	446.4
Variante D&E	PJ	573.9	561.6	589.0	587.4	578.0	554.9	532.3	510.4	500.3	495.7
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.1	537.1	497.8	457.3	424.7	394.6
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	286.3
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante C&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 7-48 **Szenario III BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

Einheit		1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	10.9	9.4	8.0	6.7	5.5	4.5
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.2	3.8	3.5	3.1	2.9
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.8	5.7	5.5	5.1	4.9	4.7
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.9	16.2	15.2	14.4	13.9	13.4
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	35.5	32.6	29.7	27.4	25.5
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.2
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.8	0.8	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	2.5	3.4	3.4	4.3
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.0	1.3	1.7	2.2	2.6	3.1
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.3	0.2	0.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.4	2.3	2.3	3.2
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.4	1.6	2.0
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	37.9	35.0	32.0	29.6	27.5
Variante B	Mio. t										
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	38.7	36.6	34.5	32.2	30.9
Variante D	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.7	38.4	35.8	33.3	31.4	29.8
Variante E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	37.8	34.6	31.5	29.0	26.8
Variante C&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	41.2	38.6	35.6	33.4	31.0	29.8
Variante D&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.6	38.1	35.3	32.5	30.4	28.6
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	37.9	35.0	32.0	29.6	27.5
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.0	48.0	39.1	34.3	31.4	29.8
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t										
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.4	0.4	0.5
Variante D	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.8	2.3	1.2	0.9	0.2	-0.1
Variante E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.1	0.2
Variante D&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.7	2.1	0.9	0.5	0.0	-0.2
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'504.1	2'487.1	1'780.9	1'575.5	1'437.5	1'238.9
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.0	0.2	0.1	0.1
Variante B	t										
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.0	6.2	5.3	9.1	13.7	13.7	19.1
Variante D	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.4	3.6	1.9	1.3	0.4	0.2
Variante E	t	40.9	37.9	5.1	6.0	4.0	4.2	3.8	4.6	5.2	5.1
Variante C&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.4	6.1	4.9	10.3	10.4	15.7
Variante D&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.5	4.3	3.3	3.6	3.2	2.9
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.0	0.2	0.1	0.1

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmefrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Verteilung des erhöhten BIP-Wachstums auf Wachstum der Mengengrössen und erhöhte Effizienzinvestitionen bedeutet für die Energienachfrage gegenläufig wirkende Impulse. Im Ergebnis führen diese zu einer Reduktion der Endenergienachfrage in 2035 gegenüber 2000 um 14.4 %, zu einem Wachstum der Elektrizitätsnachfrage um 16.6 %, zu einem Rückgang der fossilen Energieträger bei den Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizitätserzeugung) von 34.8 % und zu einer knappen Verdoppelung (Wachstum um 93.3 %) der Erneuerbaren (Wärme und Treibstoffe, ohne regenerativ erzeugten Strom) (vgl. Tabelle 7-49).

Tabelle 7-49 **Szenario III BIP hoch**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.6	768.0	815.1	831.7	838.3	818.2	786.9	749.4	722.3	697.5
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	222.6	223.7	222.3	222.9	222.4
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	542.7	507.6	467.2	427.1	395.4	367.7
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.7	46.9	53.3	63.7	70.9	78.3	82.1	86.4	90.6

Prognos 2006

Die Aufteilung der Nachfrage nach Energieträgern ist in Tabelle 7-50 und in Figur 7-44 abgebildet.

Tabelle 7-50 **Szenario III BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

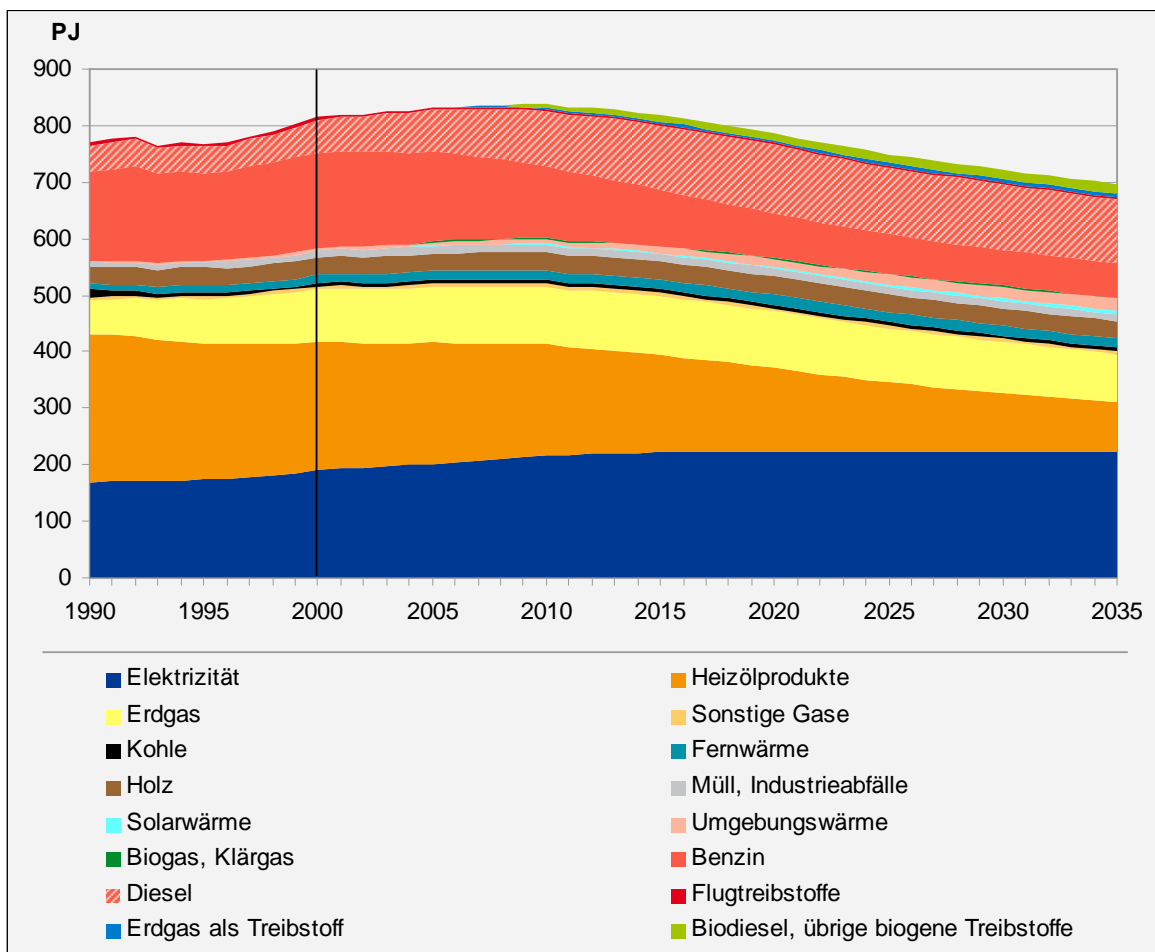
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	222.6	223.7	222.3	222.9	222.4
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	197.3	172.0	147.2	123.4	103.8	87.2
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	103.3	103.4	100.6	95.5	91.0	86.6
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.8	5.8	5.6	5.3	5.1	4.8
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	6.2	6.1	6.1	6.0	5.9
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.2	17.2	17.7	17.8	17.6	16.8
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.5	31.9	32.4	31.7	31.0	30.2
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.0	13.6	13.3	12.6	12.3	12.0
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.7	3.2	4.7	5.8	7.0
Umgebungswärme	1.7	2.9	4.3	6.3	8.4	11.1	14.0	16.5	19.1	21.2
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	127.7	99.2	79.7	69.4	64.3	60.8
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	96.1	114.1	120.3	118.8	115.9	112.7
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Insgesamt	771.6	768.0	815.1	831.7	838.3	818.2	786.9	749.4	722.3	697.5

Prognos 2006

Die Entwicklung ist derjenigen in Szenario III Trend in den Basistrends ähnlich: Die Energieträgerstruktur wird nach wie vor von Elektrizität und fossilen Energieträgern dominiert, wobei das Wachstum der erneuerbaren Energieträger diese allerdings gegen ende des Betrachtungszeitraums deutlich sichtbar macht. Die Entwicklung der Gesamtnachfrage zwischen 2000 und 2035 liegt mit einer Reduktion um 14.4 % sogar geringfügig unter dem der Trendvariante. Die Elektrizitätsnachfrage steigt mit 16.8 % stärker als in der Trendvariante (13.1 %), während die Treibstoffnachfrage mit 13.1 % deutlich weniger stark absinkt als in der Trendvariante (mit 21.3 %). Die Heizölprodukte werden weniger nachgefragt (Reduktion um 61.5 %) als in der Trendvariante (54.3 %), während die nachfrage nach Erdgas mit 6.8 % stärker steigt als in der Trendvariante mit 4.4 %.. Hier verläuft also die Substitution schneller. Der „Dieseltrend“ wird verstärkt. Die Solarthermienutzung wächst deutlich stärker als in der Trendvariante, während die Nutzung der Umgebungswärme etwas weniger stark wächst. Dies liegt unter anderem an den unterschiedlichen Einsatzfeldern, da Solarthermie vor allem für die Unterstützung der Warmwasserbereitung genutzt Umgebungswärme hingegen wird für die Raumwärmeproduktion einge-

setzt, hier führt die erhöhte Effizienz auf der Seite der Gebäudequalität dazu, dass die Wärmenachfrage sinkt. Ein ähnlicher Effekt ist bei Holz und Fernwärme zu beobachten. Die biogenen Treibstoffen erfahren absolut die gleiche Steigerung wie in der Trendvariante. Da die fossilen allerdings weniger stärker zurückgehen, sinkt der Anteil der biogenen an den Treibstoffen ab.

Figur 7-44 **Szenario III BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Nachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 7-51 und Figur 7-45 dargestellt.

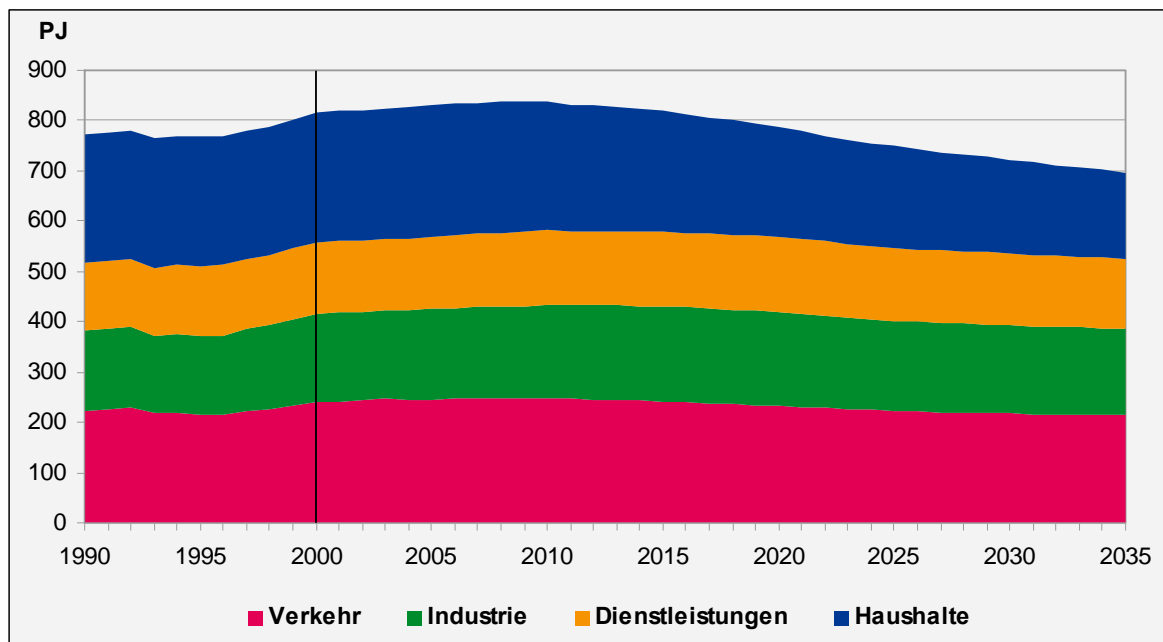
Tabelle 7-51 **Szenario III BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	247.2	241.6	232.5	222.9	217.3	213.2
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.9	185.4	188.2	187.1	179.7	175.7	172.8
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.1	144.9	148.5	148.9	148.5	145.5	142.5	139.5
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	257.2	239.6	218.8	201.3	186.8	172.1
Insgesamt	771.6	768.0	815.1	831.7	838.3	818.2	786.9	749.4	722.3	697.5

Prognos 2006

Hier ist das Bild gegenüber der Trendvariante deutlich verschieden: Die deutliche Reduktion der Gesamtnachfrage ist zwar nach wie vor von der Reduktion in den Sektoren Verkehr und Haushalte dominiert. Jedoch schwächt sich der Reduktionstrend in den Sektoren Verkehr mit 11.4 %, Industrie mit 1.3 %, Dienstleistungen mit 1.1 % gegenüber der Trendvariante (Verkehr -19.8 %, Industrie -8.3 %, Dienstleistungen -2.8 %) jeweils deutlich ab, während er im Haushaltssektor mit 33.4 % gegenüber der Trendvariante (mit 19.1 %) deutlich verstärkt wird. Hieran zeigt sich, dass im Haushaltssektor die Steigerung der Mengeneffekte durch Einsatz effizienter Technik mit den entsprechenden Investitionsentscheidungen deutlich gegenkompensiert werden kann. In den anderen Sektoren sind diesen Möglichkeiten Grenzen gesetzt.

Figur 7-45 **Szenario III BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 7-52 sowie Figur 7-46 ist die sektorale Elektrizitätsnachfrage in der Variante BIP hoch dokumentiert.

Tabelle 7-52 **Szenario III BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

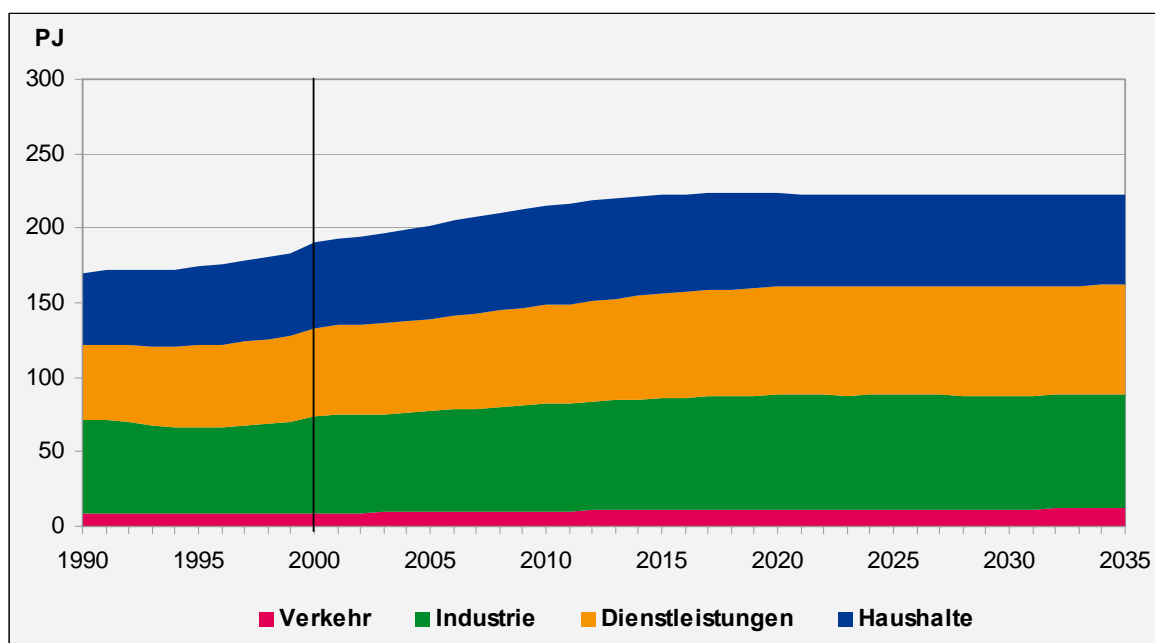
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	10.9	11.4	11.5	11.6	11.8
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	71.7	74.7	76.8	76.4	76.2	77.1
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.7	70.0	72.3	72.9	73.5	73.3
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	66.9	63.2	61.5	61.7	60.2
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	222.6	223.7	222.3	222.9	222.4

Prognos 2006

Die Beiträge zum Nachfragewachstum der Elektrizität unterscheiden sich insbesondere in der Binnenstruktur deutlich von denen der Trendvariante. Das Elektrizitätsnachfragewachstum im Verkehrssektor zwischen 2000 und 2035 beträgt in der Trendvariante 19.3 %, in der Variante BIP hoch 33.7 %. Die erhöhten Effizienzanstrengungen der Trendvari-

ante werden in diesem Falle durch das höhere Verkehrsaufkommen der BIP-Sensitivität wieder kompensiert, so dass im Ergebnis das Wachstum etwa demjenigen von Szenario I Trend entspricht. Diese Verhältnisse zwischen den beiden Varianten entsprechen denen der Szenarien I und II, von einem effizienteren Startpunkt aus. Diese Zunahme fällt lediglich aufgrund des geringen Anteils an der Gesamtnachfrage nicht so stark ins Gewicht. Das Nachfragewachstum im Industriesektor beträgt in der Trendvariante 5.9 %, in der Variante BIP hoch 18.1 %. Im Dienstleistungssektor beträgt es in der Trendvariante 21.0 %, in der Variante BIP hoch 24.9 %. Im Haushaltssektor beträgt es in der Trendvariante 13.2 %, in der Variante BIP hoch nur mehr 4.6 %. Auch hier zeigt sich wie bei der Gesamtenergienachfrage, dass durch die gezielte Veränderung der Investitionsprioritäten bei höheren verfügbaren Investitionsmitteln noch erhebliche Effizienzgewinne realisiert werden können.

Figur 7-46 **Szenario III BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 7-53 und Figur 7-47 sind die CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe, ohne Elektrizitätserzeugung) nach Sektoren abgebildet. Gegenüber 1990 und 2000 sinken die Emissionen bis 2035 um 39.6 % ab, jedoch weniger stark als in der Trendvariante mit 47.1 % Absenkung. Der Beitrag der einzelnen Sektoren zu dieser (reduzierten) Absenkung ist im Vergleich mit der Trendvariante recht unterschiedlich:

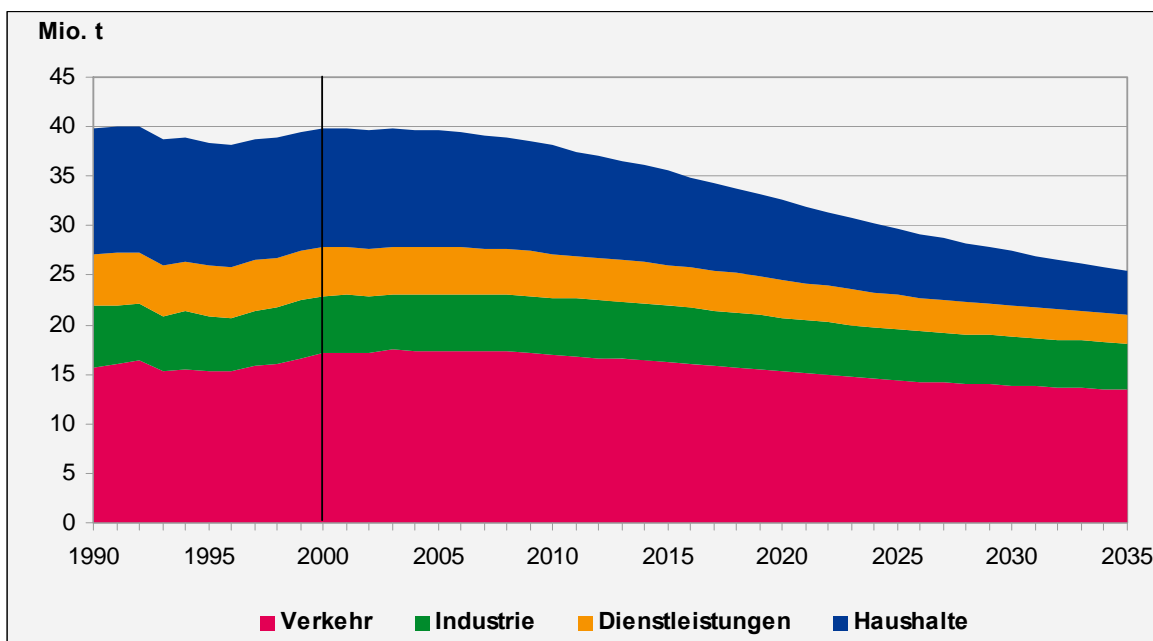
Tabelle 7-53 **Szenario III BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.9	16.2	15.2	14.4	13.9	13.4
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.8	5.7	5.5	5.1	4.9	4.7
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.2	3.8	3.5	3.1	2.9
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	10.9	9.4	8.0	6.7	5.5	4.5
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	35.5	32.6	29.7	27.4	25.5

Prognos 2006

Im Verkehrssektor reduzieren sich die Emissionen aus dem Treibstoffverbrauch um 21.8 %, während sie in der Trendvariante eine Reduktion von 30.0 % aufweisen. Im Industrie-sektor nehmen die CO₂-Emissionen in der Trendvariante um 23.2 % ab, während die Reduktion in der Variante BIP hoch nur noch 18.8 % beträgt. Im Dienstleistungssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 42.8 %, in der Variante BIP hoch bleibt sie mit 42.0 % fast gleich. Im Haushaltssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 46.2 %, während sie in der Variante BIP hoch auf 62.7 % ansteigt. Der Haushaltssektor ist also der einzige Sektor, bei dem das höhere BIP zu deutlich erhöhter CO₂-Effizienz führt.

Figur 7-47 **Szenario III BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Tabelle 7-54 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Sensitivität BIP hoch im Vergleich zur Trendvariante absolut und relativ zusammen:

Tabelle 7-54 **Szenario III BIP hoch**
Veränderungen zu III Trend

	Veränderung in 2035 zu III Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-2.3	-0.3%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	6.6	3.1%
CO ₂ -Emissionen (Mio. t)	-0.3	-1.2%

Prognos 2006

Das in 2035 gegenüber der Trendvariante um insgesamt 21 % erhöhte BIP in Verbindung mit erhöhten Mengenkomponenten kann bei einer entsprechend konsequent umgesetzten Veränderung der gesellschaftlichen Rahmenbedingungen zu einer fast gleichbleibenden Nachfrage an Endenergie führen, was also eine zusätzliche erhebliche Effizienzsteige-

ung bedeutet. Die Binnenstruktur der Energienachfrage verändert sich allerdings, und die die Elektrizitätsnachfrage erhöht sich um 3.1 %. Diese Erhöhung ist allerdings geringer als das entsprechende Verhältnis in den Szenarien I und II. Den jeweils relativ grössten Beitrag zu dieser zusätzlichen Effizienzanstrengung liefert der Haushaltssektor.

Die CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe sinken gegenüber der Trendvariante aufgrund der Effizienzverbesserungen sowie der Veränderung der Binnenstruktur der Energieträger geringfügig. Treiber ist hier wiederum hauptsächlich der Haushaltssektor, und hier wiederum die Effizienz im Gebäudebereich, gefolgt von der Substitution fossiler Energieträger vor allem durch erneuerbare Energieträger.

Tabelle 7-55 zeigt die wichtigsten Ergebnisse im Vergleich zu Szenario I Trend, dem „Referenzszenario“.

Tabelle 7-55 **Szenario III BIP hoch**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-117.5	-14.4%	-133.3	-16.0%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	32.0	16.8%	-23.3	-9.5%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-14.5	-36.2%	-9.3	-26.7%

Prognos 2006

Der deutliche Reduktionstrend in allen drei Kernindikatoren des Szenario III gegenüber Szenario I bleibt auch bei der Sensitivität BIP hoch erhalten.

7.10.2 Sensitivität Preis 50 \$

Wie eingangs von Kap. 7.10 erwähnt, wurden für Szenario III Instrumente ermittelt, die ein Erhöhung der Endenergieträgerpreise unabhängig vom Rohölpreis als wesentliche Treiber und Zielgrössen vorsehen. Eine Veränderung der Rohölpreise würde daran lediglich die Höhe des Abgabenaufkommens verändern und die Belastung für Energieimporte erhöhen. Tendenziell würden dann möglicherweise weniger investitionsmittel für Energieeffizienz und Erneuerbare zur Verfügung stehen. Die genaueren Auswirkungen einer solchen Veränderung sind jedoch im Rahmen der Energiesystemmodellierungen nicht zu leisten. Der Erkenntniseffekt einer solchen Sensitivität wäre daher gering. Deshalb wurde auf die Berechnung einer solchen Sensitivität verzichtet.

7.10.3 Sensitivität Klima wärmer

In der Sensitivität „Klima wärmer“ wird untersucht, welche Auswirkungen eine Klimaerwärmung hat, die entsprechend der IPCC-Szenarien [Occc 2004] zu einem Anstieg der mittleren Jahrestemperaturen um 2 °C bis zum Jahr 2050 führt. Bis zum Jahr 2035 bedeutet dies einen durchschnittlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur um 1.25 °C, der sich in der Schweiz unterschiedlich auf die mittleren Tagestemperaturen in den Sommer- und Wintermonaten auswirkt: In den Wintermonaten September – Mai erhöht sich die Tagesmitteltemperatur um 1 °C, in den Sommermonaten Juni – August um 2 °C. Da die Klimamodelle bis zum Zeitpunkt der Rechnungen (2005) noch keine regionalisierten ein-

deutigen Zeitreihentrends auswiesen, wird der Anstieg von 2005 bis 2035 zunächst als Modellannahme linear unterstellt. Eine solche Annahme wird durch eine Analyse des Ex-Post-Trends der Heiz- und Kühlgradtage der letzten dreissig Jahre gestützt (vgl. Sektorbericht Private Haushalte, [Prognos 2006b]).

Damit reduzieren sich die Heizgradtage (und nachfolgend die Heizwärmebedarfe der Gebäude) gegenüber dem langjährigen Mittel 1984 – 2004 bis 2035 um ca. 10%.

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.

Die Zahl der – analog zu den Heizgradtagen gebildeten – Kühlgradtage (Summe der Zahl der Tage, deren 24-Stunden-Mittel über 18.3 °C liegt, jeweils multipliziert mit der Differenz zwischen der Tagesmitteltemperatur und 18.3 °C) steigt von heute 122 auf 235 in 2035, dies bedeutet nahezu eine Verdoppelung. Da der Kühlleistungsbedarf in den meisten technischen Modellierungen als proportional zu den Kühlgradtagen angenommen wird, führt dies zu einer Verdoppelung der benötigten Kühlarbeit. Wenn mit der Häufung warmer Sommer gerechnet wird, so wird sich die Ausstattung der Wohnungen mit Kühlgeräten von heute unter 1 % auf über 50 % vervielfachen (Wachstum der gekühlten Flächen im Sektor Private Haushalte von 2 Mio. m² in 2005 auf 191 Mio. m² in 2035). Entsprechend der Szenarioanlage „Politik weiter wie bisher“ wird in diesem Falle nicht damit gerechnet, dass sich Bauweisen effektivieren oder besonders effiziente Kühlanlagen eingebaut werden, sondern es wird vor allem mit einer Nachrüstung dezentraler Einzelanlagen gerechnet. Daneben wird mit einer geringfügig erhöhten Arbeitsnachfrage von Kühl- und Gefriergeräten gerechnet, um bei höheren Aussentemperaturen die entsprechenden Kühlresultate bereitzustellen.

In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen greifen für die Raumheizung und Klimatisierung grundsätzlich die gleichen Mechanismen. Im Dienstleistungssektor ist allerdings zu beachten, dass auch in der Trendvariante im Rahmen des sog. „intrasektoralen Strukturwandels“ und der zunehmenden Technisierung der Gebäude mit einer starken Durchdringung der Gebäude mit Klimatisierungsanlagen gerechnet wird. Im Industriesektor führen die erhöhten Sommertemperaturen theoretisch zu einer Verringerung des Energieaufwandes für die Erzeugung von Prozesswärme. Aufgrund der grossen Temperaturdifferenzen, die bei der Erzeugung von Prozesswärme zu überwinden sind, bleibt dieser Effekt unter 0.1 % und wird daher nicht explizit modelliert.

Im Verkehrssektor sind 70 % der Fahrzeuge bereits heute mit Klimaanlage ausgestattet; der Anteil von Neuwagen mit Klimaanlage beträgt über 90 %. Für die Sensitivität wird mit einer den sommerlichen Temperaturverhältnisse entsprechenden verstärkten Nutzung der Klimaanlage ausgegangen.

Für Einzelheiten zu den entsprechenden Annahmen bei der Ableitung der entsprechenden Mengeneffekte sowie die Diskussion der vorhandenen Literatur aus anderen Klimazonen und anderen Bautraditionen (Südeuropa, Skandinavien, USA) und ihrer Übertragbarkeit wird an dieser Stelle ausdrücklich auf die Berichte der Sektormodelle verwiesen.

In allen Sektoren wird entsprechend der „Übungsanlage“ als Sensitivität zum Szenario „Weiter wie bisher“ von den gleichen Rahmendaten sowie den gleichen Politikinstrumenten wie in der Trendvariante ausgegangen.

Die veränderte Szenarienphilosophie führt auch hier dazu, dass im Bereich insbesondere der Raumklimatisierung jeweils die marktbeste Technologie eingesetzt wird. Das bedeutet z.B., dass vermehrt Absorptionswärmepumpen mit Erdreichkopplung unterstellt werden. Eine deutliche Veränderung auf der Infrastrukturseite, wie z.B. grosse Kältenetze und saisonale Kältespeicher wurde allerdings nicht unterstellt.

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 von der EPFL durchgeführten Simulationen der Gletscherabflussgebiete deuten darauf hin, dass insgesamt aufgrund von erhöhten Verdunstungen davon ausgegangen werden muss, dass bis 2035 das Wasserdargebot um ca. 7 % abnimmt [Horton 2005]. Dies wird bei der Berechnung der Deckungslücke berücksichtigt und wirkt sich entsprechend auf die notwendigen Kraftwerksneubauten aus. Innerhalb „normaler“ Schwankungsbreiten muss nicht mit einer Reduktion der verfügbaren Kühlungsleistungen bei thermischen Kraftwerken gerechnet werden. Ausnahmen im Sinne von Extremsituationen werden bei der Betrachtung der Hitze- und Kältewellen mit kumulierten „Stress-Situationen“ betrachtet. Die Diskussion im Einzelnen ist in Exkurs 3, Band 4, dargestellt.

Die wesentlichen Kenndaten und Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Tabelle 7-56 zusammengestellt.

Tabelle 7-56 **Szenario III Klima wärmer**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise III Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extraleicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	44.2	90.8	92.1	93.3	93.7	101.2
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	13.4	13.5	13.7	13.7	14.4
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	61.3	63.7	66.2	68.8	71.5
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	26.3	27.1	27.7	27.8	27.3
Preise III Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	432.2	886.6	891.0	895.0	898.3	977.7
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	306.5	633.6	637.1	640.2	642.7	718.3
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	7.9	7.9	7.9	8.0	8.5
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	14.9	15.7	16.1	16.5	16.2
Preise III Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.3	1.3	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.4	1.4	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	259.1	246.5	231.9	219.4	209.5	198.9
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.1	144.9	147.4	146.6	145.4	141.8	138.3	135.0
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	183.2	183.8	180.6	171.2	165.1	160.0
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	244.0	234.5	221.0	207.5	198.4	193.5
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.6	768.0	815.1	831.7	833.7	811.4	778.8	739.9	711.4	687.3
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.4	68.5	68.0	68.3	68.8	67.6
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	67.2	70.7	73.4	74.4	75.4	75.5
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	72.5	73.1	71.3	69.7	69.2
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.5	10.4	10.6
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	215.4	222.1	225.1	224.5	224.3	222.8
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	1.0
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.8	261.4	263.6	261.8	260.4	257.9
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.6	11.8	12.4	12.7	13.2	12.8
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.1	16.1	16.1
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	446.5	470.5	452.4	410.6	487.3	484.5
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	451.9	475.7	465.9	432.4	431.2	436.9
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ	375.0	388.2	420.0	408.5	448.5	478.6	465.6	424.6	420.3	414.9
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.6	450.8	486.4	481.3	449.8	450.2	445.5
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.5	454.4	485.9	476.0	447.7	445.7	449.7
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.3	449.5	482.4	474.3	439.7	438.8	434.9
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	446.5	470.5	452.4	410.6	409.4	406.7
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.4	13.1	12.6	12.0	11.6	11.2
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'047.7	1'074.2	1'069.2	1'015.2	934.7	983.2	957.8
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'047.7	1'079.6	1'074.4	1'028.8	956.5	927.2	910.1
Variante D	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.7	1'076.1	1'077.2	1'028.5	948.7	916.2	888.2
Variante E	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.9	1'078.5	1'085.1	1'044.2	973.9	946.2	918.8
Variante C&E	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.7	1'082.0	1'084.6	1'038.8	971.8	941.7	923.0
Variante D&E	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'046.5	1'077.2	1'081.1	1'037.2	963.8	934.8	908.2
Variante G	PJ	982.3	988.4	1'054.5	1'047.7	1'074.2	1'069.2	1'015.2	934.7	905.4	880.0
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	566.8	531.9	490.6	448.9	416.2	387.9
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	580.0	545.1	520.1	494.7	462.0	449.9
Variante D	PJ	573.9	561.6	589.0	588.1	577.8	560.0	545.6	533.6	536.2	547.7
Variante E	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	566.8	531.9	490.6	448.9	416.2	387.9
Variante C&E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.3	579.5	545.0	504.8	481.2	450.2	439.7
Variante D&E	PJ	573.9	561.6	589.0	587.4	573.7	549.6	525.1	502.0	491.8	489.0
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	566.8	531.9	490.6	448.9	416.2	387.9
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	286.3
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante C&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 7-56 **Szenario III Klima wärmer**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.0	9.8	8.6	7.6	6.7	5.9
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.6	3.2	2.8	2.5
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.6	5.3	4.9	4.7	4.4
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.7	14.4	13.3	12.5	12.0
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	37.8	35.1	32.0	29.0	26.7	24.9
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.2
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	2.5	3.4	3.4	4.3
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.0	1.3	1.8	2.2	2.7	3.2
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.3	0.2	0.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.3	2.3	3.2
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4	1.6	2.0
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.2	37.5	34.4	31.4	28.9	26.9
Variante B	Mio. t										
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.0	38.3	36.1	33.9	31.5	30.3
Variante D	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.4	38.0	35.3	32.7	30.7	29.2
Variante E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.2	37.4	34.1	30.8	28.3	26.3
Variante C&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.9	38.2	35.0	32.8	30.4	29.3
Variante D&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.3	37.7	34.8	31.9	29.7	28.1
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.2	37.5	34.4	31.4	29.0	26.9
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	59.9	47.9	39.1	34.4	31.6	30.0
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t										
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.4	0.4	0.5
Variante D	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.8	2.3	1.2	0.9	0.2	-0.1
Variante E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.1	0.2
Variante D&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.7	2.1	0.9	0.5	0.0	-0.2
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'490.1	2'382.3	1'767.0	1'563.4	1'428.9	1'232.7
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1
Variante B	t										
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.0	6.2	5.3	9.1	13.8	13.7	19.2
Variante D	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.4	3.6	1.9	1.3	0.4	0.2
Variante E	t	40.9	37.9	5.1	6.0	4.0	4.2	3.8	4.6	5.3	5.1
Variante C&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.5	6.1	4.9	10.3	10.4	15.7
Variante D&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.5	4.3	3.3	3.6	3.3	2.9
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage nimmt in 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 15.7 % ab – im Vergleich zur Trendvariante bedeutet das eine Verringerung um 1.8 % in 2035. Diese Entwicklung entspricht praktisch genau dem Verhältnis der Szenarien I und II. Diese Entwicklung ist in der Binnendifferenzierung Ergebnis zweier gegenläufiger Effekte: Die Elektrizitätsnachfrage steigt mit einem Wachstum von 17.1 % stärker als in der Trendvariante (mit 13.4 %), was vor allem auf die erhöhte Elektrizitätsnachfrage beim Kühlungsbedarf zurückzuführen ist. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern verringert sich um 35.9 % (Trendvariante 34.76 %) und liegt damit in 2035 um 3.6 % unter dem Wert der Trendvariante. Hier kommen die gegenläufigen Effekte des verringerten Raumwärmebedarfs und der erhöhten Klimatisierungsbedarfs von Fahrzeugen zum Tragen. Die erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe (ohne Stromerzeugung) weisen ein Nachfragewachstum von 85.3 % im Vergleich zur Trendvariante von 95.5 % auf. Dies ist hauptsächlich auf die verringerte Nachfrage an Brennstoffen für die Erzeugung von Heizwärme zurückzuführen. (Tabelle 7-57)

Tabelle 7-57 **Szenario III Klima wärmer**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.6	768.0	815.1	831.7	833.7	811.4	778.8	739.9	711.4	687.3
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.4	222.1	225.1	224.5	224.3	222.8
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	538.5	502.4	460.1	418.7	386.8	361.0
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.7	46.9	53.3	63.7	69.9	76.2	79.2	82.9	86.9

Prognos 2006

Die Aufschlüsselung der Gesamtenergienachfrage nach Energieträgern in der Zeitreihe ist in Tabelle 7-58 und Figur 7-48 abgebildet.

Tabelle 7-58 **Szenario III Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

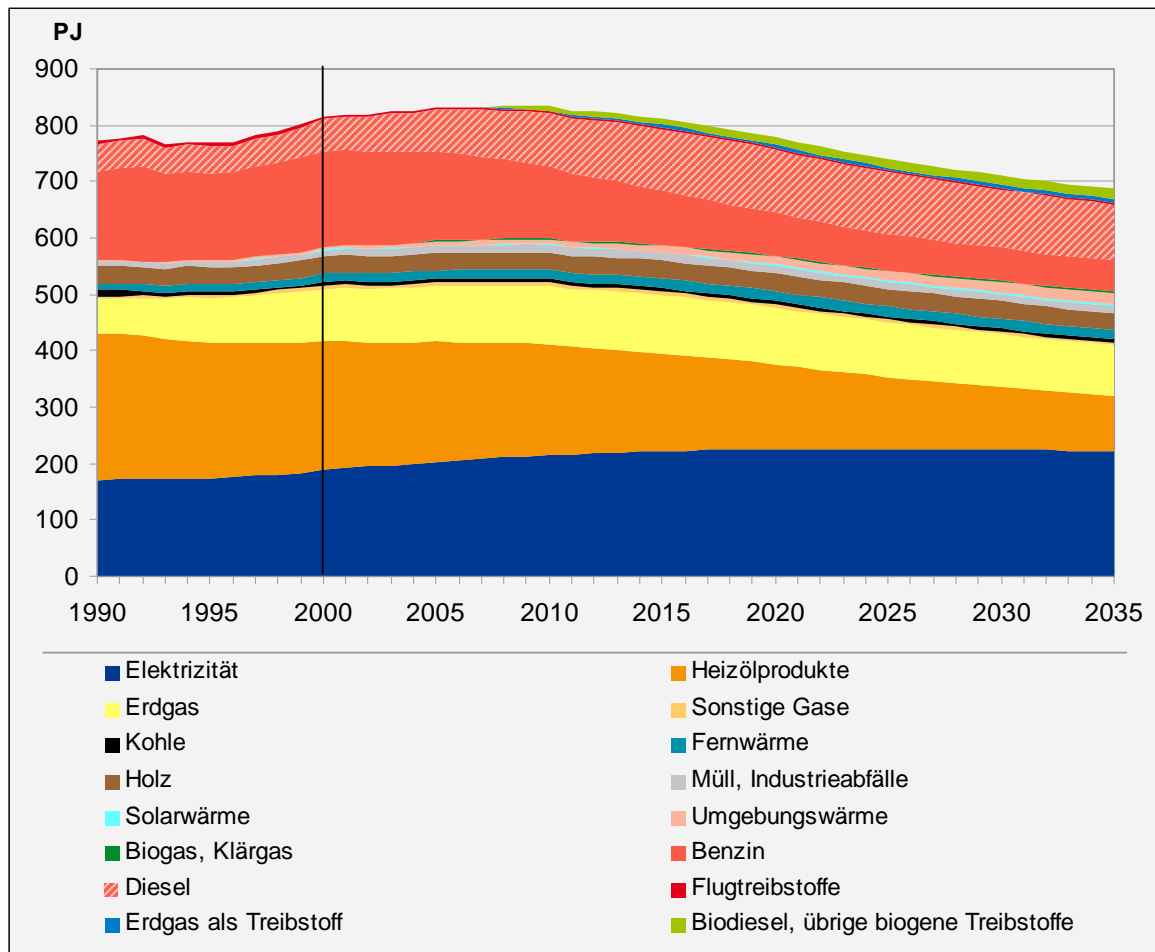
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.4	222.1	225.1	224.5	224.3	222.8
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	196.5	173.5	150.7	128.9	111.3	96.0
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	103.2	103.7	101.2	96.8	93.5	90.4
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.6	5.3	4.9	4.6	4.3
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	6.1	5.9	5.8	5.6	5.5
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.1	17.0	17.5	17.4	17.3	16.6
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.3	31.6	32.2	31.8	31.4	31.0
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	13.9	13.5	13.2	12.3	12.0	11.6
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.3	2.1	2.8	3.3	3.9
Umgebungswärme	1.7	2.9	4.3	6.3	8.6	10.9	13.4	15.7	18.0	20.2
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	126.2	96.2	75.9	64.7	58.8	55.2
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.5	110.3	113.3	109.0	103.8	100.0
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Insgesamt	771.6	768.0	815.1	831.7	833.7	811.4	778.8	739.9	711.4	687.3

Prognos 2006

Am grundsätzlichen aus der Trendvariante und der bereits abgehandelten Sensitivität bekannten Bild ändert sich nichts Wesentliches: Der leichte Rückgang der Nachfrage wird in der Binnendifferenzierung durch eine steigende Elektrizitätsnachfrage, sinkende Heizölnachfrage, im Gegensatz zur Trendvariante leicht sinkende Erdgasnachfrage sowie einen deutlich sinkenden Block an fossilen Treibstoffen mit der Binnendifferenzierung „Dieseltrend“ und sichtbare Nachfragesteigerung nach Biotreibstoffen dominiert. Im Vergleich zur Trendvariante steigt die Elektrizitätsnachfrage um .7 3PJ oder 3.3 % an, was nahezu vollständig auf die erhöhten Arbeits- und Leistungsbedarfe für Raumkühlung zurückzuführen ist. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass dieser relative Anstieg zur Trendvariante verglichen mit den Szenarien I (4.3 %) und II (4.1 %) geringer ist: einerseits wirken die besseren Bau- und Architekturstandards auch in Bezug auf die sommerliche Wärmebelastung, andererseits wirkt sich der „best-practice“-Grundsatz auch bei den Kälteerzeugungsanlagen aus. Sämtliche fossilen und erneuerbaren Energieträger, die für die Erzeugung von Raumwärme eingesetzt werden, weisen in 2035 geringere Verbräuche als in der Trendvariante auf: Heizöl -7.5 PJ (-7.3 %), Erdgas -6.6 PJ (-6.8 %), Fernwärme -1.3

% (-7.3 %), Holz -2.4 PJ (-7.2 %), Solarwärme -0.3 PJ (-7.1 %), Umgebungswärme -2.0 PJ (-9.0 %). Die Nachfrage nach Benzin und Diesel erhöht sich durch verstärkte Klimatisierung gegenüber der Trendvariante um ca. 0.4 – 0.5 %.

Figur 7-48 **Szenario III Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Aufteilung der Gesamtnachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 7-59 und Figur 7-49 abgebildet.

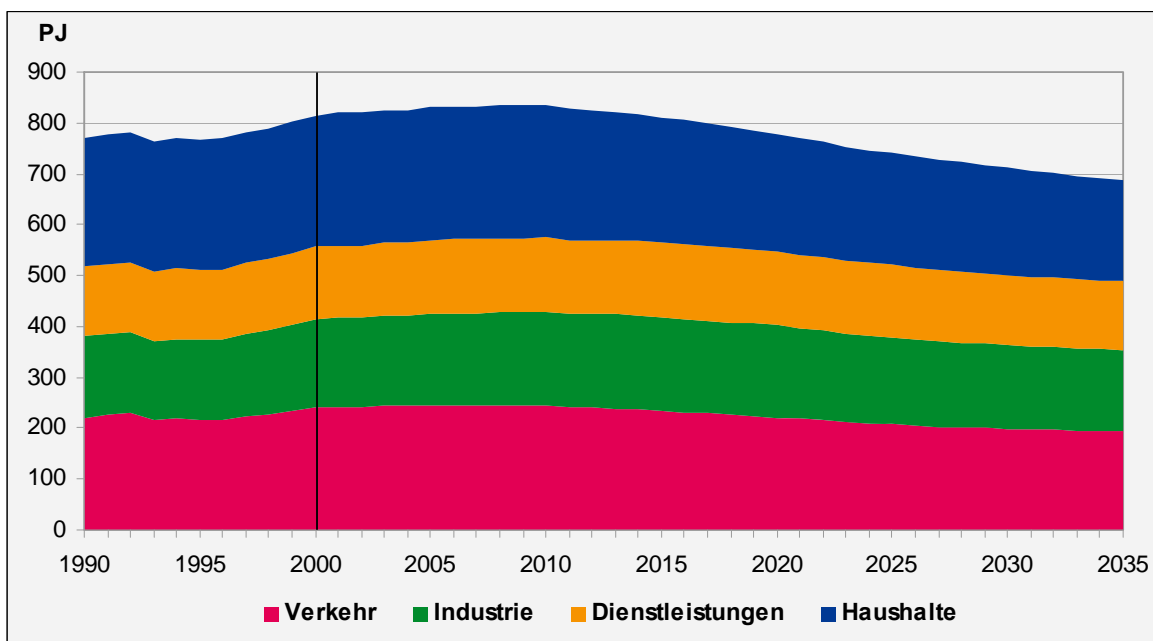
Tabelle 7-59 **Szenario III Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	244.0	234.5	221.0	207.5	198.4	193.5
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.2	183.8	180.6	171.2	165.1	160.0
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.1	144.9	147.4	146.6	145.4	141.8	138.3	135.0
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	259.1	246.5	231.9	219.4	209.5	198.9
Insgesamt	771.6	768.0	815.1	831.7	833.7	811.4	778.8	739.9	711.4	687.3

Prognos 2006

Die deutliche Reduktion der Gesamtnachfrage, die auch in der Trendvariante sowie der Sensitivität „BIP hoch“ sichtbar war, ist sektoral differenziert vor allem durch die Reduktion der Nachfrage im Haushaltssektor um 23.0 % (Trendvariante 19.1 %) dominiert, an der sich die Reduktion des Heizwärmebedarfs widerspiegelt. Im Dienstleistungssektor „gewinnt“ ebenfalls die Reduktion der winterlichen Beheizung gegenüber dem Mehrbedarf an Kühlung und resultiert in einer Reduktion um 4.4 % (Trendvariante Reduktion von 2.8 %). Im Industriesektor beträgt die Reduktion 8.7 % (Trendvariante Reduktion von 8.3 %), im Verkehrssektor beträgt die Reduktion 19.5 % (Trendvariante 19.8 %).

Figur 7-49 **Szenario III Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Insgesamt ist Sektoren die Gesamtnachfrage gegenüber der Trendvariante reduziert. Von den beiden gegenläufigen Effekten „Reduktion Raumwärmebedarf“ und „Erhöhung Kühlungsbedarf“ „gewinnt“ jeweils der verringerte Raumwärmebedarf – die Gesamtnachfrage nach Endenergie ist niedriger als in der Trendvariante.

Die Binnendifferenzierung nach Kühlung und Raumwärme lässt sich an den Aufschlüsselungen der Elektrizitätsnachfrage und der direkten nachfragebedingten CO₂-Emissionen demonstrieren.

Tabelle 7-60 und Figur 7-50 bilden die sektorale Elektrizitätsnachfrage ab.

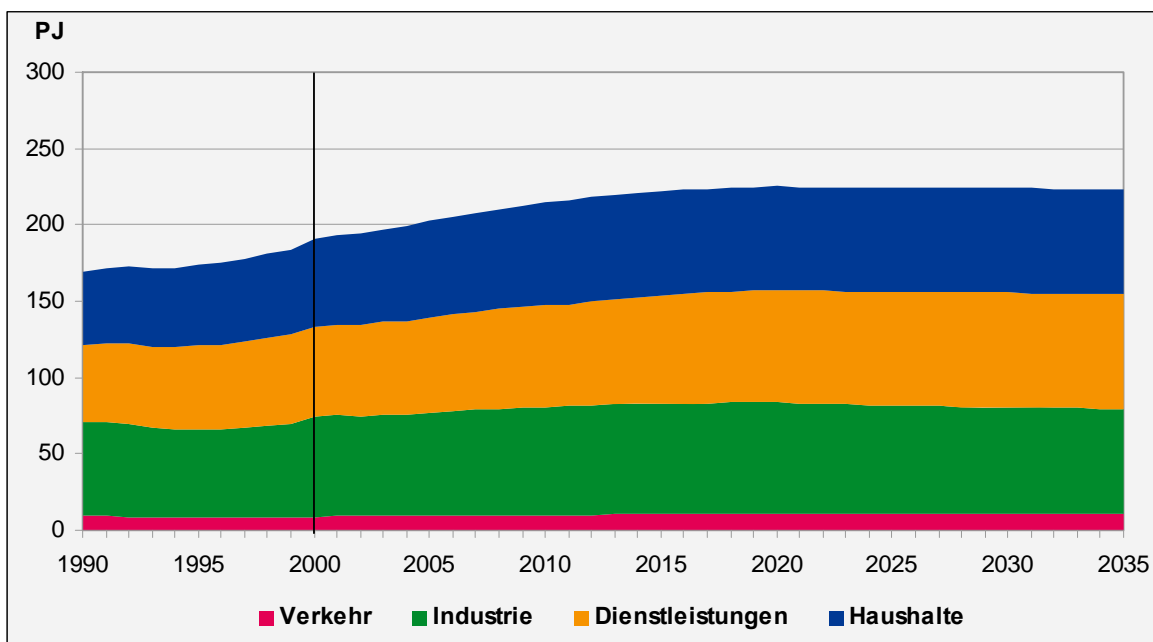
Tabelle 7-60 **Szenario III Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.5	10.4	10.6
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	72.5	73.1	71.3	69.7	69.2
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	67.2	70.7	73.4	74.4	75.4	75.5
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.4	68.5	68.0	68.3	68.8	67.6
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	215.4	222.1	225.1	224.5	224.3	222.8

Prognos 2006

Im Verkehrssektor bleibt die Nachfragesteigerung mit 19.3 % gegenüber der Trendvariante unverändert: Zusätzliche Kühlenergie fällt gegenüber der ohnehin unterstellten Zunahme an Traktionsenergie bei gleichzeitiger erheblicher Effizienzsteigerung sowie Verbesserung der Ausstattung der Züge nicht ins Gewicht. In allen anderen Sektoren ist das Nachfragewachstum nach Strom tendenziell stärker als in der Trendvariante: Industrie 6.0 % (Trendvariante 5.9 %), Dienstleistungen 28.8 % (Trendvariante 21.0 %), Haushalte 17.3% (Trendvariante 13.2 %).

Figur 7-50 **Szenario III Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Auf der Ebene der sektoralen CO₂-Emissionen zeigt sich ein umgekehrtes Bild (Tabelle 7-61, Figur 7-51):

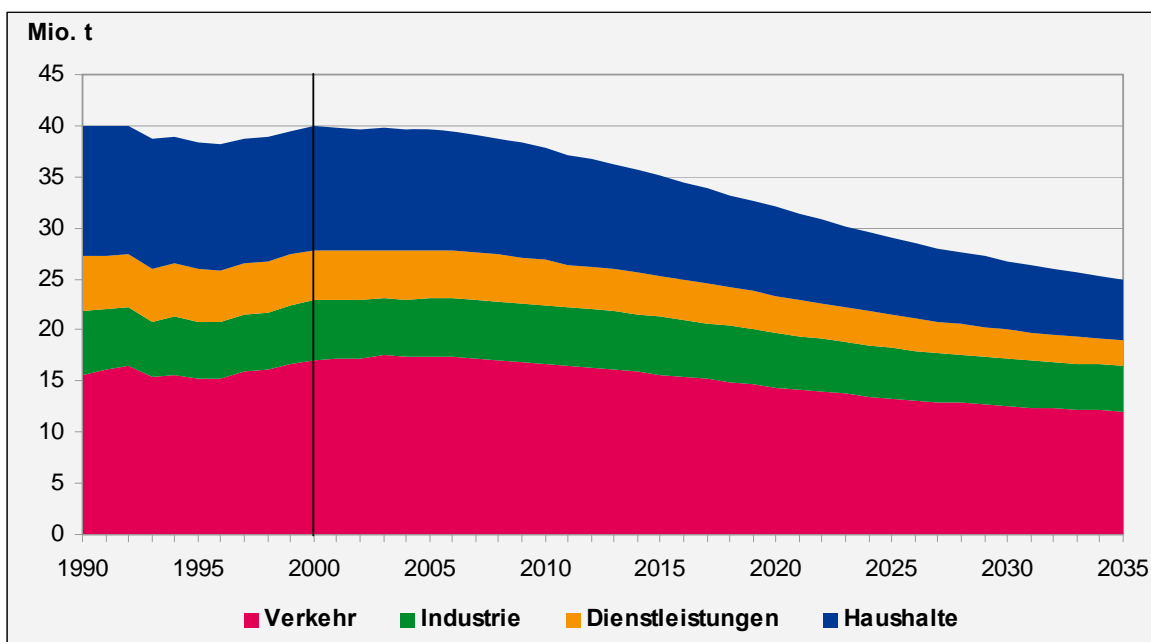
Tabelle 7-61 **Szenario III Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.7	14.4	13.3	12.5	12.0
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.6	5.3	4.9	4.7	4.4
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	4.0	3.6	3.2	2.8	2.5
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.0	9.8	8.6	7.6	6.7	5.9
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	37.8	35.1	32.0	29.0	26.7	24.9

Prognos 2006

Im Verkehrssektor ist die Reduktion der CO₂-Emissionen mit 29.7 % geringfügig niedriger als in der Trendvariante mit 30.0 %. In allen anderen Sektoren ist die Reduktion der Emissionen stärker als in der Trendvariante: Industrie -23.9 % (Trendvariante -23.3 %), Dienstleistungen -48.9 % (Trendvariante -42.8 %), Haushalte -51.0% (Trendvariante -46.2 %).

Figur 7-51 **Szenario III Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die wesentlichen Ergebnisse im Vergleich zur Trendvariante sind in Tabelle 7-62 zusammengefasst.

Tabelle 7-62 **Szenario III Klima wärmer**
Veränderungen zu III Trend

	Veränderung in 2035 zu III Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-12.5	-1.8%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	7.0	3.3%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-0.9	-3.4%

Prognos 2006

Eine Klimaerwärmung führt bei einer Politik der starken Realisierung technischer Effizienz zu einer um 3.3 % erhöhten Elektrizitätsnachfrage, hingegen zu um 3.4 % verringerten CO₂-Emissionen aus den Brenn- und Treibstoffen aufgrund des verringerten Raumwärmebedarfs. Zu einer signifikanten weiteren Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen (Heizöl, Erdgas) führt dies nicht.

Der Vergleich mit dem Referenzszenario I Variante Trend ergibt das in Tabelle 7-63 gezeigte Bild:

Tabelle 7-63 **Szenario III Klima wärmer**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-127.7	-15.7%	-143.5	-17.3%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	32.5	17.1%	-22.8	-9.3%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-15.0	-37.7%	-9.8	-28.3%

Prognos 2006

Die Endenergienachfrage wird gegenüber der Referenz um 17.3 % abgesenkt, die Elektrizitätsnachfrage um 9.3 % und somit deutlich unterhalb des Sensitivitätenfächers der Szenarien I und II. Bei den brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen ist die Absenkung mit 28.3 % ebenfalls sehr deutlich.

7.10.4 Sensitivität Potenziale

Die Sensitivität „Potenzial“ dokumentiert den methodischen Zwischenschritt, bei sämtlichen Neu- und Ersatzinvestitionen (z.B. Gebäudesanierungen) grundsätzlich und ausnahmslos die dann jeweils verfügbare marktbeste Technik („best practice“, nicht „best available technology“, vgl. Kap. 7.1) einzusetzen.

Dieser Zwischenschritt war notwendig, um eine Einschätzung darüber zu gewinnen, wie weit Energiebedarf, Elektrizitätsnachfrage und CO₂-Emissionen sich angesichts der Rahmenbedingungen bei gegebener Bevölkerungsentwicklung auf der Basis bekannter Technik überhaupt reduzieren lassen. Diese Rahmenbedingungen beinhalten insbesondere

das Wirtschaftswachstum, verbunden mit Investitionen und Konsum, wie z.B. Wohnflächen und Fahrleistungen, sowie die Vorgabe, gestrandete Investitionen zu vermeiden.

Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass extrem harte Instrumente, die zu inneren Krisen führen könnten oder akute globale Krisen voraussetzten, wie z.B. das Verbot des Einsatzes bestimmter fossiler Brennstoffe, nicht eingesetzt werden.

In der Umsetzung dieser Variante werden ab 2011 die spezifischen Energieverbräuche aller Neuzugänge und Ersatzinvestitionen schlagartig auf das jeweils beste Niveau abgesenkt. Für die Zeit nach 2011 wird von einer moderaten Weiterentwicklung dieser Neuinvestitions-Standards ausgegangen. Konkret bedeutet dies beispielsweise, dass im Gebäudebereich alle bisher noch unterstellten „Pinselsanierungen“ zu energetischen Bauteilsanierungen auf hohem Standard (Zielwerte SIA oder besser) werden. Allerdings wird auch hier davon ausgegangen, dass nicht jedes Gebäude auf MINERGIE-Standard oder besser saniert werden kann. Die Neubauten von Ein- und Zweifamilienhäusern werden bezüglich der Gebäudehülle auf MINERGIE-Standard oder besser gebaut und perspektivisch nicht mehr mit Heizanlagen ausgestattet, in welchen fossile Brennstoffe eingesetzt werden.

Im Verkehrsbereich werden alle PW-Neufahrzeuge mit einem Emissionsniveau von 100 g CO₂/100 km eingesetzt; zusätzlich steigt der Anteil an Alternativtreibstoffen nochmals, da davon ausgegangen wird, dass die Neuwagenmotoren höhere Anteile verarbeiten können. Dies bedeutet also auch deutliche Klassenveränderungen bei entsprechenden Neuwageninvestitionen und möglicherweise externe Kosten in Form von Prestigeeinbussen [Infras 2007].

Eine solche radikale Umsetzung hat eher hypothetischen Charakter, da kein Instrumentensatz und auch kaum ein gesellschaftliches Klima (jedenfalls in einem heute bekannten Umfeld ohne schwere akute globale Krisen) vorstellbar ist, mit dem eine solche Umsetzung herbei geführt werden könnte. Insofern berechnet diese Sensitivität ein technisches Potenzial im Sinne der Definition von Exkurs 3, Band 4, und [Piot 2006a] auf der Basis der bekannten Mengengerüste, die den Trendvarianten der Szenarien zugrunde liegen.

In Tabelle 7-64 sind die Rahmendaten und wesentliche Ergebnisse der Sensitivität zusammengefasst.

Tabelle 7-64 Szenario III Potenziale
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	738.1	771.9	799.4	824.3	845.5
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	123.7	127.3	129.4	131.6	134.3
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.6	32.8	34.7	36.3	37.0
Preise III Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	42.8	44.2	90.8	92.1	93.3	93.7	101.2
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	6.6	6.6	13.4	13.5	13.7	13.7	14.4
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.4	61.3	63.7	66.2	68.8	71.5
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	26.3	27.1	27.7	27.8	27.3
Preise III Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	421.4	432.2	886.6	891.0	895.0	898.3	977.7
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	296.5	306.5	633.6	637.1	640.2	642.7	718.3
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.0	3.8	7.9	7.9	7.9	8.0	8.5
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	14.9	15.7	16.1	16.5	16.2
Preise III Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.3	1.3	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.4	1.4	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	261.9	246.3	228.9	215.0	203.5	190.5
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	139.5	132.3	127.1	124.6	121.4
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	183.6	181.7	176.7	166.7	160.9	156.2
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	212.2	181.8	161.0	151.0	146.5
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	779.7	719.6	669.9	639.9	614.6
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	66.9	65.0	61.4	60.5	61.1	60.0
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	65.0	63.5	62.2	62.0	61.2
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	71.7	71.7	69.6	67.9	67.3
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.5	10.4	10.6
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	214.2	212.2	207.2	202.8	201.5	199.0
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	1.0
Verbrauch der Speicherpumpen nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.8	261.4	263.6	261.8	260.4	257.9
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.6	11.8	12.4	12.7	13.2	12.8
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.2	16.2	16.1	16.1	16.1
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	445.3	460.6	434.5	388.8	464.4	460.7
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	450.8	465.8	448.1	410.6	408.3	413.0
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ	375.0	388.2	420.0	408.5	447.3	468.7	447.8	402.8	397.4	391.1
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.6	449.6	476.6	463.4	428.1	427.4	421.6
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.5	453.2	476.1	458.1	425.9	422.8	425.9
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.3	448.4	472.5	456.5	418.0	416.0	411.0
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	445.3	460.6	434.5	388.8	386.6	382.9
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.4	13.1	12.6	12.0	11.6	11.2
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'078.1	1'037.5	956.0	864.6	911.4	884.8
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'083.5	1'042.7	969.6	886.4	855.4	837.1
Variante D	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'046.9	1'080.0	1'045.6	969.3	878.6	844.4	815.2
Variante E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.0	1'082.4	1'053.5	984.9	903.9	874.4	845.7
Variante C&E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'046.8	1'085.9	1'053.0	979.6	901.7	869.9	850.0
Variante D&E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'046.7	1'081.1	1'049.4	978.0	893.7	863.0	835.1
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'078.1	1'037.5	956.0	864.6	833.6	806.9
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.1	511.2	452.7	405.3	372.9	345.4
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	584.3	524.4	482.2	451.1	418.7	407.4
Variante D	PJ	573.9	561.6	589.0	588.1	582.1	539.3	507.7	490.0	493.0	505.2
Variante E	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.1	511.2	452.7	405.3	372.9	345.4
Variante C&E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.3	583.8	524.3	466.9	437.6	407.0	397.2
Variante D&E	PJ	573.9	561.6	589.0	587.4	578.0	528.9	487.2	458.4	448.5	446.5
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	589.0	571.1	511.2	452.7	405.3	372.9	345.4
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	286.3
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante C&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 7-64 **Szenario III Potenziale**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.2	10.0	8.8	7.7	6.6	5.7
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	3.9	3.5	3.2	3.0	2.8
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.5	5.2	4.8	4.5	4.3
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	14.1	11.8	10.2	9.4	9.0
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	33.6	29.3	25.9	23.6	21.8
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.4	0.4	0.2
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.6	1.6	2.5	3.4	3.4	4.3
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.0	1.3	1.8	2.2	2.7	3.2
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.3	0.2	0.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.3	2.3	3.2
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.4	1.6	2.0
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.8
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	36.0	31.7	28.2	25.8	23.8
Variante B	Mio. t										
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.3	36.8	33.3	30.7	28.3	27.3
Variante D	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.7	36.5	32.6	29.5	27.6	26.1
Variante E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	35.9	31.3	27.6	25.2	23.2
Variante C&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	41.2	36.7	32.3	29.6	27.2	26.2
Variante D&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.6	36.2	32.0	28.7	26.6	25.0
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.5	36.0	31.7	28.2	25.8	23.8
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	45.4	34.6	29.2	26.3	24.7
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Variante B	1'000 t										
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.8	0.4	0.4	0.5
Variante D	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.8	2.3	1.2	0.9	0.2	-0.1
Variante E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.1	0.2
Variante D&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.7	2.1	0.9	0.5	0.0	-0.2
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.8	0.5	0.1	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'507.0	2'408.4	1'667.4	1'457.3	1'325.6	1'164.5
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1
Variante B	t										
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.0	6.2	5.3	9.1	13.8	13.7	19.2
Variante D	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.4	3.6	1.9	1.3	0.4	0.2
Variante E	t	40.9	37.9	5.1	6.0	4.0	4.2	3.8	4.6	5.3	5.1
Variante C&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.5	6.1	4.9	10.3	10.4	15.7
Variante D&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.5	4.3	3.3	3.6	3.3	2.9
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.8	1.1	0.3	0.2	0.1

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmefachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die verbesserten technischen Standards der Neu- und Ersatzinvestitionen führen zu einer Abnahme der Gesamtenergienachfrage um 24.6 % in 2035 gegenüber 2000. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 4.5 %. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern (Brenn- und Treibstoffe) reduziert sich um 43.5 %, während die Nachfrage nach Erneuerbaren bei den Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizität) um 70.8 % steigt. Ihr Anteil an der Endenergienachfrage steigt somit von 5.7 % auf 13.0 %. (vgl. Tabelle 7-65)

Tabelle 7-65 **Szenario III Potenziale Ergebnisse**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	779.7	719.6	669.9	639.9	614.6
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.2	212.2	207.2	202.8	201.5	199.0
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	542.7	481.7	422.2	375.1	343.6	318.5
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	64.5	68.8	72.8	74.4	77.2	80.1

Prognos 2006

In Tabelle 7-66 ist die Nachfrage nach Energieträgern in der Zeitreihe aufgeschlüsselt und in Figur 7-52 optisch dargestellt.

Tabelle 7-66 **Szenario III Potenziale Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.2	212.2	207.2	202.8	201.5	199.0
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	199.5	173.9	150.1	128.5	111.1	95.5
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	104.6	103.8	100.5	96.3	93.4	90.3
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.5	5.1	4.7	4.4	4.1
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	6.1	5.9	5.8	5.6	5.5
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.3	17.1	17.5	17.6	17.6	17.0
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.7	31.4	31.4	30.8	30.4	29.9
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	13.9	13.5	13.2	12.3	12.0	11.6
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.5	2.5	3.6	4.3	5.1
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	9.0	11.0	13.1	15.2	17.0	18.7
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	126.0	86.7	60.3	47.2	41.7	39.0
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.5	99.3	93.5	85.5	79.8	76.3
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	9.4	10.6	10.7	11.5	12.8
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.4	3.7	4.1	4.4	4.6
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	779.7	719.6	669.9	639.9	614.6

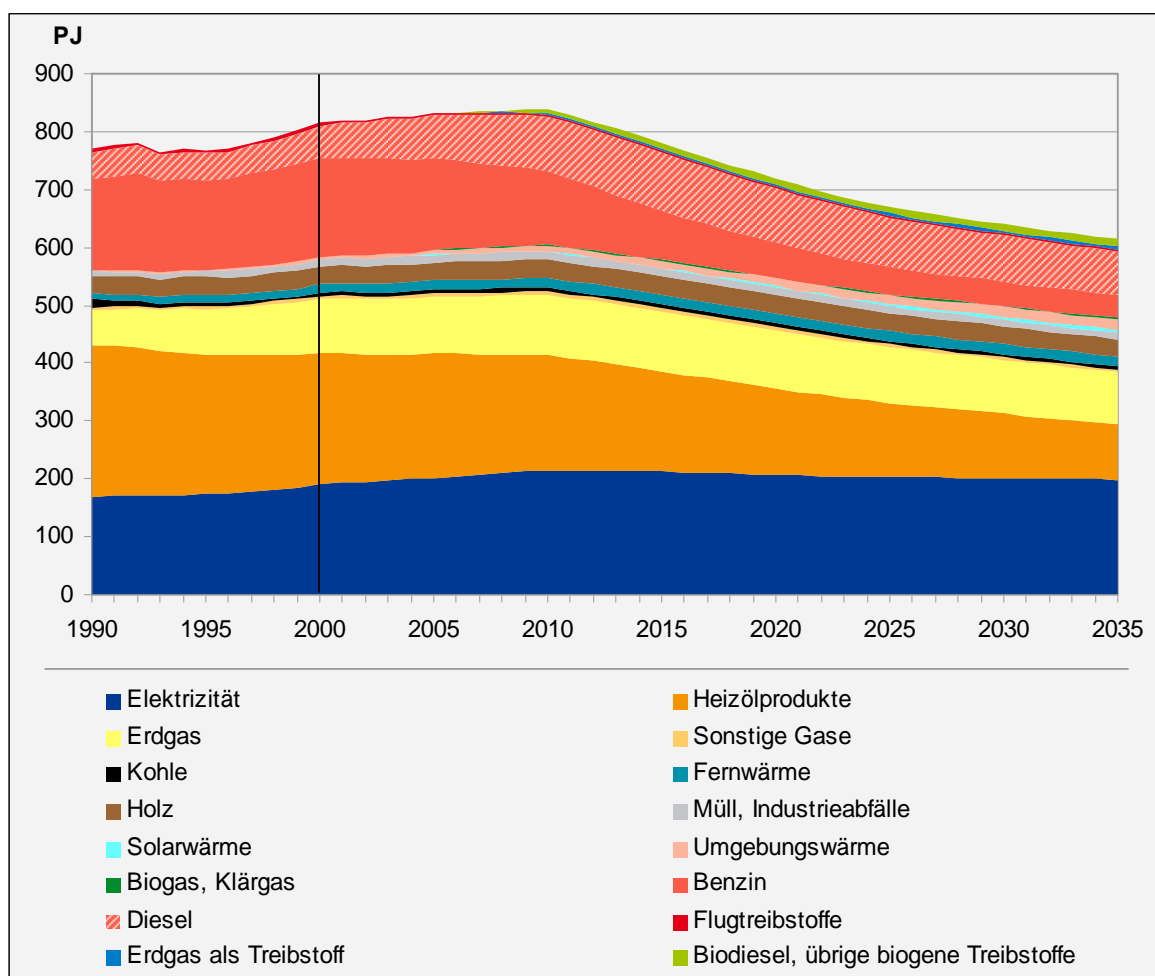
Prognos 2006

Die Endenergienachfrage insgesamt, aber auch einzelne Energieträger, weisen einen sehr deutlichen Knick bei der Absenkung ab 2011 auf. Dieser ist genau die Folge der Unstetigkeit in den spezifischen Energieverbräuchen der Neuzugänge.

Die in der Trendvariante deutliche Absenkung der gesamten Nachfrage (von 14.1 %) wird deutlich auf 24.6 % verstärkt. Die Dominanz von Elektrizität und fossilen Energieträgern in der Binnenaufteilung nach Energieträgern bleibt immer noch erhalten. Die Nachfrage nach Heizöl als Wärmeträger reduziert sich aufgrund von Effizienzmassnahmen und Substitutionseffekten vor allem in Richtung Holz und Wärmepumpen gegenüber der Trendvariante in 2035 nochmals deutlich (8.0 PJ, 7.8 %) und liegt damit in der Grössenordnung der Klimasensitivität, die Erdgasnachfrage reduziert sich gegenüber der Trendvariante deutlich (6.7 PJ, 6.9 %). Hierzu trägt vor allem die Tatsache bei, dass in den Neubauten, bei denen der Gasanteil in der Trendvariante noch vergleichsweise hoch ist (gestützt durch die Vergangenheitsentwicklung), in der Potenzialvariante signifikant weniger fossile Brennstoffe eingesetzt werden. Die fossilen Treibstoffe werden deutlich weniger nachge-

fragt: Benzin um 28.9 %, Diesel um 23.4 %. Die erneuerbaren Energieträger zeigen ein differenziertes Bild: Solarwärme wird um 0.9 PJ (20.3 %) stärker nachgefragt, alle anderen Brennstoffe und die erneuerbaren Treibstoffe aufgrund der Effizienzeffekte deutlich weniger: Umgebungswärme um 5.5 PJ (16 %), Holz 3.5 PJ (10.3 %), biogene Treibstoffe um 5.4 PJ (29.4 %).

Figur 7-52 **Szenario III Potenziale**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Aufteilung der Endenergienachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 7-67 und Figur 7-53 abgebildet.

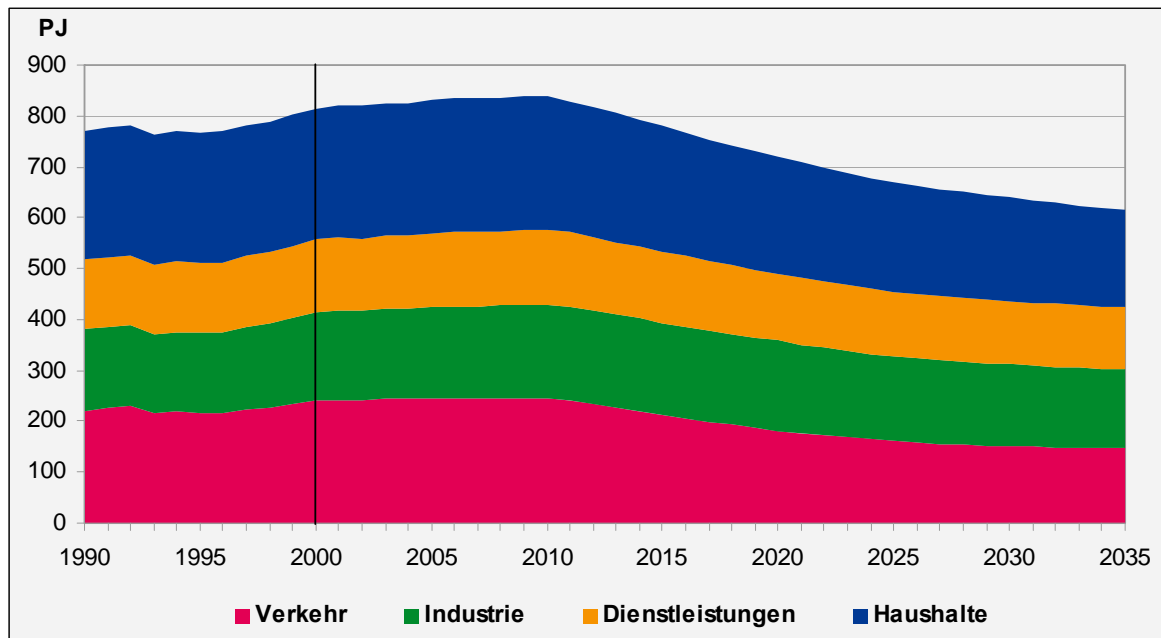
Tabelle 7-67 **Szenario III Potenziale**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	212.2	181.8	161.0	151.0	146.5
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.6	181.7	176.7	166.7	160.9	156.2
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	139.5	132.3	127.1	124.6	121.4
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	261.9	246.3	228.9	215.0	203.5	190.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	779.7	719.6	669.9	639.9	614.6

Prognos 2006

Der „Knick“ bei der Absenkung der Nachfrage zeigt sich deutlich im Verkehrssektor und setzt sich in den anderen Sektoren fort. Im Haushaltssektor ist er ebenfalls deutlich sichtbar.

Figur 7-53 **Szenario III Potenziale**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Im Verkehrssektor erfolgt eine Reduzierung der Nachfrage zwischen 2000 und 2035 in der Potenzialvariante um 39.1 % im Vergleich zur Reduktion um 19.1 % in der Trendvariante. Im Industriesektor erfolgt ein Reduktion um 10.8 % im Vergleich zu 8.3 % in der Trendvariante. Im Dienstleistungssektor beträgt die Nachfragereduktion 14.0 % im Vergleich zu einer Reduktion von 2.8% (Trendvariante), und im Haushaltssektor reduziert sich die Nachfrage um 26.3 % gegenüber 19.1 % in der Trendvariante. An dieser Stelle soll insbesondere darauf hingewiesen werden, dass sich hier zeigt, dass im Industriesektor die zusätzlichen Effizienzpotenziale begrenzt sind. Dies liegt vor allem an der Investitionsrationalität in diesem Sektor: In der Trendvariante wurde davon ausgegangen, dass die best-practice-Technologien bei Neuinvestitionen entsprechend ihrer Wirtschaftlichkeit angesichts der neuen Rahmenbedingungen (Energienlenkungsabgabe, wenige Vorschriften bezüglich der spezifischen Energieverbräuche von Querschnittstechnologien) umgesetzt werden. hier sind jenseits der entsprechenden Wirtschaftlichkeitsgrenzen wenig „schlummernde“ Potenziale anzunehmen. In den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen sind die Verhältnisse anders; insbesondere die definitorisch erhöhten Sanierungsraten und die Standards der Gebäude und Geräte verweisen auf erhebliche, selbst in der Trendvariante III nach wie vor gehemmte Potenziale wie Investor-Nutzer-Dilemmata, verpasste Investitionszeitpunkte sowie Investitionskonkurrenzen.

Die sektorale Aufteilung der Elektrizitätsnachfrage ist in Tabelle 7-68 und in Figur 7-54 abgebildet.

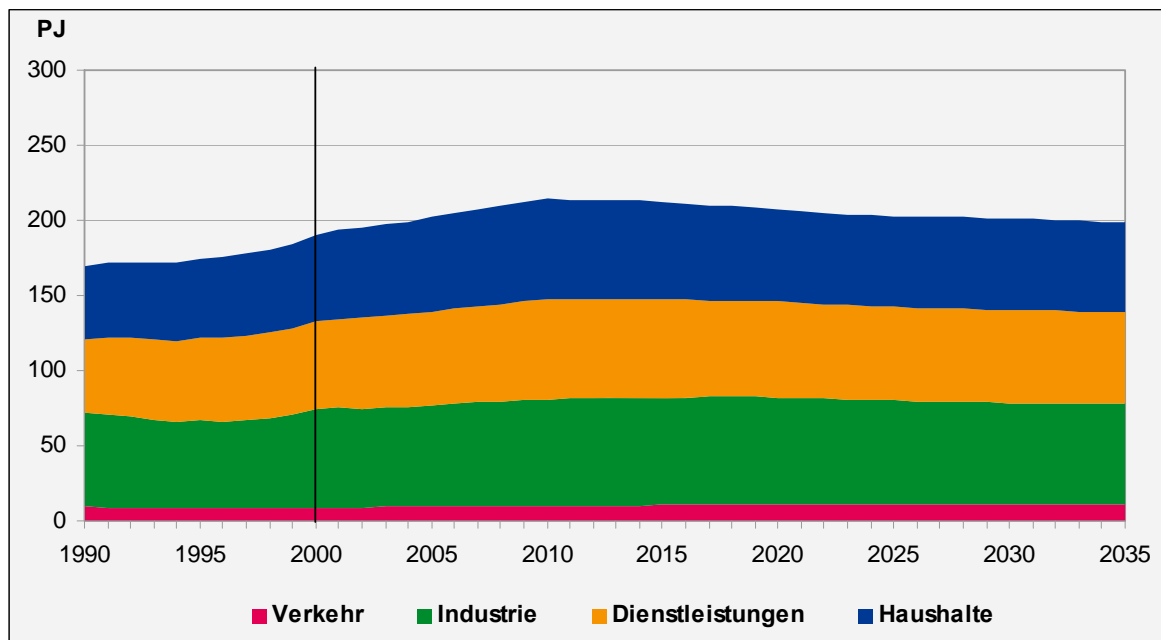
Tabelle 7-68 **Szenario III Potenziale**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	10.4	10.6	10.5	10.4	10.6
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	71.7	71.7	69.6	67.9	67.3
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.6	65.0	63.5	62.2	62.0	61.2
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.9	65.0	61.4	60.5	61.1	60.0
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	214.2	212.2	207.2	202.8	201.5	199.0

Prognos 2006

Auch hier lässt sich ein „Knick“ in 2011 ausmachen, der im Vergleich zur Trendvariante, in der die Elektrizitätsnachfrage ab diesem Zeitpunkt allmählich in eine Konstanz übergeht, zu einer Absenkung bis 2035 führt.

Figur 7-54 **Szenario III Potenziale**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Das Wachstum der Elektrizitätsnachfrage zwischen den Jahren 2000 und 2035 ist mit 4.5% gegenüber der Trendvariante (13.4 %) deutlich reduziert. Es setzt sich wie folgt zusammen: Die Entwicklung im Verkehrssektor ist mit einer Zunahme von 19.3 % unverändert. Dies liegt an den unterstellten gleichbleibenden Mengengerüsten (per Definition keine Veränderung im modal split). Im Industriesektor beträgt das Wachstum 3.1 % gegenüber 5.9 %, im Dienstleistungssektor 4.3 % im Vergleich zu 21.0 % in der Trendvariante. Hier zeigen sich also erhebliche technische Potenziale. Im Haushaltssektor beträgt das Wachstum 4.1 % im Vergleich zu 13.2 % in der Trendvariante. Hier gewinnt also deutlich Effizienz vor Substitution (Wärmepumpen), wobei in der Warmwasserbereitung auch von Elektrizität zu Solarthermie „wegsubstituiert“ wird.

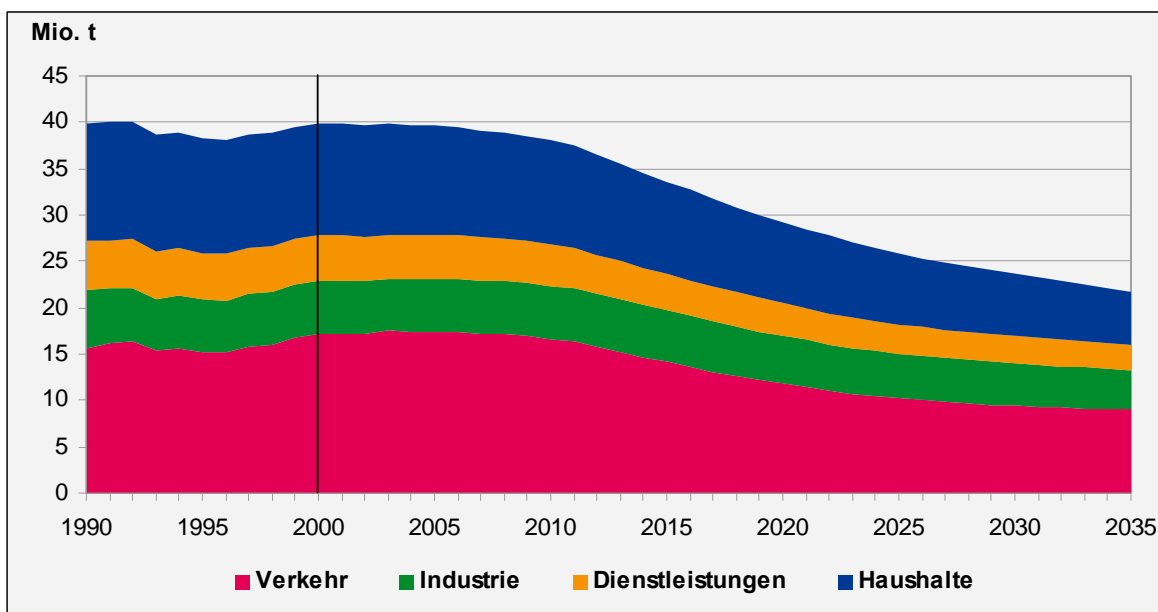
In Tabelle 7-69 und Figur 7-55 sind die CO₂-Emissionen, die aus der Nachfrage nach Brenn- und Treibstoffen resultieren (ohne Stromerzeugung), dargestellt.

Tabelle 7-69 **Szenario III Potenziale**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	14.1	11.8	10.2	9.4	9.0
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.5	5.2	4.8	4.5	4.3
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	3.9	3.5	3.2	3.0	2.8
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.2	10.0	8.8	7.7	6.6	5.7
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	33.6	29.3	25.9	23.6	21.8

Prognos 2006

Figur 7-55 **Szenario III Potenziale**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die Emissionen werden in 2035 gegenüber 2000 und 1990 um 43.9 % reduziert – im Vergleich zu 35.5 % in der Trendvariante. Die grössten Beiträge hierzu werden von den Sektoren Private Haushalte (mit 52.7 %, Trendvariante 46.2 %) aufgrund der Effizienzmöglichkeiten im Brennstoffbereich und Verkehr (47.4 %, Trendvariante 30.0 %) aufgrund der harten Emissionsvorgaben, die auch zu „downsizing“ in den Klassen führen, erbracht. Der Industriesektor trägt mit einer Reduktion von 25.6 % (Trendvariante 23.2 %) und der Dienstleistungssektor mit einer Reduktion um 43.9 % (Trendvariante 42.8 %) zur Reduktion bei.

In 2010 wird mit einer Reduktion um lediglich 4.5 % das Kyoto-Ziel deutlich verfehlt. Erst danach kehrt sich die Entwicklung deutlich.

Tabelle 7-70 zeigt die Veränderungen zur Trendvariante in den wesentlichen Kenngrößen.

Tabelle 7-70 **Szenario III Potenziale**
Veränderungen zu III Trend

	Veränderung in 2035 zu III Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-85.2	-12.2%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	-16.8	-7.8%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-4.0	-15.4%

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage reduziert sich aufgrund der strikten Umsetzung der technischen Vorgaben nochmals deutlich gegenüber der Trendvariante; aufgrund der Vorgaben der technischen Effizienz sowohl im Wärme- als auch im Strombereich reduzieren sich die sowohl die nachfrage nach fossilen Energieträgern als auch die Elektrizitätsnachfrage. Da bei den fossilen Brenn- und Treibstoffen zusätzlich zu den Effizienzoptionen auch noch Substitutionsmöglichkeiten zu Erneuerbaren Energieträgern bestehen, reduzieren sich die CO₂-Emissionen relativ nochmals stärker.

Tabelle 7-71 zeigt die Veränderung der wesentlichen Kenndaten gegenüber der Referenz, Szenario I Trend:

Tabelle 7-71 **Szenario III Potenziale**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-200.5	-24.6%	-216.2	-26.0%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	8.6	4.5%	-46.7	-19.0%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-18.1	-45.4%	-12.9	-37.2%

Prognos 2006

Die konsequente Ausschöpfung technischer Potenziale unter der Hypothese verschwundener Umsetzungshemmnisse zeigt in allen Bereichen deutliche Reduktionen gegenüber der Referenz.

Die gesamte Endenergienachfrage in 2035 wird gegenüber der Referenz um 26.0 % abgesenkt, der Rückgang der fossilen Energieträger beträgt 36.2 % gegenüber der Referenz, was mit dem Rückgang der CO₂-Emissionen um 37.2 % in der Größenordnung korrespondiert (die Reduktion der CO₂-intensiveren Brennstoffe ist stärker als die der weniger CO₂-intensiven). Sowohl der Gebäude- als auch der Verkehrssektor tragen zu dieser Entwicklung bei. Grundsätzlich ist die Qualität in den beiden Bereichen unterschiedlich: Bei den Gebäuden erfolgen deutliche Mehrinvestitionen in Effizienztechnik, bei den Fahrzeugen Klassenwechsel, die sogar zu deutlichen Minderinvestitionen führen können. Diese hängen jedoch vor allem mit energieunabhängigen und eher sozialprestigeorientierten Kriterien zusammen, die eine solche Entwicklung eher unwahrscheinlich erscheinen

lassen. Auch wenn dies explizit keine Reduktion der Mengenkomponten und damit keine Entwicklung in Richtung Suffizienz voraussetzt, mag eine solche Entscheidung manchem Akteur als deutlicher „Konsumverzicht“ erscheinen. Die erhebliche Grösse des hier identifizierten Reduktionspotenzials von 101.9 PJ (53.1 %) bei den fossilen Treibstoffen legt es nahe, sowohl die technischen Möglichkeiten als auch die sozialen Voraussetzungen in den Blick zu nehmen.

7.10.5 Sensitivitäten zu Szenario III im Vergleich

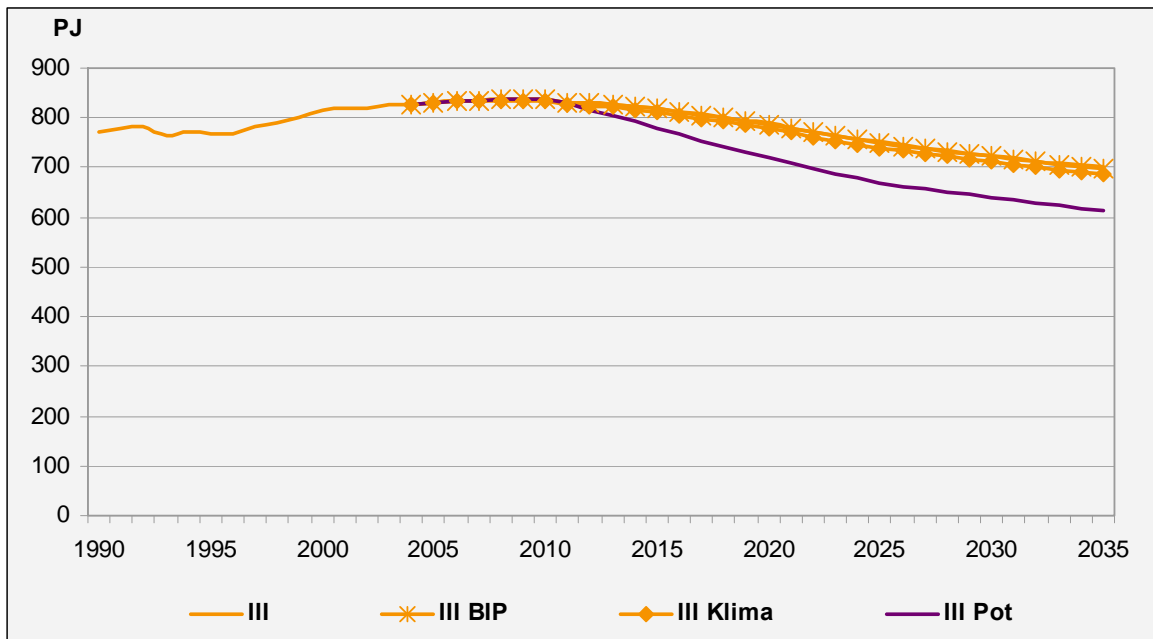
Der Fächer der gesamten Endenergienachfrage bewegt sich bei diesem Szenario in 2035 nicht um die Trendvariante, sondern liegt in allen Fällen unterhalb dieser. (Tabelle 7-72, Figur 7-56). In der Tabelle ist jeweils die Veränderung zur Referenz (Szenario I Trend) in der letzten Spalte mit abgebildet. Aufgrund der methodischen „Sonderposition“ der Potenzialvariante ist diese andersfarbig hervorgehoben.

Tabelle 7-72 **Szenario III**
Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ,
Veränderungen zu 2000 / III Trend und Ia Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu III Trend	Veränderung zu Ia Trend
III Trend	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	818.6	788.8	751.5	723.8	699.9	-14.1%		-15.8%
III BIP hoch	771.6	768.0	815.1	831.7	838.3	818.2	786.9	749.4	722.3	697.5	-14.4%	-0.3%	-16.0%
III Klima wärmer	771.6	768.0	815.1	831.7	833.7	811.4	778.8	739.9	711.4	687.3	-15.7%	-1.8%	-17.3%
III Potenzial	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	779.7	719.6	669.9	639.9	614.6	-24.6%	-12.2%	-26.0%

Prognos 2006

Figur 7-56 **Szenario III**
Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergienachfrage, in PJ



Prognos 2006

Aufgrund der Anlage der Sensitivität „BIP hoch“ zeigt sich hier, welche zusätzlichen Effizienzpotenziale ein erhöhtes Wirtschaftswachstum eröffnet, wenn es gezielt genutzt wird.

Die Sensitivität „Potenzial“ zeigt nochmals gehemmte technische Potenziale in erheblicher Grösse, gleichzeitig aber auch die Untergrenze dessen, was mit heute bekannter Technik bei konsequenter Umsetzung und ohne Veränderung der Mengeneffekte und des modal split erreicht werden kann. Die Grafik zeigt deutlich den Abstand der Potenzialvariante.

Bei der Elektrizitätsnachfrage ergibt sich folgendes Bild:

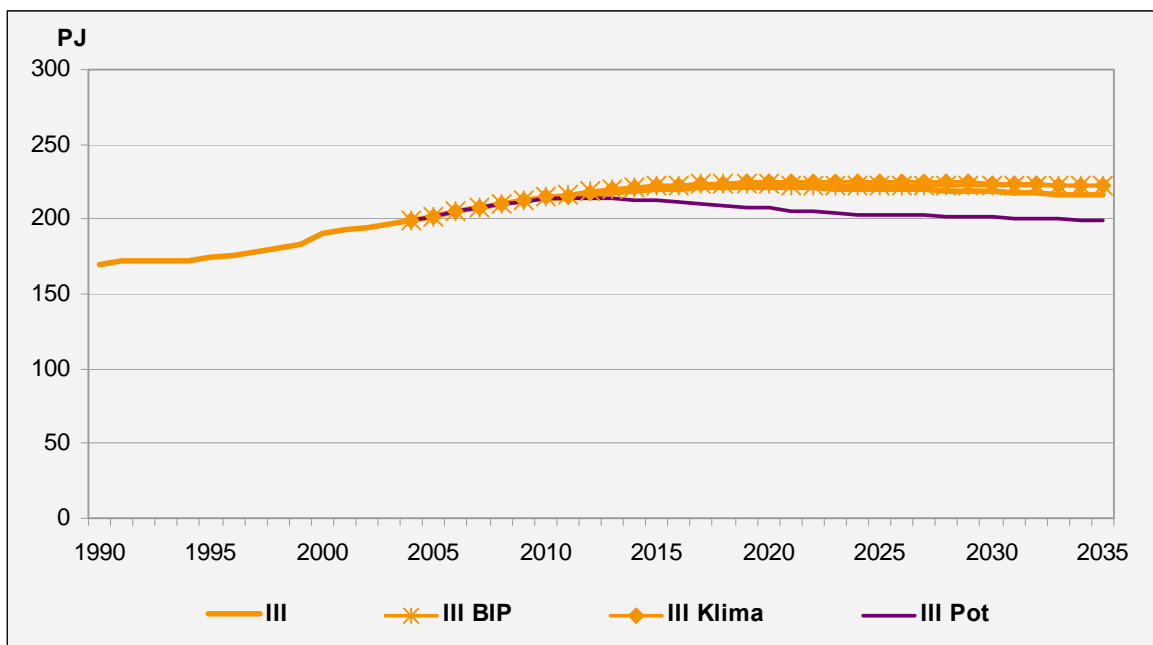
Tabelle 7-73 **Szenario III**
Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ,
Veränderungen zu 2000 / III Trend und Ia Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu III Trend	Veränderung zu Ia Trend
III Trend	169.6	174.2	190.3	202.2	214.4	219.9	221.8	220.0	218.5	215.8	13.4%		-12.2%
III BIP hoch	169.6	174.2	190.3	202.2	215.6	222.6	223.7	222.3	222.9	222.4	16.8%	3.1%	-9.5%
III Klima wärmer	169.6	174.2	190.3	202.2	215.4	222.1	225.1	224.5	224.3	222.8	17.1%	3.3%	-9.3%
III Potenzial	169.6	174.2	190.3	202.2	214.2	212.2	207.2	202.8	201.5	199.0	4.5%	-7.8%	-19.0%

Prognos 2006

Hier zeigt sich bei den bekannten Sensitivitäten „BIP hoch“ und „Klima wärmer“ eine Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage, bei der Potenzialvariante eine deutliche Verringerung gegenüber der Trendvariante. Die Erhöhung des BIP führt zu einer Elektrizitätsnachfragesteigerung gegenüber der Trendvariante nur mehr um 3.1 %, die Klimaerwärmung führt zu einer Nachfragesteigerung um 3.3 % (hauptsächlich der sommerlichen Klimatisierung geschuldet). Beide relativen Effekte sind geringfügig kleiner als in den Szenarien I und II. Die Potenzialvariante wiederum zeigt die verborgenen technischen Potenziale für eine echte Reduktion der Nachfrage.

Figur 7-57 **Szenario III**
Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage, in PJ



Prognos 2006

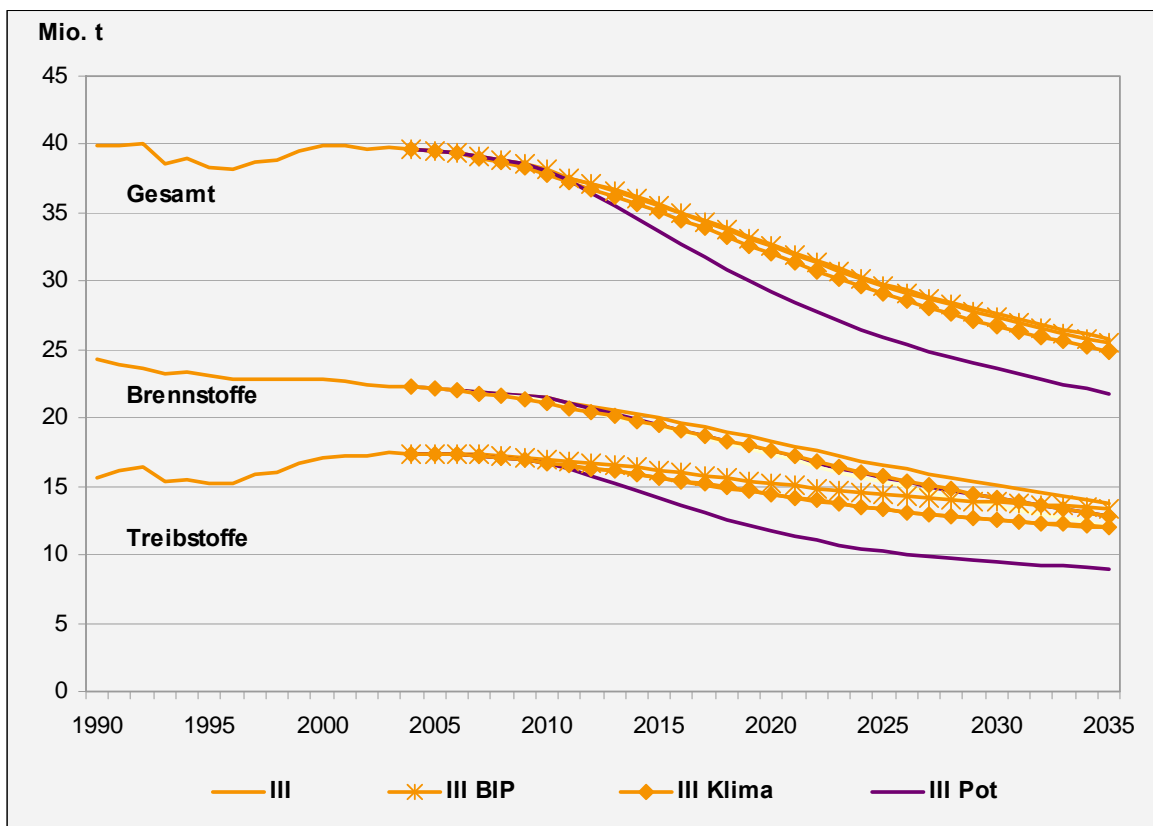
Da die Elektrizitätsnachfrage nicht mit CO₂ bewertet wird, bewegen die CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe, ohne Stromerzeugung) wie die Endenergienachfrage in den Sensitivitäten nur unterhalb der Trendvariante. Hier wird bei der Aufschlüsselung in Brenn- und Treibstoffemissionen deutlich sichtbar, dass die Emissionen des Verkehrssektors (Treibstoffe) in der Potenzialvariante aufgrund der deutlich veränderten Investitionen ein erhebliches Reduktionspotenzial aufweisen, gegenüber dem die Veränderungen durch das höhere BIP gering erscheinen. Die Entwicklungen im Brennstoffsektor liegen sehr nah bei einander; hier erscheinen die gehemmten Potenziale deutlich geringer. (Tabelle 7-74, Figur 7-58)

Tabelle 7-74 **Szenario III**
Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000 / III Trend und Ia Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu III Trend	Veränderung zu Ia Trend
III Trend	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	35.6	32.7	29.8	27.6	25.8	-35.5%		-25.8%
III BIP hoch	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	35.5	32.6	29.7	27.4	25.5	-36.2%	-1.2%	-26.7%
III Klima wärmer	39.9	38.4	39.9	39.6	37.8	35.1	32.0	29.0	26.7	24.9	-37.7%	-3.4%	-28.3%
III Potenzial	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	33.6	29.3	25.9	23.6	21.8	-45.4%	-15.4%	-37.2%

Prognos 2006

Figur 7-58 **Szenario III**
Sensitivitätsrechnungen CO₂-Emissionen der Nachfrage, in Mio. t



Prognos 2006

Die Wirkungen der jeweiligen veränderten „Treibergrossen“ der Sensitivitäten auf die einzelnen Endenergeträger in ihren relativen Entwicklungen zur Trendvariante ermöglicht es, wie in den Szenario I und II ein differenziertes Bild der Abhängigkeiten und Reaktionen

auf Impulse zu entwickeln. Die grundsätzlichen Voraussetzungen der Potenzialvariante lassen sich allerdings nicht in Treibergrossen quantifizieren.

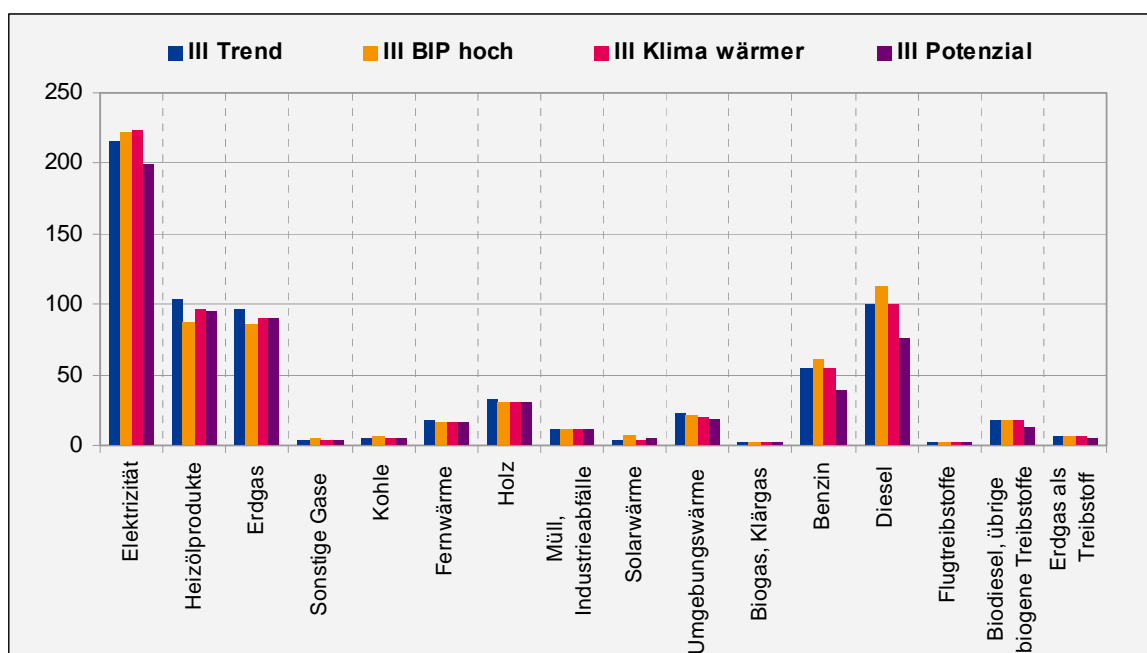
In Tabelle 7-75 und Figur 7-59 zeigt sich zunächst die grundsätzliche Robustheit des Energieträgermix im Szenario III gegenüber isolierten Variationen der Rahmenbedingungen bei etwa gleich bleibendem politischem Paradigma – und die möglichen Veränderungen bei der Darstellung der technischen Potenziale:

Tabelle 7-75 **Szenario III**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ

	III Trend	III BIP hoch	III Klima wärmer	III Potenzial
Elektrizität	215.8	222.4	222.8	199.0
Heizölprodukte	103.5	87.2	96.0	95.5
Erdgas	97.0	86.6	90.4	90.3
Sonstige Gase	4.3	4.8	4.3	4.1
Kohle	5.5	5.9	5.5	5.5
Fernwärme	17.9	16.8	16.6	17.0
Holz	33.4	30.2	31.0	29.9
Müll, Industrieabfälle	11.6	12.0	11.6	11.6
Solarwärme	4.2	7.0	3.9	5.1
Umgebungswärme	22.2	21.2	20.2	18.7
Biogas, Klärgas	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	54.9	60.8	55.2	39.0
Diesel	99.6	112.7	100.0	76.3
Flugtreibstoffe	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	18.2	18.2	18.2	12.8
Erdgas als Treibstoff	6.5	6.5	6.5	4.6
Insgesamt	699.9	697.5	687.3	614.6

Prognos 2006

Figur 7-59 **Szenario III**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ



Prognos 2006

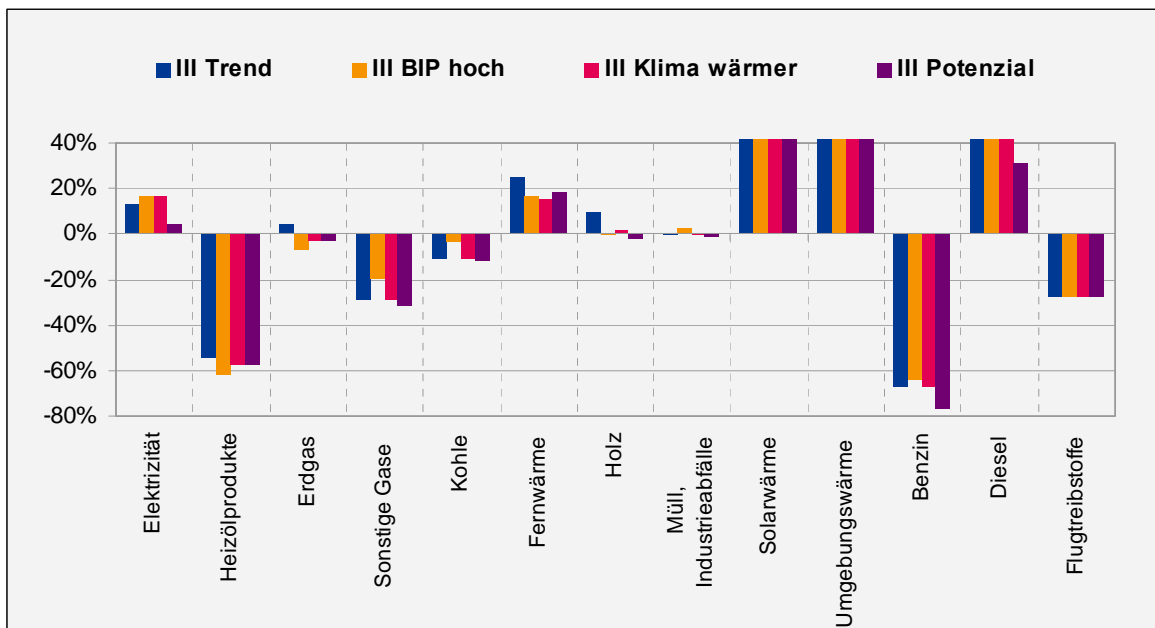
Bei den relativen Veränderungen im Zeitablauf innerhalb der einzelnen Sensitivitäten zeigt sich, dass bei den fünf dominierenden Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas als Brennstoff, Benzin und Diesel sich Streuungen um einen grundsätzlichen Trend ausbilden. Die BIP-hoch-Variante wirkt bei den Brennstoffen aufgrund der Rahmenannahmen reduzierend, bei den Treibstoffen hingegen steigernd. Alle anderen Varianten wirken bei den fossilen Energieträgern in unterschiedlichem Masse absenkend, selbst bei den Substitutionsgewinnern Erdgas und Diesel (Tabelle 7-76, Figuren 7-60, 7-61 in verschiedenen Skalierungen).

Tabelle 7-76 **Szenario III**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %

	III Trend	III BIP hoch	III Klima wärmer	III Potenzial
Elektrizität	13.4%	16.8%	17.1%	4.5%
Heizölprodukte	-54.3%	-61.5%	-57.6%	-57.9%
Erdgas	4.4%	-6.8%	-2.7%	-2.8%
Sonstige Gase	-29.0%	-19.8%	-29.0%	-31.5%
Kohle	-10.5%	-4.1%	-10.9%	-11.5%
Fernwärme	24.8%	16.7%	15.7%	18.3%
Holz	9.5%	-0.8%	1.9%	-1.8%
Müll, Industrieabfälle	-0.6%	2.5%	-0.7%	-1.0%
Solarwärme	1153.0%	1970.0%	1039.4%	1407.4%
Umgebungswärme	404.0%	388.2%	363.6%	323.3%
Benzin	-67.6%	-64.1%	-67.4%	-76.9%
Diesel	71.7%	94.2%	72.3%	31.5%
Flugtreibstoffe	-27.7%	-27.7%	-27.7%	-27.7%
Insgesamt	-14.1%	-14.4%	-15.7%	-24.6%

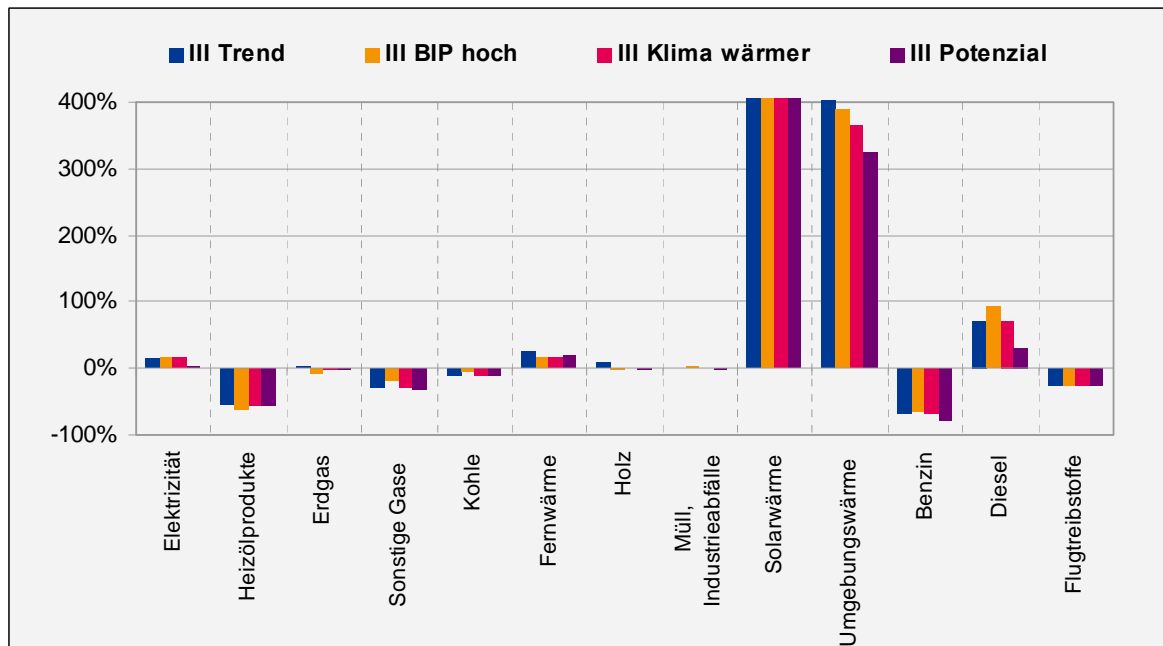
Prognos 2006

Figur 7-60 **Szenario III**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)



Prognos 2006

Figur 7-61 **Szenario III**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

Bei den erneuerbaren Wärmeträgern wirken aufgrund der Effizienzorientierung (auch der Sensitivität BIP hoch) alle Sensitivitäten reduzierend, mit Ausnahme der Solarwärme – wegen des Einsatzes bei der Warmwasseraufbereitung. Das hohe relative Wachstum der erneuerbaren Energieträger Solarwärme und Wärmepumpe darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass die absolute Nachfrage und der Anteil am Mix in Szenario III in allen Sensitivitäten immer noch vergleichsweise gering ist, wenn sie auch gegen Ende des Betrachtungszeitraums im Energieträgermix sichtbar werden. Bei den biogenen Treibstoffen kann aufgrund des Fehlens im Mix im Jahr 2000 keine Wachstumsrate angegeben werden.

Bei einer Betrachtung der relativen Veränderungen in 2035 gegenüber der Trendvariante zeigen sich die verschiedenen Abhängigkeiten und somit möglichen „Stellschrauben“ nochmals deutlicher. Hier muss allerdings aufgrund der mit allen Modellierungen verbundenen Unschärfen und der z. T. kleinen Werte vor einer Überinterpretation der Ergebnisse gewarnt werden. (Tabelle 7-77, Figur 7-62)

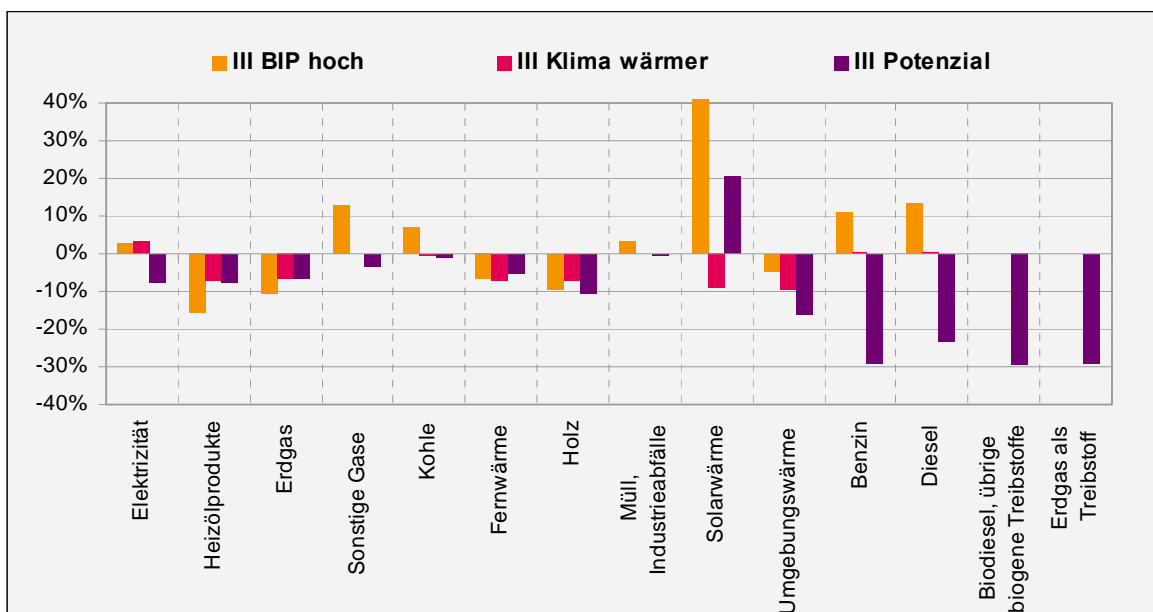
Tabelle 7-77 **Szenario III**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %

	III BIP hoch	III Klima wärmer	III Potenzial
Elektrizität	3.1%	3.3%	-7.8%
Heizölprodukte	-15.8%	-7.3%	-7.8%
Erdgas	-10.7%	-6.8%	-6.9%
Sonstige Gase	13.0%	0.0%	-3.4%
Kohle	7.2%	-0.5%	-1.1%
Fernwärme	-6.4%	-7.3%	-5.2%
Holz	-9.4%	-7.0%	-10.3%
Müll, Industrieabfälle	3.1%	-0.1%	-0.3%
Solarwärme	65.2%	-9.1%	20.3%
Umgebungswärme	-4.5%	-9.4%	-16.0%
Benzin	10.9%	0.5%	-28.9%
Diesel	13.1%	0.4%	-23.4%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0%	0.0%	-29.4%
Erdgas als Treibstoff	0.0%	0.0%	-29.0%
Insgesamt	-0.3%	-1.8%	-12.2%

Prognos 2006

In der grafischen Darstellung wurde die Skala so gewählt, dass bei den meisten Energieträgern die Veränderungen sichtbar sind und auf eine Abbildung der extremen Wachstumsraten bei den Biotreibstoffen verzichtet.

Figur 7-62 **Szenario III**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skala)



Prognos 2006

Das erhöhte BIP hat lediglich eine relative Zunahme der Energieträger Elektrizität (gering), sonstige Gase, Kohle, Müll (aufgrund der höheren industriellen (Produktionsmen-

gen, auf sehr geringem Gesamtniveau), Solarwärme sowie der fossilen Treibstoffe zur Folge. Die Sensitivität „Klima wärmer“ führt zu einer kühlungsbedingt verstärkten Nachfrage bei der Elektrizität. In der Potenzialvariante erfahren alle Energieträger mit Ausnahme der Solarwärme eine effizienzbedingte Reduktion.

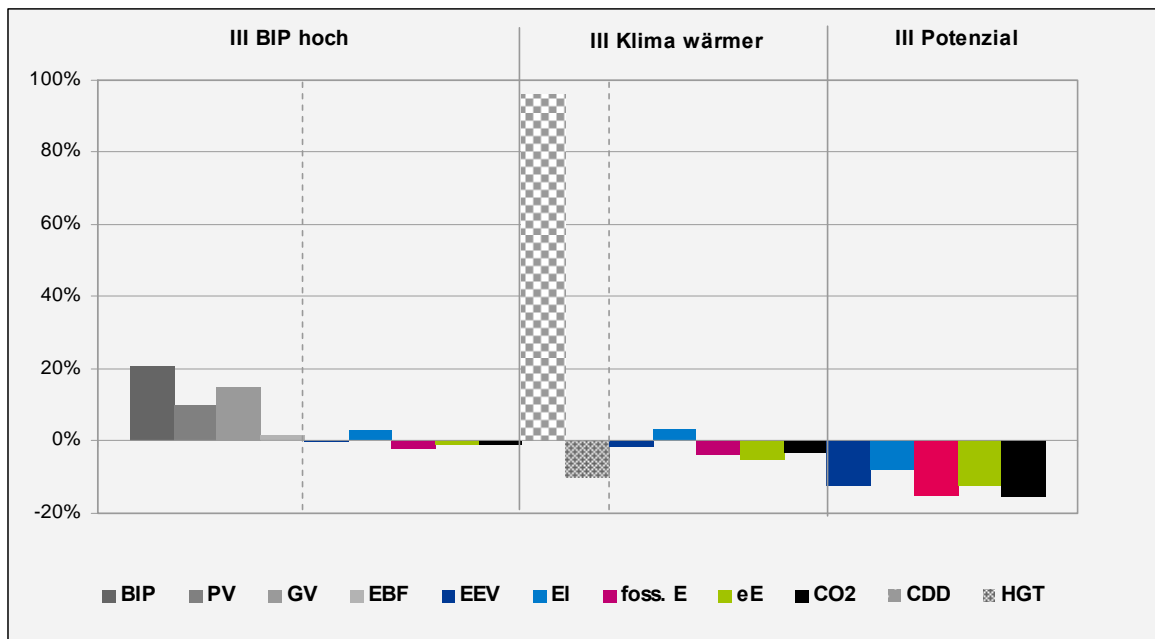
Eine Korrelation der variierten Treibergrößen mit den relativen Veränderungen der Sensitivitäten führt zu einer Einschätzung der Reagibilitäten der wesentlichen Ergebnisgrößen und somit zu einer metaphorischen modellempirischen Elastizität (Tabelle 7-78, Figur 7-63). Bei der Potenzialvariante gibt es keine veränderten Treibergrößen und die Potenzialannahme „vollständige Ausschöpfung“ lässt sich nicht in einer Größe quantifizieren.

Tabelle 7-78 **Szenario III**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %

	Varierte Grösse	Δ 2035/III Trend	Endenergie-nachfrage	Elektrizität	Fossile Energieträger	Erneuerbare Energieträger	CO ₂ -Emissionen
III BIP hoch	BIP	21.0%					
	Personenverkehr	10.3%	-0.3%	3.1%	-1.8%	-1.1%	-1.2%
	Güterverkehr	14.9%					
	Energiebezugsfläche	1.7%					
III Klima wärmer	Heizgradtage	-10.0%	-1.8%	3.3%	-3.6%	-5.2%	-3.4%
	CDD	96.0%					
III Potenzial			-12.2%	-7.8%	-14.9%	-12.6%	-15.4%

Prognos 2006

Figur 7-63 **Szenario III**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber III Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

Die Reaktionsrichtungen sind bei der Klimasensitivität analog ausgeprägt wie in den Szenarien I und II, allerdings sind die Größenordnungen der Reaktionen geringfügig verringert. Die BIP-Impulse wirken aufgrund der bewussten zusätzlichen Effizienzorientierung nur bei der Elektrizität steigend, bei allen anderen Größen, die erneuerbaren Energie-

träger eingeschlossen, absenkend. Die Potenzialvariante zeigt technische Möglichkeiten der Reduktion. Insbesondere wird deutlich, dass Substitution in die Elektrizität keine Notwendigkeit ist, sondern durch Effizienz ersetzt werden kann. Die Implikationen der Annahmen für den Treibstoffsektor legen nahe, dass an dieser Stelle eine sehr offene gesellschaftliche Diskussion angestoßen werden sollte.

7.10.6 Sensitivitäten Elektrizitätsangebot

7.10.6.1 Sensitivitäten BIP hoch, Klima wärmer, Potenzialvariante

Bei den Sensitivitäten der Nachfrage „Preis 50 \$“ und „BIP hoch“ steigen die Unterschiede bis 2035 im Vergleich zur Nachfrage im Szenario III Trend bis max. 1.8 TWh/a (Sensitivität Klima wärmer). In der Sensitivität Klima Wärmer ist das Angebot aufgrund des reduzierten Wasserdargebots sowie der reduzierten Kühlungsmöglichkeiten in 2035 um 0.7 TWh_{el} geringer als im Referenzfall. In der Potenzialvariante ist die Nachfrage um 4.7 TWh reduziert.

Modellrechnungen des Zubaus liegen für diese Sensitivitäten nicht vor. Jedoch lässt sich aus den Unterschieden der Lücken und dem Exportüberschuss im Referenzfall die zusätzlich benötigte Arbeit bzw. die Zahl der zusätzlich benötigte Kraftwerke, zumindest für die zentralen Varianten A und C sowie die Variante G Import ableiten. In der Variante A wird in 2035 geringfügig importiert, bei erhöhter Nachfrage wie bei den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer werden die Importe durch ein zusätzliches Kernkraftwerk ersetzt, so dass die Anzahl der Kernkraftwerke in der Variante A in diesen Sensitivitäten zwei beträgt. Der Löwenanteil der Produktion dieses zweiten Kernkraftwerks wird dann allerdings exportiert. Auch in der Variante C wird ein zusätzliches Kraftwerk benötigt, die Anzahl der Kombikraftwerke beläuft sich dann insgesamt auf fünf Kombikraftwerke. In der Variante G nehmen die Importe bis 2035 bis auf 13.2 TWh_{el} in der Sensitivität BIP Hoch bzw. 14.2 TWh in der Sensitivität Klima Wärmer zu, gegenüber 11.5 TWh_{el} im Referenzfall. In den anderen Varianten (D, E, C&E und D&E) kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau zumindest proportional mit der Stromlücke zunimmt. Da der Auslegungszeitpunkt jedoch nicht 2035 sondern 2023 bzw. 2031 ist, kann der Zubau auch überproportional zunehmen. Mit der Potenzialvariante kann in den Variante C und C&E jeweils ein Gas-kraftwerk eingespart werden (Tab. 7-79).

Tabelle 7-79 **Szenario III**
Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Nachfragesensitivitäten

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Trend	1 KKW	4 GuD *	17.4 TWh fossile WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GuD * 8.1 TWh EE	12.1 TWh fossile WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW _{el})
BIP Hoch	2 KKW	5 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	13.2 TWh Importe (2'200 MW _{el})
Klima Wärmer	2 KKW	5 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	14.2 TWh Importe (2'366 MW _{el})

Bem. Sensitivitäten: keine Modelldaten, sondern Interpolationen

Prognos 2006

7.10.6.2 Sensitivität Laufzeitverkürzung KKW 40 Jahre

Bei einer Betriebsdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren vergrössert sich die Lücke im Winterhalbjahr von 11.3 auf 20.5 TWh_{el}, da die Stilllegung aller Kernkraftwerke nun innerhalb des Zeitraumes bis 2035, in dem auch die Bezugsrechte auslaufen, erfolgt.

Eine vollständige Schliessung der Lücke durch erneuerbaren Energien oder fossilthermische Kraftwerke durch das verfrühte Eintreten der Lücke nicht möglich. In der Variante G Import ist eine Schätzung der Höhe der neuen Importen direkt aus der Zunahme der Lücke. Berechnungen dieser Sensitivität wurden mit den Angebotsvarianten C und C&E durchgeführt. Die Berechnungen zeigen, dass in der Variante C an Stelle von vier Kombikraftwerken im Referenzfall nun acht Kombikraftwerke benötigt werden. In der Variante C&E werden im Vergleich zur gleichen Variante im Referenzfall ein Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk mehr zugebaut, und wurde getrachtet die restliche Lücke mit erneuerbaren Energien zu decken. Der Beitrag der erneuerbaren Energien ist in diesem Fall ähnlich wie der Beitrag im Referenzfall der Variante E.

7.10.6.3 Sensitivität Laufzeitverlängerung KKW 60 Jahre

Die Deckungslücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, so dass dies zu fast gleichen Ergebnissen wie im Referenzfall führt. Das zeitliche Auftreten der Lücke (2018 - 2035) entschärft sich. Wie in Szenario I kann in der Variante B durch die geringere „zwischenzeitliche“ Lücke modelltechnisch ein Kombikraftwerk eingespart werden.

Eine Voraussetzung für diese Sensitivität ist die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke. Dies würde zur Erhöhung der Nachrüstungskosten der (bestehenden) Kernkraftwerke führen

Eine Zusammenfassung der Angebotssensitivitäten zeigt Tabelle 7-80.

Tabelle 7-80 **Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität**

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
KKW 50/60 Jahre (Referenz)	1 KKW	4 GuD *	17.4 TWh fossile WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GuD * 8.1 TWh EE	12.1 TWh fossile WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW _{el})
KKW 40 Jahre	- ¹⁾	8 GuD *	- ²⁾	- ²⁾	4 GuD * 19.1 TWh EE	n.b.	25.0 TWh Importe (4'166 MW _{el})
KKW 60 Jahre	1 KKW	4 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	11.5 TWh Importe (1'913 MW _{el})

¹⁾ Ausstieg aus der Kernenergie, keine neuen KKW

Prognos 2006

²⁾ nicht machbar

EE: Photovoltaik, Wind, Geothermie, Holz, Biogas, Klärgas, Abfall (50%) und Wasserkraft bis 10 MW_{el}

KKW: Kernkraftwerke zu 1'600 MW_{el}

GuD: Erdgas-Kombikraftwerke (Chavalon zu 357 MW_{el} und weitere Anlagen zu 550 MW_{el})

WKK: v.a. erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

GWK: Grosswasserkraftwerke (über 10 MW_{el})

* mit Holzgaszuführung in Erdgas-Kombikraftwerken, ausser das Projekt Chavalon

7.11 Instrumente

Als zentrales Instrument ist die Energielenkungsabgabe definiert, die die Endenergiepreise der fossilen Energieträger verdoppelt – Heizöl um 51 Rp./l auf 1.01 CHF/l, Benzin um 1.4 CHF/l auf 2.81 CHF/l in 2035 für Haushalte – und für Strom um den Faktor 0.5 gegenüber dem Preisszenario „30 \$“ um 9 Rp./kWh auf 27 Rp./kWh erhöht. Als Lenkungsabgabe aufkommensneutral, d.h. das Aufkommen wird (zumindest grösstenteils) an die Privaten Haushalte und die Unternehmen rückverteilt, beispielsweise als Zuschüsse zur AHV. Möglich ist auch, den Haushalten und der Wirtschaft zugute kommende Infrastrukturmassnahmen mit zu finanzieren oder verstärkt Forschungsförderung zu betreiben.

Neben diesem Leitinstrument sind weitere Instrumente sinnvoll, vor allem bei verbindlichen Standards im Bau- und Gerätebereich, um die „best-practice“-Strategie auch de facto durchzusetzen.

Wie bereits eingangs in Kapitel 7.1 erwähnt, kann die Schweiz eine so hohe Lenkungsabgabe nicht „im Alleingang“ einführen, ohne ihre Wirtschaft zu gefährden oder zumindest vorübergehend Wettbewerbsnachteile in Kauf zu nehmen. Deshalb muss diese Lenkungsabgabe im internationalen Kontext eingebettet sein.

Zu diesem internationalen Kontext gehört, dass sich die Weltgemeinschaft und vor allem alle Industrienationen einschliesslich der Anschluss- und Schwellenländer stärker und verbindlicher als bisher allgemein akzeptierte energie- und umweltpolitische (und deutlich über Kyoto-Vereinbarungen hinausgehende) Ziele setzen und diese auch erreichen. Ein Nichteinhalten müsste Sanktionen nach sich ziehen.

Voraussetzung im Inland ist deshalb eine internationale Harmonisierung der schweizerischen Energielenkungsabgabe, der nationalen Einflussnahme auf internationale Zielsetzungen und Programminhalte im Energie- und Umweltbereich sowie die Beteiligung der Schweiz am europäischen und internationalen CO₂-Handel und an internationalen Energie- und Umweltforschungsprojekten.

Dazu gehört auch, dass sich die Schweiz gesetzlich festgelegte anspruchsvolle und eindeutige quantifizierte Energie- und Umweltziele setzt, um potenziellen Investoren im Gebäude-, Geräte-, Anlagen- und Fahrzeugbereich Investitionssicherheit zu bieten. Die Ziele müssen in sich stimmig definiert und aufeinander abgestimmt sein, wobei „im Vorfeld“ die sektorspezifischen (Industrie, Dienstleistungen, Haushalte, Verkehr und die wichtigsten Umwandlungsbereiche) Gegebenheiten bei der konkreten Festlegung zu berücksichtigen sind.

Im Gebäudebereich werden die durch die Abgabe gesetzten Preissignale durch ordnungsrechtliche Instrumente ergänzt. Hierzu gehören die kantonalen Bauvorschriften (MuKE) ebenso wie die Normen und Regelwerke der SIA. Gegenüber den Szenarien I und II sind erheblich schnellere Absenkungen der Heizwärmebedarfe mit entsprechend niedrigen Grenz- und Zielwerten gefordert (gebäudeseitiger Heizwärmebedarf kurz- bis mittelfristig leicht über und langfristig auf dem heutigen MINERGIE-Niveau und unabhängig vom zu installierenden Heizsystem; bei den Sanierungen wird längerfristig das Niveau der heutigen MINERGIE-Sanierungsanforderungen angestrebt, aber nicht ganz erreicht). Verbindlichkeit und Vollzugskontrolle ist dabei nicht nur im Bereich der Neubauten, sondern auch und vor allem bei den Sanierungen entscheidend.

Derartige Normen und Regelwerke sind wie schon bisher in nicht zu langen Zeitabständen zu aktualisieren und dem technischen Fortschritt entsprechend anzupassen. Dies betrifft nicht nur die gebäuderelevanten baulichen Massnahmen, sondern auch Heizanlagen und zukünftig weit stärker als heute auch die Klimatisierungsgeräte. Auch wenn sich damit vermutlich nur kleinere Sparpotenziale realisieren lassen, ist es sinnvoll, die LRV zu überarbeiten und den neueren Entwicklungen anzupassen. Auch sollte die LRV bislang nicht erfasste Energieträger einschliessen.

Wesentlich im Bereich der Sanierungen ist es, dass es gelingt, alle oder zumindest einen grossen Teil der bislang als „Pinselsanierung“ durchgeführten Erneuerungen in vollwertige energetische Sanierungen zu überführen. Hierzu könnten ggf. eine Bewilligungspflicht für den Teil der Pinselsanierungen helfen, der ehemals ein Gerüst notwendig macht. Fallen die Gerüstkosten auch ohne energetische Sanierung an, liegen die Zusatzkosten einer energetischen Sanierung niedriger und es wäre damit wahrscheinlicher, dass verstärkt auch energetisch saniert wird.

Im Mietrecht bzw. auf den Immobilienmärkten sollte das Augenmerk dort, wo dies noch nicht der Fall ist, auf die Warmmieten und den expliziten Energieverbrauch bzw. die Energiekosten anstelle der bisher häufig noch im Vordergrund stehenden Kaltmieten gelenkt werden, was dazu führen wird, dass stärker als bisher auch die Energiekosten bzw. der Energieverbräuche entscheidungsrelevant werden. Die Kosten für energetische Sanierungsmassnahmen sollten in einem angemessenen Zeitraum und zu einem angemessenen Anteil auf die Mieter umgelegt werden können. Hier könnte ein Gebäudepass (wie in Szenario II als Massnahme aufgeführt) zusätzliche Anreize ausüben und mehr Transparenz speziell über die Energiekosten einer Wohnung oder eines Gebäudes schaffen.

Seit 2002 müssen in der Schweiz Energieverbrauch und weitere Geräteeigenschaften von Haushaltgeräten mit der Energieetikette deklariert werden. Die rechtliche Basis dazu bildet die Energieverordnung. Die Energieetikette gilt derzeit für folgende Geräte: Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Wäschetrockner (Tumbler), Wasch-Trockenautomaten, Geschirrspüler, Backöfen, Lampen (Leuchtmittel). Die Anforderungen an die Geräteeffizienz sollten (im europäischen Kontext) dynamisiert werden (Überprüfung und ggf. Aktualisierung beispielsweise alle fünf bis höchstens zehn Jahre) und dort, wo die Spannweite des Energieverbrauchs innerhalb der Geräteklasse A sehr breit geworden ist und noch keine besseren Geräteklassen als A definiert sind, um zusätzliche Effizienzklassen (A+, A++, Asuper oder ähnliches) erweitert werden. Parallel dazu bieten die heute schon vorhandenen gesetzlichen Rahmenbedingungen (Warendeklarationen, Qualitätsstufen und Zulassungsbeschränkungen) die Möglichkeit, ineffizienten Geräten den Marktzugang zu versagen. Weitere relativ verbrauchsintensive Elektrogeräte (Kaffeemaschinen, Kochherde, Antennenverstärker o.ä.), d.h. Geräte, die hohe spezifische Betriebsverbräuche aufweisen oder permanent netzgebunden sind, könnten ergänzend kategorisiert werden.

Besonders Augenmerk ist dabei dort angebracht, wo der Nutzer keinen entscheidungsrelevanten Einfluss auf die Geräteauswahl ausüben kann: in den mehr oder weniger komplett vom Vermieter mit den wichtigsten Elektrogeräten ausgestatteten Mietwohnungen, aber auch in extern bewirtschafteten Dienstleistungsgebäuden.

Im Dienstleistungssektor gilt es, die SIA 380/4 konsequent umzusetzen und allmählich zu verschärfen.

Im Industriesektor gelten ab 2011 Effizienzvorschriften, die die Verluste im Motor selbst im Durchschnitt halbieren.

Im Bereich der Unterhaltungsgeräte existieren derzeit keine Energieetiketten. Im Rahmen des auch zukünftig fortzuführenden Programms EnergieSchweiz oder seiner Nachfolger gilt heute das Ziel, das Label Energy Star für Konsumenten- und Büroelektronik in der Schweiz einzuführen. Die Anforderungen an den Energy Star sind nach heutigem Erkenntnisstand aber wenig anspruchsvoll und genügen ambitionierten Zielvorstellungen nicht. Hier sind stringendere Anforderungen notwendig.

Bei der Konsumenten- und Büroelektronik ist es vor allem der stand-by-Verbrauch, der heute noch in vielen Geräten übers Jahr gesehen unnötig viel Elektrizität verbraucht, vor allem dann, wenn diese Geräte nicht über „harte“ Schaltnetzteile und „echte“ Ein-/Ausschalter verfügen: dann lassen sich diese – ohne zusätzliche schaltbare Netzleisten zwischen Stromnetz und Gerät – auch bei Nichtgebrauch nicht energiesparend vom Netz trennen. Darüber hinaus bestehen zwischen den stand-by-Verbräuche für vergleichbare Geräte innerhalb einer Gerätekategorie teilweise erhebliche Unterschiede, die darauf schliessen lassen, dass auch im stand-by-Betrieb intelligente und weniger intelligente bzw. energiesparende und nicht energiesparende Lösungen angeboten werden. Der Reduktion dieser Verbräuche kommt in Szenario III (und noch mehr in Szenario IV) grosse Bedeutung zu. Lösungsansätze können Zulassungsbeschränkungen, Mindeststandards, Verbrauchskennzeichnungspflichten, gegebenenfalls auch Vereinbarungen mit den Herstellern oder Importeuren sein.

Szenario III geht sowohl bei den Haushaltsgeräten als auch bei der Konsum- und Büroelektronik davon aus, dass die „Bestgerätetechniken“ sich durch eine entsprechende Ausgestaltung der Instrumente bzw. dafür zur Verfügung stehenden konkreten Massnahmen und Ansatzpunkte sukzessive durchsetzen lässt.

Da Elektrowärme über Widerstände (Speicher- und Direktheizungen) derzeit nicht bewilligungspflichtig ist, kann diese auch zukünftig sowohl im Neubau als auch und gerade in der Sanierung/Erneuerung oder beim Heizungsersatz von alten Einzelofenheizungen zum Einsatz kommen, nicht zuletzt auch deshalb, weil diese Einzelgeräte sehr geringe Investitionen erfordern, so dass ein Betrieb auch dann wirtschaftlich sein kann, wenn dafür der normale Stromtarif zu zahlen ist: im Vergleich zu Zentralheizungen sind die Heizwärmebedarfe von einzelofenbeheizten Wohnungen bei gleicher energetischer Qualität der Wohnungen signifikant niedriger, weil im allgemeinen weniger Fläche (beheizt wird nur ein Teil der Wohnung, nicht wie bei der Zentralheizung die gesamt Fläche), weniger lange (in der Übergangs- und der Heizzeit) und weniger warm (geringere mittlere Innentemperaturen) geheizt wird. Da eine Ausweitung der Elektrowärme auch aus Gründen der zukünftigen Netzbelastung (mehr Elektrogeräte, mehr Wärmepumpen, mehr Klimageräte) nicht erwünscht ist, ist diesen potenziellen Substitutionsgewinnen durch Bewilligungspflichten, Vereinbarungen mit der Stromwirtschaft, ggf. auch Marktzulassungsbeschränkungen für elektrische Radiatorenheizkörper und ähnliche Elektroheizungen entgegen zu wirken.

Unterstützt werden sollte das Stromsparen durch ein Tarifsysteem, das keine Vorzugstarife für Grossabnehmer, seien es Elektroheizungen, Wärmepumpen, Klimageräte oder Elektro-Warmwasserboiler bietet. Gleiches gilt auch für die übrigen Energieträger. Preis- oder Tarifvorteile sollten sich auf die realen Kostendifferenzen beschränken.

Im Verkehrssektor wird unterstellt, dass mit europäisch harmonisierten Vorschriften die Verbräuche (und damit die CO₂-Emissionen im Verkehr je Klasse bis 2020) im Vergleich zur heute beobachtbaren Entwicklung etwa um einen Faktor 3 beschleunigt werden (Neuwagen der kleineren Klassen erreichen z.B. einen mittleren Ausstoss von 100 g/km).

Weniger griffig, aber zur Erreichung der niedrigen Energieverbräuche von Szenario III nicht unwichtig sind die indirekten Einflussnahmen auf den Energieverbrauch, etwa durch die Raumordnungs- oder Siedlungspolitik. Stichworte hierzu sind etwa „Verdichtetes Bauen“, „Quartiersanierungen“, „Nahwärmesysteme“ mit heimischen Energieträgern, stärkere Durchmischung von Wohn- und Arbeitsquartieren, was durchaus nennenswerte, wenn auch kaum eindeutig quantifizierbaren Beiträge zur Verminderung von Energie- und Umweltbelastungen nicht nur im Wohnbereich, sondern auch im Verkehrssektor (z.B. Einkaufs-, Berufsverkehre) leistet. Wie bereits in Kapitel 7.1 dargelegt, erfordern die im Vergleich zur bisherigen Entwicklung erheblich grösseren Einsparnotwendigkeiten eine veränderte Grundeinstellung und eine individuelle und gesamtgesellschaftliche Höherbewertung der Ressourcen Energie und Umwelt. Damit sich diese entwickeln kann, scheint es notwendig, dies frühzeitig im Bildungssystem zu verankern und zu einer permanenten Aus- und Weiterbildungsaufgabe zu machen, einerseits bei allen Energiekonsumenten, andererseits aber auch bei allen, die sich beruflich mit Energie- und Umweltfragen befassen.

Im Bereich der Elektrizitätserzeugung sind die Instrumente je nach Variante unterschiedlich. Bei Variante C (Gaskraftwerke mit Holzzuführung) ist die Umsetzung entweder freiwillig durch die Investoren zu erreichen; in diesem Falle müsste die Umlegung der höheren Gestehungskosten auf die Preise über einen transparenten Mechanismus ermöglicht werden. Ebenfalls denkbar ist eine Festlegung von Emissionsgrenzen für fossile Kraftwerke.

Für die Varianten D, E und die Mischvarianten sind verschiedene Umsetzungsinstrumente denkbar: Die Umsetzung von dezentraler WKK mit Eigenverbrauch des produzierten Stroms wird vor allem für grosse und mittelgrosse Anlagen aufgrund der durch die Abgabe erhöhten (vermiedenen) Strombezugskosten interessant. Um die Umsetzung netzgekoppelter und prioritär einspeisender WKK-Anlagen zu erreichen, sind je nach Akteurskonstellation sehr verschiedene Instrumente notwendig und denkbar:

- Befreiung der Brennstoffe von der Abgabe;
- Angemessene Einspeisevergütung für den produzierten Strom;
- Bestimmte Preiskorridore für die produzierte Wärme („äquivalente“ Einspeisevergütung) für WKK-Wärme;
- Förderung von Contracting-Modellen durch bestimmte Garantien und ggf. revolving-Fondslösungen zur Anschubfinanzierung;
- Quoten für WKK-Strom und / oder WKK-Wärme.

Da die Leistungsklassen, Kostenstrukturen und Anwendungsfälle bei WKK-Technologien sehr heterogen sind, empfiehlt sich hier die Entwicklung einer differenzierten Strategie, da Einzelinstrumente nach den Erfahrungen insbesondere aus Deutschland i.A. nur Teile des Markts erfassen.

Für die Erneuerbaren gilt ähnlich „make or buy“ – je nach ausgehandelter Akteurskonstellation können Quotenvorgaben, harte Vorschriften („nur mehr Zubau aus erneuerbaren Quellen ist zulässig“ wäre die strenge Voraussetzung für Variante E). In jedem Falle muss die Absetzbarkeit des Stroms zu angemessenen Preisen ermöglicht werden – d.h. ein Teil der Abgabe auf den Strom wird nicht rückverteilt, sondern verbleibt im Stromsystem und finanziert die Mehrkosten der Erneuerbaren – möglichst effizient selbstverständlich. Eine

solche Lösung setzt wiederum ein harmonisiertes europäisches Umfeld voraus innerhalb dessen auch mit erneuerbarem Strom und den damit verbundenen CO₂-Reduktionen gehandelt werden kann.

7.12 Zusammenfassende Betrachtung Szenario III

Das Szenario III ist als Zielszenario methodisch stark technisch dominiert. Es wird untersucht, ob mit bekannten Massnahmen der Energieeffizienz und des Einsatzes der erneuerbaren Energien ein Satz von Zielen erreicht werden kann.

Die methodische Strategie bei der Berechnung dieses Szenarios ist der konsequente Einsatz der jeweils „besten Praxis“ bei den Neu- und Ersatzinvestitionen mit realistischer Diffusion (nicht jeder Akteur setzt ab sofort das Maximum ein) ab 2011 sowie einer moderaten Weiterentwicklung der Standards, die ab 2011 dem Mittelwert der am Markt befindlichen Geräte entsprechen.

Instrumentell bedeutet dies eine grosse Eingriffstiefe, die als Hauptinstrument eine aufkommensneutrale Energielenkungsabgabe beinhaltet. Diese verdoppelt die Endenergiepreise bei den fossilen Brenn- und Treibstoffen gegenüber dem Preisszenario Trend und erhöht die Elektrizitätspreise um 50 %. Daneben werden ordnungsrechtliche Instrumente wie Standards und Weiterentwicklung von Verbrauchsklassen mit Zulassungsbeschränkungen („Sperrklinkeneffekte“) eingesetzt; ebenso ein Bonus-Malus-System bei den Fahrzeugen.

Diese Instrumente setzten ein stark verändertes gesellschaftliches und politisches Umfeld voraus, bei dem zumindest europaweit die gesellschaftliche Priorität von Energieeffizienz, Reduktion der Abhängigkeiten und Klimaschutz deutlich erhöht ist. Zur Vermeidung komparativer Nachteile und Abwanderung von Unternehmen wird davon ausgegangen, dass ähnliche Instrumente im gesamten europäischen Umfeld, besser weltweit, eingesetzt werden. Nur dann ist eine „best-practice-Strategie“ auch handelsrechtlich umsetzbar.

Diese Veränderungen erlauben es, im Elektrizitätssektor die Varianten D (fossil-dezentral), E (erneuerbar) sowie Mischvarianten zu untersuchen.

Grundsätzlich ist etwa ab 2010 bei der Endenergienachfrage ein deutlicher Rückgang festzustellen. Dies bedeutet auch, dass der Endenergiebedarf pro Kopf deutlich absinkt. Verglichen mit den Szenarien I und II zeigen sich hier deutliche qualitative und quantitative Trendveränderungen.

Bei der Elektrizität ist das Wachstum gegenüber der Referenz verringert und die Nachfrage stabilisiert sich etwa ab 2020. Insgesamt ist noch ein Wachstum von 13.4 % gegenüber 2000 zu verzeichnen.

Zu den deutlichen CO₂-Reduktionen bei den Brenn- und Treibstoffen tragen sowohl die Effizienzverbesserungen als auch die vor allem im Verkehrssektor sichtbar werdenden Steigerungen des Anteils erneuerbarer bzw. unkonventioneller (Erdgas/CNG) Energieträger bei.

Der Vergleich der Ergebnisse des Szenarios III mit den Zielsetzungen zeigt folgendes Bild:

Tabelle 7-81 **Zielerreichung Nachfrageseite in Szenario III**

Zielkategorie	ZIEL	ERGEBNIS 2035
EEV p.c. 2035 im Vergleich zu 2000	-20 %	-18.5 %
CO ₂ -Emissionen 2035 / 2000	-20 %	-39 % (-33 % mit Var. C, -28 % mit Var. D)
Anteil Erneuerbare an der Wärmefachfrage	20 %	23.8 %
Anteil Erneuerbare an der Treibstoffnachfrage	5 %	10.0 %
Anteil neue Erneuerbare Elektrizität (am Landesverbrauch mit Pumpenstrom)	10 %	Var. C&E: 13.5 % Var. D&E: 16 % Var. E: 27 %

Prognos 2007

Am schwierigsten ist das „Effizienzziel“ Endenergieverbrauch pro Kopf zu erreichen; dieses wird nur gerade getroffen. Einer der Gründe hierfür ist das immer noch deutliche Wachstum der Elektrizitätsnachfrage, das von der Effizienz bei der Wärmenachfrage überkompensiert werden muss. Bei der konsequenten Reduktion der spezifischen Verbräuche, die mit der „best practice-Strategie“ umgesetzt wurde, ist die Erzielung eines signifikanten Anteils an Erneuerbaren Energien möglich. Hierbei ist insbesondere interessant, dass über den Einstieg durch Beimischung („Blending“) von Ethanol und biogenen Synthesetreibstoffen offenbar im Treibstoffsektor deutlich mehr erreicht werden kann als dies in 2003 – in der Phase der Formulierung der Ziele - noch vorstellbar war.

Szenario III demonstriert die Möglichkeiten, aber auch die Grenzen des konsequenten Einsatzes bester Technik (mit weiteren Verbesserungen) angesichts einer weiter steigenden Nachfrage an Gütern und Dienstleistungen.

Aus Umweltsicht ist festzuhalten, dass das CO₂-Ziel selbst bei Einsatz von Erdgas in der ungekoppelten Elektrizitätserzeugung erreicht werden kann. Hierzu trägt einerseits insbesondere die auf der Nachfrageseite erzielte Stromeffizienz bei, durch die der „Wasserkraftsockel“ des schweizerischen Kraftwerksparks ein grosses Gewicht erhält. Andererseits reduziert der Einsatz von Holzgas auf der Erzeugungsseite die CO₂-Emissionen und trägt somit rechnerisch mit ca. 0.8 Mio. t zur Reduktion bei. Allerdings ist ein Ziel von 20 % Reduktion bei CO₂ und Endenergieverbrauch pro Kopf in 2035 gegenüber 2000 verglichen mit den Klimaschutzbedingten globalen Notwendigkeiten (- 50 % bis 2050, - 80 % bis 2100) möglicherweise nicht hinreichend. Das Szenario zeigt, dass auch schärfere Ziele in der Schweiz technisch erreicht werden können.

Auf der instrumentellen und verhaltensorientierten Seite ist Folgendes zu beachten:

- Eine Verdoppelung der Endenergieträgerpreise gegenüber dem Preisszenario „Trend“ bedeutet eine Eingriffstiefe, für die ein politischer Konsens gefunden werden muss. Das Abgabenaufkommen beträgt in 2011 ca. 3 % des BIP, was eine signifikante Grössenordnung darstellt, auch wenn es rückverteilt wird. Dieser Rückverteilungsmechanismus (analog der CO₂-Abgabe) ist notwendig, um die Finanzierbarkeit der Einsparinvestitionen sicherzustellen.

- Diese Eingriffstiefe ist notwendig, weil das Energiesystem insgesamt ausgesprochen unempfindlich auf Preisimpulse reagiert, wie einerseits an den Sensitivitäten „Preise 50 \$“ und Ib zu erkennen ist, andererseits auch durch die geringe tatsächliche Reaktion auf die jüngsten hohen Weltmarktpreisentwicklungen belegt wird (vgl. Kap. 3).
- Mit dem starken Rückgang des Verbrauchs an fossilen Treibstoffen ist ein entsprechender Rückgang des Mineralölsteueraufkommens verbunden. Hier müssten Kompensationen gefunden werden, um die daraus finanzierten Infrastrukturinvestitionen aufrechtzuerhalten.
- Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass eine solche Strategie zumindest ein „einigermaßen“ harmonisiertes europäisches Umfeld bzgl. der Instrumente und Energiepreise erfordert. Nur dann lassen sich Friktionen beispielsweise durch Tanktourismus-Mechanismen vermeiden. Effizienter wäre ein harmonisiertes globales Umfeld, da dann insbesondere bei Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, nicht die Gefahr emissionsneutraler Verlagerungen gegeben ist.
- Neben der Verschiebung der Investitionsprioritäten auf der Endverbraucherebene werden auch Verschiebungen in den Segmentierungen der Märkte notwendig sein, die der Qualität „Energieeffizienz“ in der Konkurrenz mit anderen Qualitäten (Marken- und Konsumpräferenzen, Designfragen, Benutzerfreundlichkeit etc.) einen höheren Stellenwert einräumt. An dieser Stelle wird als Voraussetzung des Szenarios (auch gemäss CIM-Analyse Ecoplan [Ecoplan 2005]) davon ausgegangen, dass aufgrund der entsprechenden weltweiten Prioritätensetzung die Marktregeln entsprechend ergänzt werden.

Die Untersuchung der Varianten des Elektrizitätsangebots führt zu folgenden Aussagen:

- Die Reduktion der Nachfrage führt zur Einsparung eines KKW bzw. zweier Gaskraftwerke gegenüber der Referenz.
- Eine Lückendeckung ganz ohne Grosskraftwerke nur auf Basis einer fossil-dezentralen WKK-Strategie oder einer rein erneuerbaren Strategie ist selbst bei verstärktem Ausbau der Grosswasserkraft ambitioniert.
- Für eine WKK-Strategie müssten in verstärktem Masse Potenziale bei den kleinen Hausanlagen ohne Wärmenetz herangezogen werden, die zu spezifisch hohen Kosten führen.
- Bei einer rein erneuerbaren Strategie der Lückendeckung müssten bereits relativ früh die bekannten technischen Potenziale stark ausgeschöpft werden. Ausserdem müsste ab etwa 2020 die Geothermie in grossem Umfang technisch einsetzbar sein; ansonsten wäre die Lücke nicht inländisch zu decken.
- Eine Kombination beider Strategien im Sinne eines langfristig angelegten Übergangs entschärft die beiden kritischen Punkte.
- Bei der teuersten „alternativen“ Strategie (Var. D) sind die durchschnittlichen Gesteungskosten der zugebauten Erzeugungskapazitäten um 3.7 Rp./kWh höher als bei der „billigsten“ (Var. A). Diese Mehrkosten betragen etwa 84 %. Bezogen auf die Endverbraucherpreise schlägt sich eine solche Erhöhung additiv, nicht relativ durch und macht dann überschlägig nur noch etwa 21 % bei den Haushaltspreisen aus.

Falls verstärkt auf dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung gesetzt wird, sollte eine dezidierte Strategie für den Einsatz der WKK zur Bereitstellung der sommerlichen Kühlung (aus der Wärme via Absorptionskälte) untersucht werden. Hier wären ggf. auch Kältenetze und Kältespeicher denkbar und zu untersuchen. Dadurch kann sowohl die sommerliche Auslastung erhöht als auch ein deutlicher Beitrag zur Grundlast und zur Versorgungssicherheit geleistet werden.

Grundsätzlich tragen dezentrale Strategien verstärkt zur Versorgungssicherheit auf der Leistungsseite bei.

Die Importe an Energieträgern reduzieren sich deutlich mit der Nachfragereduktion nach fossilen Brenn- und Treibstoffen, auch der Neubau von Kraftwerken kehrt diesen Trend nicht um. Der Anteil der Importe am Primärenergieverbrauch reduziert sich allmählich mit den Verschiebungen im Mix. Dieser Effekt bleibt allerdings geringfügig, da die erneuerbaren Alternativtreibstoffe als importiert angenommen werden. Bei Hitze- und Kältewellen zeigt sich in den Extremsituationen insbesondere in den Varianten A und G die winterlichen Importabhängigkeiten sowie in der Variante A das „Klumpenrisiko“ aufgrund der Grösse der (bestehenden wie auch der zuzubauenden) KKW-Blöcke, das zu starken Speicherbelastungen führen kann, die sich auch in Folgejahren auswirken können. Deutlich wird, dass die dezentralen Varianten D, E und D&E auf der Leistungsseite die Versorgungssicherheit in Hitze- und Kältewellen deutlich erhöhen.

Die Untersuchung der Sensitivitäten führt zu den folgenden Aussagen:

Bei einer konsequenten Effizienzstrategie wirken sich die Einflüsse der Klimaerwärmung weniger stark auf die Steigerung der Elektrizitätsnachfrage aus; auch hier sind Effizienzpotenziale erschliessbar.

Bei einem politischen und gesellschaftlichen Umfeld, das zu verstärkten Effizienzinvestitionen einlädt, kann ein erhöhtes Wirtschaftswachstum mit verringerter Gesamtenergienachfrage einhergehen; die Binnenstruktur der Endenergienachfrage zeigt sowohl sektoral als auch nach Energieträgern allerdings ein differenziertes Bild.

Verstärkte CO₂-Reduktionen im Wärmesektor müssen nicht mit einer Steigerung der Elektrizitätsnachfrage einhergehen;

Selbst bei vollständiger Umsetzung sämtlicher „best-practice“-Potenziale inklusive deutlicher Veränderungen der Fahrzeugklassen lässt sich der spezifische Energieverbrauch pro Kopf zwischen 2000 und 2035 lediglich um 28.6 % reduzieren. Für einen (linearen) Pfad in Richtung einer 2000-Watt-Gesellschaft ist dies möglicherweise noch zu wenig.

Der Fahrzeugsektor mit seinen technischen Möglichkeiten und sozialen Voraussetzungen insbesondere im PW-Sektor verdient besondere – auch diskursive – Aufmerksamkeit.

8 Szenario IV: Weg zur 2'000-Watt-Gesellschaft

8.1 Das Wichtigste in Kürze

Politischer Rahmen										
<p>Global haben Klimaschutz, Energieeffizienz, Ressourcenschonung und ein Gerechtigkeitsziel bei den Chancen auf weltweit gleichmässigen spezifischen Energieverbrauch pro Kopf höchste Priorität. Es werden völkerrechtlich verbindliche Ziele ausgehandelt und globale Rahmensetzungen sowie Mechanismen entwickelt, die eine wirksame Erhöhung von Ressourceneffizienz sowie die Nutzung Erneuerbarer begünstigen. Für die Schweiz werden ambitionierte Ziele bis 2035 in den Bereichen CO₂-Emissionen, Energieverbrauch pro Kopf (-35 %) und Anteil der Erneuerbaren an den Brenn- und Treibstoffen sowie der Elektrizitätserzeugung gesetzt.</p> <p>Die Technologieentwicklung wird besonders mit dem Ziel der Energieeffizienzerhöhung vorangetrieben, insbesondere werden die Potenziale der neuen Schlüsseltechnologien diesbezüglich gezielt ausgeschöpft.</p> <p>Als Hauptinstrument wird eine nahezu vollständig rückverteilte Lenkungsabgabe auf fossilen Energieträgern und Strom eingesetzt, die deren Endenergieträgerpreise gegenüber dem Preisszenario „50 \$“ verdoppelt. Diese Abgabe wird flankiert von ordnungsrechtlichen Massnahmen im Bereich der Gebäude- und Gerätestandards sowie zur obligatorischen Zumischung von Biotreibstoffen zum Treibstoffmix.</p>										
Nachfrage										
<p>Die gesamte Endenergienachfrage nimmt bis 2035 gegenüber 2000 um 27% ab. Die Elektrizitätsnachfrage sinkt um 2.1 %.</p>										
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	835.7	788.5	734.7	677.2	633.5	594.0
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	213.9	212.3	206.2	198.4	192.8	186.3
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	541.2	489.1	434.4	381.3	339.2	302.7
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	64.2	70.4	77.3	80.9	85.2	89.7
Energiemix										
<p>Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizitätsangebot) sinkt um 46.3 %.</p> <p>Der Anteil der fossilen Brenn- und Treibstoffe am Gesamtenergieverbrauch (incl. Umwandlungssektor) liegt je nach Variante des Elektrizitätsangebots zwischen 38 % (Var. A) und 46 % (Var. C.)</p>										
Elektrizitätserzeugung										
Var. A:	bis 2030 bis zu 8.2 TWh Importe (in 2023), ab 2031 ein neuer EPR-Block mit einer Leistung von 1'600 MW (eine Leistung von 1'000 MW würde knapp reichen).									
Var. C:	Bis 2035 Chavalon plus 2 GuD-Blöcke à 550 MW (letzte ggf. mit CCS).									
Var. D:	11.5 TWh fossile WKK									
Var. E:	10.3 TWh neue EE plus 1.0 TWh neue Grosswasserkraft									
CO₂-Emissionen nach Angebotsvarianten in Mio. t (ohne CCS):										
	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. D&E 2035	Var. G 2035			
Szenario IV	42.3	22.3	25.2	24.1	21.9	23.1	22.3			

8.2 Die wichtigsten Kenndaten

Tabelle 8-1 **Szenario IV Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total*	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	737.7	770.1	795.7	818.0	836.6
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	125.1	127.7	128.4	129.1	129.5
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.9	33.3	35.1	36.4	36.5
Preise IV Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	57.0	63.8	131.6	133.4	135.2	135.7	136.1
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	7.2	8.4	17.2	17.5	17.7	17.7	17.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.5	61.7	64.4	67.3	70.2	73.3
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	35.3	36.6	37.6	38.1	37.5
Preise IV Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	577.4	646.5	1328.8	1335.2	1340.9	1345.6	1349.3
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	446.8	513.5	1061.0	1066.5	1071.3	1075.0	1077.9
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.5	5.6	11.4	11.5	11.5	11.6	11.6
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	20.2	21.4	22.4	23.2	23.0
Preise IV Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.4	1.5	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt.	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.5	1.6	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	260.1	245.3	227.1	211.4	197.7	183.1
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	148.2	136.6	129.7	121.7	115.4	109.1
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	183.6	178.0	168.5	153.2	143.3	134.4
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	228.6	209.4	190.9	177.1	167.4
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	835.7	788.5	734.7	677.2	633.5	594.0
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	66.9	66.5	62.5	60.3	59.7	57.5
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.3	63.5	62.2	60.1	58.5	56.1
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	70.6	69.3	65.5	61.9	59.8
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	11.7	12.3	12.5	12.6	12.9
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	213.9	212.3	206.2	198.4	192.8	186.3
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.7	1.0	1.4
Verbrauch der Speicherpumpen nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.4	253.6	247.4	239.4	233.8	227.5
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.6	11.3	11.1	11.1	11.2	12.3
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.1	16.1	16.0	15.9	15.9
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	444.9	460.1	432.1	382.3	375.3	445.2
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	450.4	465.6	437.6	395.3	388.3	387.6
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ	375.0	388.2	420.0	409.3	446.8	467.0	444.0	395.9	387.4	380.2
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.6	447.6	471.1	452.5	409.3	402.2	392.5
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ	375.0	388.2	420.0	409.3	447.6	469.4	449.4	404.9	398.0	390.6
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	444.9	460.1	432.1	382.3	375.3	367.3
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.4	12.6	11.8	10.8	10.1	9.5
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'075.8	1'045.0	968.0	867.8	822.5	860.5
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'081.3	1'050.4	973.5	880.8	835.5	803.0
Variante D	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'077.7	1'051.9	980.0	881.4	834.5	795.6
Variante E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.0	1'078.5	1'056.0	988.4	894.7	849.3	807.8
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.6	1'078.5	1'054.3	985.3	890.4	845.1	805.9
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'075.8	1'045.0	968.0	867.8	822.5	782.7
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	569.0	516.7	461.0	405.6	360.4	322.1
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	582.2	529.9	474.2	438.3	393.0	373.9
Variante D	PJ	573.9	561.6	589.0	588.2	574.0	529.6	488.5	453.3	431.4	422.1
Variante E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	569.0	516.7	461.0	405.6	360.4	322.1
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.2	571.7	523.8	476.1	431.5	399.6	378.3
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	569.0	516.7	461.0	405.6	360.4	322.1
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert 1) inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 8-1 **Szenario IV Trend**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	9.8	8.5	7.2	6.1	5.1
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	3.8	3.3	2.8	2.4	2.1
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.4	5.0	4.4	4.0	3.7
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.1	13.4	12.0	10.8	9.9
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	34.2	30.2	26.4	23.4	20.8
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	3.5
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	1.9	2.5
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.9	1.0	1.1	1.4
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	36.5	32.3	28.3	25.1	22.3
Variante B	Mio. t										
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.1	37.2	33.1	30.1	26.9	25.2
Variante D	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.5	36.7	32.8	29.2	26.3	24.1
Variante E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	36.4	32.1	28.0	24.7	21.9
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.4	36.5	32.5	28.6	25.5	23.1
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	36.5	32.3	28.3	25.1	22.3
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	46.6	36.9	31.4	28.0	25.6
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0
Variante B	1'000 t										
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.2	0.3
Variante D	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.5	2.0	0.8	0.4	0.1	-0.1
Variante E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.6	0.2	0.0	-0.2
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'504.5	2'413.2	1'677.1	1'436.4	1'270.6	1'053.1
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0
Variante B	t										
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.3	3.6	6.7	6.6	10.4
Variante D	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.0	3.0	1.2	0.4	-0.1	-0.3
Variante E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.8	3.6	2.7	3.0	3.4	3.3
Variante C&E	t										
Variante D&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.0	3.4	2.1	2.0	1.9	1.7
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmennachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

8.3 Politikvariante

8.3.1 Szenariengrundsätze

Szenario IV ist wie Szenario III ein „Zielszenario“, jedoch mit anspruchsvolleren Zielen. Diese sollen einen Weg in eine Effizienzgesellschaft aufzeigen, wie sie unter dem Stichwort „2'000-Watt-Gesellschaft“ von der Arbeitsgruppe „Novatlantis“ [Novatlantis 2004] für das Jahr 2050 als „Vision“ formuliert wurde. Der Bundesrat hat eine 2'000-Watt-Gesellschaft als Zielvorstellung der Energie- und Klimapolitik vorgestellt [BFE 2007]; diese dient hier als Ausgangspunkt für eine grobe Zielbeschreibung.

Die durchschnittliche pro Kopf beanspruchte Leistung (auf Leistung umgerechnete Jahresarbeit) in der Schweiz beträgt derzeit etwa 5'000 Watt (43'800 kWh pro Jahr), davon 3'000 Watt auf fossiler Basis. Im weltweiten Durchschnitt beträgt diese Leistung 2'000

Watt pro Kopf. Um das Weltklima innerhalb eines noch einigermaßen beherrschbaren Korridors zu halten (maximal 2 K Erhöhung der globalen Jahresmitteltemperatur bis 2100), wird davon ausgegangen, dass dieser weltweite Durchschnitt nicht steigen darf. Aus Symmetriegründen wird unterstellt, dass deutliche Ungleichverteilungen der pro Kopf verbrauchten Energie, wie sie derzeit gegeben sind, dauerhaft ausgeglichen werden (müssen).

Ziel des Szenarios IV ist es, auf einen Pfad zur (weltweiten) 2'000-Watt-Gesellschaft (17'520 kWh pro Jahr) einzuschwenken. Wann dieses Ziel erreicht werden soll, bleibt in dem Konzept offen. Für das Szenario IV wird das Jahr 2100 als Erreichungsdatum festgelegt. Auch Fragen bezüglich der Bewertung des Primärenergieinhaltes der erneuerbaren Energien und der langfristigen Rolle der Kernenergie sind offen. Für die Perspektivarbeiten wurde ein maximaler Beitrag der fossilen Energieträger in Höhe von 500 Watt pro Kopf in 2100 vorausgesetzt [BFE 2007].

Im Konzept der 2'000-Watt-Gesellschaft steht der Primärenergieverbrauch im Vordergrund. Dieser ist sehr stark von den gewählten Pfaden und Techniken der Stromerzeugung abhängig. In den Perspektiven wurde aus Gründen der Operationalisierbarkeit zunächst der Endenergieverbrauch mit quantitativen Zielen belegt, wie z.B. der Rückgang des Endenergieverbrauchs pro Kopf, die Anteile der erneuerbaren Energien an der Deckung der Wärme-, Treibstoff- und Stromnachfrage. Die Reduzierung der CO₂-Emissionen gegenüber 2000 hingegen ist ein integrales Ziel, das – da es auch die Emissionen der Elektrizitätserzeugung einschliesst – einen stärkeren Bezug zur Primärenergie beinhaltet. Die Ziele wurden so festgelegt, dass sie einem etwa zeitlich linearen Pfad zur 2'000-Watt-Gesellschaft als Zwischenziele entsprechen.

Die Generalvoraussetzung, dass sich global die Prioritäten stark verändern, wird gegenüber Szenario III noch verstärkt: Sowohl Klima- und Ressourcenschutz als auch die weltweite Verteilungsproblematik, u.a. in Bezug auf die allen Menschen zugestandene Chance auf ähnliche spezifische Energieverbräuche, wird mit völkerrechtlich verbindlichen Vereinbarungen, Zielsetzungen und global wirkenden Rahmenbedingungen, wie z.B. funktionierender ambitionierter CO₂-Handel, umgesetzt.

In Bezug auf die bereits in Szenario III verwendeten Indikatoren „Endenergieverbrauch pro Kopf“, „energiebedingte Landes-CO₂-Emissionen“ sowie „Anteile der erneuerbaren Energien an Wärmeproduktion, Treibstoffen und Elektrizitätsproduktion“ folgen die Tabelle 8-2 aufgelisteten Zielquantifizierungen.

Tabelle 8-2 **Szenario IV Trend**
Zielquantifizierungen

	Ziel
CO ₂ -Emissionen gesamt gem. CO ₂ -Gesetz	-35 % bis 2035 gegenüber 2000
Endenergieverbrauch pro Kopf	-35 % bis 2035 gegenüber 2000
Anteil neue erneuerbare Elektrizität (am Landesverbrauch)	20 % bis 2035
Anteil erneuerbare Energien an der Wärmenachfrage	30 % bis 2035
Anteil erneuerbare Energien an der Treibstoffnachfrage	10 % bis 2035

BFE 2006

Diese Ziele sind gegenüber den Zielen von Szenario III deutlich ambitionierter.

Mit der methodischen Zwischenstufe „Szenario III Potenzial“ wurde ermittelt, wie gross die Effizienzpotenziale und auch die technischen Umsetzungspotenziale der erneuerbaren Energien bei vollständig konsequenter Anwendung der am Markt verfügbaren „best practice“-Technologien mit ebenso konsequenter Weiterentwicklung im Zeitablauf sind. Die Ergebnisse in Bezug auf die Zielgrössen auf der Nachfrageseite sind in Tabelle 8-3 zusammengestellt. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass für diese Variante das Elektrizitätsangebot nicht neu mit dem Modell berechnet wurde. In der Zeile „Anteil erneuerbare Elektrizität“ sind die Ergebnisse der Trendvariante aufgeführt. Diese dürften sich in der Potenzialvariante nicht stark verändern, da sich Lücke und Angebot jeweils parallel entwickeln.

Tabelle 8-3 **Szenario III Potenzialvariante**
Ergebnisse in Bezug auf die Zielvariablen

Variable	Ergebnis
CO ₂ -Emissionen gesamt gem. CO ₂ -Gesetz	ca. -35.6 % bis -45.2 %
Endenergieverbrauch pro Kopf	-28.2 % bis 2035 gegenüber 2000
Anteil neue erneuerbare Elektrizität (am Landesverbrauch)	7.1 % (Var. A, G) bis 27.6 % (Var. E) bis 2035
Anteil erneuerbare Energien an der Wärmenachfrage	26.4 % bis 2035
Anteil erneuerbare Energien an der Treibstoffnachfrage	9.4 % bis 2035

Prognos 2007

Hier zeigt sich, dass die mit bekannten und weiter verbesserten Effizienztechnologien insgesamt erreichbaren Einsparungen und Anteile der Erneuerbaren an Wärme, Treibstoffen und Strom zwar nicht vernachlässigbar, aber deutlich begrenzt sind. Am kritischsten ist die Effizienzgrösse, unkritisch die CO₂-Reduktion. Bis auf die CO₂-Emissionen und die Erneuerbaren beim Strom in Variante E (die von derzeit noch sehr unsicheren Voraussetzungen abhängt), verfehlen alle Werte die für Szenario IV angestrebten Zielwerte.

Daher müssen für Szenario IV die Voraussetzungen deutlich – über den Einsatz von bekannten Politikinstrumenten hinaus – verändert werden.

Hierfür gibt es im Grundsatz die folgenden Möglichkeiten:

1. Es wird eine verstärkt gerichtete Technologieentwicklung und schnelle Marktdurchdringung angenommen. Solche Überlegungen haben ihre Berechtigung, wenn davon ausgegangen wird, dass Energieeffizienz und Klimaschutz in der Gesellschaftlichen hohe Priorität geniessen. Bereits jetzt hat Energieforschung in Verbindung mit Pilot- und Demonstrationsprojekten sowie mehr oder minder erfolgreichen Instrumenten zur Markteinführung von Effizienztechnologien (z.B. MINERGIE-Standards) oder erneuerbaren Energien (z.B. EEG in Deutschland) zur gerichteten Weiterentwicklung und Anwendung bestimmter einschlägiger Techniken geführt. Es könnte im Sinne von Szenarienuntersuchungen legitim sein, hier eine Beschleunigung und verstärkte Diffusion solcher Entwicklungen zu unterstellen und ihre Auswirkungen zu untersuchen. Aufgrund der beschleunigten Entwicklung der „alten“ Schlüsseltechnologien Information und Kommunikation innerhalb der letzten 20 Jahre ist es sinnvoll, auch die derzeit „neuen“ Schlüsseltechnologien auf ihre konkreten Effizienzpotenziale in Bezug auf Produkte, Produktion und Energieverbrauch hin abzuklopfen.
2. Über eine längere Frist verändern sich die Lebens- und Arbeitsformen so, dass sich bei als gleich bleibend unterstellter Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung Flächen und Verkehrsaufkommen, auch im Sinne veränderter Raumplanung, verrin-

gern. Gründe hierfür sind die u.a. durch Informations- und Kommunikationstechnologien ermöglichten, aber auch zunehmend erforderlichen Flexibilisierungen von Arbeitsmöglichkeiten, -zeiten und -prozessen. So könnten die Büroflächen im Dienstleistungssektor ebenso wie die Pendelwege zwischen Wohnung und Arbeitsplatz abnehmen, während mehr Heimarbeitsplätze und mehr Arbeit während längeren Wegen in öffentlichen Verkehrsmitteln sowie im öffentlichen Raum angenommen werden.

3. Mit einem solchen sehr konkreten Globalisierungsergebnis wäre auch verbunden, dass im Industriesektor mehr inländische Wertschöpfung durch Wissensleistungen (wie z.B. Forschung, Entwicklung, Laborarbeit, Qualitätssicherung, massgeschneidertes Manufacturing) als durch die klassische standardisierte Güterproduktion erbracht wird.
4. In den Szenarien I bis III wurde von der Voraussetzung ausgegangen, dass Ersatzinvestitionen erst dann getätigt werden, wenn die technische Lebensdauer des entsprechenden Investitionsgutes erreicht (oder – wie häufig bei Gebäuden und Bauteilen – überschritten) ist. Eine Möglichkeit, die spezifischen Verbräuche schneller abzusenken, ist das Vorziehen effizienzsteigernder Investitionen. Hier gibt es eine Grauzone zwischen überfälligen Investitionen, wie sie beispielsweise bei der energetischen Sanierung vermutet werden, und „gestrandeten“ Investitionen, bei denen durch den vorzeitigen Ersatz funktionsfähiger Investitionsgüter im volkswirtschaftlichen Sinne Kapital vernichtet wird. Wenn eine solche Strategie mit Modellen untersucht werden sollte, müssten hier entsprechende Leitplanken festgelegt werden sowie Ausgleichsinstrumente vorgeschlagen werden.
5. Im Rahmen der Energie-, Ressourcen- und Klimadebatte wird seit Jahren regelmäßig die Frage der ausgeglichenen und global symmetrischen Ressourcennutzung pro Kopf für alle Menschen diskutiert (z.B. [Meadows et al. 2004]). Vor diesem Hintergrund muss die Frage als offen angesehen werden, wie viel Mengenverzehr (an Wohn- und Nutzfläche, Mobilität, an landwirtschaftlicher Fläche für Ernährung, an nichterneuerbaren Energien und Emissionen) pro Kopf tatsächlich langfristig verträglich sind. Suffizienzstrategien mit Verzicht auf Konsum ohne Verzicht auf eine sehr umfassend definierte Lebensqualität werden in diesem Zusammenhang ernsthaft diskutiert. Mit Energiesystemmodellen kann untersucht werden, wie das Wachstum der direkt verbrauchsrelevanten Mengengrößen bei Anwendung der jeweils effizientesten Technologien bis zur Zielerreichung zu begrenzen wäre. Dies würde vor allem beheizte und gekühlte Flächen, Elektrogeräte, Produktionsmengen und Verkehrsleistungen, aber auch Fahrzeugbestände und ihre energetische Qualität, betreffen. Eine solche moderate Suffizienzstrategie benötigt neben neuartigen politischen Instrumentarien auch veränderte Raumplanung, Wohn- und Lebensformen sowie Organisationsformen wie gemeinschaftliche Güternutzung. Gut funktionierende Beispiele hierfür sind CarSharing und Maschinenringe in der Landwirtschaft. Im Bereich der Lebensformen können (teilweise betreute) Mehrgenerationen-Wohnformen genannt werden.

Im Rahmen der Szenarienentwicklung und der damit verbundenen Diskussionen der Projekt- und Arbeitsgruppen wurde deutlich, dass zunächst weder Strategien einer begrenzten Zulassung von gestrandeten Investitionen (Punkt 3. der obigen Liste) noch Suffizienzstrategien (Punkt 4. der Liste) 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 Mengenkomponten 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.

8.3.2 Technologiewelten für Szenario IV

Zunächst werden Möglichkeiten gesucht, bei der Technikentwicklung über die in Szenario III eingesetzten „best practice“-Standards hinaus weitere Effizienzgewinne zu erzielen. Dies betrifft neben den derzeit vorhandenen und marktgängigen technischen Möglichkeiten auch die Optionen, bereits heute technisch mögliche, aber teure oder aufgrund von Nebenbedingungen schwer umsetzbare Standards deutlich kostengünstiger und breiter einsetzbar zu machen. Ein Beispiel sind hier sehr hochwertige Gebäudestandards für die Sanierung bestehender Gebäude. Hier würden hoch wärmedämmende Dämmstoffe mit geringer Dicke und einfacher Applikationsmöglichkeit erhebliche Potenziale erschliessen. Aber auch die neuen so genannten „Schlüsseltechnologien“ beinhalten z. T. erhebliche Potenziale, weitere Reduktionen des spezifischen Energieverbrauchs perspektivisch zu akzeptablen Kosten zu erreichen. Zu diesen Schlüsseltechnologien zählen

- Informations- und Kommunikationstechnologie (incl. Opto-Elektronik)
- Biotechnologie incl. Bionik (und ggf. Neuroelektronik)
- Mikrotechnologie incl. mikrominiaturisierter Produktionstechnologie
- Nanotechnologie, insbesondere in Bezug auf Werkstoffe
- neue Energieumwandlungs- und -transporttechnologien.

Da sich diese Technologien in sehr unterschiedlichen, aber z. T. auch noch sehr frühen Entwicklungsstadien befinden, wurden in einer Expertenbefragung Einschätzungen zu als möglich angesehenen Zielbeiträgen dieser Technologien ermittelt. Die Ergebnisse dieser Befragung wurden mit einem erweiterten Kreis von Experten und Mitgliedern der Arbeitsgruppe Energieperspektiven nochmals diskutiert, um eine „Spiegelung“ darüber zu erhalten, welche der von den Experten als möglich und zielführend eingeschätzten Einsatzfelder in diesem Kreis – und damit auch an Adressaten der Energieperspektiven – vorstellbar und vermittelbar sind. Die Befragung und ihre Ergebnisse wurden separat [Prognos 2006a] dokumentiert.

Im Ergebnis werden für die Entwicklung von Szenario IV vor allem Weiterentwicklungen von bekannten Effizienzmassnahmen mit Hilfe der neuen Schlüsseltechnologien angenommen. Vollständig neuartige Produkte, Produktionsweisen, Dienstleistungsausprägungen oder Energiesysteme bleiben unbetrachtet – es wird also ein vorsichtiger „Technologieshiff“ unterstellt, jedoch kein „Systembruch“.

Im folgenden werden einige Beispiele für zusätzliche technische Möglichkeiten, die Energieeffizienz zu erhöhen, aufgeführt. Diese ergänzen die aus den Szenarien I – III bereits bekannten und ebenfalls breit eingesetzten best-practice-Optionen.

- Gebäudehülle:
 - Vakuumdämmungen und andere hocheffiziente Dämmstoffe mit geringem Volumen sind breit verfügbar (in Grossserie hergestellt) und technisch leicht handhabbar;
 - Steuerbare Fensterbeschichtungen senken den Energiebedarf für Heizung und Kühlung;
- Gebäudeausstattung
 - IuK-Technologie gemeinsam mit einfach einsetzbaren Mess- und Regeleinrichtungen steuert die Funktionsfähigkeit und energetische (sowohl Strom als auch Wärme) Optimierung von Gebäuden, insbesondere im Dienstleistungssektor. Die Potenziale von Betriebsoptimierungen werden ausgeschöpft.
 - Alle Formen von Beleuchtung werden aufgrund neuer Technologien (LED und darüber hinaus) drastisch an Energieeffizienz zunehmen.
 - Tageslichtnutzungssysteme werden zunehmend eingesetzt.
- Fahrzeuge und Verkehr
 - Technologische Optionen beim Einzelfahrzeug wie
 - Reduktion der Masse der Fahrzeuge durch Einführung von Leichtbauweisen, z.B. durch neue (Verbund-)Werkstoffe,
 - Reduktion der Rollwiderstands durch optimierte Reifen,
 - Weitere Optimierung des Fahrzeugdesigns (Reduktion des Luftwiderstands),
 - Weitere Optimierung des Antriebs, z.B. durch Zylinderabschaltungen, durch Vermeidung von mechanischen und Drosselverlusten, durch Optimierungen beim Betrieb im Kennfeld (Lastkollektive),
 - Neue Motorenkonzepte (wie Optimierung der Hybrid-Konzepte, Einführung von HCCI [homogeneous Charge Compression Ignition] u.a.),
 - Optimiertes Energiemanagement wie Start-Stop-Technologien,
 - Ausgereifte Verfahren zur Herstellung von Synthesetreibstoffen;
 - Optimierte Verkehrsflusssteuerungen durch gesamtverkehrlich vernetzte Informationssysteme und unterstützt durch ausgereifte, situations- und zeitabhängige mobility pricing-Konzepte im öffentlichen wie im Individualverkehr;
 - In verstärkter Verkehrsflusssteuerung, automatisierter Mobilitätsunterstützung und Automatisierung auch beim Individualverkehr werden zwar durchaus Energieeinsparpotenziale gesehen, die Akzeptanz für eine breite Um-

setzung wird jedoch bezweifelt. Daher werden solche zunächst nicht in signifikantem Ausmass unterstellt.

- Industrie
 - Zahlreiche Produktionsprozesse werden durch Einsatz von Biotechnologie (Chemie, Pharma), Nanotechnologie (Werkstoffe, Oberflächen, Reibungsminderung) und Mikrosystemtechnologie deutlich energieeffizienter.
 - Bestimmte Produkte werden in hohem Masse durch neue Arten, die Funktionalität bereit zu stellen, ersetzt, z.B. „elektronisches Papier“ („e-paper“).
 - Abwärmenutzung wird deutlich verstärkt eingesetzt, z. T. mit Wärmepumpen.
- Energieträgerangebot
 - Auf der Wärmeseite wird die Nutzung erneuerbarer Energieträger standardisiert und stark vereinfacht.
 - Beim Neubau von Ein- und Zweifamilienhäusern werden ab 2011 nur noch Wärmepumpen (knapp 70 %), Holz und Fern- sowie Nahwärme als Energieträger eingesetzt.
 - Auch bei der Substitution von Heizungssystemen in bestehenden Gebäuden werden Wärmepumpen und Erneuerbare stärker eingesetzt.
 - Der Anteil an Wärmepumpen, Holz und solarer Nahwärme nimmt beim Neubau von Nahwärmesystemen stark zu.
 - WKK-basierte Nahwärmesysteme werden in den entsprechenden Elektrizitätsangebotsvarianten untersucht.
 - 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.

8.3.3 Veränderungen in den sozioökonomischen Rahmenbedingungen

Die Durchdringung aller Lebens- und Arbeitsbereiche mit neuen Formen der IuK-Technologien verändert auch das Verhältnis zwischen Leben und Arbeiten: Flexible Arbeitsplätze und Arbeitszeiten werden zunehmen, die Trennung zwischen „Leben/Wohnen“ und „Leben/Arbeiten“ verschwimmt immer mehr. Home-offices werden zunehmen, mit der Folge geringerer vorgehaltenen Büroflächen im Dienstleistungssektor. Eine weitere Auslagerung von Arbeitsplätzen erfolgt mit dem „mobilen Arbeiter“ in den öffentlichen Raum, wie z.B. Verkehrsinfrastruktur, öffentliche und halböffentliche Gebäude – mit der Folge veränderter spezifischer Stromverbräuche dieser Flächen.

Aufgrund der stärkeren Prioritätensetzung der Gesellschaft für Energieeffizienz und Klimaschutz wird davon ausgegangen, dass auch die Raum- und Bebauungsplanung dies-

bezüglich Veränderungen erfährt. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass stärker verdichtet und kompakter gebaut wird, ohne dass sich der Bedarf an Energiebezugsflächen verändert.

Im Industriesektor wird von zwei starken strukturellen Einflussfaktoren ausgegangen, die die Struktur, die Wertschöpfung, den Energieverbrauch sowie die Arbeitsplatzstruktur und -qualität beeinflussen:

- Durch eine Veränderung der Produkte und Produkttechnologien, mit denen bestimmte Dienstleistungen erbracht werden, verändern sich die Gewichte, Wertschöpfungen und Arbeitsplätze der Branchen untereinander gegenüber den vorherigen Szenarien. Die energieintensiven Zweige verlieren weiter an Gewicht, reine Produktionskapazitäten werden u.U. auch ins Ausland verlagert.
- Durch den gegenüber den anderen Szenarien nochmals erhöhten Einsatz neuer IuK-Technologien, Prozesssteuerung, individualisierte Produktion etc. wird eine Konzentration auf wissensintensive und hochqualifizierte Arbeitsplätze in der Schweiz erfolgen. Produktionen grosser Mengen standardisierter Güter und Rohware sowie hochautomatisierbare Produktionen werden ins Ausland verlagert.

An dieser Stelle soll nicht unerwähnt bleiben, dass die beschriebenen Einflussfaktoren die Gesellschaft auch vor neue Herausforderungen des „Gesellschaftsvertrags“ stellen:

- Die starke Durchdringung aller Lebens- und Wirtschaftsbereiche mit IuK-Technologien sowie der entsprechende Zugang zu Daten aller Art lässt vermuten, dass sich eine tief greifende Veränderung im Umgang mit Informationen aller Art einstellen wird. Sowohl personenbezogene Daten (Privatsphäre, Persönlichkeitsschutz) als auch Wirtschaftsinformationen und der Schutz von solchen werden Neubewertungen erfahren.
- Das Wirtschaftssystem wird wissens-, ausbildungs- und dienstleistungsorientierter. Es besteht eine reale Gefahr, dass sich eine Segregation der Gesellschaft in Anteile ausbildet, bei der der Grad an Teilhabe stark unterschiedlich ist: Den Gutqualifizierten mit Zugang zu Informationen, Dienstleistungen, globalem Arbeitsmarkt und entsprechender Teilhabe an gesellschaftlichem Vermögen und gesellschaftlicher Gestaltung stehen „alle anderen“ gegenüber. Hier sind Aushandlungsprozesse von erheblicher Schärfe zu erwarten.

Diese Herausforderungen sind nicht unbedingt durch die Anforderungen an die Erhöhung der Energieeffizienz getrieben, sondern eher eine Folge der weiter verstärkten Durchdringung aller Lebens- und Arbeitsbereiche mit Informations- und Kommunikationstechnologien. Darüber hinaus sind sie Folgen der derzeit bereits deutlich sichtbaren übergreifenden Entwicklungsdeterminanten („Trends“) Globalisierung, Flexibilisierung, Individualisierung. Durch den effizienzgetriebenen Druck zum „Ersatz von Energie durch Information“ und später auch zur „Ergänzung von Information durch Wissen und Kreativität“ beschleunigen sie sich allerdings vermutlich gegenüber einer konservativer und statischer angelegten Referenzentwicklung. Daher ist es sinnvoll, an dieser Stelle auch auf solche eher indirekten gesellschaftlichen Auswirkungen hinzuweisen.

8.3.4 Unterstellte energiepolitische Instrumente

Um über die Wirkungen von Szenario III hinaus auch den oben beschriebenen technologischen „Shift“ anzustossen und die Durchdringung mit Effizienzmassnahmen zu erhöhen,

sind die politischen Instrumente einerseits in ihrer Eingriffstiefe nochmals zu erhöhen, andererseits auch entwicklungsorientiert auszurichten:

- Als eingriffstiefstes Instrument zur Erzeugung der benötigten Nachfrage nach Energieeffizienz wird unterstellt, dass die Endenergiepreise (incl. Strom und Fernwärme) gegenüber der Preisentwicklung „50 \$“ durch eine i.W. rückverteilte Energielenkungsabgabe verdoppelt werden. Dies bedeutet gegenüber den Preisen aus Szenario III nochmals einen Aufschlag um 11 % (Benzin) bis 37 % (Elektrizität). Die Abgabe wird nicht auf erneuerbare Energieträger erhoben.
- Es wird unterstellt, dass in den umliegenden europäischen Ländern aufgrund des supranationalen Konsenses zur hohen Priorität von Energieeffizienz und Klimaschutz ähnliche Preisstrukturen vorliegen. Daher kommt es nicht zu komparativen Nachteilen bestimmter Wirtschaftszweige aufgrund der Energiepreise. Die Länderwettbewerbe aufgrund von Arbeitskosten, Rahmenbedingungen etc. werden hierdurch nicht berührt.
- Die energiepreisorientierten Instrumente werden wie in Szenario III durch Standards bei Gebäuden und Geräten sowie ggf. Vorgaben für Anteile erneuerbarer Treibstoffe im Treibstoffmix ergänzt.
- Weltweit, europäisch und schweizweit findet eine ausgeprägte und abgestimmte Energieforschung und Technologieentwicklung statt, die insbesondere die Effizienzpotenziale der neuen Schlüsseltechnologien gezielt entwickeln und beschleunigt zur Umsetzung bringen soll.
- Ähnlich wie in Szenario II wird die Zusammenarbeit zwischen den Akteuren Energiewirtschaft, Branchenverbände, Finanzierungsinstitute, Staat etc. gefördert, um Hemmnisse zu überwinden. Z.T. ist eine direkte finanzielle Förderung nicht mehr notwendig, da sich aufgrund der Energiepreise beispielsweise für Contracting, Informationsinstrumente wie Gebäudepässe, Benchmarkings und Energieconsulting attraktive Märkte entwickeln.

8.4 Umsetzung in den Sektoren

8.4.1 Sektor Private Haushalte

Die genaue Diskussion und Darstellung aller Annahmen und Ergebnisse findet sich im Sektorbericht Private Haushalte [Prognos 2006b]. Aus diesem werden im Folgenden wesentliche Aspekte referiert und kommentiert.

Methodisch baut Szenario IV auf dem Potenzialszenario und dem verstärkten Einsatz zukünftiger Techniken auf. Szenario IV beinhaltet alle Elemente von Szenario III Potenzial, nutzt dessen Einsparpotenzial in einem kürzeren Zeitfenster als in der Trendvariante von Szenario III aus und „unterbietet“ je nach Verwendungsbereich die Besttechnik von Szenario III Potenzial.

Modelliert wird - wie in den Szenarien III – bei Gebäuden und bei Elektrogeräten eine Strategie der Nutzung der besten verfügbaren Techniken mit Übergangszeit, d.h. die Einführung der Besttechniken folgt einer logistischen Form. Im Vergleich zu Szenario III setzt die Durchdringung mit der besten Technik teilweise früher ein, erfordert aber deutlich weniger Zeit. Der technische Fortschritt ermöglicht auch gegenüber Szenario III Potenzial

nach 2020 dort energieeffizientere Bestgeräte, wo die technologische Entwicklung zumindest aus heutiger Sicht „absehbar“ Chancen bietet. Nach 2010 kann die Zahl der Pinselsanierungen deutlicher als in Szenario III reduziert werden, weil es hier gelingt, aus Pinselsanierungen energetisch hochwirksame Erneuerungen zu machen. „Extreme“ Technologien wie die breite Umsetzung von Neubauten auf Nullenergiestandard oder Sanierungen auf MINERGIE-P-Standard werden allerdings nicht angenommen.

Die Anforderungen an die Gebäudehülle sind längerfristig niedriger als das heutige MINERGIE-Niveau. Für Sanierungen wird unterstellt, dass deren energetische Qualität sich an den zum Sanierungszeitpunkt geltenden Neubauanforderungen orientiert. Im Gegensatz zum Neubau erfordern Veränderungen hier mehr Zeit, weswegen hier intensivere Massnahmen auch erst ab 2011 modelliert werden.

Deutlich stärker als in Szenario III werden Wärmepumpen sowohl beim Neubau als auch in der Sanierung eingesetzt, ohne allerdings Wärmepumpen zum einzig relevanten Energieträger auf dem Heizungsmarkt werden zu lassen.

Bezüglich der technischen Entwicklung geht das Szenario wie auch die Szenarien III nicht von wenigen Schlüsseltechnologien aus, sondern setzt auf ein breites Spektrum bestehender bzw. absehbarer Technologieentwicklungen. Bedeutende Techniken bzw. Technologien sind wie in den Szenarien III die Informations- und Kommunikationstechnik (Geräte- und Anlagensteuerung, Selbstdiagnosesysteme, Vernetzung, Reduktion stand-by-Verbräuche, effizientere Bildschirme u.v.m.), der breite Einsatz von Energiesparlampen (Hochvolthalogen- und vor allem die neuen LED-Techniken), die Material- und Werkstofftechnik (neue Dämmstoffe, Ersatzmaterialien für energieintensive Rohstoffe, noch effizientere Fenster, Nanobeschichtungen, bessere Kältemittel für Kühlgeräte, Klimaanlage oder Wärmepumpen), die Lufttechnik (Kompressoren in Wärme- und Kälteanlagen, Kühl- und Gefriergeräten) etc. Besondere Relevanz kommt im Baubereich den Vakuumdämmungen sowie hoch dämmenden und den Lichtdurchlass selbständig steuernden Fenstern zu. Bei den Geräteverbräuchen helfen Nanobeschichtungen, Funktionstextilien, neue Gewebebeschichtungen, effizientere Waschmittel u.ä. den Energieverbrauch zu reduzieren. Auch die Nutzung des Warmwassersystems (vor allem bei der Wärmeerzeugung über Solar- und Wärmepumpensysteme) anstelle der Warmwasserbereitung im Elektrogerät (Waschmaschine, Geschirrspüler) kann helfen, Energie bzw. Strom zu sparen bzw. zu substituieren.

In Szenario IV werden die nachstehend im Einzelnen aufgeführten Massnahmen und Ansatzpunkte modelliert:

- Die wärmetechnischen Anforderungen an die Gebäudehülle werden ab 2011 bei Neubauten verschärft (EZFH: 125 MJ/m²*a, MFH: 105 MJ/m²*a). In der Übergangszeit gewinnen stärker als bisher die heutigen Zielwerte an Bedeutung. Die Anforderungen werden bis dahin an den heutigen Zielwerten orientiert. Danach steigen alle 5 Jahre die Anforderungen. In 2035 werden weniger als 85 bzw. 70 MJ/m²*a gefordert und von allen erreicht. Dies ist deutlich weniger als das heute im Mittel (Öl/Gas, Wärmepumpen, Holz) geforderte MINERGIE-Niveau.
- Ab 2011 gelingt es, alle Pinselsanierungen wie in Szenario III Potenzial durch vollwertige energetische Sanierungen zu ersetzen. Dies wird durch Energieabgaben, durch Beseitigung bestehender Hemmnisse, aber auch durch Finanzierungshilfen (Zinssubventionen) möglich. Banken, Versicherungen und Immobilienbetreiber bieten entsprechende Angebote.

- Die Sanierungsanforderungen orientieren sich an den Neubauten. Für alle Sanierungen gelten die zum Sanierungszeitpunkt gültigen Neubauanforderungen plus einem Zuschlag von mittelfristig 50 Prozent und langfristig von 30 Prozent.
- Bei neuen Ein- und Zweifamilienhäusern konzentrieren sich die Heizanlagen auf Wärmepumpen (2035: 65 Prozent, Holz (13 Prozent), Gas (11 Prozent) und Fern-/Nahwärme (4 Prozent). Solare Heizungs(unterstützungs)systeme tragen rechnerisch nahezu in gleichem Umfang wie Ölheizungen zur Nachfragedeckung bei. Bei den Mehrfamilienhäusern bleibt Gas wichtigster Energieträger (38 Prozent), gefolgt von Wärmepumpen (24 Prozent), Öl (18 Prozent), Fern-/Nahwärme (15 Prozent) sowie Holz und Solar (je 2 Prozent).
- Das Substitutionsvolumen steigt gegenüber den Trendvarianten deutlich an. Es wird mehr und stärker in Richtung Wärmepumpen und Erneuerbare substituiert. Bei Wärmepumpen wird mit einer Erhöhung des Substitutionsumfangs gerechnet, der – zusammen mit dem höheren Neuanteil – den Wärmepumpen-Bestand gegenüber 2005 in 2035 auf mehr als das Fünffache erhöht (Szenario I Trend 2005/35 +227 Prozent). In Szenario IV sind in 2035 knapp 17 Prozent aller Erstwohnungen wärmepumpen-beheizt, in Szenario I Trend sind es knapp 11 Prozent.
- Die Warmwassersysteme werden erheblich stärker als in den Trendszenarien vom Heizsystem entkoppelt. Solare Brauchwassersysteme werden zusammen mit Brauchwasser-Wärmepumpen zu den dominierenden ungekoppelten zentralen Warmwassersystemen. Über 4.5 Mio. Einwohner werden über entkoppelte, effizientere Geräte und Anlagen versorgt (zum Vergleich: Sensitivität Ib Preise 50 \$: 2.9 Mio.).
- Bei den Elektrogeräten werden die sich in „Szenario III Potenzialvariante“ ergebenden Einsparmöglichkeiten zeitverzögert realisiert oder sogar übertroffen. Die Ausschöpfung der Potenziale erfolgt schneller, der technische Fortschritt ist nach 2020 grösser. Anders als Szenario III werden Warmwasser bereitende Elektrogeräte (Waschmaschinen, Geschirrspüler, Waschtrockner) mittelfristig zunehmend an die Warmwassersysteme angeschlossen, wodurch sich bis zu 75 – 80 Prozent der Gerätstromverbräuche einsparen lassen. Diese Einsparungen müssen jedoch durch das Warmwassersystem ausgeglichen werden. Dabei wird der für die Warmwasserbereitung geltende Energieträgermix (mit hohem Solar- und Brauchwasserwärmepumpenanteil) angewandt.
- In der Beleuchtungstechnik werden konventionelle Glühlampen durch energiesparende Leuchtmittel ersetzt, wobei das in der Potenzialvariante aufgezeigte Reduktionspotenzial schneller als in Szenario III ausgeschöpft wird. Konventionelle Glühlampen werden nur noch selten verwendet.
- Auch auf dem Gebiet der Unterhaltungselektronik werden die in der Potenzialvariante aufgezeigten Einsparmöglichkeiten zeitlich verzögert erschlossen. Bei der Computertechnik kommen immer mehr energiesparende Laptop-Komponenten zum Einsatz, stand-by-Verbräuche werden nahezu vollständig vermieden. TV-Geräte sind im Durchschnitt etwas kleiner.
- Im Bereich Kochen wurden – mit Ausnahme der erwähnten Massnahmen Induktionskochfelder und sparsamere Geschirrspüler – keine zusätzlichen Einsparungen modelliert. Die Durchdringung des Marktes mit Induktionskochstellen verläuft schneller als in Szenario III.

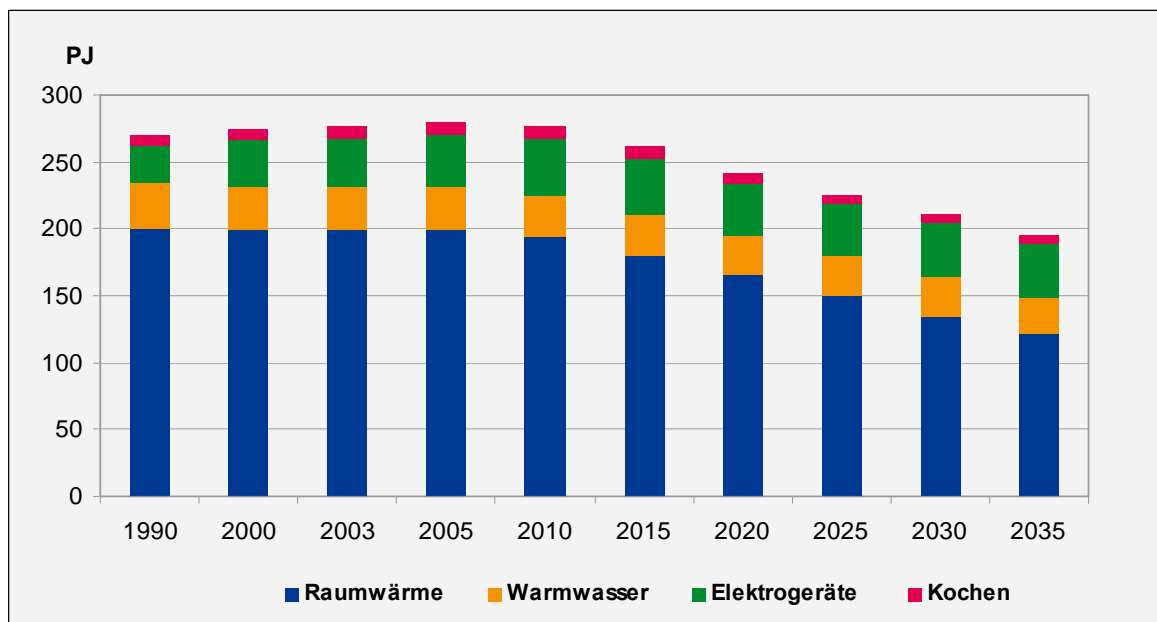
Tabelle 8-4 und Figur 8-1 zeigen die daraus resultierenden Energieverbräuche nach Verwendungszwecken.

Tabelle 8-4 **Szenario IV Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken,
witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ

	1990	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Raumwärme	200.7	199.4	198.8	199.0	194.3	180.2	165.2	149.7	134.9	121.0
Warmwasser	33.4	32.0	32.1	31.9	31.3	30.4	30.1	29.8	29.1	28.1
Elektrogeräte	28.5	34.6	37.3	38.8	41.8	41.3	38.4	38.5	40.0	40.3
Kochen	8.3	8.8	8.9	9.0	9.1	8.8	7.8	7.0	6.5	6.3
Total	270.9	274.7	277.0	278.8	276.5	260.7	241.6	224.9	210.5	195.7
Total , Abgrenzung wie GEST (PJ)	254.6	258.3	260.6	262.2	259.9	245.0	226.8	211.1	197.4	182.8

Prognos 2007

Figur 8-1 **Szenario IV Trend**
Sektor Private Haushalte: Verbrauch nach Verwendungszwecken,
witterungsbereinigte Modellwerte, 1990 – 2035, in PJ



Prognos 2007

Die Verbrauchsabsenkung von Szenario III wird in diesem Szenario verstärkt. Die Verhältnisse der einzelnen Verbrauchssegmente verschieben sich. Gegenüber Szenario I Trend nimmt der Verbrauch der Haushalte um 24.5 % (Abgrenzung gem. Gesamtenergiestatistik) ab. Hierzu trägt das Verbrauchssegment „Raumheizung“ mit einer Reduktion um 30.5 % am stärksten bei. Bei den Elektrogeräten (incl. Beleuchtung) beträgt die relative Verringerung 25.5 %; dieser Bereich macht allerdings nur etwa ein Fünftel des Gesamtverbrauchs aus. Gegenüber heute (2005) nimmt dieser Bereich am Gesamtverbrauch wie in den Szenarien I und II noch zu (von 14.8 auf 22.1 %). Der Verbrauch bei der Warmwasserbereitung verändert sich mit einer Abnahme um 3.4 % kaum; hierzu tragen die gegenläufigen Effekte der (leichteren) Effizienzverbesserung einerseits und des verstärkten Verbrauchs von Wasch- und Geschirrspülmaschinen bei. Der Anteil der Warmwassererwärmung an der Endenergienachfrage wächst von heute (2005) 14.8 % auf 15.4 %.

Bezogen auf die Energieträger nimmt die Nachfrage nach den Hauptenergieträgern für das Segment Raumwärme, Öl und Gas, am stärksten ab (Öl -51 %, Gas -27.5 %). Die Abnahme gegenüber Szenario III ist nochmals deutlich (Öl -22.7 %, Gas -20.4 %). Die Elektrizitätsnachfrage nimmt gegenüber Szenario I Trend mit -26.2 % trotz des verstärkten Wärmepumpeneinsatzes ebenfalls deutlich ab. Holz und Erneuerbare nehmen deutlich zu (30.2 %); hier wirkt vor allem die verstärkte Substitution in Erneuerbare (an dieser Stelle ist auch die Umgebungswärme verbucht) nachfragesteigernd. Der Anteil der Erneuerbaren am Gesamtverbrauch steigt von 13.3 % in Szenario I auf 23.4 % in Szenario IV.

8.4.2 Sektor Dienstleistungen

Die genaue Diskussion und Darstellung aller Annahmen und Ergebnisse findet sich im Sektorbericht Dienstleistungen [CEPE 2007]. Aus diesem werden im folgende wesentliche Aspekte referiert und kommentiert.

Ähnlich wie im Haushaltssektor spielen gerichtete Technologieentwicklung mit Fokus auf Energieeffizienz unter Einbeziehung der Möglichkeiten neuer Schlüsseltechnologien und eine konsequente sowie schnelle Umsetzung eine wesentliche Rolle. Dies betrifft vor allem Fenster, Geräte, Beleuchtung und zentrale Elektroanlagen, was zu reduzierten Wärmeabgaben und damit zu tieferen Kühllasten führt. Entsprechend werden die Zielwerte der SIA 380/4-Empfehlungen stetig an diese Entwicklungen angepasst. Im Jahre 2035 liegen die Zielwerte für die meisten Stromanwendungen um knapp 15 % tiefer als im Szenario III; für die Arbeitshilfen und zentralen dienste beträgt die Reduktion sogar über 30 %.

Darüber hinaus wird dem Aspekt der verstärkten Kooperation sehr verschiedener Gruppen von Akteuren starkes Gewicht beigemessen. Ähnlich wie in Szenario II sollen hierdurch insbesondere Umsetzungshemmnisse aufgehoben sowie dauerhafte Betriebsoptimierungen durchgeführt werden. Aufgrund des durch die Energielenkungsabgabe induzierten Preissignals müssen die Kooperationsinitiativen nicht mehr nur durch staatliche Initiativen und Programme getragen sein, sondern werden auch z. T. über zunehmend selbsttragende Märkte organisiert. Die verstärkten Betriebsoptimierungen sind auch ein Ergebnis der weiter verstärkten Durchdringung mit IuK-Technologie.

Mit dieser zunehmenden Durchdringung aller Bereiche mit IuK-Technologie geht auch eine aus der Expertenbefragung [Prognos 2006a] als plausibel qualifizierten „Virtualisierung“ der Arbeitswelt einher. Dies bedeutet, dass unter anderem mehr mobile und „nicht-lokale“ Arbeitsplätze im Dienstleistungssektor eingerichtet werden, was konkret auf der Ebene der Rahmendaten zu einer Verringerung der Energiebezugsflächen um knapp fünf Prozent führt.

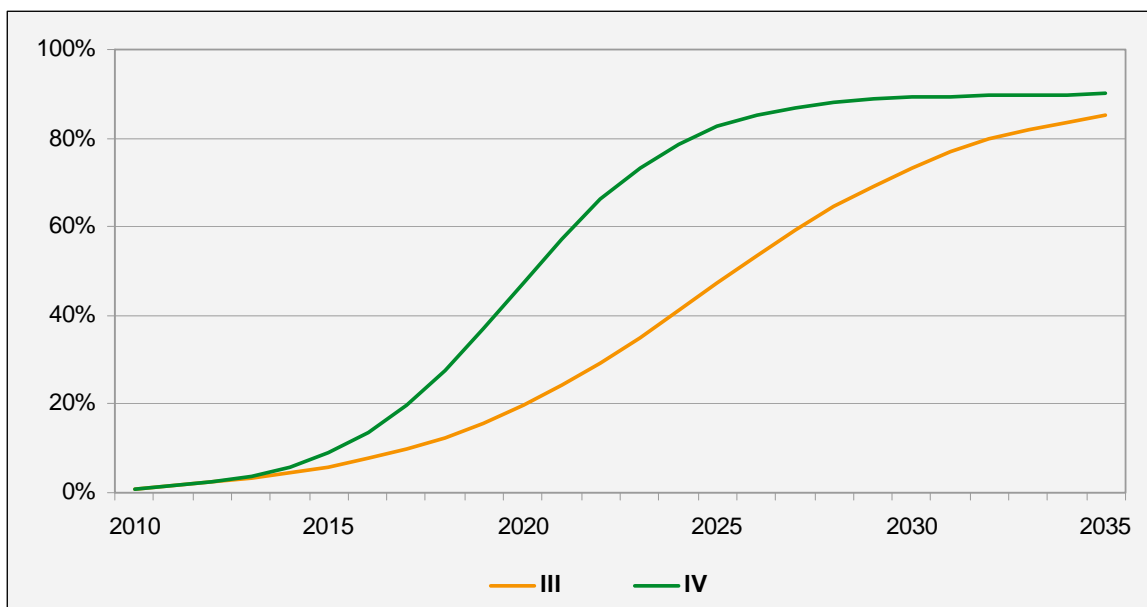
Darüber hinaus verändern die Möglichkeiten der neuen Technologien auch manche Abläufe und Prozesse. Konkret werden hier Entwicklungen in der Pharmakologie und damit verbunden im Gesundheitswesen genannt, die eine zunehmend individuellere und nicht-stationäre Behandlung von Patienten ermöglicht. Dieser erwarteten Entwicklung wird dadurch Rechnung getragen, dass sich der Flächenbedarf im Spitalbereich, der einen hohen spezifischen Energieverbrauch aufweist, gegenüber Szenario III leicht reduziert (um ca. 10 %). Im Gegenzug wächst der Flächenbedarf in der Unterbranche Pflege-, Alters- und Wohnheim. Damit wird das stetige Wachsen der (energieintensiven) Spitalfläche gestoppt, nicht jedoch das Wachstum des gesamten Gesundheitswesens.

In den wesentlichen Verbrauchsbereichen werden die folgenden Voraussetzungen über die modellierten Massnahmen getroffen:

Wärmebedarf Neubauten: Der Anteil der Gebäude mit sehr tiefem Heizwärmebedarf (in 2010: 58 MJ/m².Jahr) steigt deutlich schneller als im Szenario III, nämlich von 10 % in 2010 auf 62 % in 2020 und 89% in 2030 (Figur 8-2). Die unterstellte Diffusionszeit bis zur Sättigung beträgt nur mehr 40 Jahre. Im Szenario III waren es noch 60 Jahre. Die unterstellten gesetzlichen Anforderungen an den Heizwärmebedarf sind gegenüber Szenario III nur wenig verschärft. Der grosse Unterschied liegt darin, dass die hoheitlichen Vorgaben von der Wirtschaft und von der Zivilgesellschaft mitgetragen werden und damit der Vollzug deutlich beschleunigt wird.

Wärmebedarf Sanierungen: Wie im Szenario III wird ab 2010 von einer Verdoppelung der durchschnittlichen Energieeinsparung im Szenario I Trend ausgegangen (hohe Energiepreise); aber der Anteil der Pinselsanierungen im Szenario I Trend, die in eine energetisch wirksame Sanierung umgewandelt werden, ist im Szenario IV deutlich höher als In Szenario III. Dieser Anteil steigt von 0 % in 2010 auf 47 % in 2020 und 89 % in 2030 (Figur 8-2). Die Diffusionszeit bis zur Sättigung ist mit 30 Jahren deutlich kürzer als die 50 Jahre in Szenario III.

Figur 8-2 **Szenario IV Trend**
Dienstleistungssektor: Anteil der im Szenario I bei der Erneuerung/Instandhaltung nicht energetisch wirksam sanierten Gebäude, welche in den Szenarien III und IV energetisch wirksam saniert werden



CEPE 2007

Energieträgeranteile Wärme: Die Marktanteile (gemessen in Flächenanteilen) der fossilen Energieträger nehmen bei den Neubauten drastisch ab. Von heute rund 40 % sinkt der Anteil von Heizöl extraleicht bis 2035 auf 10 %. Erdgas verliert fast die Hälfte der Anteile (Tabelle 8-5). Die grossen Gewinner sind die Fernwärme (Verdoppelung), Holz (Verdreifachung) und vor allem die elektrischen Wärmepumpen und die Solarwärme (beide mit acht mal höheren Anteilen als heute). Dieser erstmalige Durchbruch der „Kleinen“ ist insbesondere beim Vergleich der Marktanteile in den verschiedenen Szenarien offensichtlich (Figur 8-2). Unter Fernwärme wird auch die Erdwärme gezählt die mit oder ohne Einsatz von Wärmepumpen über Fernwärmenetze genutzt wird. Das Wachstum der elektrischen

Wärmepumpen wird im Anhangband vertieft diskutiert. Die Anteile der Solarwärme sind eine vereinfachte Darstellung der zunehmenden Bedeutung von Solarwärme zur Bereitstellung von Warmwasser und als Zusatzsystem zu herkömmlichen Heizsystemen.

Nach 2010 wird der Ersatz von Heizöl extraleicht in bestehenden Gebäuden durch andere Energieträger und Heizsysteme deutlich beschleunigt. Pro Jahr werden 2% der mit Heizöl beheizten Flächen umgerüstet. Im Szenario I liegen die entsprechenden Substitutionsraten bei 1.2 %/Jahr; in Szenario III liegen sie bei 1.6 %/Jahr. Auch hier verliert Erdgas, wie bereits im Szenario III, seine dominierende Stellung als Substitut von Heizöl. Von fast 60 % im Szenario I reduziert sich sein Anteil im Szenario IV bis 2035 auf 35 % (Tabelle 8-5). Die Gewinner sind hier in erster Linie die elektrischen Wärmepumpen, Holz und die Solarwärme.

Neuinstallierte Heizsysteme: Die Nutzungsgrade der Heizsysteme sind mit Ausnahme der Erdgassysteme und der elektrischen Wärmepumpen dieselben wie im Szenario III. Bei der Nutzung von Erdgas werden vermehrt Wärmepumpen eingesetzt. Ihr Anteil steigt bis 2035 auf 20 % und der Jahresnutzungsgrad der neu installierten Systeme steigt von 130 % in 2010 auf 150 % in 2035. Der durchschnittliche Nutzungsgrad aller mit Erdgas betriebenen Heizsysteme steigt dadurch merklich an. Die Marktanteile der elektrischen Wärmepumpen liegen infolge der höheren relativen Strompreise etwas unter den Annahmen im Szenario III. Noch stärker als in Szenario III werden sehr effiziente Wärmepumpen eingesetzt, was zu einer deutlichen Steigerung der Jahresnutzungsgrade aller neu installierten Wärmepumpen führt.

Stromnachfrage Neubauten: Die globale Technologieoffensive führt generell zu einer beschleunigten Effizienzverbesserung bei allen Elektrizitätsanwendungen: die Zielwerte für die SIA 380/4-Anwendungen bei Neubauten reduzieren sich demzufolge im Szenario IV um -2%/Jahr (-1.5 %/Jahr im Szenario III). Die globale Technologieoffensive bringt aber bereits sehr kurzfristig deutliche Effizienzverbesserungen bei den Arbeitshilfen und bei den zentralen Diensten. In diesen Bereichen ist die Energieeffizienz in der Schweiz weit stärker an Entwicklungen im Ausland gekoppelt, als das bei den Anwendungsfeldern Beleuchtung und Klima/Lüftung der Fall ist, wo die Integration der Komponenten in ein ganzes System eine mindestens ebenso grosse Bedeutung hat, wie die Komponenten selbst. Bei den erwähnten Verbesserungen in den Bereichen Arbeitshilfen und zentrale Dienste handelt es sich weitgehend um ein Nachziehen der Effizienzverbesserungen, die in den Bereichen Beleuchtung und Klima/Lüftung bereits im Szenario III erfolgt sind.

Der Anteil der neuen Gebäude, die in Szenario IV diese verschärften Zielwerte erreichen, sind ebenso gross wie die Anteile in Szenario III mit den weniger ambitionierten Zielwerten.

Sanierungen: Der verwendete Modellansatz ist ganz ähnlich wie in Szenario I. Die Einsparungen bei einer Sanierung im Szenario IV sind proportional zu den Einsparungen bei den durchschnittlichen Neubauten im Szenario IV. Einzig der Proportionalitätsfaktor ist unterschiedlich: im Szenario I werden bei den Sanierungen 50 % der Einsparungen bei den Neubauten erreicht; hier sind es anfänglich ebenfalls 50 %, aber nach 2020 liegt dieser Anteil bei 75 %. Die Diffusionszeit für diesen Übergang beträgt wie im Szenario III 20 Jahre. Gegenüber Szenario III sind die angenommenen Verbesserungen ganz gewaltig. In III werden 75 % der Einsparungen bei den Neubauten im Szenario I (!) erreicht; hier im Szenario IV sind es 75 % der Einsparungen bei den Neubauten im Szenario IV.

Betrieboptimierung: Wie im Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“ wird auch für Szenario IV angenommen, dass ein umfassendes Betriebsoptimierungsprojekt erfolgreich

durchgeführt wird. Die spezifischen Energieeinsparungen liegen bei den Wärme- und bei den Elektrizitätsanwendungen bei -10 %. Im Gegensatz zu Szenario II werden auch kleinere Objekte mit einer Fläche von 400 – 2'000 m² einbezogen und für die Beteiligungs-/Erfolgsquote wird eine Steigerung von 50 % in Szenario II auf 75 % in Szenario IV angenommen. Die resultierenden Energieeinsparungen liegen in Szenario IV aus diesen beiden Gründen deutlich über denjenigen im Szenario II.

Im Szenario IV kommt nun hinzu, dass die Informations- und Kommunikationstechnologien gezielt zur Ressourcenschonung und zur Effizienzverbesserung eingesetzt werden. Experten bestätigten in einer speziell für die Ausgestaltung von Szenario IV durchgeführten Befragung [Prognos 2006a], dass sich durch eine auf Energieeffizienz ausgerichtete Steuerung/Regulierung/Optimierung von Geräten, Anlagen, Systemen und Betriebsabläufen rund 15 % Energieeinsparungen erzielen lassen. Wir gehen davon aus, dass sich diese Optimierung mittels IKT im Dienstleistungssektor bis 2035 flächendeckend durchsetzt und nach und nach die traditionelle Betriebsoptimierung ergänzt und verbessert.

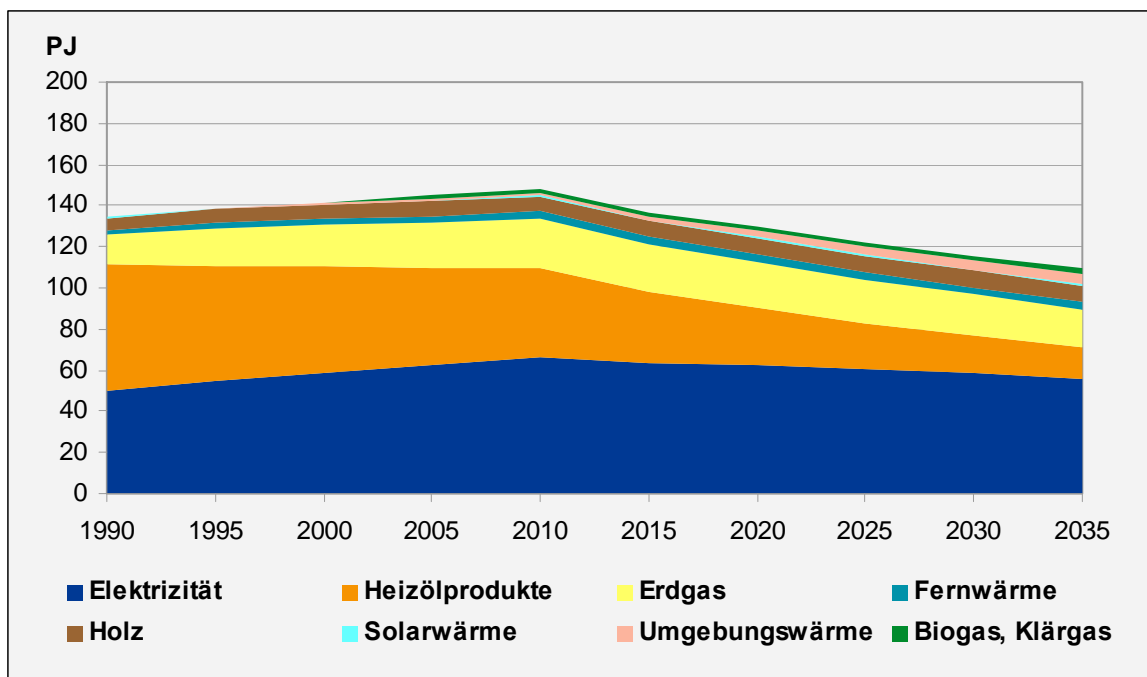
Die resultierende Endenergienachfrage nach Energieträgern wird in Tabelle 8-5 und Figur 8-3 dargestellt.

Tabelle 8-5 **Szenario IV Trend**
Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	50.0	54.9	58.6	62.1	66.3	63.5	62.2	60.1	58.5	56.1
Heizölprodukte	61.2	56.1	51.7	47.2	43.0	34.8	28.4	22.9	18.6	15.2
Erdgas	14.3	17.9	20.3	22.4	24.2	22.8	22.1	20.8	19.5	18.3
Fernwärme	2.1	2.5	2.9	3.2	3.5	3.5	3.7	3.6	3.6	3.6
Holz	6.6	6.8	7.0	7.2	7.7	7.7	8.0	8.1	8.1	8.1
Solarwärme	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6
Umgebungswärme	0.3	0.4	0.6	0.9	1.3	2.0	2.9	3.7	4.5	5.2
Biogas, Klärgas				2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Summe	134.4	138.7	141.2	145.1	148.2	136.6	129.7	121.7	115.4	109.1

CEPE 2007

Figur 8-3 **Szenario IV Trend**
Dienstleistungssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



CEPE 2007

Die Gesamtenergienachfrage steigt bis zum Jahr 2010 noch leicht an (ca. 5 % gegenüber dem Jahr 2000), um danach stetig abzusinken und in 2035 mit 23 % deutlich unter dem Verbrauch des Jahres 2000 zu liegen. Diese Entwicklung ist vor allem auf den Rückgang im Wärmebereich zurückzuführen. Die Elektrizitätsnachfrage sinkt bis zum Jahr 2035 um 4.3 % gegenüber der Nachfrage im Jahr 2000. Im Vergleich zu Szenario I bedeutet dies einen Rückgang der Gesamtenergienachfrage in 2035 um 33 % sowie einen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage um 31.8 %. Die erneuerbaren Energieträger im Wärmebereich werden etwa gleich stark nachgefragt wie in Szenario I – dies bedeutet aber einen Anteil an der Wärmenachfrage von 30 % im Vergleich zu einem Anteil von 19.9 % in Szenario I. Das bedeutet also in etwa eine Zunahme der entsprechenden Anlagenzahlen um 50 %.

8.4.3 Sektor Industrie

Zur vertieften Beschreibung sowohl der Modellmechanik als auch der Ergebnisse wird auf den Sektorbereich [basics 2007] verwiesen.

Im Industriesektor wirken sich die Ergebnisse der Technologieschübe, insbesondere die Weiterentwicklungen der neuen Schlüsseltechnologien, ganz besonders aus. Die Wirkungen kommen auf verschiedenen Ebenen zum Tragen:

Auf der Ebene der Produktionsprozesse sind durch Anwendungen von neuen Verfahren zum Teil in Einzelprozessen, zum Teil durch Verfahrenssteuerung, erhebliche Einsparungen bei den spezifischen Energieeinsätzen je produzierter materieller Einheit eines Endproduktes möglich. Ein Beispiel sind hier biotechnologische Verfahren: Mit biotechnologischen Verfahren können viele chemische Prozesse, die bei hohen Temperaturen und grossem Druck ablaufen, unter Einsatz von geeigneten Organismen (z.B. Pilzen, Bakterien oder Algen, z. T. gentechnisch verändert) bei energetisch weniger aufwändigen Umgebungsbedingungen ablaufen (Biokatalyse), etwa in so genannten Bioreaktoren oder

Fermentern. Bei einigen Prozessen sind Einsparpotenziale von 75 bis 95 Prozent möglich. Besonders wichtige (neue) Anwendungen liegen in der Pharmazie. Vor allem in Verbindung mit der Nano(bio)technologie (s.u.) sind – bei entsprechenden Forschungsanstrengungen – erhebliche Fortschritte zu erwarten.

Gegenüber den Annahmen für Szenario III wurden die spezifischen Einsparungen bis 2035 in der Pharmazie um rund 15 Prozent erhöht.

Auch die Automatisierung/Roboterisierung wird im Produktionsprozess weiter zunehmen (Stichwort: menschenleere Fabrik), aber auch in den Konsumbereich vorstossen (Stichwort: Putzroboter). Gegenüber den Annahmen zu Szenario III wird von einem deutlich erhöhten Informatik-Einsatz in der Produktion ausgegangen. Gesamthaft wird mit einer Reduktion des spezifischen Energieverbrauchs zwischen 5 und 10 Prozent gegenüber Szenario III bei neuen Anlagen bis 2035 gerechnet.

Die Nanotechnologie dürfte im Zeitfenster bis 2035 in der Industrie energetisch u.a. beim Auftrennen von Fluiden in seine Komponenten (Membrane) eine grössere Rolle spielen, aber auch bei thermischen Isolationsprozessen und Oberflächenbeschichtungen (etwa schmutzabweisende Oberflächen in Wärmetauschern). Bei "passenden" Prozessen wird bis 2035 mit bis zu 20 Prozent Verbesserungen für neue Anlagen gerechnet.

Auf der Ebene der Produkte wird damit gerechnet, dass sich gegenüber dem heute Bekannten grundsätzliche Methoden, eine Leistung bereit zu stellen, z. T. stark verändern. Ein Beispiel ist hier das Verhältnis zwischen elektronischer Informationsverarbeitung und Papier. So wird die elektronische Online-Zeitung die traditionelle Papierzeitung praktisch vollständig ersetzen. Dass dies mit erheblichen Folgen nicht nur für die Papier- und Druckindustrie verbunden ist, liegt auf der Hand. Die Auswirkungen sind aber noch weitergehend: So würde nach Ansicht von basics [basics 2007] das Druckgewerbe durch die virtuelle und damit papierärmere Gesellschaft (incl. Printing on Demand) stärker zurückgehen müssen, aber das Druckgewerbe kann einen Teil durch Hightech-Printing (bis hin zum Chip-Printing) wieder gut machen.

Diese Veränderungen illustrieren auch Veränderungen in den sozioökonomischen Rahmenbedingungen. Die Verhältnisse und relativen Entwicklungen der Branchen zu einander werden in diesem Szenario technologiegetrieben gegenüber den anderen Szenarien Veränderungen erfahren. Hierbei werden sich einerseits die Produkte und damit auch ihre physischen und den Modellierungen zu Grunde liegenden produzierten Mengen verändern, andererseits auch die damit verbundenen Wertschöpfungen. Zu betonen ist dabei, dass die Veränderung der Mengenkomponente nicht zwingend mit einer gleichsinnigen Veränderung der Wertschöpfung einhergehen muss, indem etwa die Reduktion des physischen Outputs durch qualitativ hochwertigere Produkte wertschöpfungsmässig mehr als wett gemacht werden kann (etwa in der Druckindustrie, vgl. [basics 2007]).

Insgesamt wird damit gerechnet, dass der Anteil hochtechnologischer und auch wissenschaftlicher Anteile an der Wertschöpfung insgesamt zunimmt. Die aus diesen Überlegungen resultierenden Veränderungen in den Hochrechnungsfaktoren für die Produktion, die der Modellierung zugrunde liegen, sind in Tabelle 8-6 zusammengefasst. Diese wurden so ermittelt, dass die integrierte Wertschöpfung über den gesamten Sektor aus Gründen der Vergleichbarkeit erhalten bleibt. In den Kommentaren sind konkrete Bezüge zu den Thesen der Expertenbefragung [Prognos 2006a] genannt.

Tabelle 8-6 **Szenario IV Trend**
Industriesektor: Für 2035 in Szenario IV-Trend gegenüber Szenario I
Trend angenommene prozentuale Abweichungen bei den Hochrechnungs-
faktoren (Mengenkomponente) und Bezug zu den betroffenen
Thesen in der Expertenbefragung

Nr.	Hochrechnungsfaktor	Δ (%)	Betroffene Delphi-Thesen (Nr.)	Bemerkungen
1	Bier	-10	Senkung vom Energieaufwand durch bio-katalytische Verfahren (3.6), Designer Food (3.11)	Substitution durch "Hightech-Getränke"
1	Schokolade	0		Keine Veränderung
1	Zucker	0		Keine Veränderung
1	Nahrungsmittel Rest	5	Senkung vom Energieaufwand durch bio-katalytische Verfahren (3.6), Designer Food (3.11), Biotech-Verfahren zur Lebensmittelherstellung (3.14)	Functional Food ab 2025, Individualisierung von Lebensmitteln, gegenläufige Energieeffekte
2	Textil	5	Funktionstextilien (1.7) Energiearme Reinigung von Funktionstextilien (1.8)	Hightech-Stoff/Materialien
2	Bekleidung, Schuhe	2	Funktionstextilien (1.7), Energiearme Reinigung von Funktionstextilien (1.8)	Hightech-Stoff/Materialien
3	Zellstoff	-50	Papierloses Büro (2.4)	Sinkt parallel mit Papierproduktion
3	Papier und Karton	-50	Papierloses Büro (2.4)	Elektronisches Papier
3	andere Papierwaren	0		Verpackungsmaterial bleibt
4	Chem. Grundstoffe	10	Senkung vom Energieaufwand durch bio-katalytische Verfahren (3.6), Biotechnologische Verfahren (3.13)	Neue Produkte
4	Pharma	-5	Verfeinerung der Medikamente, Dosierung ohne Verluste möglich (3.15)	Effizientere Pharmazeutika lassen Produktion mengenmässig schrumpfen
4	übrige Chemie	10	Lotuseffekt, Fensterbeschichtung (1.4), Hightech Produktionsverfahren bringt Produktion wieder in CH (3.9), Biotechnologische Verfahren (3.13)	Neue Produkte
4	Chemiefaser	10	Wasser / Energiearme Reinigungs-Verfahren durch Funktionstextilien (1.8)	Neue Produkte

Tabelle 8-6 **Szenario IV Trend**
Industriesektor: Für 2035 in Szenario IV-Trend gegenüber Szenario I
Trend angenommene prozentuale Abweichungen bei den Hochrech-
nungsfaktoren (Mengenkomponente) und Bezug zu den betroffenen
Thesen in der Expertenbefragung (Fortsetzung)

Nr.	Hochrechnungs- faktor	Δ (%)	Betroffene Delphi-Thesen (Nr.)	Bemerkungen
5	Glas-Herstellung	0		Keine Veränderung
5	Glas-Verarbeitung	2	Vakuumdämmung (1.6), Automatische Verschattung (1.9), Reaktive Beschichtungen (2.5)	Neue Produkte, Glasfaserleitungen
6	Ziegel, Backsteine	-5		Substitution durch neue/andere Baumaterialien
6	Keramik	2		Neue Keramik-Produkte durch diversifiziertere Funktionen
7	Zement	-25		Substitution durch neue/andere Baumaterialien
8	Rest NE-Mineralien	5		Neue Schleif-, Isolier- und Schutzmaterialien
9	Metallbearbeitung	-2		Substitution durch Kunststoffe
9	Stahl	-8	Ersatz von Stahl in Nischenanwendungen bis 2050 (3.5)	Substitution durch neue/andere Materialien
10	Rohaluminium	-30	Entwicklung neuer Leichtbauwerkstoffe (4.6)	Substitution durch Kunststoffe
10	Halbzeuge	-30		Substitution durch Kunststoffe
10	Alufolie	-30		Substitution durch Kunststoffe
11	Metallerzeugnisse	5		Neue Produkte: Nanotechnologie, Oberflächenbeschichtung
12	Maschinen, Fahrzeugbau	0		Keine Veränderung
13	Geräte	5	Papierloses Büro (2.4), Optoelektronische Bauteile (2.6), Neue medizinische Techniken (2.9)	Neue Produkte (Medizinaltechnik), Einfluss von Nanotechnologie und Mikrosystemtechnik
14	Energie, Wasser	10	Biogene Brenn- und Treibstoffe (2.11, 5.1, 5.2), Erzeugung von Wasserstoff (5.3, 5.4, 5.5), Minimikro Gasturbinen (5.8), Brennstoffzellen (5.9, 5.10, 5.11)	Zunahme der Engineeringleistungen, Wasserstoff spielt kaum eine Rolle
15	Bauhauptgewerbe	-20		Bauen wird grundsätzlich weniger materialintensiv

Tabelle 8-6 **Szenario IV Trend**
Industriesektor: Für 2035 in Szenario IV-Trend gegenüber Szenario I
Trend angenommene prozentuale Abweichungen bei den Hochrech-
nungsfaktoren (Mengenkomponente) und Bezug zu den betroffenen
Thesen in der Expertenbefragung (Fortsetzung)

Nr.	Hochrechnungs- faktor	Δ (%)	Betroffene Delphi-Thesen (Nr.)	Bemerkungen
15	Rest Bau	-5	Vakuumdämmung (1.6)	Sanierung wird Hightech-orientierter, modularisierte Haustechnik
16	Druck	-50	Papierloses Büro (2.4)	Printprodukte werden durch elektronische Gadgets substituiert, Branche wird zu DL-Branche
16	Kautschuk/Kunststoff	5	Neue Beschichtungsverfahren (3.12)	Neue Produkte
16	Rest	15		Lifestyle, Recycling
16	Holzbearbeitung	-10		Alternative Verwendungen in andern Branchen (Möbel u.a.)

basics 2007

Neben den Mengenkomponenten werden auch die Energiebezugsflächen branchenspezifisch gegenüber Szenario III angepasst. Während die Produktionsflächen gesamthaft schrumpfen (um ca. 3 Mio. m²), nehmen die Büroflächen um etwa 1 Mio. m² zu. Da die benötigten Büroflächen modellmässig mit den Beschäftigten verkoppelt sind (die Produktionsflächen sind mit der Produktion verkoppelt), wir aber die Auswirkungen der Produktionsänderungen auf die Beschäftigtenverteilung nicht verlässlich abschätzen können, sind diese Veränderungen mit gewisse Vorbehalten zu versehen. In der Summe reduzieren sich die Flächen um etwa ein halbes Prozent.

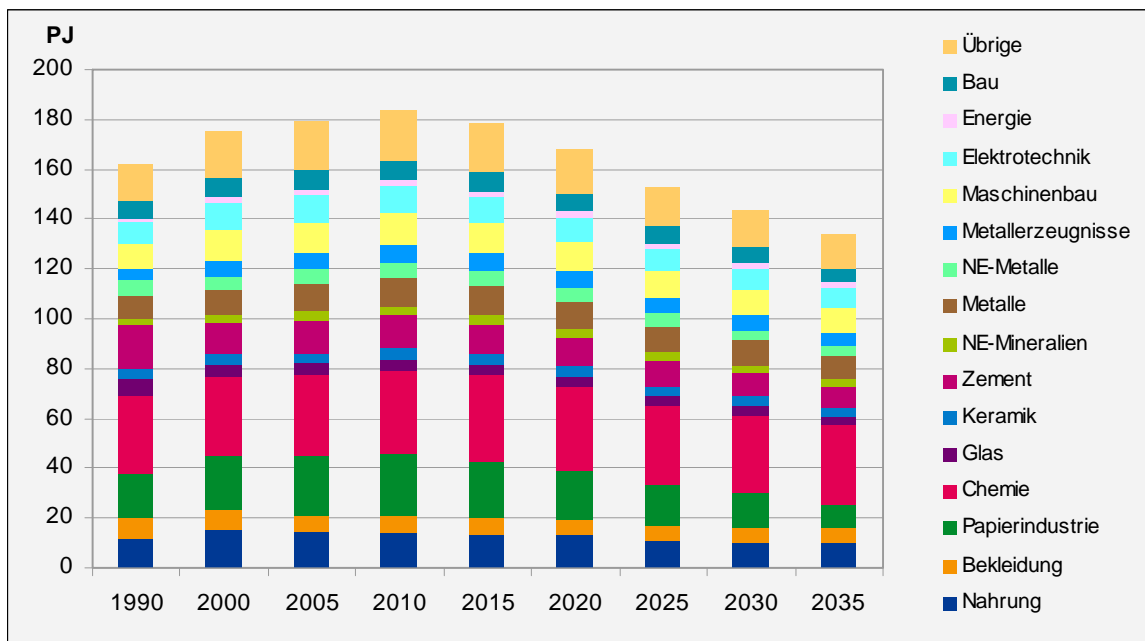
Das Ergebnis in der Energienachfrage nach Branchen ist in Tabelle 8-7 und Figur 8-4 dargestellt.

Tabelle 8-7 **Szenario IV Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035,
in PJ

Nr.	Branche	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
1	Nahrung	11.8	15.3	14.6	14	13.5	12.8	10.5	10.1	9.7
2	Bekleidung	8.1	7.6	6.4	6.8	6.5	6.4	6.4	6.2	6.2
3	Papierindustrie	18.4	22.2	24.2	24.7	22.5	19.6	16.4	13.8	9.9
4	Chemie	30.5	32	32.6	33.9	35	34.4	31.8	31.2	31.9
5	Glas	6.8	4.5	4.1	4.2	4.1	3.9	3.6	3.5	3.1
6	Keramik	4	4.4	4.3	4.5	4.6	4.6	4.2	4.1	3.5
7	Zement	18.2	12.5	12.9	13.1	11.5	10.6	9.9	9.1	8.5
8	NE-Mineralien	2.2	3.3	3.9	3.8	3.7	3.7	3.7	3.6	3.5
9	Metalle	9.2	10	11	11.3	11.5	11	10.7	9.6	8.8
10	NE-Metalle	6	5.1	6.1	6.5	6.3	5.6	5	4.4	3.8
11	Metallerzeugnisse	5.1	6.4	6.6	7	7	6.7	6.2	5.9	5.5
12	Maschinenbau	10	12.3	12	12.5	12.3	11.7	11	10.5	10.1
13	Elektrotechnik	8.2	11.2	10.9	10.9	10.3	9.4	8.5	8	7.6
14	Energie	2.1	2.4	2.4	2.5	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6
15	Bau	7	7.2	7.8	8	7.6	7	6.5	6	5.5
16	Übrige	14.5	18.9	19.4	20	19.2	18.5	16.1	14.7	14
Summe		162.1	175.1	179	183.6	178	168.5	153.2	143.3	134.4

basics 2007

Figur 8-4 **Szenario IV Trend**
Industriesektor: Endenergienachfrage nach Branchen 1990 - 2035,
in PJ



basics 2007

Wie im Dienstleistungssektor zeigt sich im Industriesektor nach 2010 ein deutlicher Rückgang der Nachfrage, nochmals deutlich stärker als in Szenario III.

Im Ergebnis steigt die Endenergienachfrage im Industriesektor bis zum Jahr 2011 an (5.0 % gegenüber der Nachfrage von 2000), um danach bis zum Jahr 2035 deutlich abzusinken.

ken und damit um 23.3 % unter der Nachfrage von 2000 zu liegen. Gegenüber der Nachfrage von Szenario I bedeutet dies in 2035 eine Verringerung um 26.3 %.

Die Elektrizitätsnachfrage steigt in Szenario IV bis 2035 um 8.4 % gegenüber der Nachfrage des Jahres 2000. Gegenüber Szenario I Trend ist dies ein Rückgang um 20.1 %.

Bezogen auf die Branchen (Tabelle 8-7, Figur 8-4) ist der mit Abstand stärkste absolute Nachfragerückgang zwischen 2000 und 2035 im Wirtschaftszweig Papier mit einem relativen Rückgang um über 55 % festzustellen. Dieser ist der o.g. grundsätzlichen Strukturveränderung geschuldet. Der Branche Papier folgen die Branchen Nahrung (-36.6 %) und Elektrotechnik (-32.1 %), die bezüglich der Energieeffizienz sehr stark von den neuen Schlüsseltechnologien profitieren. Zement (-32.0 %) weist ebenfalls absolut und relativ nochmals einen deutlichen Rückgang auf, hier wird allerdings damit gerechnet, dass eine erhebliche Substitution durch neue und andere Baumaterialien erfolgt, innerhalb der Branche zu einem Wandel führen wird.

Zunahmen der Branchenenergieverbräuche zeigen sich bei Energie aufgrund der stärkeren Erzeugung biogener Brennstoffe sowie dezentraler Erzeugung, sowie NE-Mineralien durch die Entwicklung und den Einsatz neuer Schleif-, Isolier- und Schutzmaterialien. Diese Zunahmen sind allerdings absolut mit je 0.2 PJ sowie relativ (mit 6 - 7 %) sehr gering. In allen anderen Branchen zeigen sich deutliche Rückgänge der Energieverbräuche – bei in der Summe gleichbleibendem Wachstum der Wertschöpfungen wie in den anderen Szenarien.

8.4.4 Sektor Verkehr

Zur vertieften Beschreibung sowohl der Annahmen als auch der Ergebnisse wird auf den Sektorbericht [Infras 2007] verwiesen.

Zusätzlich zu den in Szenario III bereits umgesetzten technischen Effizienzoptionen werden in Szenario IV auch die Nachfrage nach Transport-Aktivitäten und deren Struktur verändert. Konkret bedeutet dies eine Auswirkung auf die Mengengerüste und den Modal Split. Dies wird zum Teil durch die „Virtualisierung“ der Gesellschaft möglich gemacht, in der beispielsweise massgeschneiderte Mobilitätslösungen angeboten und auch mit entsprechenden Preisanreizen gelenkt werden können.

Die Massnahmen, insbesondere die Preissignale, die im Verkehrssektor sehr spürbar werden, wirken über die Technologie hinaus auch auf die anderen Verhaltensdimensionen:

- Kurzfristig auf Anzahl Fahrten, Fahrverhalten,
- Mittelfristig auf Technologie / Fahrzeugeffizienz, ggf. Verkehrsflusssteuerung etc.,
- Längerfristig auf Distanzen (Verkehr(saufkommen)/ Raumordnung).

Im Personenverkehr orientiert sich die Entwicklung der Verkehrsnachfrage am sog. Alternativszenario „Regionaler Ausgleich und Ressourcenknappheit“ der ARE-Personenverkehrsperspektiven [ARE 2006]. Es ist geprägt von längerfristig deutlich steigenden Energiepreisen und einer Verkehrspolitik, die dies mit der Einführung neuer Lenkungsabgaben im Strassenverkehr vorwegnimmt. Dadurch findet eine gedämpfte Entwicklung der Mobilität statt, vor allem durch eine Rückbesinnung auf lokale und regionale Aktionsradien.

Selbst in diesem Szenario nimmt der Strassenverkehr noch immer zu, allerdings nur mehr geringfügig (5%) und deutlich weniger als im Referenzszenario. Gleichzeitig wird mit einer Modal Split-Verschiebung vom MIV zum ÖV und auch zum Langsamverkehr gerechnet; auch Auslastungsverbesserungen sind Teil des Bildes. Für die Bahnen wird mit entsprechendem Mehrverkehr (Pkm) gerechnet, betrieblich (in Zugkm) wird ein unterproportionales Wachstum unterstellt (d.h. höhere Auslastungen), da das Schienensystem nur in beschränktem Mass die dafür nötigen Kapazitäten bereithalten kann. Effizienzgewinne wie auch die Entwicklung bei den alternativen bzw. erneuerbaren Treibstoffen folgen dem Szenario III.

Das Mengengerüst im Güterverkehr orientiert sich am sog. Alternativ-Szenario 2 der Güterverkehrsperspektiven [ARE 2004]. In diesem Szenario wird ein Gesamtverkehrswachstum von +32 % erwartet (statt +54 % im Basis-Szenario), mit einer Differenzierung zwischen Strasse und Schiene (Strasse: +22 % statt + 35 %, Schiene: +47 % statt +85 %). Die Begründung hebt sich allerdings ab: hier wird davon ausgegangen, dass die Arbeitsteilung nicht mehr im gleichen Ausmass fortschreitet, entsprechend wächst der Bedarf nach Gütertransporten deutlich weniger dynamisch. Weil die Prioritätenänderungen bei Klimaschutz, Energieeffizienz und Rohstoffeinsparung auch international unterstellt werden, hat dies Folgen für die Aussenverkehre, wo die Schiene eine starke Position hat (entsprechend tiefere Wachstumsraten trotz Shifts zur Schiene).

Die Anteile alternativer Treibstoffe am Treibstoffmix werden aufgrund der Preissignale bei den fossilen Treibstoffen noch geringfügig gegenüber Szenario III zunehmen.

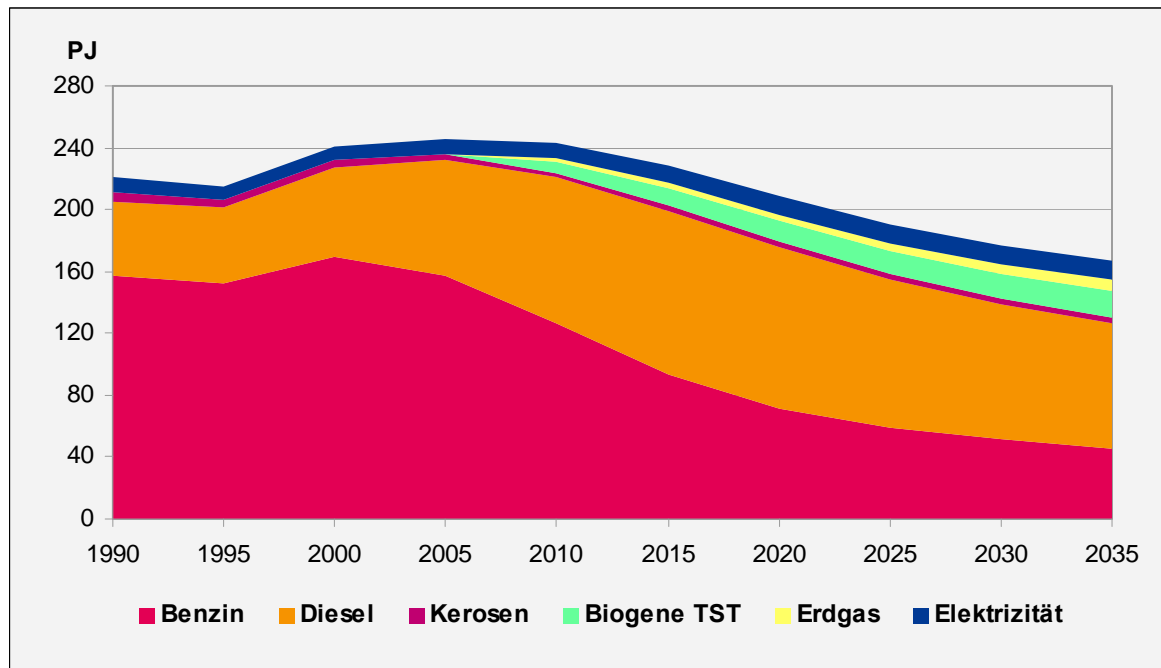
Mit diesen kombinierten Massnahmen ergibt sich die in Tabelle 8-8 und Figur 8-5 dargestellte Endenergienachfrage nach Energieträgern:

Tabelle 8-8 **Szenario IV Trend**
Verkehrssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	126.0	93.2	71.0	58.4	51.1	46.0
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.5	106.3	104.9	96.8	88.0	80.6
Kerosen	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biogene TST	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Elektrizität	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	11.7	12.3	12.5	12.6	12.9
Summe	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	228.6	209.4	190.9	177.1	167.4

Infras 2007

Figur 8-5 **Szenario IV Trend**
Verkehrssektor: Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Infras 2007

Die gesamte Endenergienachfrage reduziert sich in 2035 gegenüber dem Verbrauch des Jahres 2000 um 30.4 %. Gegenüber Szenario I Trend bedeutet dies einen Rückgang um 29.5 %. Die Elektrizitätsnachfrage wächst zwischen 2000 und 2035 um 45.9 % und liegt damit gegenüber Szenario I Trend in 2035 um 9.5 % höher. Diese Steigerung folgt direkt aus der starken Verkehrsverlagerung auf die Schiene. Aufgrund der Auslastungseffekte wächst der Elektrizitätsverbrauch gegenüber dem entsprechenden Mengenwachstum unterproportional. Die biogenen Treibstoffe werden gegenüber Szenario I um einen Faktor 16.5 (also 1'650 %) erhöht, gleich wie in Szenario III. Ihr Anteil an den Treibstoffen liegt mit 11.8 Prozent nochmals geringfügig höher als in Szenario III (mit 10.0 %).

Die Reduktion der Nachfrage nach fossilen Treibstoffen sowie die fiskalische Förderung der alternativen Treibstoffe führt in diesem Szenario zu einem (theoretischen) Ausfall der Mineralölsteuer um ca. 2.3 Mrd. CHF im Jahr 2035, gegenüber demjenigen von Szenario III nochmals erhöht ist. Eine Kompensation aus der Lenkungsabgabe oder flexibleren Formen der Erhebung von Kostenbeiträgen für Infrastrukturaufwendungen wie z.B. mobility pricing wäre in diesem Falle als ergänzendes Strategieelement beim Entwurf einer Politikstrategie noch auszuarbeiten.

Das Nachfragewachstum auf der Schiene mit nahezu einer Verdoppelung gegenüber heute wird zusätzliche Ausbauten erforderlich machen. Derzeit werden verschiedene grössere Bauwerke aus finanziellen Gründen auf eine nächste Generation verschoben wie etwa ein weiterer Jura-Durchstich, ein zweiter Heitersberg-Tunnel für eine durchgehende 4-Spur-Achse im Mittelland, eine 4-Spur-Strecke für den stark belasteten Abschnitt Zürich – Winterthur für die konsequente Trennung von Fern- und Regionalverkehr, ein zweiter Zimmerbergtunnel für die Komplettierung der nördlichen Zufahrt zum Gotthard, die Fortsetzung der NEAT Richtung Süden etc. Ein wie hier skizziertes Szenario IV setzte voraus, dass zumindest ein Teil dieser Projekte umgesetzt würde, um die nötigen Kapazitäten zu schaffen und gleichzeitig das Schienensystem attraktiv genug für einen modalen

Shift zu machen. In finanzieller Hinsicht stünden jedenfalls zusätzliche Investitionssummen in Milliardenhöhe zur Realisierung an.

Gleichzeitig nimmt das Transportvolumen auf der Strasse in Szenario IV zwar nicht weiter zu, aber der Ausbau der Infrastruktur ist ähnlich angelegt wie in der Referenzentwicklung, d.h. es wird sich ein Mehrbedarf an finanziellen Mitteln gegenüber heute für die Aufrechterhaltung und den Betrieb dieser Infrastruktur einstellen. Dem stünde – unter unveränderten Treibstoffpreisen – ein Rückgang an Mineralölsteuererträgen um etwa ein Drittel gegenüber. Wie bereits unter Szenario III erwähnt, wird auch in Szenario IV die Verkehrsfinanzierung über Treibstoffpreisanteile grundsätzlich überdacht werden müssen. Verursacherorientierte, fahrleistungs- oder zeitpunktbezogene Finanzierungsmuster bieten sich als Option an, um dem simultanen Anliegen von Verkehrslenkung und -finanzierung zu entsprechen.

8.5 Endenergienachfrage gesamt

8.5.1 Endenergienachfrage und Energiemix

Die gesamte Endenergienachfrage in Szenario IV nach Energieträgern entwickelt sich gem. Tabelle 8-9 und Figur 8-6 (1990 bis 2005 klimanormierte Modellergebnisse).

Tabelle 8-9 **Szenario IV Trend**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	213.9	212.3	206.2	198.4	192.8	186.3
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	199.0	170.5	144.1	118.6	98.2	80.4
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	103.6	100.9	96.3	89.4	83.9	78.0
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.5	5.0	4.5	4.2	3.8
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	5.8	5.3	5.0	4.6	4.3
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.4	16.7	16.8	16.5	16.3	15.4
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.7	31.6	31.9	30.9	30.2	29.3
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	13.9	12.9	11.8	10.3	9.5	8.8
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.8	3.4	5.2	6.6	8.0
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.7	11.6	14.8	17.8	20.7	23.4
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	126.0	93.2	71.0	58.4	51.1	46.0
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.5	106.3	104.9	96.8	88.0	80.6
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	835.7	788.5	734.7	677.2	633.5	594.0

Prognos 2006

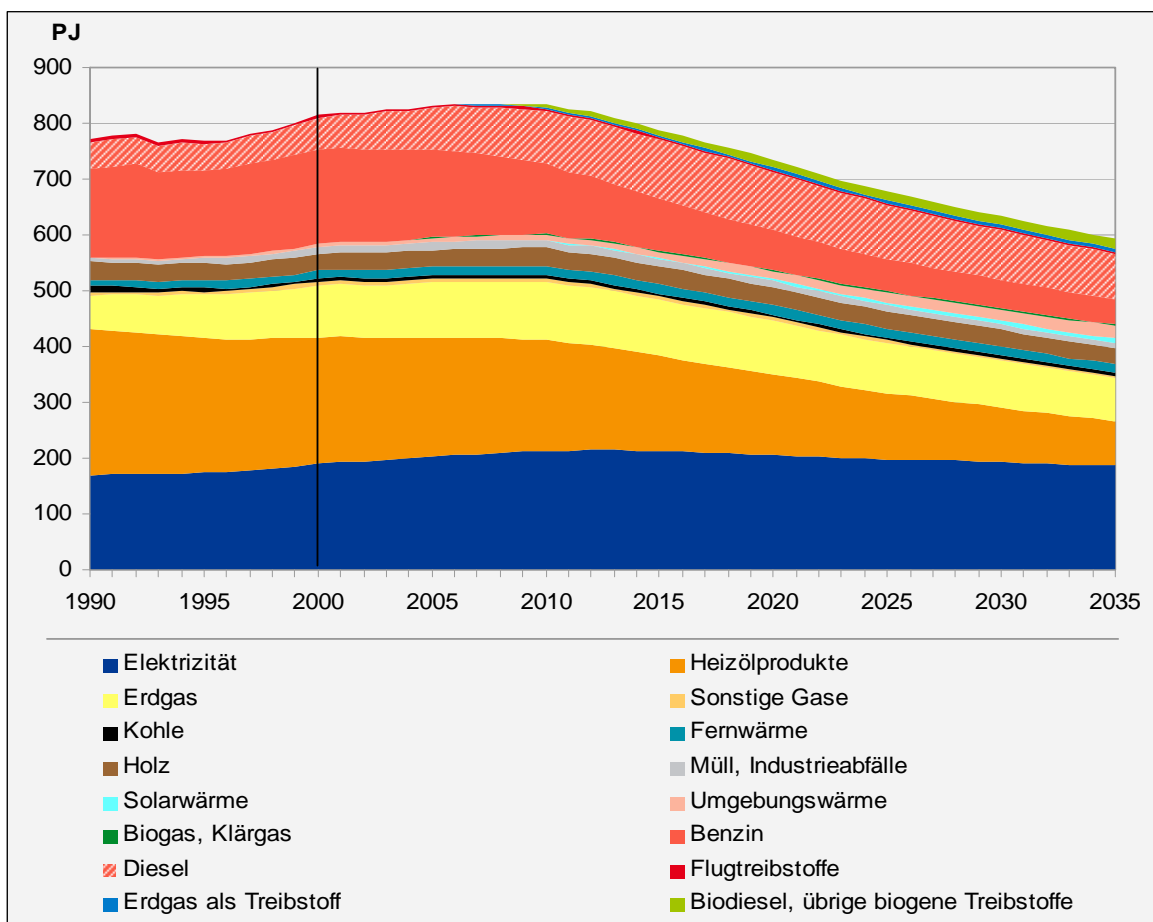
Die Endenergienachfrage nimmt im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 27.1 % ab. Nach einem anfänglichen Anstieg bis 2009 kehrt sich der Trend um, die Nachfragereduktion wird deutlich sichtbar. Die Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen nimmt um 46.3 % ab. Der Anteil der fossilen Energieträger am Energiemix (Nachfrage Endenergien) sinkt von 69 % auf 51 %. Die Endenergienachfrage pro Kopf wird zwischen den Jahren 2000 und 2035 um 30.7 % reduziert.

Nach einem Anstieg um 12.9 % bis 2012 sinkt die Nachfrage nach Elektrizität ab und liegt in 2035 um 2.1 % unter der Nachfrage von 2000. Der Anteil der Elektrizität am Nachfragemix steigt von 23.4 % auf 31.4 %.

Deutlich sichtbar werden das stärkere Wachstum der erneuerbaren Energien (Holz, Solarwärme, Umgebungswärme) sowie der alternativen Treibstoffe (biogene Treibstoffe sowie Erdgas/CNG). Der Einsatz der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe (ohne Elektrizitätserzeugung) zwischen den Jahren 2000 und 2035 nimmt um 91.3 % zu. Holz bleibt in der Summe nahezu gleich (aufgrund des gegenläufigen Effekts von starker Durchdringung im Heizungsbereich und gleichzeitiger starker Erhöhung der Effizienz), während bei der Umgebungswärme ein Anstieg um einen Faktor 5.7 zu verzeichnen ist. (Bei Einbezug derjenigen Umgebungswärme, die zur Fernwärme beiträgt und bei der Abwärmenutzung in der Industrie anfällt, steigt der Energieeinsatz um einen Faktor 7 an.) Die Anzahl der Anlagen wächst um einen Faktor 10 - 11 aufgrund der geringeren spezifischen Verbräuche in den Einsatzfällen. Absolut gesehen sind die Menge und die Zunahme erneuerbarer Energieträger geringer als in Szenario III. Ihr Anteil an den Brenn- und Treibstoffen wächst von 7.5 % auf 22.0 % und ist somit höher als in Szenario III.

Die Endenergienachfrage pro Kopf reduziert sich zwischen 2000 und 2035 um 30.7 %. Das vorgegebene Ziel wird also mit der gemäss Expertenbefragung angenommenen Technologieoffensive sowie den zusätzlichen Veränderungen in den Flächen-, Produktions- und Verkehrsmengengerüsten nicht ganz erreicht.

Figur 8-6 **Szenario IV Trend**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass auch in der Fernwärme noch Anteile von Holz, Solarwärme und Umgebungswärme enthalten sind, die hier aufgrund der gewählten Energieträgersystematik nicht ausgewiesen werden können.

8.5.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

Die Endenergienachfrage nach Sektoren zeigt die folgende Entwicklung:

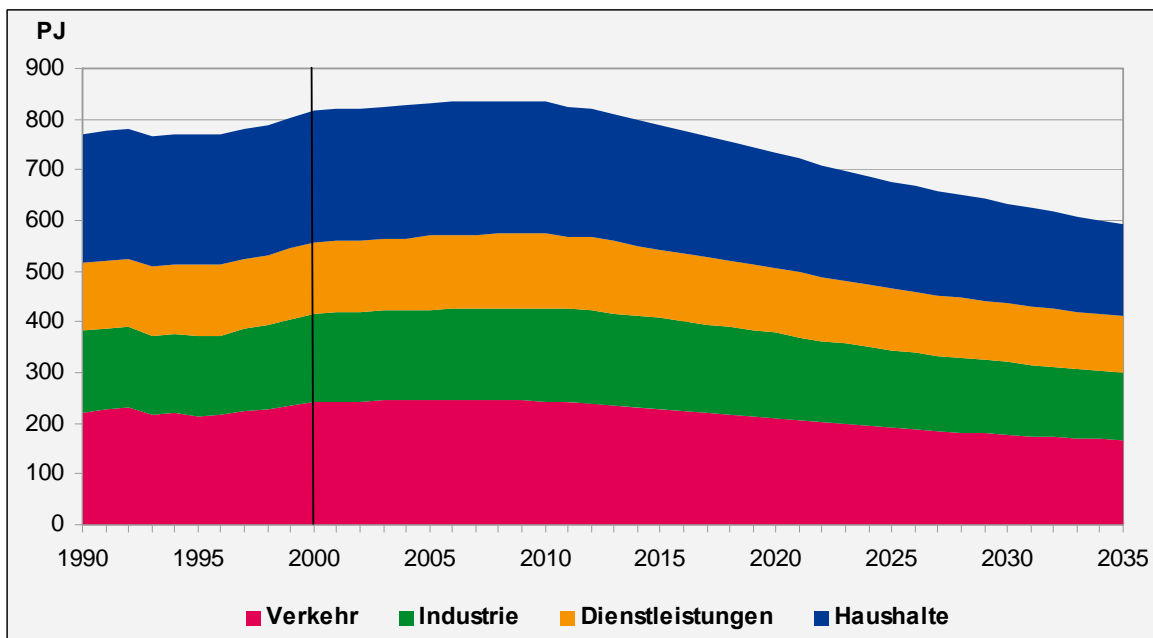
Tabelle 8-10 **Szenario IV Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	243.8	228.6	209.4	190.9	177.1	167.4
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.6	178.0	168.5	153.2	143.3	134.4
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	148.2	136.6	129.7	121.7	115.4	109.1
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	260.1	245.3	227.1	211.4	197.7	183.1
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	835.7	788.5	734.7	677.2	633.5	594.0

Prognos 2006

In den Sektoren Haushalte und Verkehr setzt bereits ab 2007 ein Nachfragerückgang ein. In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen ist noch bis 2010/2011 ein Nachfragewachstum festzustellen, bevor auch hier die Effizienzmassnahmen das Mengenwachstum überwiegen.

Figur 8-7 **Szenario IV Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

In allen Sektoren zeigt sich ein deutlicher Rückgang der Nachfrage bis 2035 gegenüber dem Wert von 2000, jeweils im Bereich zwischen 22 % und 31 %.

Im Haushaltssektor beträgt der Rückgang gegenüber Szenario I 26.1 % im Verkehrssektor 29.5 %, im Industriesektor 26.3 %, im Dienstleistungssektor 33.0 %. Gegenüber den Reduktionen, die in Szenario III gegenüber Szenario I erreicht werden, wachsen die Differenzen nochmals um 56 % (Verkehr) bis 120 % (Industrie). Im Industriesektor wirken sich die technologieinduzierten Strukturveränderungen am stärksten und auch aufgrund der kürzeren Investitionszyklen am schnellsten aus.

Tabelle 8-11 **Szenario IV Trend**
Endenergienachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Gesamtenergienachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	240.5	167.4	-73.1	-30.4%	29.5%	28.2%
Industrie	175.1	134.4	-40.8	-23.3%	21.5%	22.6%
Dienstleistungen	141.2	109.1	-32.0	-22.7%	17.3%	18.4%
Haushalte	258.3	183.1	-75.2	-29.1%	31.7%	30.8%
Total	815.1	594.0	-221.2	-27.1%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Nach dem leichten Anstieg zeigt sich ab 2012 in allen Sektoren eine stetige Verbrauchsabnahme, die sich bis 2035 zwischen 22 % und 31 % bewegt. Besonders interessant ist die starke Verbrauchsreduktion im Verkehrssektor, die vor allem auf Veränderungen im Modal Split zurückzuführen ist – also de facto Verlagerungen von der (motorisierten) Strasse auf die (elektrifizierte) Schiene, bzw. vom individuellen Verkehr mit hohen spezifischen Verbräuchen je Einheit Verkehrsleistung auf den Verkehr in „Paketen“ mit demgegenüber verringerten spezifischen Verbräuchen.

Insgesamt verläuft die Nachfragereduktion jedoch insoweit „gleichmässig“, dass sich am Verhältnis der Nachfrage der Sektoren zueinander weder gegenüber 2000 noch gegenüber Szenario I dramatische Veränderungen ergeben.

8.5.3 Elektrizitätsnachfrage

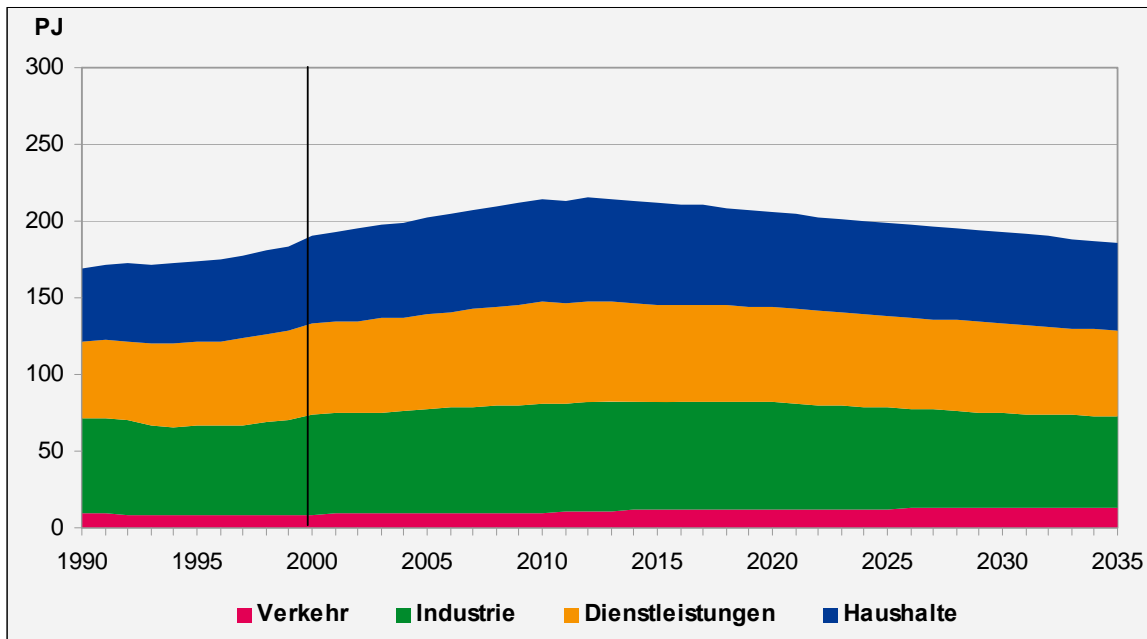
Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren entwickelt sich gem. Tabelle 8-12 und Figur 8-8.

Tabelle 8-12 **Szenario IV Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	11.7	12.3	12.5	12.6	12.9
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	70.6	69.3	65.5	61.9	59.8
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.3	63.5	62.2	60.1	58.5	56.1
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.9	66.5	62.5	60.3	59.7	57.5
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	213.9	212.3	206.2	198.4	192.8	186.3

Prognos 2006

Figur 8-8 **Szenario IV Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren



Prognos 2006

In allen Sektoren findet zunächst bis 2012 ein Wachstum der Elektrizitätsnachfrage statt. Im Verkehrssektor setzt sich dieses aufgrund der stetigen Verlagerung von Verkehrsleistungen auf die Schiene weiter fort, bis nahezu eine Verdoppelung (+45.9 %) gegenüber der nachfrage des Jahres 2000 erreicht ist. In den anderen Sektoren kehrt sich der Wachstumstrend um und es kommt zu deutlichen Rückgängen.

Am stärksten ist der Rückgang der Nachfrage in diesem Szenario im Industriesektor zu beobachten (von 14.7 % in Szenario I Trend auf -8.4 % in Szenario IV Trend), gefolgt vom Dienstleistungssektor. Hier geht die Nachfrage um 4.4 % zurück (verglichen mit einem Wachstum um 40.1 % in Szenario I). Im Haushaltssektor beträgt die Reduktion 0.2 %, vergleichen mit einem Wachstum von 33.3 % in Szenario I.

Tabelle 8-13 **Szenario IV Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Jahren 2000 und 2035, in PJ, absolute und relative Veränderung, Anteile an der Nachfrage

Sektor	Nachfrage		Veränderung		Anteil an der Gesamtnachfrage	
	2000	2035	abs. (PJ)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	8.9	12.9	4.1	45.9%	4.7%	6.9%
Industrie	65.2	59.8	-5.5	-8.4%	34.3%	32.1%
Dienstleistungen	58.6	56.1	-2.6	-4.4%	30.8%	30.1%
Haushalte	57.6	57.5	-0.1	-0.2%	30.3%	30.9%
Total	190.3	186.3	-4.0	-2.1%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Beiträge der einzelnen Sektoren zur Gesamtnachfrage verschieben sich zwischen 2000 und 2035 aufgrund der deutlichen Veränderungen im Industrie- und Verkehrssektor deutlich – der Anteil des Verkehrssektors am Gesamtverbrauch wächst von 4.7 Prozent auf 6.9 %, während der des Industriesektors sich von 34.3 % auf 32.1 % reduziert.

Der Elektrizitätsreduktion im Industriesektor profitiert von den Verlagerungen in der Branchenstruktur (noch weniger energie- und elektrizitätsintensive Industrien) und der stärkeren Fokussierung auf wissens- und forschungsorientierte Arbeitsplätze.

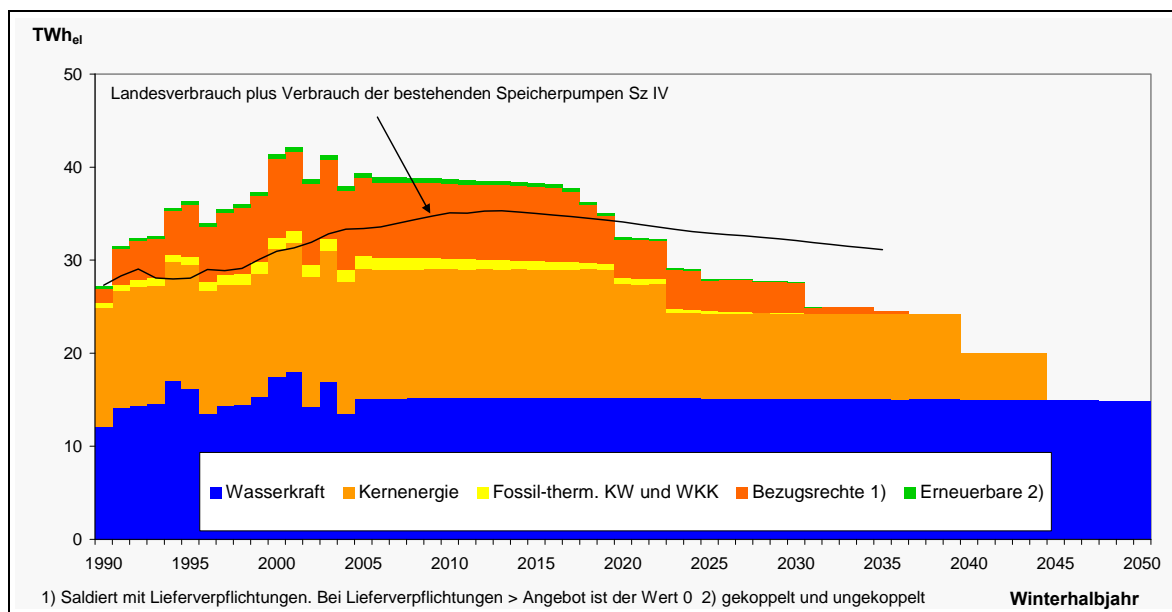
Ca. 7.8 PJ vom Elektrizitätsverbrauch macht der Wärmepumpenanteil aus, der zu vergleichsweise hohen Winterleistungsbedarfen (ca. 1.5 GW Bandlast) führt. Die Spitzenlast während Kältewellen beträgt ca. 2.02 GW.

8.6 Elektrizitätsangebot

8.6.1 Deckungslücke

Wie oben beschrieben, geht in diesem Szenario die Elektrizitätsnachfrage bereits nach 2012 leicht zurück. Das rechnerische Auftreten der Stromlücke verschiebt sich leicht auf 2019. Sie wächst nur bis auf 6.1 TWh an. Sie tritt zunächst nur im Winterhalbjahr, dann aber sogar mit 7.2 TWh, auf.

Figur 8-9 **Szenario IV Trend**
Entwicklung der hypothetischen Deckungslücke im Winterhalbjahr



Prognos 2006

8.6.2 Umsetzung der Politikvariante

Wie Szenario III ist auch Szenario IV ein Zielszenario. Zusätzlich zu weiter verstärkten Prioritäten des Umwelt- und Klimaschutzes auf der gesamtgesellschaftlichen Agenda werden Technologien, Produkte und Produktionsweisen verstärkt in Richtung auf Energieeffizienz entwickelt.

Die Umsetzung der Politikvariante führt aufgrund der Effizienzanstrengungen auf der Nachfrageseite zu einer gegenüber Szenario III nochmals verkleinerten Lücke.

Eine Variante B erübrigt sich aufgrund der geringen Zubaunotwendigkeiten.

Im Sinne der Nachhaltigkeit wurde für die Variante C auch die Option der Abtrennung und Speicherung des CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) als Exkurs untersucht. Eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse findet sich in Band 5. Allerdings zeigen sich noch erhebliche Unsicherheiten einerseits bei technischen Fragen und Akzeptanzfragen der Speicherung sowie bei den Kosten. In der Schweiz gibt es keine Lagerstätten für signifikante Mengen CO₂ (wie z.B. explorierte Gas-Lagerstätten), so dass noch unbekannte Aufwendungen für Transport und Lagerung anfallen. Aufgrund des jetzigen Standes der Technik und der ersten geplanten Pilotprojekte ist nicht damit zu rechnen, dass die Technologie bis 2022 bis zur Marktreife entwickelt sein wird. Bis zur Serienreife muss eine gewisse Anzahl von Projekten gebaut und verbessert worden sein (bei langlebigen Technologien dauert es auch lange, bis „Kinderkrankheiten“ geheilt sind). (Vgl. auch [IEA Energy Technology Perspectives 2006]). Unter der Bedingung einer starken Veränderung der globalen Prioritäten und beispielsweise der Option, dass auch die Kraftwerksneubauten in Entwicklungs- und Schwellenländern z.B. im Rahmen von Technologie-Transfers mit CCS-Technologie ausgestattet werden, erscheint diese Option nicht grundsätzlich unmöglich.

Daher wird die Variante C hier ohne CCS gerechnet und die CO₂-Emissionen wie in der bisherigen Systematik als Inlands-Emissionen ausgewiesen.

Aufgrund der ambitionierten Ziele und des damit verbundenen politischen Umfeldes sind die Varianten D (fossil-zentral), E (erneuerbar) sowie die Mischvariante D&E in diesem Szenario ebenfalls möglich. Aufgrund der durch die kleinere Lücke geringeren Zubaunotwendigkeit ist zu erwarten, dass die technischen Potenziale nicht so weit ausgeschöpft werden müssen wie in Szenario III und daher insbesondere die teureren Standorte und Anlagentypen weniger den Mix bestimmen. Eine Variante C&E ist aufgrund des Verhältnisses zwischen der zeitlichen Entwicklung der Grösse der Lücke (sowohl arbeits- als auch leistungsseitig) und der Blockgrösse der Gaskraftwerke nicht sinnvoll.

Aus Ergebnis aus der Expertenbefragung zur Technologieentwicklung [Prognos 2006a] wird angenommen, dass sich Brennstoffzellen für die stationäre Stromerzeugung schneller entwickeln, als dies in den anderen Szenarien angenommen wird. Vor allem in der Variante D werden ab 2020 (grössere Leistungsklassen, ab 200 kW) bzw. ab 2025 (<200 kW) Brennstoffzellen in den Park der WKK-Anlagen aufgenommen. Als Brennstoff wird Erdgas bzw. fossil produziertes Methanol unterstellt, das mittels Reformierstufe zu Wasserstoff reformiert wird und CO₂-Emissionen produziert. Gemäss der Ergebnisse der Expertenbefragung wird nicht von einer nennenswerten Wasserstoff-Infrastruktur bis 2035 ausgegangen. Die Brennstoffzellen sind in diesem Zusammenhang als Schritt in einer Technologieentwicklung und auf dem Weg zur stärkeren Dezentralisierung des Systems zu verstehen.

In der Variante D wird wie in Szenario III unterstellt, dass eine Strategie für dezentrale fossile Erzeugung aufgelegt wird, daher werden die Erneuerbaren ebenfalls „autonom“ zugebaut.

In der Variante E werden in Umkehr-Analogie die fossilen dezentralen WKK-Potenziale „autonom“ zugebaut.

8.6.3 Elektrizitätsangebot, Variante A

Wie in Szenario III wird nur mehr ein neues Kernkraftwerk der Grössenordnung 1'600 GW ab 2031 benötigt. Rein rechnerisch könnte auch die Klasse 1'000 MW hinreichen; dann

würde allerdings in den Winterhalbjahren 2031/2032 noch eine kleine Menge Importe (ca. 1.1 TWh) benötigt.

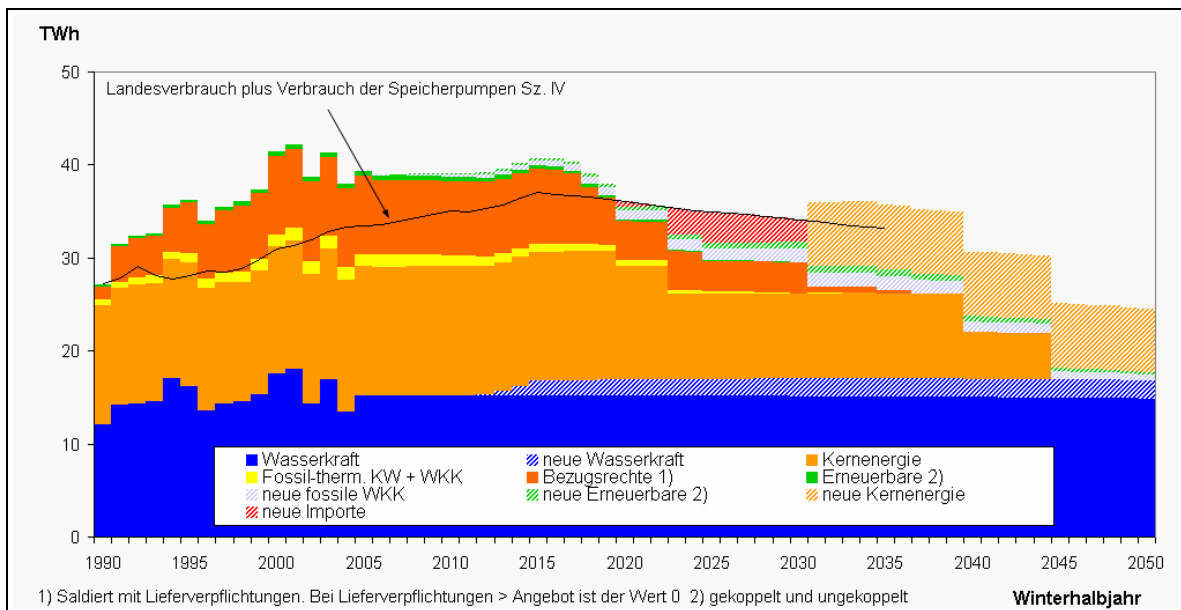
Tabelle 8-13 **Szenario IV Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.9	1.2	1.4	1.5
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	3.4	2.4	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.1	40.7	36.1	35.0	34.1	35.7

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 8-10 **Szenario IV Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

Aufgrund der Bindung an die Wärmenachfrage ist der autonome Zubau von WKK-Anlagen gegenüber den entsprechenden Varianten des Szenarios III nochmals reduziert, so dass im hydrologischen Jahr die Produktion 2.4 TWh (statt 2.9 TWh wie in Szenario III Variante A und 3.3 TWh in Sz. I Variante A) beträgt.

Tabelle 8-14 **Szenario IV Trend, Variante A**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.3	2.4
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	5.1	3.6	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.5	79.7	83.6	74.7	71.7	70.5	73.7

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Variante B ist aufgrund der geringen Nachfrage und der jeweiligen Blockgrößen nicht sinnvoll – wenn in der Zeit bis 2030 Gaskraftwerke zu gebaut werden, ist wie in Szenario III die verbleibende Lücke zu klein, als dass der Zubau eines neuen Kernkraftwerks während der Lebensdauer der Gaskraftwerke sinnvoll wäre – jedenfalls mit dem Zweck der inländischen Sicherung der Versorgung. Erst ab 2039 mit der Ausserbetriebnahme des KKW Gösgen würde sich eine solche Option theoretisch wieder öffnen.

8.6.4 Elektrizitätsangebot, Variante C

Bei einer Entscheidung für fossil-thermische Erzeugung werden zusätzlich zum Projekt Chavalon noch zwei 550 MW- Kombikraftwerksblöcke benötigt (Tabellen 8-15, 8-16, Figur 8-11).

Tabelle 8-15 **Szenario IV Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	1.7	2.0	2.3	4.9	5.1	7.4
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	40.5	42.1	36.9	35.2	35.3	34.6

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 8-11 **Szenario IV Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh

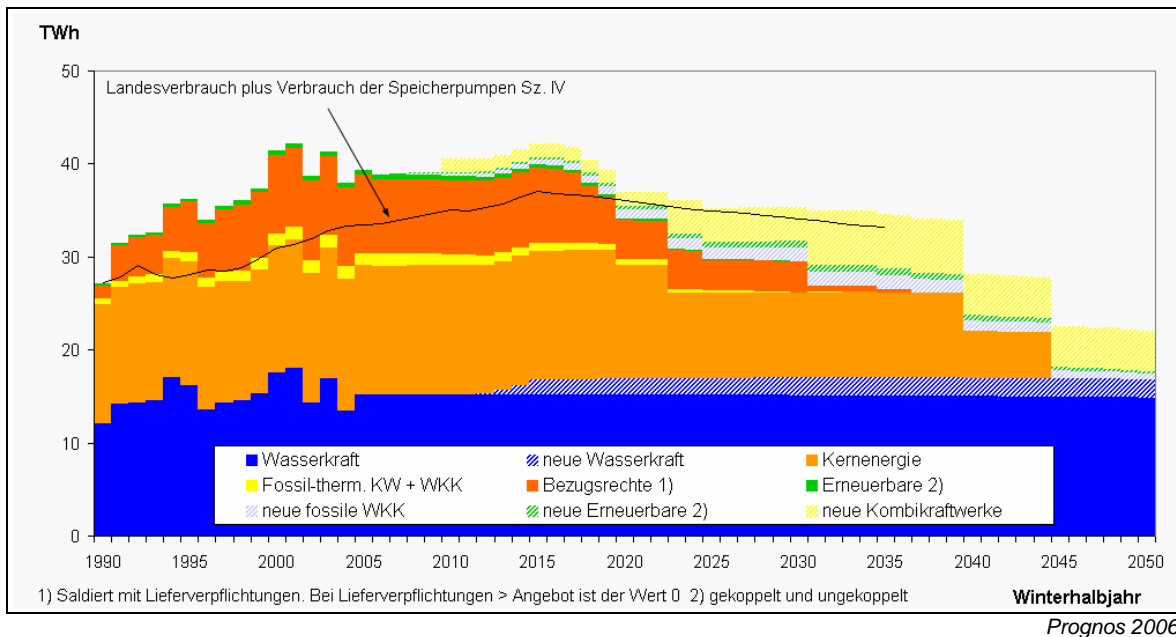


Tabelle 8-16 **Szenario IV Trend, Variante C**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	2.5	3.0	3.5	7.4	7.7	11.2
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.5	81.9	85.8	75.9	72.1	72.4	70.3

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

8.6.5 Elektrizitätsangebot, Variante D

Die Politikvariante von Szenario IV lässt wie diejenige von Szenario III eine Strategie zu, die verstärkt dezentrale fossile WKK umsetzt. Im Grundsatz wäre eine solche Strategie als Übergangstrategie zur allmählichen Umstellung auf erneuerbare Energien zu sehen. Um die Möglichkeiten dieser „Eckvariante“ auszuloten, werden neue fossile oder nukleare Grosskraftwerke ausgeschlossen. Die Variante soll klären, ob neben einem autonomen, nicht spezifisch geförderten Zubau an Erneuerbaren die (vor allem technischen) Potenziale der verschiedenen WKK-Klassen es ermöglichen, die Lücke ohne neue Importe zu decken.

Damit WKK-Anlagen ihren Effizienzvorteil realisieren können, muss die produzierte Wärme abgenommen werden können. Die absetzbare Wärme bildet so einen begrenzenden Faktor. Sie muss in Produktionsprozessen, Gebäudeheizung und Warmwasserproduktion dezentral oder über Wärmenetze absetzbar sein.

Als Auslegungsgrundsatz wurde für diese Variante die Deckung der Wärmegrundlast in den jeweiligen Objekten vorgesehen. Die Wärmespitzen müssen daher in den meisten Fällen noch mit Spitzenlastkesseln gedeckt werden. Entsprechend werden bei der Berechnung der Kosten und der Wärmegutschriften zumeist nur die substituierten Brennstoffkosten angesetzt. Bezüglich der Infrastruktur der Wärmenetze wird zur Wahrung der Vergleichbarkeit von der gleichen Struktur wie in allen Szenarien und Varianten ausgegangen: Es wird kein Zubau neuer grosser Fernwärmenetze unterstellt; allerdings von einer moderaten Verdichtung bestehender Netze ausgegangen. Bei Neubauten und Neubaugebieten, insbesondere Zeilenbebauung, wird insgesamt ein moderater Zubau unterstellt. Da die Wärmenachfrage der Gebäude stark zurückgeht, ist die Wärmedichte und Wärmeleistungsdichte je Fläche geringer als heute, was die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen durchaus vor Herausforderungen stellen kann. Grundsätzlich kann in Szenario IV auch in Fern- und Nahwärmenetzen die WKK durch grosse Wärmepumpen konkurrenziert werden, die ihrerseits Strom konsumieren. Wenn eine WKK-Strategie erwogen wird, ist mit dem Thema „WKK und Wärmepumpen“ sehr differenziert umzugehen, da dann die jeweiligen Einsatzfelder planerisch sorgfältig abzugrenzen sind.

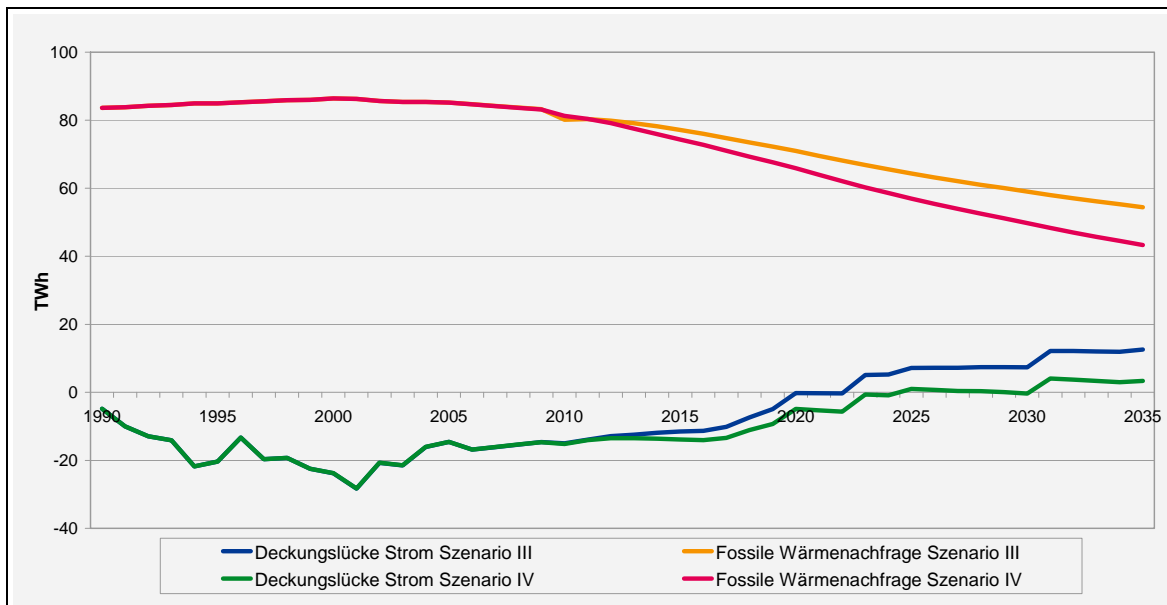
Die Auslegung erfolgt nach Grössenklassen der jeweiligen Heizanlagen. Im Industriesektor erfolgt die Auslegung nach Temperaturniveaus, Grössenklassen der Betriebsstätten und quartalsweiser Wärmenachfragecharakteristik. Im Gebäudebereich erfolgt sie auf der Basis typischer Wärmelastkurven. Genauere Erläuterungen zur Methodik und zu den Aufteilungen nach Grössen- und Technologieklassen finden sich in Band 5 zum Elektrizitätsangebot [Prognos 2007].

Die im Laufe der Zeit aufgrund von Effizienzmassnahmen (best practice) sowohl bei der Prozesswärme als auch bei der Raumwärme abnehmende Wärmenachfrage verläuft gegenläufig zur ansteigenden Stormlücke. Der Einsatz der WKK-Anlagen wird aufgrund der dezentralen Struktur allmählich steigend modelliert, unter Berücksichtigung der Ersatzzyklen der konventionellen Heizanlagen zur Vermeidung gestrandeter Investitionen. Daher ist die Frage interessant, ob der Zubau schnell genug erfolgen kann, um die Stufen in der Lücke zu decken, und gegen Ende des Betrachtungszeitraums genügend Wärmebedarf vorhanden ist, um die Wärme nutzen zu können und keine überdimensionierten Leistungsklassen im Park sind.

Gegenüber Szenario III reduziert sich die Wärmenachfrage nochmals deutlich. Auch die Stromnachfrage ist geringer als in Szenario III. Hierdurch verändert sich die Auslegung der WKK-Anlagen im Vergleich zu den derzeitig installierten WKK-Anlagen und denen von Szenario III in Bezug auf Wärmehöchstlast, Stromkennziffer und Vollbenutzungsstunden (vgl. Figur 8-12).

Ein geringerer und ausgeglichenerer Wärmebedarf bedeutet einen flacheren Verlauf der Jahresdauerlinie. Dies führt zu einem höheren Anteil des Wärmebedarfs, der bei gegebenem Anteil der WKK-Anlage an der Wärmehöchstlast ganzjährig durch die WKK-Anlage gedeckt werden kann.

Figur 8-12 **Wärmenachfrage versus Stromdeckungslücke in Szenario IV gegenüber Szenario III**



Prognos 2006

Aus den jeweiligen gebäudeseitigen Wärmehöchstlasten, den Annahmen zu dem von der WKK-Anlage zu deckenden Anteil und den Vorgaben für die anlagenspezifischen Stromkennziffern lässt sich dann unmittelbar die elektrische Leistung der WKK-Anlage ableiten.

Die geringere Wärmenachfrage führt dazu, dass die Anlagen auf eine relativ gesehen höhere Wärmehöchstlast ausgelegt werden können. Diese Höchstlast wird – ausser bei grossen Heizkraftwerken – auf 0.50 geschätzt (siehe Tabelle 7-16) statt 0.45 in Szenario III. Hierdurch reduziert sich die thermische Leistung eines BHKWs und somit die elektrische Leistung. Die geringere Wärmenachfrage sorgt für eine weitere Verschiebung in Richtung geringerer Leistungen.

Tabelle 8-17 und Figur 8-13 zeigen die nach den Ergebnissen der Auslegungsrechnungen vorhandenen umsetzungsfähigen technischen Potenziale der einzelnen Leistungsklassen in Szenario IV sowie die jeweils benötigte Ausschöpfung in Variante D.

Wie in Kapitel 8.6.2 erläutert, werden in dieser Variante erstmals auch Brennstoffzellen in sichtbarem Umfang eingesetzt.

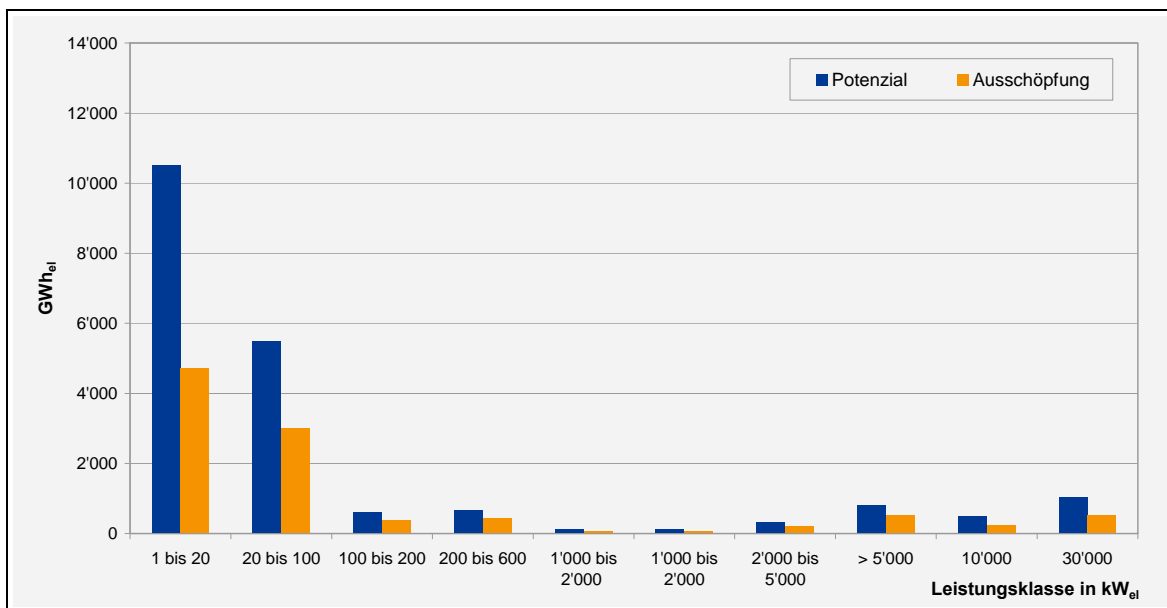
Tabelle 8-17 **Szenario IV Trend, Variante D**
Technisches Potenzial der fossilen WKK und Ausschöpfung des Potenzials nach Leistungsklassen

Gruppe	Elektrische Leistung pro WKK-Anlage	Volllaststunden	Elektrische Leistung nach Wärmehöchstklassen	WKK-Potenzial nach Wärmehöchstklassen (Strom)	Ausschöpfungsquote	Winteranteil
	kW _{el}	h/a	MW _{el}	GWh _{el}	%	%
BHKW 1 + Brennstoffzellen 1	1 bis 20	3'750	2'809	10'534	45	75
BHKW 2	20 bis 100	3'750	1'465	5'493	55	75
BHKW 3/Mikrogasturbine + Brennstoffzellen 2	100 bis 200	4'100	164	604	65	75
BHKW 4/Mikrogasturbine + Brennstoffzellen 3	200 bis 600	4'300	162	660	65	75
BHKW 5	1'000 bis 2'000	4'500	30	131	65	75
Gasturbine	1'000 bis 2'000	3'000	28	125	65	55
Gasturbine/Kombi-KW	2'000 bis 5'000	6'000	69	342	65	55
Kombikraftwerk	> 5'000	5'000	227	804	65	55
Kleines Fernwärmenetz	10'000	5'670 *	90	510	50	75
Grosses Fernwärmenetz	30'000	5'800 *	180	1'044	50	75

* Quelle: Prognos, 2001

Prognos 2006

Figur 8-13 **Szenario IV Trend, Variante D**
Technisches Potenzial der fossilen WKK versus Ausschöpfung des Potenzials nach Leistungsklassen, in GWh_{el}



Prognos 2006

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Lücke mit der oben dargestellten Ausschöpfung der Potenziale auf WKK-Basis gedeckt werden kann.

Im Vergleich zu Szenario III wird das Potenzial der kleineren Leistungsklassen (Einzelobjektheizung und –Versorgung, <100 kW), die hohe spezifische Kosten aufweisen, weniger stark ausgeschöpft. Tabellen 8-18, 8-19 und Figur 8-14 zeigen das Ergebnis für das Winterhalbjahr und das hydrologische Jahr.

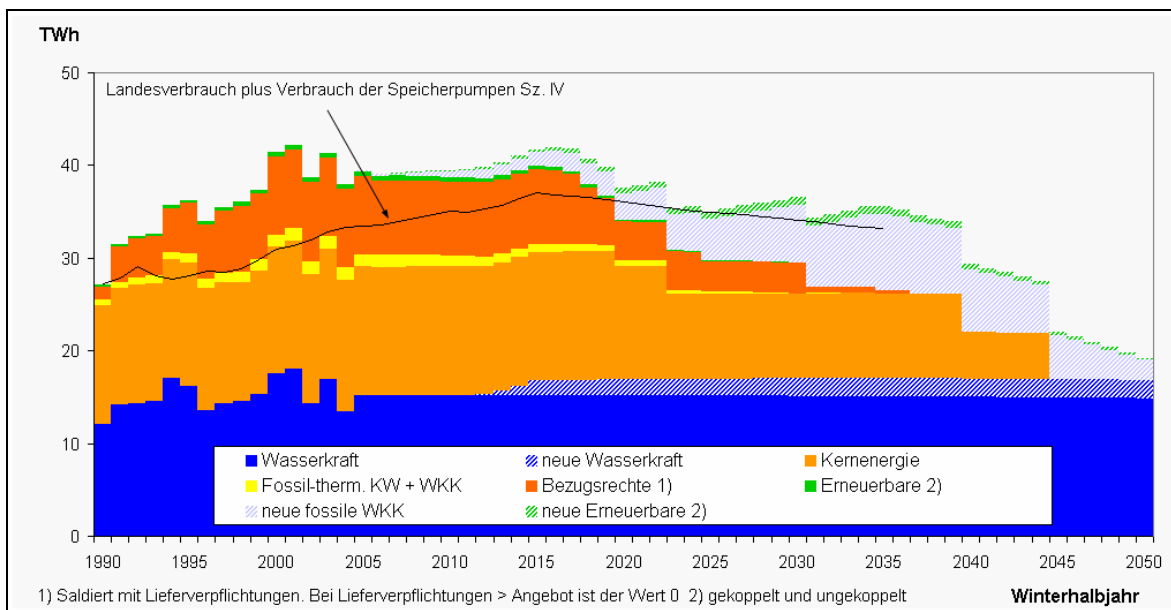
Tabelle 8-18 **Szenario IV Trend, Variante D**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.5	2.8	4.4	6.2	8.2
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.7	0.8	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.5	41.7	37.5	34.9	36.5	35.6

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 8-14 **Szenario IV Trend, Variante D**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



1) Saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0 2) gekoppelt und ungekoppelt

Prognos 2006

Die Grafik zeigt, wie der stetige Ausbau der dezentralen Potenziale geführt und optimiert werden muss, um die stufenweisen Kapazitätsrückgänge durch die Alterung des Kraftwerksparks (KKW und Bezugsrechte auf der Basis von KKW) zu kompensieren. Jeweils im Jahr vor dem Ausscheiden einer (grossen) Kapazität aus dem Park übersteigt die Produktion der neuen WKK-Anlagen die Nachfrage und führt rechnerisch zu Exportüberschüssen, damit die Lücke im Folgejahr sicher gedeckt werden kann. Insgesamt wird bis 2035 im hydrologischen Jahr die Erzeugung aus neuen WKK-Anlagen auf 11.5 TWh (16.2

% der Erzeugung) ausgebaut. Dieser Anteil ist geringer als in Szenario III, was auf die kleinere Lücke zurückzuführen ist.

Tabelle 8-19 **Szenario IV Trend, Variante D**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.9	2.2	4.1	6.3	8.7	11.5
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	1.0	1.3	1.5	1.5
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.5	80.3	85.1	76.7	71.4	73.5	70.8

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

8.6.6 Elektrizitätsangebot, Variante E

Gerade mit dem unterstellten starken gesellschaftlichen Paradigmenwechsel, der einen deutlichen Politikwechsel nach sich zieht, ist die Variante E in Szenario IV eine interessante Option. Gerade auf dem Weg zu einer nachhaltigen 2'000-Watt-Gesellschaft ist die Frage relevant, ob ein Weg zu einer möglichst stark auf erneuerbaren Energien basierenden Stormerzeugung technisch machbar und ökonomisch vertretbar ist – oder ob es Zwischenstufen und Übergangsstrategien braucht. Die durch Effizienzmassnahmen auf der Nachfrageseite verkleinerte Lücke bietet gute Ausgangsvoraussetzungen.

Ähnlich wie bei der Variante D ist insbesondere dafür Sorge zu tragen, dass der stetige Zubau früh genug erfolgt, damit die Sprünge in der Lücke entsprechend kompensiert werden können.

Im Vergleich zu Szenario III Variante E ist das Ziel aufgrund der um 8.5 TWh verkleinerten Lücke im hydrologischen Jahr (4.7 TWh im Winterhalbjahr) weniger ambitioniert. Ganz ohne Zubau an Grosswasserkraft ist auch dies nicht möglich – es wird ca. 1 TWh Grosswasserkraft benötigt. Die Geothermie muss nicht so früh zur Verfügung stehen, wird aber ab 2025 immer noch (ca. 750 – 2'000 GWh) benötigt.

Tabellen 8-20, 8-21 sowie Figur 8-15 zeigen das Ergebnis der Modellrechnungen für das Winterhalbjahr sowie das hydrologische Jahr in aggregierter Form.

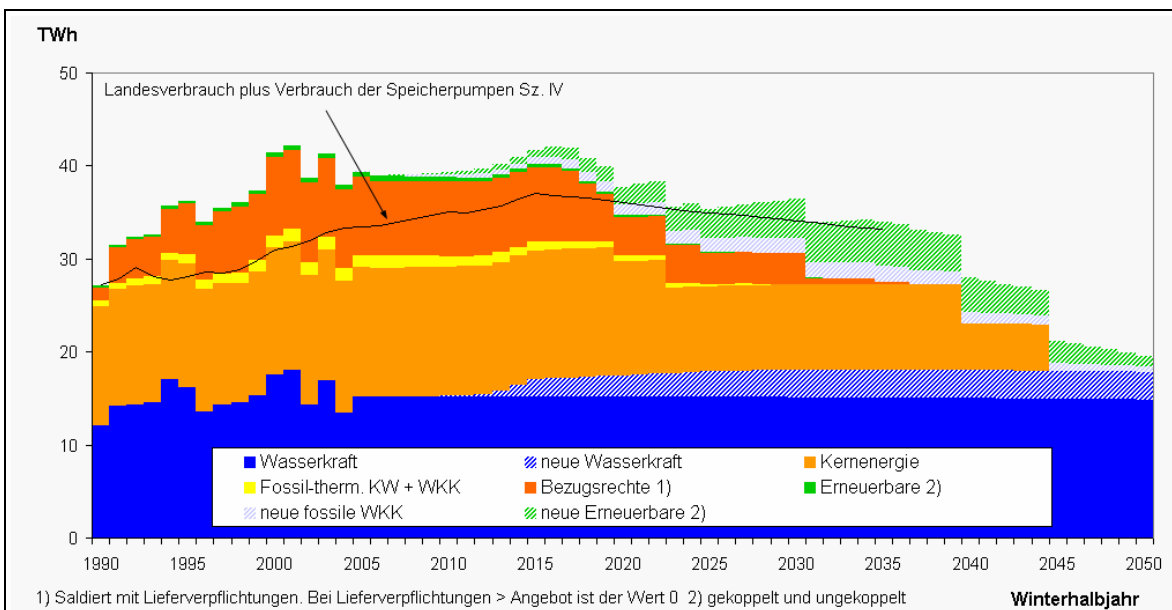
Tabelle 8-20 **Szenario IV Trend, Variante E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	1.2	1.5	1.7	1.7
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.9	1.8	3.1	4.2	4.7
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.3	41.7	37.7	35.3	36.4	34.0

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 8-15 **Szenario IV Trend, Variante E**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

Tabelle 8-21 **Szenario IV Trend, Variante E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

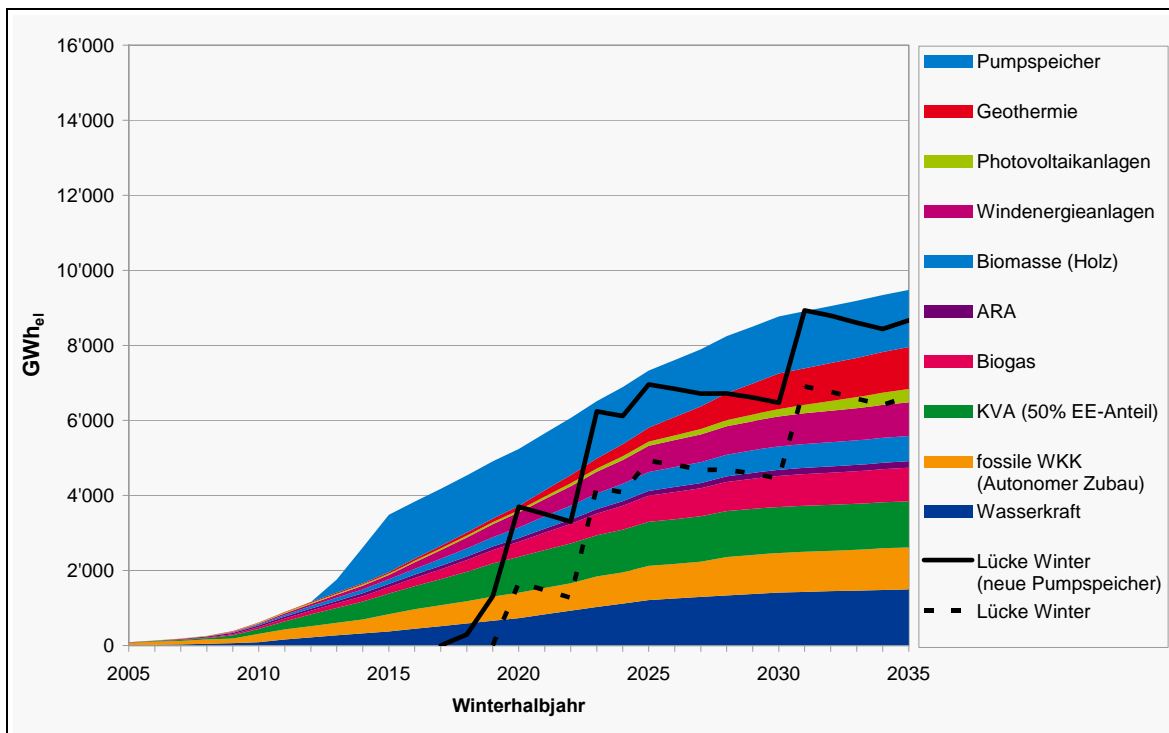
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.2	1.8	2.4	2.7	2.8
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.5	3.3	5.6	7.6	8.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.5	80.2	85.6	77.7	73.3	75.4	70.9

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 8-16 zeigt die zeitliche Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Technologien (Arbeit im Winterhalbjahr). Zum Vergleich ist die Lücke eingezeichnet. Die durchgezogene Linie verdeutlicht die Lücke incl. der Pumpenverluste der neuen Pumpspeicherwerke, die in die Rechnung einbezogen werden müssen.

Figur 8-16 **Szenario IV Trend, Variante E**
Entwicklung der Erzeugung aus neuen Erneuerbaren Energien und Lücke im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

Deutlich sichtbar werden die kritischen Auslegungszeitpunkte 2020, 2023 und 2031. Um diese im Winterhalbjahr sicher zu decken, müssen vorher Überschüsse produziert wer-

den. Das Wachstum muss jedoch nicht ganz so steil sein wie in Szenario III, so dass bei Biomassen, Wind und Photovoltaik auch nach 2023 noch weitere Potenziale erschlossen werden können. Ab 2025 wird der Beitrag der Geothermie deutlich sichtbar; auch wenn diese Technologie eine weniger tragende Rolle spielt als in Szenario III Variante E, so muss sie doch deutlich über das Pilotstadium hinausentwickelt sein, um ihren Anteil zu leisten. Ob diese Voraussetzung erfüllt werden kann, ist zum heutigen Zeitpunkt offen.

Mit diesem Mix und diesen Voraussetzungen werden dann incl. neuer Wasserkraft insgesamt 15.4 TWh Strom aus neuen erneuerbaren Quellen erzeugt, was einen Anteil von knapp 22 % an der Nachfrage bedeutet.

8.6.7 Elektrizitätsangebot, Variante D&E

Da auch in Szenario IV in einer „rein erneuerbaren“ Variante E noch die beiden mit stärkerer Unsicherheit behafteten Technologien Geothermie (technische Reife) und Grosswasserkraft (Akzeptanz, Umsetzungsfähigkeit, Umweltschutz) zum Einsatz kommen müssen, erscheint es auch hier vernünftig, eine Übergangstrategie D&E zu untersuchen, in der insbesondere am Anfang der Zubau aus CO₂-armer fossiler WKK-Technologie getragen wird. Ähnlich wie in Szenario III sind dann weniger von den Anlagen aus den sehr kleinen (10 - 50 kW) und spezifisch teuren Kategorien notwendig, auf den forcierten Ausbau der Grosswasserkraft kann verzichtet werden, und die Geothermie kommt später sowie mit geringerem Beitrag (500 GWh) (Tab. 8-22, 8-23, Figur 8-17).

Tabelle 8-22 **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalbjahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.1	2.0	3.0	4.1	5.3
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	1.3	2.2	2.9	3.3
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.4	41.6	37.5	35.0	36.5	35.1

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 8-17 **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh

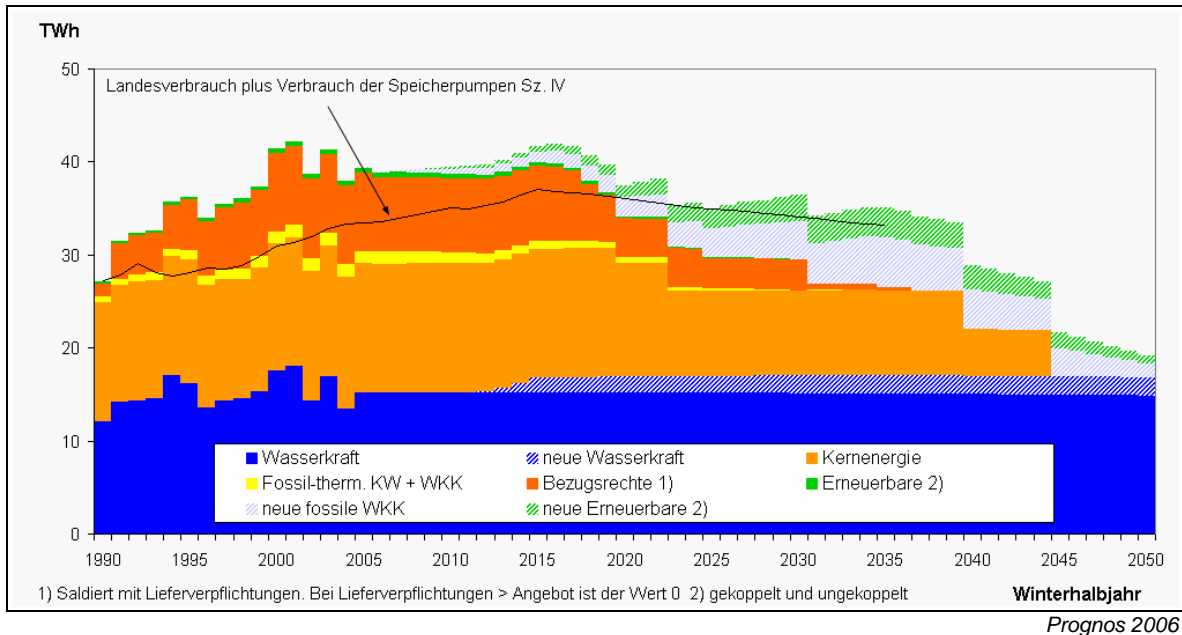


Tabelle 8-23 **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

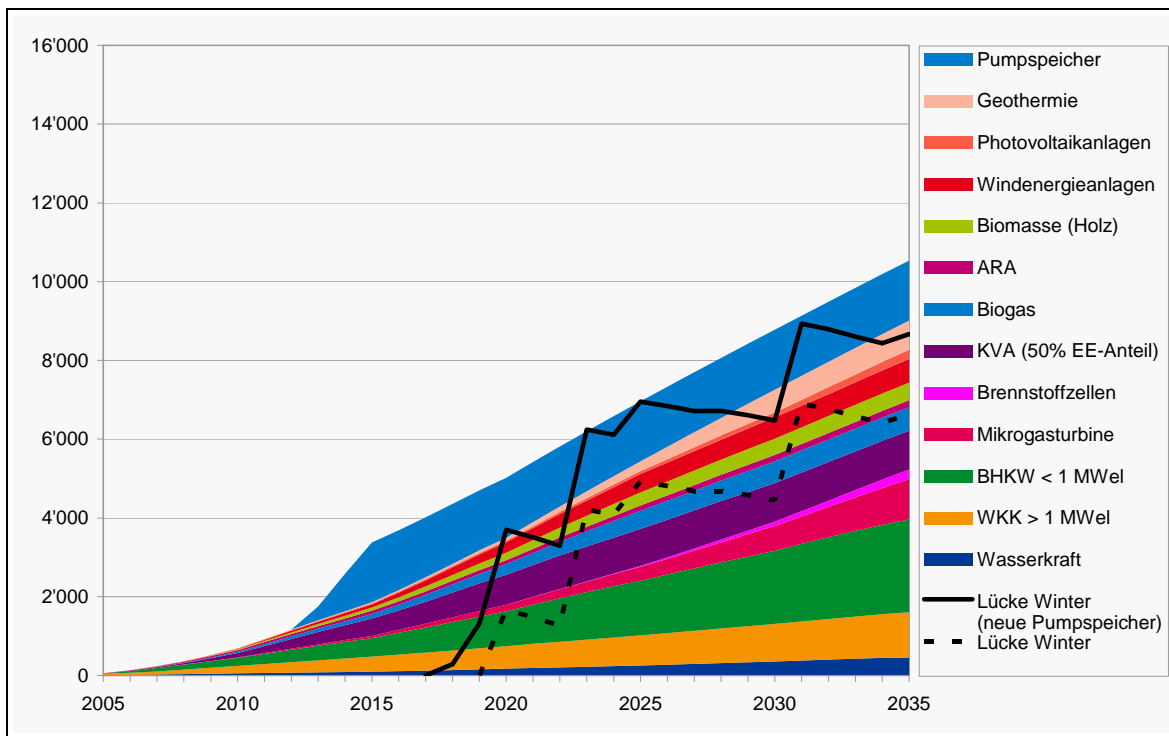
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.7	1.7	3.0	4.5	5.9	7.6
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.1	2.4	3.9	5.2	6.1
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.5	80.2	85.2	77.0	72.0	74.5	71.4

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Die dezentrale fossil-erneuerbare Übergangsstrategie erfordert wiederum bis ca. 2020/2023 deutlich Anstrengungen, um die ersten Kernkraftschwellen zu kompensieren. Insgesamt werden im Jahr 7.6 TWh fossil dezentral (Leistungsklassen oberhalb 10 MW) sowie 6.1 TWh aus neuen Erneuerbaren erzeugt (vgl. Figur 8-18).

Figur 8-18 **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Entwicklung der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien sowie fossil-dezentralen WKK-Anlagen und Lücke im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

In dieser Lösung beträgt der Gesamtanteil der Erneuerbaren am Mix 8.5 %.

Da dieser Anteil, wie in Variante E bereits deutlich wurde, immer auch von der Grösse der Lücke und damit vom Erfolg der nachfrageseitigen Effizienzstrategie abhängt, kann es sinnvoll sein, ein Kriterium wie „Anteil der neuen Erneuerbaren an der Produktion/am Landesverbrauch“ differenzierter auszugestalten.

8.6.8 Elektrizitätsangebot, Variante G

In der Angebotsvariante G wird definitionsgemäss der zusätzlich zum autonomen Zubau bestehende Elektrizitätsbedarf durch neue Importe abgedeckt. Es gilt das in Szenario I Trend Variante A zu den Importen Gesagte.

Die Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien durch autonomen Zubau wird mit 1.4 TWh im hydrologischen Jahr gleich angenommen wie in Variante A. Entsprechendes gilt für den autonomen Zubau der fossilen WKK mit 2.4 TWh. Damit bleibt die Notwendigkeit, bis zum Jahr 2035 bis zu 6.6 TWh aus neuen Importen zu decken. Das entspricht einem Grundlastband von 1'100 MW im Winterhalbjahr (Tabellen 8-24, 8-25, Figur 8-19).

Ein solches Grundlastband ist um 1'400 MW geringer als die heute über Bezugsrechte abgesicherte Leistung und dürfte technisch unproblematisch zu bewältigen sein.

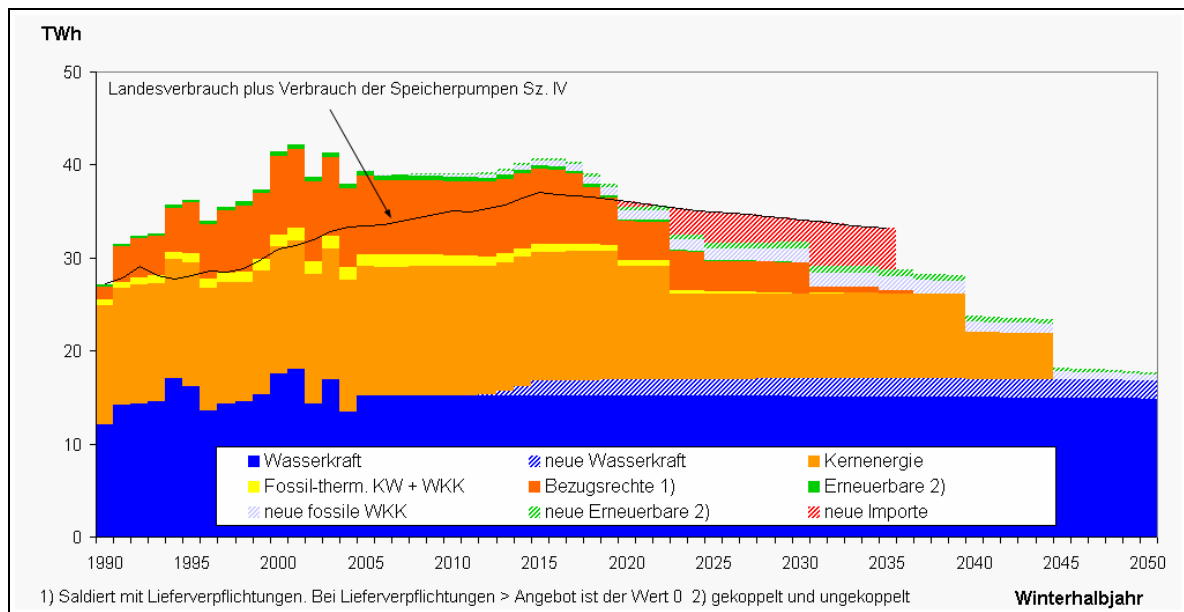
Tabelle 8-24 **Szenario IV Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, Winterhalb-
jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
best. Kernenergie	12.8	13.3	13.7	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	0.8	1.1	1.3	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.9	1.2	1.4	1.5
best. Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
best. Bezugsrechte ¹⁾	1.4	5.5	8.5	8.4	8.0	8.0	4.2	3.3	3.3	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	3.4	2.4	4.4
Gesamt	27.3	36.4	41.4	39.4	39.1	40.7	36.1	35.0	34.1	33.2

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

Figur 8-19 **Szenario IV Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks im Winterhalbjahr, in TWh



Prognos 2006

Tabelle 8-25 **Szenario IV Trend, Variante G**
Entwicklung des Kraftwerksparks, Erzeugung in TWh, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
best. Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
best. Kernenergie	22.3	23.5	24.7	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. fossil-therm. KW+WKK	1.2	1.7	2.1	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue fossile KW+WKK	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.3	2.4
best. Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	2.7	10.3	16.0	15.8	15.0	15.0	7.6	5.9	5.9	0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	5.1	3.6	6.6
Gesamt	56.4	73.0	81.9	76.5	79.7	83.6	74.7	71.7	70.5	68.1

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

8.7 Umweltwirkungen

8.7.1 CO₂-Emissionen

Die unmittelbaren CO₂-Emissionen auf der Nachfrageseite (Brenn- und Treibstoffe) entwickeln sich wie folgt (ohne Bewertung der Elektrizität und der Fernwärme):

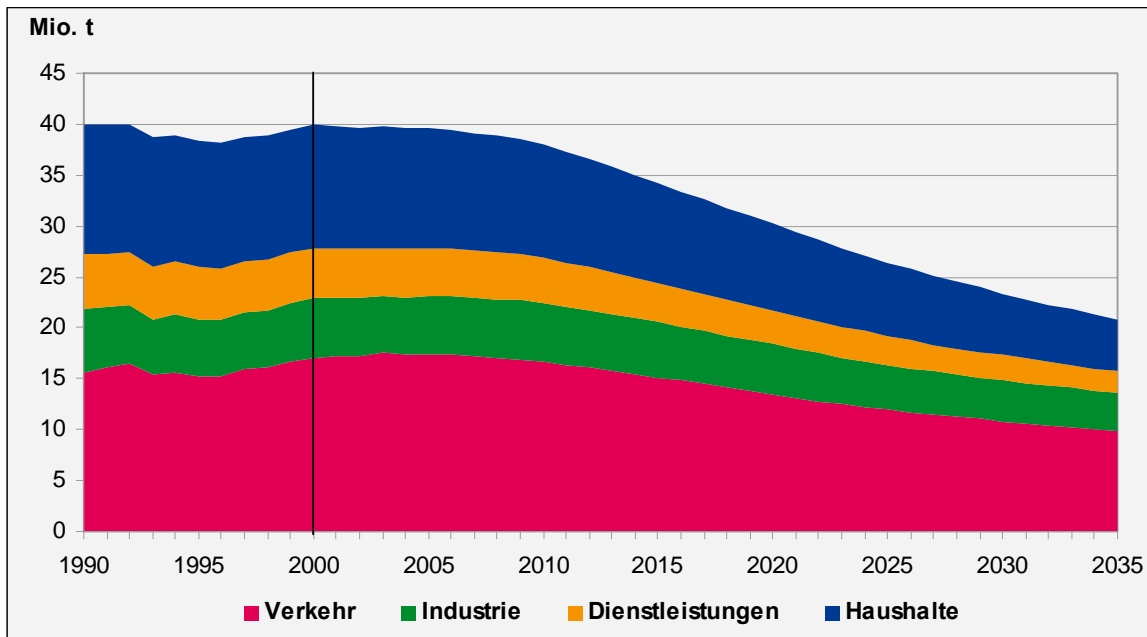
Tabelle 8-26 **Szenario IV Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.1	13.4	12.0	10.8	9.9
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.4	5.0	4.4	4.0	3.7
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	3.8	3.3	2.8	2.4	2.1
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	9.8	8.5	7.2	6.1	5.1
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	34.2	30.2	26.4	23.4	20.8

Prognos 2006

Die unmittelbar brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen sinken stark – gegenüber 2000 um 47.9 %. Das Kyoto-Ziel in 2010 wird allerdings auch in diesem Szenario immer noch verfehlt. Ab 2005 findet in allen Sektoren eine leichte Reduktion statt, die bereits ab 2010 (sowohl in den Einzelsektoren als auch in der Summe) deutlich „anzieht“. Dies ist einerseits mit dem Einsatz der stärkeren Instrumente, insbesondere der hohen Lenkungsabgaben in 2011 korreliert. Andererseits wird davon ausgegangen, dass aufgrund der gesellschaftlichen Prioritätenveränderungen dieses Instrument auch vorher, etwa ab 2009, bereits antizipiert wird und so Einfluss auf Investitionen in langlebige Güter nimmt. In allen Sektoren findet in 2035 gegenüber Szenario I eine deutliche Reduktion statt: Beim Verkehr sind es 6.6 Mio. t (40 % gegenüber Szenario I), im Industriesektor 1.6 Mio. t (30.2 %), im Dienstleistungssektor 1.8 Mio. t (46.2 %) und im Sektor Private Haushalte 4.0 Mio. t (44 %).

Figur 8-20 **Szenario IV Trend**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Zur Reduktion der Emissionen tragen neben den starken Effizienzmassnahmen auch der gegenüber Szenario III nochmals leicht gestiegene Anteil der Erneuerbaren im Raumwärme- und Treibstoffbereich (22 % in 2035) bei.

Tabelle 8-27 **Szenario IV Trend**
CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in Mio. t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (Mio. t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	17.1	9.9	-7.2	-42.0%	42.8%	47.7%
Industrie	5.8	3.7	-2.1	-36.8%	14.6%	17.7%
Dienstleistungen	4.9	2.1	-2.8	-56.8%	12.3%	10.2%
Haushalte	12.1	5.1	-7.0	-58.1%	30.3%	24.4%
Total	39.9	20.8	-19.1	-47.9%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Mit der Elektrizitätserzeugung sind je nach Variante des Elektrizitätsangebots die in Tabelle 8-28 ausgewiesenen CO₂-Emissionen verbunden:

Tabelle 8-28 **Szenario IV Trend**
CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t,

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
Variante C	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	3.5
Variante D	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	1.9	2.5
Variante E	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2
Variante D&E	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.9	1.0	1.1	1.4
Variante G	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6

Prognos 2006

Die höchsten Emissionen weist Variante C mit insgesamt drei Gaskraftwerken auf. Im Vergleich zu Szenario I liegen hier die Emissionen um 4.6 Mio. t (57 %) niedriger. Den grössten Anteil daran haben die fünf gegenüber Szenario I eingesparten Kraftwerksblöcke.

Falls in Variante C bei den beiden grossen GuD-Blöcken CCS-Technologien eingesetzt werden, würden sich in dieser Variante die CO₂-Emissionen nochmals um knapp 1.8 Mio. t reduzieren.

Die Summierung von Nachfrage und Angebot incl. des gesamten Umwandlungssektors (vgl. Kap. 2.1.5) ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

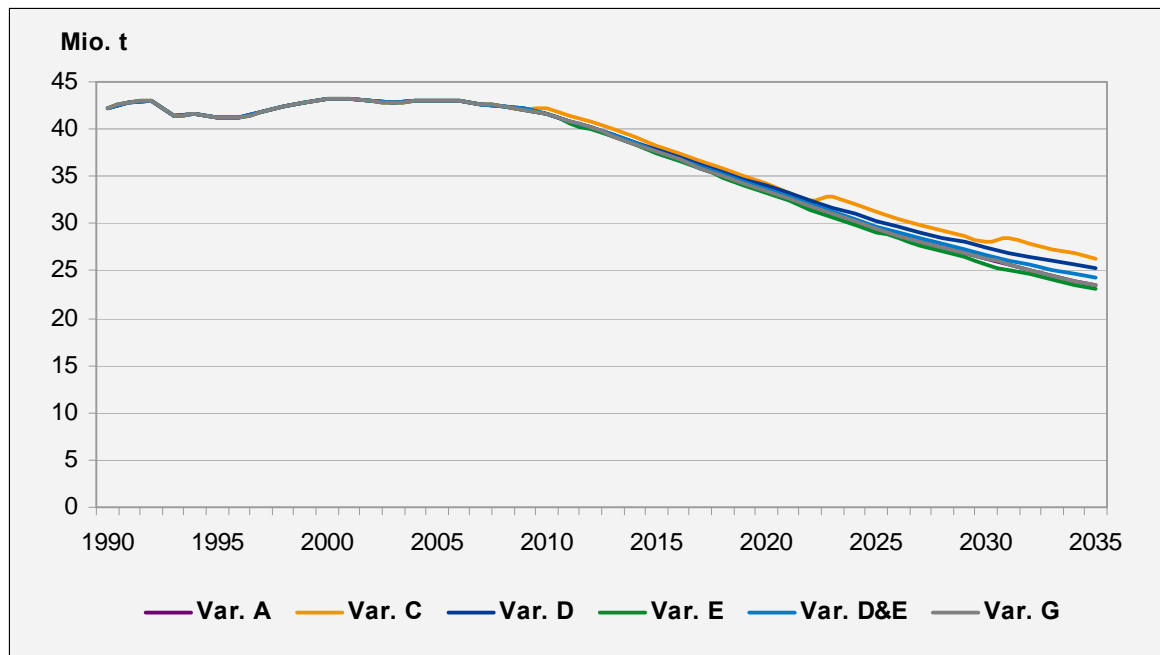
Tabelle 8-29 **Szenario IV Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	36.5	32.3	28.3	25.1	22.3
Variante C	41.8	40.5	42.3	42.0	41.1	37.2	33.1	30.1	26.9	25.2
Variante D	41.8	40.5	42.3	41.9	40.5	36.7	32.8	29.2	26.3	24.1
Variante E	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	36.4	32.1	28.0	24.7	21.9
Variante D&E	41.8	40.5	42.3	41.9	40.4	36.5	32.5	28.6	25.5	23.1
Variante G	41.8	40.5	42.3	42.0	40.4	36.5	32.3	28.3	25.1	22.3

Prognos 2006

Die CO₂-Emissionen werden in Figur 8-21 grafisch dargestellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass die CO₂-Emissionen der Variante A und G im gesamten Zeitablauf übereinstimmen, da in beiden Fällen keine neuen Gaskraftwerke (aufgrund der gewählten Konvention für die Szenarien auch nicht das Projekt „Chavalon“) zugebaut werden und der autonome Zubau an dezentralen (fossilen und erneuerbaren) WKK-Anlagen jeweils gleich ist. Es ist ebenfalls zu erwähnen, dass die abgebildeten CO₂-Emissionen der Varianten A und G über denen der nachfragebedingten Brenn- und Treibstoffverbräuche (Figur 8-20) liegen, da die Emissionen des Umwandlungssektors sowie der autonom zugebauten WKK-Anlagen enthalten sind. Die Emissionen der „rein erneuerbaren“ Variante E liegen ab 2005 wie in Szenario III unter denen der „CO₂-freien“ Varianten A und G liegen. Dies ist eine Folge der Wärmegutschriften bei den mit Biogasen und Biomassen befeuerten WKK-Anlagen.

Figur 8-21 **Szenario IV Trend**
CO₂-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in Mio. t



Prognos 2006

Der Verlauf der Emissionskurven ist insgesamt von der starken Reduktion im Brenn- und Treibstoffsektor geprägt. Die Spreizung aufgrund der unterschiedlichen Varianten der Elektrizitätserzeugung macht demgegenüber nur einen kleinen Anteil aus; selbst in der Variante C ohne CCS-Technologie reduzieren sich die CO₂-Emissionen um 40 % im Zeitraum von 2000 bis 2035, Variante E werden 47,8 % Reduktion erreicht. Hier wirkt sich die gemeinsam mit den Brenn- und Treibstoffen stark reduzierte Elektrizitätsnachfrage sehr stark dämpfend aus.

Das anfangs vorgegebene (absolute) Szenarienziel einer Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2035 um 35 % gegenüber 2000 wird somit in allen Angebotsvarianten übererfüllt. Szenario IV ist auch das einzige Szenario, das ein potenzielles Post-Kyoto-Zwischenziel von einer Reduktion um 20 % zwischen 2000 und 2035 erreicht.

8.7.2 NO_x-Emissionen

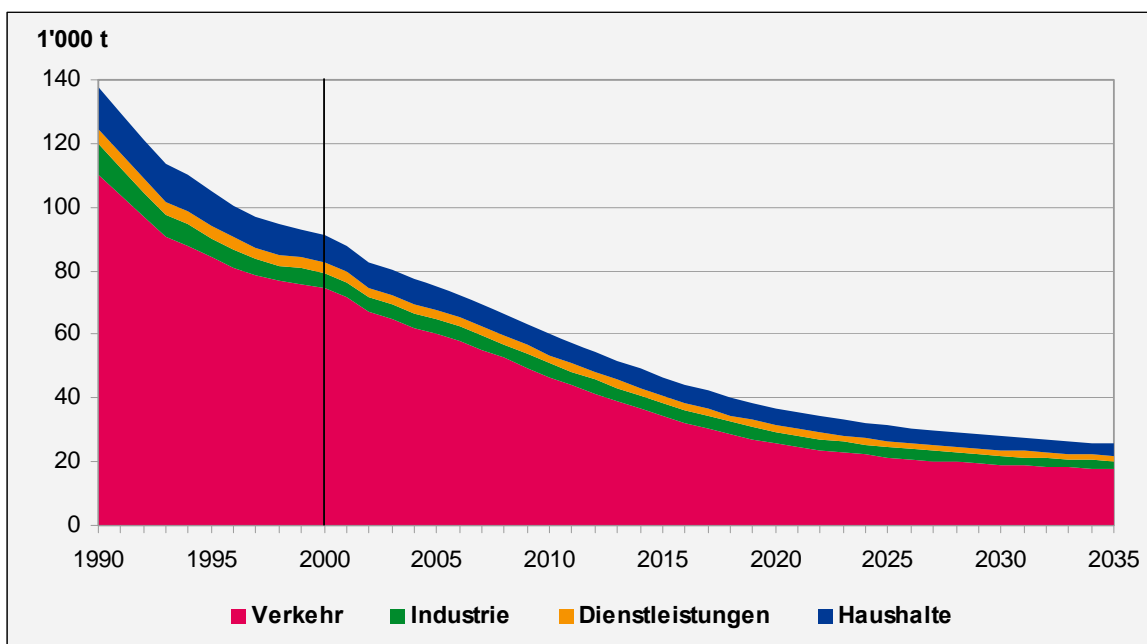
Die NO_x-Emissionen (NO₂, NO₃) aus der energetischen Verwertung der Brenn- und Treibstoffe der Nachfrageseite sind in Tabelle 8-30 und in Figur 8-22 dargestellt. Anders als bei den CO₂-Emissionen hängen die NO_x-Emissionen nicht nur vom Brennstoffeinsatz, sondern vor allem von der Qualität der eingesetzten (Verbrennungs-)Technik und den ggf. nachgeschalteten Reinigungsstufen wie Katalysatoren ab. Die kumulierten NO_x-Emissionen sind besonders im Verkehrssektor im Zeitverlauf stärker durch die spezifischen Emissionen je produzierter Energieeinheit bestimmt als durch die reinen Mengeneffekte. (Vgl. hierzu Kapitel 2 sowie Kapitel 4 im Anhangband (Energie- und Emissionsbilanzen) und Anhang 6 zum Sektorbericht Verkehr [Infras 2007]).

Tabelle 8-30 **Szenario IV Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	110.0	84.1	74.6	60.4	46.7	34.5	25.6	21.5	19.0	17.6
Industrie	9.8	6.0	4.8	4.4	4.3	3.9	3.7	3.2	2.9	2.6
Dienstleistungen	5.0	4.1	3.3	2.9	2.6	2.3	2.2	2.0	1.8	1.7
Haushalte	13.0	10.7	8.3	7.5	6.5	5.9	5.4	4.8	4.3	3.8
Insgesamt	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	46.6	36.9	31.4	28.0	25.6

Prognos 2006

Figur 8-22 **Szenario IV Trend**
NO_x-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

Die Grunddynamik der Entwicklung der NO_x-Emissionen entspricht derjenigen von Szenario I.

Insgesamt nehmen die NO_x-Emissionen auf der Nachfrageseite von 2000 bis 2035 auf 28 % ab, wobei der grösste Anteil der Reduktion im Verkehrssektor erbracht wird. Dieser ist in diesem Falle gegenüber den in den Szenarien I bis III „ohne“ schon enthaltenen Massnahmen auf der Grenzwert- und Technikseite nochmals verschärft und verläuft ab 2020 noch zusätzlich etwa parallel zur Effizienzentwicklung. Zusätzlich zu den Aussagen zu den „best practice“-Technologien aus Szenario III macht sich hier auch die Verschiebung im Modal Split hin zur Schiene bei den Mengeneffekten bemerkbar.

Insgesamt liegen die NO_x-Emissionen in 2035 um 10 kt oder 28 % unter denen von Szenario I.

Tabelle 8-31 **Szenario IV Trend**
NO_x-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	74.6	17.6	-57.1	-76.4%	82.0%	68.7%
Industrie	4.8	2.6	-2.2	-46.4%	5.3%	10.0%
Dienstleistungen	3.3	1.7	-1.6	-47.8%	3.6%	6.7%
Haushalte	8.3	3.8	-4.6	-55.0%	9.2%	14.7%
Total	91.0	25.6	-65.4	-71.9%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung hängen vom Einsatz fossiler und biogener Brennstoffe sowie der eingesetzten Technik ab. Es wird davon ausgegangen, dass in den grossen (zentralen) Anlagen wie grossen Gasturbinen und Kombikraftwerken einerseits die Verbrennungstechnik besser kontrolliert werden kann sowie aus wirtschaftlichen Gründen ein höherer Aufwand bei der Behandlung der Abgase möglich ist als bei kleineren, dezentralen Anlagen und z. B. motorischen BHKWs. Auch bei diesen wird allerdings für die Zukunft vom regelmässigen Einsatz von Katalysatoren ausgegangen. (Vgl. Kap. 2)

Die abnehmende Tendenz der Emissionen nach 2005 spiegelt die Abalterung des vorhandenen Parks an insbesondere dezentralen WKK-Anlagen und ihren Ersatz durch emissionsärmere Technik wider. Beim Vergleich der Grössenordnungen der NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung mit derjenigen der Nachfragesektoren zeigt sich, dass die Elektrizitätserzeugung in 2000 mit 2.1 kt NO_x gut 2 % der Gesamtemissionen ausmacht und in Variante C in 2035 mit maximalem Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung nur mehr 1.2 %.

Bei den dezentralen Varianten mit hohem WKK-Anteil (D, E, D&E) werden die Netto-Emissionen aufgrund der Wärmegutschriften, die durch den Ersatz konventioneller Heizungsanlagen ohne Stromerzeugung entstehen, negativ.

Tabelle 8-32 **Szenario IV Trend**
NO_x-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0
Variante C	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.2	0.3
Variante D	0.5	1.3	2.1	2.4	2.5	2.0	0.8	0.4	0.1	-0.1
Variante E	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante D&E	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.6	0.2	0.0	-0.2
Variante G	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0

Prognos 2006

Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

Tabelle 8-33 **Szenario IV Trend**
NO_x-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors)
nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	48.3	37.4	31.5	28.0	25.6
Variante C	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	48.4	37.5	31.7	28.1	25.9
Variante D	138.3	106.1	93.1	77.5	62.6	48.6	37.7	31.8	28.0	25.5
Variante E	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	48.3	37.4	31.4	27.9	25.5
Variante D&E	138.3	106.1	93.1	77.5	62.5	48.5	37.5	31.6	27.9	25.4
Variante G	138.3	106.1	93.1	77.5	62.4	48.3	37.4	31.5	28.0	25.6

Prognos 2006

8.7.3 PM10-Emissionen

Die PM10-Emissionen der Nachfrageseite sind in Tabelle 8-34 sowie in Figur 8-23 dargestellt.

Tabelle 8-34 **Szenario IV Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	5.9	4.9	4.2	3.2	2.0	1.1	0.6	0.5	0.4	0.3
Industrie	1.3	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3
Dienstleistungen	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Haushalte	1.2	1.1	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3
Insgesamt	8.7	7.3	6.3	5.1	3.5	2.4	1.7	1.4	1.3	1.1

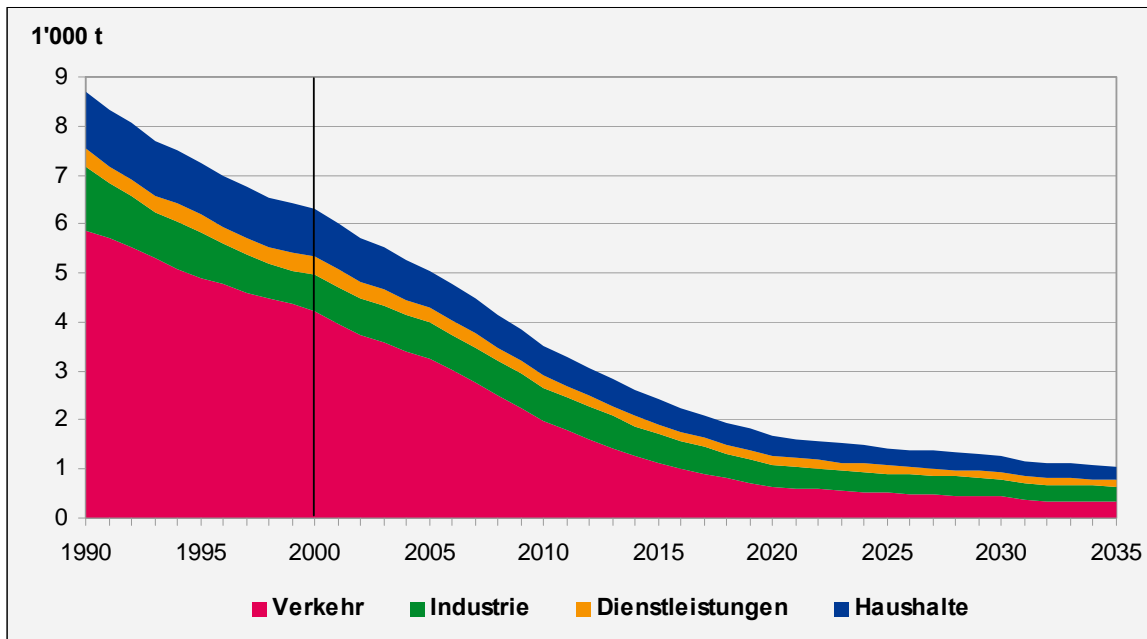
Prognos 2006

Grundsätzlich gilt das in Kap. 5.7.3 zu den PM10-Emissionen Gesagte: Diese Emissionen sind stark technikabhängig und werden vor allem vom Verkehrssektor sowie den unterstellten Entwicklungen der Grenzwerte dominiert. Wesentliches Element ist die obligatorische Einführung immer besserer Feinstaubfilter bei den Dieselfahrzeugen.

In den übrigen Sektoren sind bei den spezifischen Partikelemissionen bereits in den Jahren vor 2000 starke Verbesserungen (Absenkungen) erfolgt. Deutliche Änderungen zeigen sich noch bei Gas zur Raumwärmeerzeugung (von 0.2 g/GJ in 2000 auf 0.1 g/GJ in 2005, danach Konstanz) sowie beim Einsatz von Holz zur Raumwärmeerzeugung und zum Einsatz in der Industrie (Absenkung von 50 g/GJ (Raumwärme) bzw. 60 g/GJ (Industrie) in 2000 bis auf 15 g/GJ in 2035).

Die Emissionen sind aufgrund der Mengeneffekte (Verringerung des Energieträgereinsatzes) in fast allen Sektoren in 2035 um ca. 0.1 kt niedriger als in Szenario I. Bei den Haushalten führt der verstärkte Einsatz von Holz in kleinen Feuerungsanlagen zu sehr geringfügig erhöhten Werten, die durch die Reduktion bei den fossilen Brennstoffen nicht ausgeglichen werden.

Figur 8-23 **Szenario IV Trend**
PM10-Emissionen nach Sektoren, in 1'000 t



Prognos 2006

Eine Zusammenfassung mit den relativen Veränderungen der Emissionen im Zeitablauf sowie den sich verändernden Anteilen der Sektoren an den Gesamtemissionen zeigt Tabelle 8-35.

Tabelle 8-35 **Szenario IV Trend**
PM10-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe) in den Jahren 2000 und 2035, nach Sektoren, in 1'000 t, absolute und relative Veränderung, Anteil an den Gesamtemissionen

Sektor	Emissionen		Veränderung		Anteil an den Gesamtemissionen	
	2000	2035	abs. (1'000 t)	rel. (%)	2000	2035
Verkehr	4.2	0.3	-3.9	-92.3%	67.0%	31.0%
Industrie	0.7	0.3	-0.4	-57.3%	11.7%	30.0%
Dienstleistungen	0.4	0.1	-0.2	-64.9%	5.7%	12.1%
Haushalte	1.0	0.3	-0.7	-71.1%	15.5%	26.9%
Total	6.3	1.1	-5.3	-83.3%	100.0%	100.0%

Prognos 2006

Die Partikelemissionen der Elektrizitätserzeugung sind wie die NO_x-Emissionen mit dem Einsatz fossiler bzw. biogener Brennstoffe verbunden sowie technikabhängig. Die entsprechenden Emissionen nach Angebotsvarianten sind in Tab. 8-36 dargestellt.

Tabelle 8-36 **Szenario IV Trend**
PM10-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0
Variante C	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.3	3.6	6.7	6.6	10.4
Variante D	40.9	37.9	5.1	6.1	4.0	3.0	1.2	0.4	-0.1	-0.3
Variante E	40.9	37.9	5.1	6.1	3.8	3.6	2.7	3.0	3.4	3.3
Variante D&E	40.9	37.9	5.1	6.1	4.0	3.4	2.1	2.0	1.9	1.7
Variante G	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0

Prognos 2006

Hierbei ist zu beachten, dass die Emissionen für die bessere Lesbarkeit hier in Tonnen angegeben sind, während die Emissionen der Nachfrageseite in 1'000 t angegeben sind. Die Emissionsreduktionen zwischen 1995 und 2000 hängen mit der Betriebseinstellung von Vouvry zusammen, bei den Varianten A und G zeigt sich im Zeitverlauf die Abaltung des vorhandenen dezentralen fossilen Parks und der Einsatz neuerer Technik (Feinstaubfilter) bei den neuen WKK-Anlagen. In der Variante C zeigt sich deutlich der Beitrag der Gaskombikraftwerke.

Im Vergleich zu Szenario I sind die Emissionen in 2035 in der Variante C aufgrund der geringeren Zahl an Kraftwerksblöcken um 15.5 t reduziert.

Aufgrund der verschiedenen Skalen ist allerdings darauf hinzuweisen, dass der Beitrag der Elektrizitätserzeugung an den gesamten verbrennungsbedingten Partikelemissionen insgesamt maximal bei 1.0 % liegt, wie aus Tabelle 8-36 im Vergleich mit Tabelle 8-37 ersichtlich wird.

Die Summierung von Nachfrage und gesamtem Umwandlungssektor ergibt für die verschiedenen Angebotsvarianten folgendes Bild:

Tabelle 8-37 **Szenario IV Trend**
PM10-Emissionen gesamt (incl. des gesamten Umwandlungssektors) nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'508.0	2'415.9	1'678.1	1'436.6	1'270.7	1'053.1
Variante C	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'510.7	2'418.6	1'680.7	1'443.1	1'277.2	1'063.5
Variante D	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'508.4	2'416.3	1'678.3	1'436.8	1'270.5	1'052.8
Variante E	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'508.3	2'416.8	1'679.8	1'439.4	1'274.0	1'056.4
Variante D&E	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'508.5	2'416.7	1'679.2	1'438.4	1'272.5	1'054.8
Variante G	8'760.2	7'288.7	6'323.2	5'061.3	3'508.0	2'415.9	1'678.1	1'436.6	1'270.7	1'053.1

Prognos 2006

Die die Dynamik in den Partikelemissionen ist insgesamt stark vom technologie- und mengeninduzierten Rückgang im Verkehrssektor geprägt. Die Veränderung der summierten Emissionen in 2035 gegenüber Szenario I beträgt in den Varianten ohne Gaskraftwerke A und G einen Rückgang um 321.8 t (23.4 %), in der Varianten C einen Rückgang von 327.2 t (24.1 %).

8.8 Versorgungssicherheit

8.8.1 Importanteile

Importiert werden alle fossilen Energieträger (Kohle, Erdölprodukte, Erdgas), Kernbrennstoffe, Strom als Endenergieträger sowie aus heutiger Sicht im Lichte der jüngeren Entwicklungen Biotreibstoffe (Ethanol, Öle und Ölprodukte). Bei den Biotreibstoffen liesse sich auch denken, dass Anteile des Marktes aus heimischer Produktion stammen könnten. Die vollständige Zurechnung der Biotreibstoffe zu den importierten Energieträgern stellt also unter der „Abhängigkeitsoptik“ eine konservative Abschätzung dar.

Bei den Kernbrennstoffen führen die hohe Energiedichte sowie der feste Aggregatzustand zur Lagerfähigkeit von Brennstoffvorräten für mehrere Jahre. Daher werden diese in manchen Quellen nicht zur Importabhängigkeit gerechnet. In der hier vorliegenden Arbeit werden jeweils für alle Szenarien und Varianten die Ergebnisse unter beiden Sichtweisen gezeigt. (Kap. 2)

Tabelle 8-38 bildet die importierten Endenergieträger auf der Nachfrageseite (fossile Brennstoffe für Raumwärmeerzeugung und Prozessenergie, die fossilen Anteile – Gas, Öl – in der Fernwärmeerzeugung sowie Treibstoffe) in absoluten Energieeinheiten (PJ) ab.

Tabelle 8-38 **Szenario IV Trend**
Importanteile in der Nachfrage, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Fossile	551.9	537.5	563.5	560.5	541.2	489.1	434.4	381.3	339.2	302.7
Biotreibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
foss. Anteil FW	5.8	5.4	5.8	7.8	8.1	8.0	6.9	5.6	2.5	1.0
Summe	557.8	542.9	569.3	568.3	556.6	507.7	454.7	401.5	357.9	321.8

Prognos 2006

Ab 2010 sinkt der Bedarf an importieren Energieträgern im wesentlichen proportional mit der Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen. Der Importbedarf wird von den Fossilen dominiert, wenn auch die Biotreibstoffe mit einem Anteil von 5.7 % in 2035 „sichtbar“ werden.

Tabelle 8-39 zeigt die Anteile an importierten Energieträgern in der Elektrizitätserzeugung. Hier wird die verwendete Primärenergie (Input) ausgewiesen, der Wirkungsgrad der jeweiligen Kraftwerke ist somit berücksichtigt. Stromimporte werden aufgrund der gewählten Abgrenzung („Systemgrenze Schweiz“) ohne Vorketten ausgewiesen.

Insgesamt dominieren deutlich die Kernbrennstoffe. Selbst in Variante C mit der Lückenfüllung durch Fossile machen die Kernbrennstoffe primärenergetisch gesehen 72 % der Importe aus. Das starke Übergewicht der Kernbrennstoffe in Variante G folgt aus den oben und in Kap. 2 erörterten Wirkungsgradfragen.

Tabelle 8-39 **Szenario IV Trend**
Importanteile in der Elektrizitätserzeugung nach Varianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.2	12.1	11.9	11.9	11.2	10.7	10.2
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.2	3.1	6.2	8.9	20.2	13.3	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Summe	247.1	260.8	273.2	239.7	273.5	274.8	246.0	196.1	188.7	296.5
Variante C										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.2	25.3	25.1	25.2	43.8	43.4	62.0
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.2	0.0	0.0	1.2	0.6	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.7	283.6	281.8	251.5	209.1	208.1	226.7
Variante D										
Fossile	10.7	12.2	11.8	11.8	14.1	16.9	22.6	29.4	38.5	50.5
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.4	1.1	0.7	0.0	3.2	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.6	273.5	274.4	247.8	197.3	203.2	215.1
Variante E										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.2	11.8	10.4	8.6	5.6	4.2	3.6
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.2	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.8	271.4	267.1	233.8	170.2	168.9	168.3
Variante D&E										
Fossile	10.7	12.2	11.8	11.8	13.0	13.8	15.8	17.7	22.2	29.1
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.4	1.3	0.6	0.0	0.7	0.0	0.0
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.6	272.6	271.2	241.0	183.1	186.8	193.8
Variante G										
Fossile	10.7	12.2	11.8	12.2	12.1	11.9	11.9	11.2	10.7	10.2
Import-/Exportüberschuss	0.0	0.0	0.0	7.2	3.1	6.2	8.9	20.2	13.3	5.8
Kernbrennstoffe	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Summe	247.1	260.8	273.2	239.7	273.5	274.8	246.0	196.1	188.7	180.6

Prognos 2006

Tabelle 8-40 zeigt die Summe der importierten Energie(träger) in absoluten Energieeinheiten nach Varianten, jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen.

Mit Berücksichtigung der Kernbrennstoffe variieren die Importe in den Varianten zwischen ca. 490 und 618 PJ, wobei aufgrund der vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrade (max. 35 %) der Kernkraftwerke die Anteile in der Variante A am höchsten sind. Ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe zu den Importen variieren die Werte zwischen ca. 332 PJ und 382 PJ; in diesem Falle haben die Varianten A (Importe und KKW) sowie G (Importe) jeweils den geringsten Anteil. Letzteres liegt an den Wirkungsgradkonventionen und sollte daher nicht überinterpretiert werden: In diesem Falle sind die Wirkungsgrade jeweils implizit in den Importpreisen enthalten.

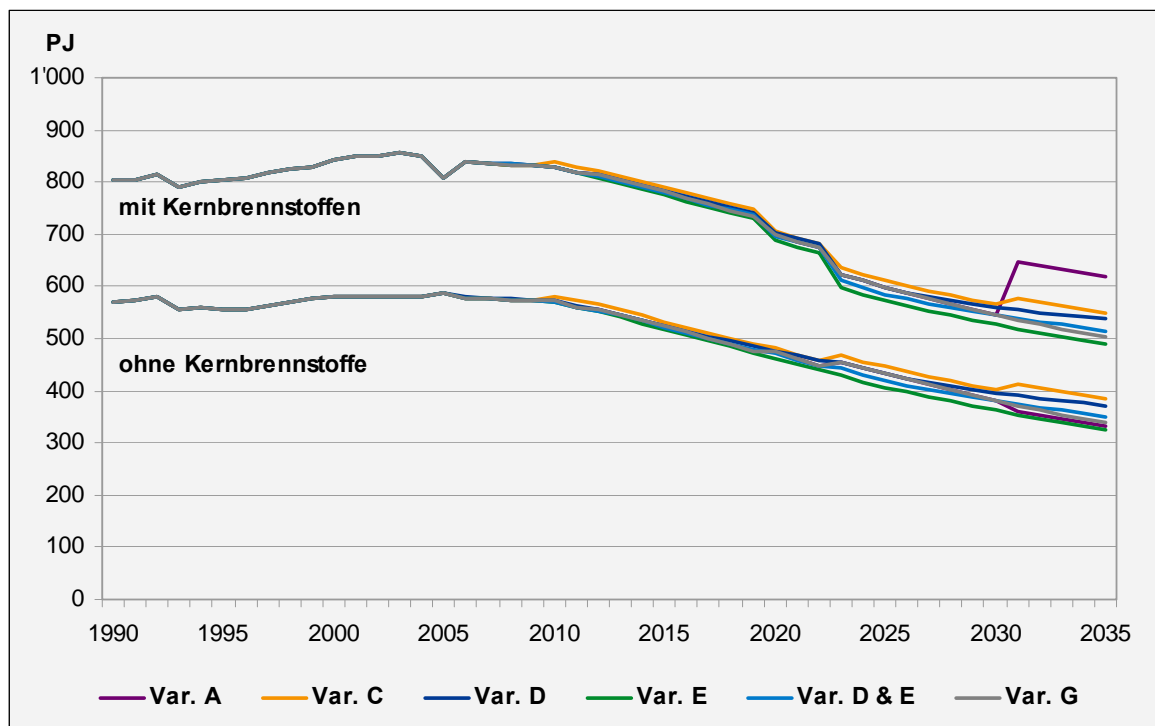
Tabelle 8-40 **Szenario IV Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.0	830.1	782.5	700.7	597.5	546.6	618.3
Variante A - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.6	571.8	525.8	475.5	432.9	381.9	332.0
Variante C - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.0	840.2	789.5	706.2	610.6	565.9	548.5
Variante C - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.6	581.9	532.8	481.0	445.9	401.3	383.8
Variante D - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.9	830.1	782.0	702.4	598.8	561.1	537.0
Variante D - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.5	571.8	525.3	477.3	434.1	396.4	372.3
Variante E - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.0	828.0	774.8	688.5	571.7	526.7	490.1
Variante E - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.7	569.8	518.1	463.3	407.0	362.0	325.4
Variante D&E - mit KB	804.8	803.7	842.5	807.9	829.2	778.8	695.7	584.6	544.7	515.6
Variante D&E - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.5	570.9	522.1	470.5	419.9	380.0	350.9
Variante G - mit KB	804.8	803.7	842.5	808.0	830.1	782.5	700.7	597.5	546.6	502.5
Variante G - ohne KB	568.4	555.1	581.1	587.6	571.8	525.8	475.5	432.9	381.9	337.8

Prognos 2006

Die zeitliche Entwicklung der importierten Energie nach Varianten jeweils mit und ohne Zurechnung der Kernbrennstoffe ist in Figur 8-24 abgebildet.

Figur 8-24 **Szenario IV Trend**
Importanteile gesamt mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in PJ



Prognos 2006

Die Gesamttendenz ist bei beiden Betrachtungsweisen deutlich absinkend (max. 36 % zwischen 2000 und 2035 in Variante E), wobei die Anteile gegen Ende des Betrachtungszeitraums nach Varianten wiederum auffächern. Die absinkende Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen wird in diesem Trend abgebildet. Da die Stromnachfrage nun-

mehr ab 2015 deutlich absinkt, wird der absinkende Trend durch inländischen Zubau – je nach Kraftwerkswirkungsgrad – ab 2030 nur temporär abgeschwächt. In beiden Betrachtungsweisen sind die Varianten mit den hohen Anteilen Erneuerbarer im Strom (E sowie D&E) diejenigen mit den geringsten Abhängigkeiten.

Die Entwicklung der relativen Anteile der Importe an der Gesamtenergie des Systems bietet eine zusätzliche wichtige Information. Diese ist in Tabelle 8-41 sowie in Figur 8-25 in der zeitlichen Entwicklung jeweils nach Angebotsvarianten und Zuordnung der Kernbrennstoffe ausgewiesen.

Tabelle 8-41 **Szenario IV Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Variante A - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.2%	74.9%	72.4%	68.9%	66.5%	71.9%
Variante A - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.2%	50.3%	49.1%	49.9%	46.4%	38.6%
Variante C - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.7%	75.2%	72.5%	69.3%	67.7%	68.3%
Variante C - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.8%	50.7%	49.4%	50.6%	48.0%	47.8%
Variante D - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.0%	74.3%	71.7%	67.9%	67.2%	67.5%
Variante D - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.1%	49.9%	48.7%	49.3%	47.5%	46.8%
Variante E - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.2%	76.8%	73.4%	69.7%	63.9%	62.0%	60.7%
Variante E - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	52.8%	49.1%	46.9%	45.5%	42.6%	40.3%
Variante D&E - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	76.9%	73.9%	70.6%	65.7%	64.5%	64.0%
Variante D&E - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	52.9%	49.5%	47.8%	47.2%	45.0%	43.5%
Variante G - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.2%	74.9%	72.4%	68.9%	66.5%	64.2%
Variante G - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.2%	50.3%	49.1%	49.9%	46.4%	43.2%

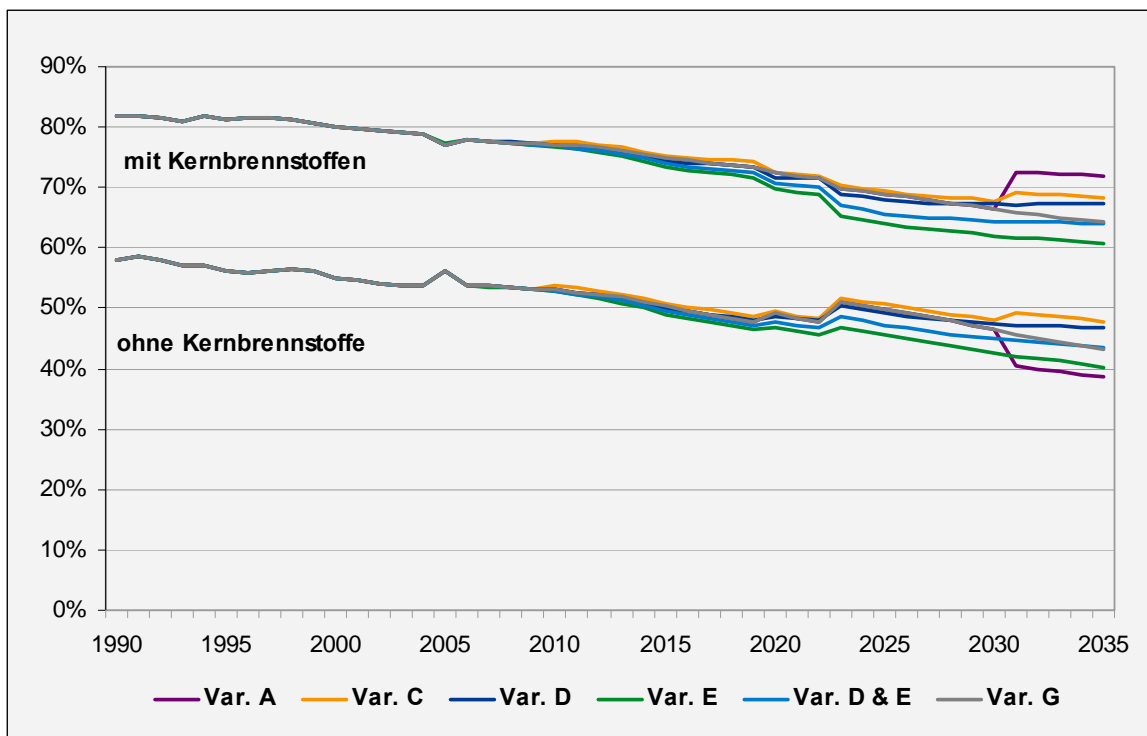
Prognos 2006

Gegenüber Szenario III noch leicht verstärkt zeigt sich hier bei den Anteilen eine deutlich absinkende Tendenz. Diese ist allerdings bei der Betrachtungsweise, die die Kernbrennstoffe zu den Importen rechnet, stärker ausgeprägt als bei derjenigen, die sie nicht unter die Importe rechnet. Bei der Betrachtung mit Kernbrennstoffen wird das Geschehen durch das Absinken der Nachfrage sowie die stufenweise aus dem Mix verschwindenden Kernkraftwerke bestimmt. Das neue Kernkraftwerk in 2030 in Variante A führt zwar gegenüber der Situation in 2030 zu einer Erhöhung, gegenüber 2000 sinkt der Anteil jedoch insgesamt um acht Prozentpunkte.

Insgesamt sinkt bei der Betrachtung mit Kernbrennstoffen die Abhängigkeit um maximal 19.2 %-Punkte (Variante E) und minimal um acht Prozentpunkte (Variante A). Dies ist vor allem Ausdruck des erhöhten Anteils der inländischen Erneuerbaren im Mix (Wärme und Strom).

Bei der Betrachtung ohne Kernbrennstoffe sinkt der Anteil maximal in Variante A um 16.5 Prozentpunkte und minimal um 7.3 Prozentpunkte in Variante C.

Figur 8-25 **Szenario IV Trend**
Anteile der Importe an der Gesamtenergie, mit und ohne Kernbrennstoffe nach Elektrizitätsangebotsvarianten, in %



Prognos 2006

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die relativen Anteile am Import weniger stark absinken als die absoluten. Die Effizienzeffekte überwiegen in diesem Falle die Effekte der Veränderung im Energiemix.

8.8.2 Hitze- und Kältewellen

Die Situation und Reaktionsfähigkeit der Kraftwerksparks unter der Belastung von Hitze- und Kältewellen wurde als weiteres operationalisierbares Kriterium der Versorgungssicherheit definiert (vgl. Kap. 2). Hierbei wird für die Kältewelle neben der temperaturbedingt hohen Nachfrage der Ausfall der Importe (überall in der EU, vor allem in Frankreich, wird der erzeugte Strom jeweils in den Erzeugerländern benötigt, da die Kältewelle sich stabil über ganz Europa erstreckt) sowie ein ausserplanmässiger Ausfall des jeweils grössten Kraftwerksblocks unterstellt. Die schweizerischen Laufwasserkraftwerke laufen mit Engpassleistung, die Speicherwerke stehen zur Bereitstellung von Arbeit und Leistung zur Verfügung, ebenso die Pumpspeicherwerke zum kürzerfristigen Lastmanagement. Bei den neuen erneuerbaren Energien wird keine Produktion aus stochastischen Quellen (Wind, Sonne) eingerechnet, bei den grundlastfähigen Energietechnologien wie ARA, KVA, Biomasse/Biogas und ggf. Geothermie sowie bei den im WKK-Betrieb laufenden Technologien wird davon ausgegangen, dass die volle Leistung zur Verfügung steht, da mit dem vollständigen Absatz der Wärme gerechnet werden kann.

Die Speichersimulationen von Piot (vgl. Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Situation (Kältewelle) insgesamt ein Grundlastmanko von bis zu 4.1 GW aus den Speichern gedeckt werden kann, sofern die gesamte installierte Leistung die Abdeckung der Spitzenlast ermöglicht.

Während der (ebenfalls europaweiten) Hitzewelle tritt aufgrund des Kühlungsbedarfs eine erhöhte (Spitzen-)Nachfrage auf, die thermischen Kraftwerke sind aufgrund der Belastung der Kühlkapazitäten in der Leistung etwas eingeschränkt. Ein grosser KKW-Block ist planmässig in Revision, ein kleiner fällt unplanmässig aus. Importe stehen zur Verfügung, die Exportverpflichtungen sollen nach Möglichkeit gedeckt werden. Von den neuen Erneuerbaren werden die stochastischen wiederum ausgenommen, während die grundlastfähigen als laufend angenommen werden. Die WKK-Anlagen werden mit der für den Sommerbetrieb vorgesehenen Leistung eingesetzt, die durch die absetzbare Wärme (Warmwasser, Prozesswärme in der Industrie, ggf. auf reduziertem Niveau, sowie Kühlungsbedarf im Dienstleistungssektor) beschränkt ist.

Die Speichersimulationen von Piot (Band 4, Exkurs 12) ergeben, dass in dieser Situation (Hitzewelle) ein Grundlastmanko von ca. 3.5 GW aus den Speichern abgedeckt werden kann, sofern die insgesamt installierte Leistung zur Abdeckung der Spitzenlast hinreicht.

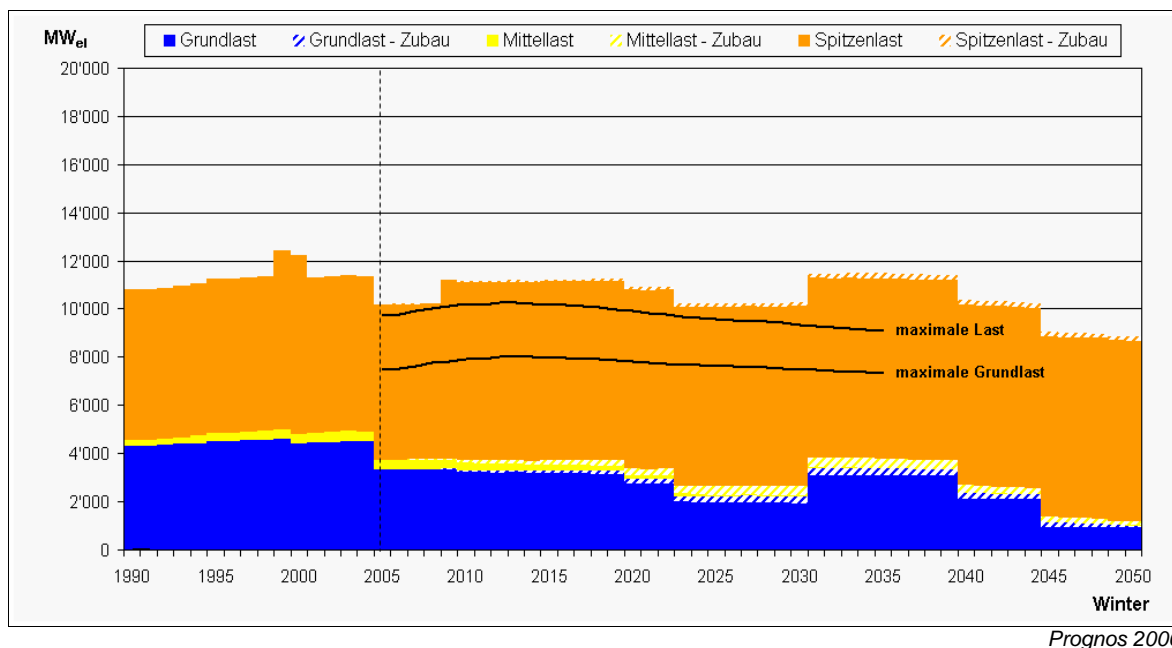
In Szenario III geht die gegenüber den Szenarien I und II reduzierte Stromnachfrage auch mit reduzierten Leistungsnachfragen auf den Ebenen Grundlast, Spitzenlast sowie im Winter- und Sommerhalbjahr einher.

Die Untersuchung der Kraftwerksparks der in Szenario III betrachteten Varianten A, C, D, E, D&E und G in diesen Belastungssituationen führt zu den im folgenden beschriebenen Ergebnissen.

8.8.2.1 Kältewellen

Figur 8-26 zeigt die Situation der Kältewelle für Variante A in der Leistungsbetrachtung.

Figur 8-26 **Szenario IV, Variante A**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Prognos 2006

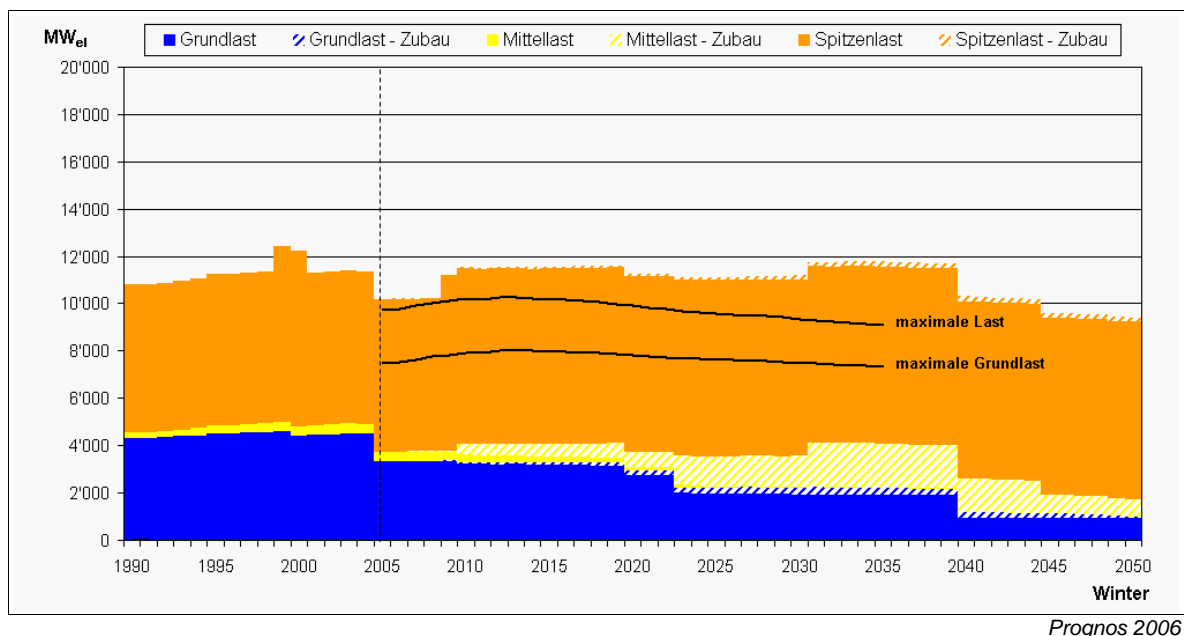
Die maximale Leistung ist trotz angenommenem Kraftwerksausfall und Importausfall während des gesamten Betrachtungszeitraums gesichert. Etwa ab dem Jahr 2022 gerät das durch die Kältewelle und den Kraftwerksausfall bedingte Grundlastmanko an die Grenze

des tolerablen (und durch die Speicher ausgleichbaren) Wert von 4'100 MW. Diese kritische Situation ist ab 2030 mit dem Bau des neuen Kernkraftwerks behoben.

Gegenüber allen anderen Szenarien ist somit die Situation deutlich entschärft: Das Spitzenlastmanko tritt nicht mehr auf, und das Grundlastmanko beträgt etwa konstant 4'000 MW_{el} zwischen 2023 – 2029 (im Vergleich zu ca. 5'500 MW_{el} in Szenario I in 2029). Es ist daher mit leicht verändertem Speichermanagement auszugleichen. Dies ist im ein klarer Effekt der Nachfragereduktion, da der autonome Zubau der dezentralen Anlagen aufgrund der reduzierten Wärmenachfrage gegenüber demjenigen von Szenario I etwas geringer ist.

Die Situation für Variante C (neue Gaskraftwerke) wird in Figur 8-27 dargestellt:

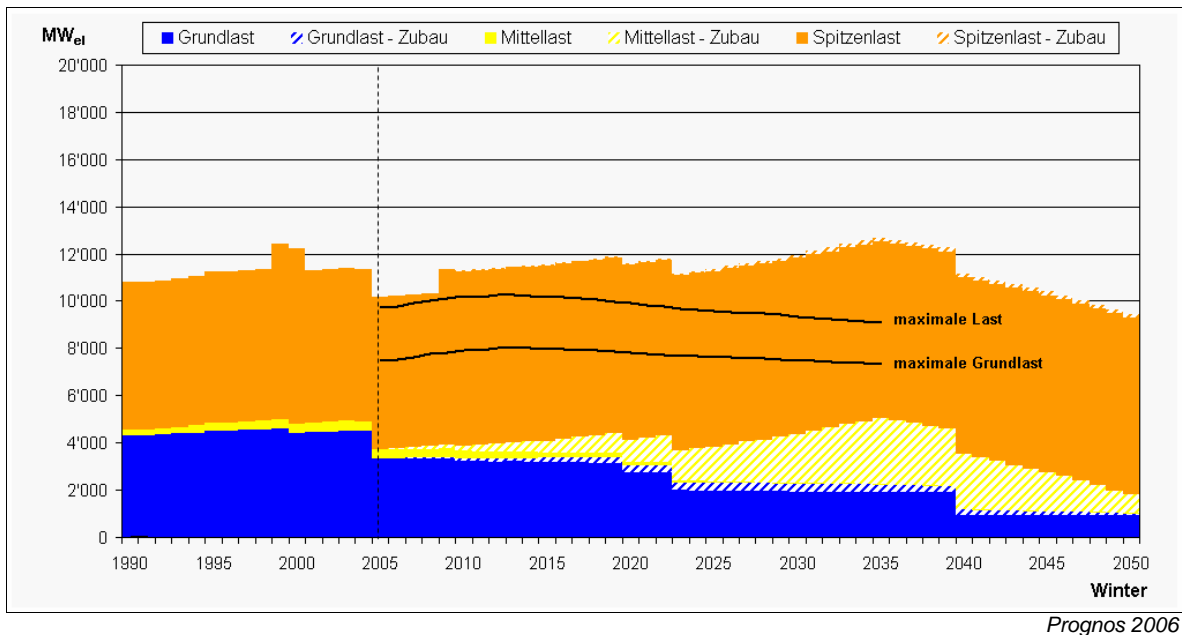
Figur 8-27 **Szenario IV, Variante C**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Der nachfragegerechte Zubau der Gaskraftwerke führt dazu, dass in der Kältewelle mit Ausfall des grössten Kraftwerksblocks sowohl die Spitzenlast sicher gedeckt werden kann als auch das Grundlastmanko bleibt während des gesamten Betrachtungszeitraums deutlich unterhalb des kritischen Wertes von 4.1 GW.

Die Kältewellsituation für die Variante D (fossil-dezentrale Strategie, WKK) wird in Figur 8-28 dargestellt. In diesem Fall ist die Situation gegenüber den bisher betrachteten Szenarien und Varianten verändert, da die neu zugebauten WKK-Anlagen vor allem zur Winter-Grundlast beitragen. Sie werden aufgrund ihrer geringeren Jahresvollbenutzungsstunden zwar definitorisch zur Mittellast gezählt, können in der Kältewelle aber durch ihren Beitrag zur Wärmelast als Grundlastkapazitäten angesehen werden.

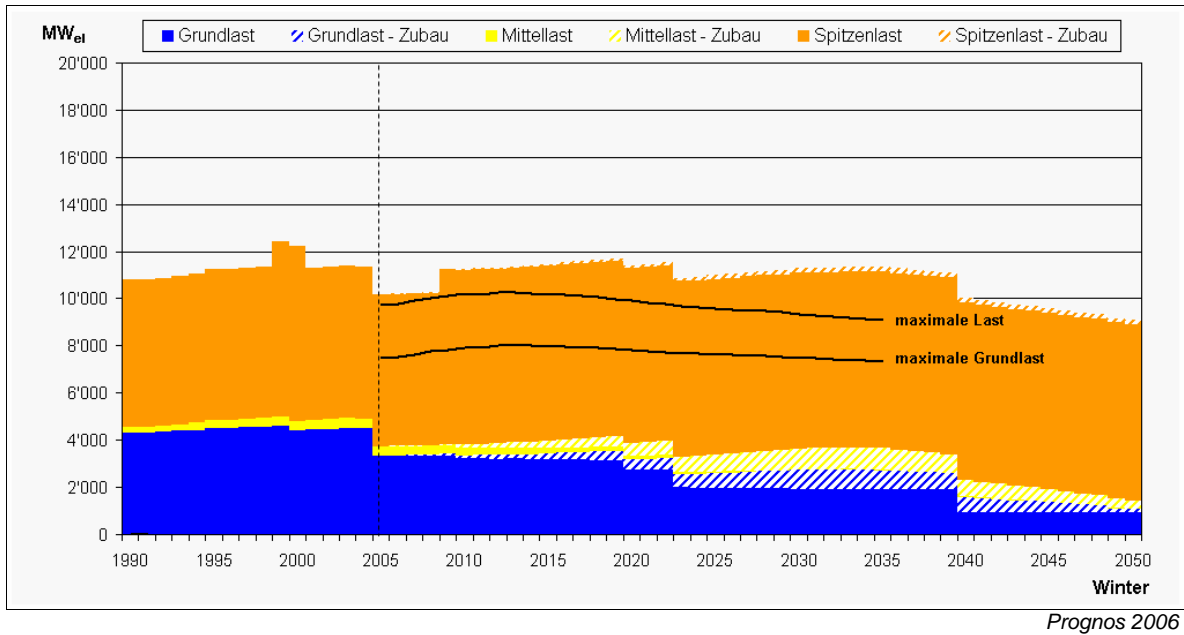
Figur 8-28 **Szenario IV, Variante D**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Trotz des definitionsgemäss unterstellten Ausfalls der grössten KKW-Kapazität (Leibstadt mit 1'165 MW) können die auf die Stufen der aus Mix gehenden KKW-Blöcke hin optimierten WKK-Zubauten sowohl die Grundlast als auch die Spitzenlast entlasten, im Zeitablauf zunehmend.

Die Kältewellensituation für Variante E (Lückendeckung durch prioritären Zubau neuer Erneuerbarer) wird in Figur 8-29 dargestellt. Hierbei wird für die Quellen Wind und Photovoltaik aufgrund ihrer stochastischen Verfügbarkeit kein Leistungsbeitrag gerechnet. Die anderen Quellen werden je nach ihren Möglichkeiten zur Mittel- oder Grundlast gerechnet. Der noch vorhandene autonome Zubau der fossil befeuerten dezentralen WKK-Anlagen wird definitorisch zur Mittellast gerechnet, kann aber aufgrund des winterlichen Beitrags zur Wärmeversorgung in diesem Fall als Grundlast angesehen werden.

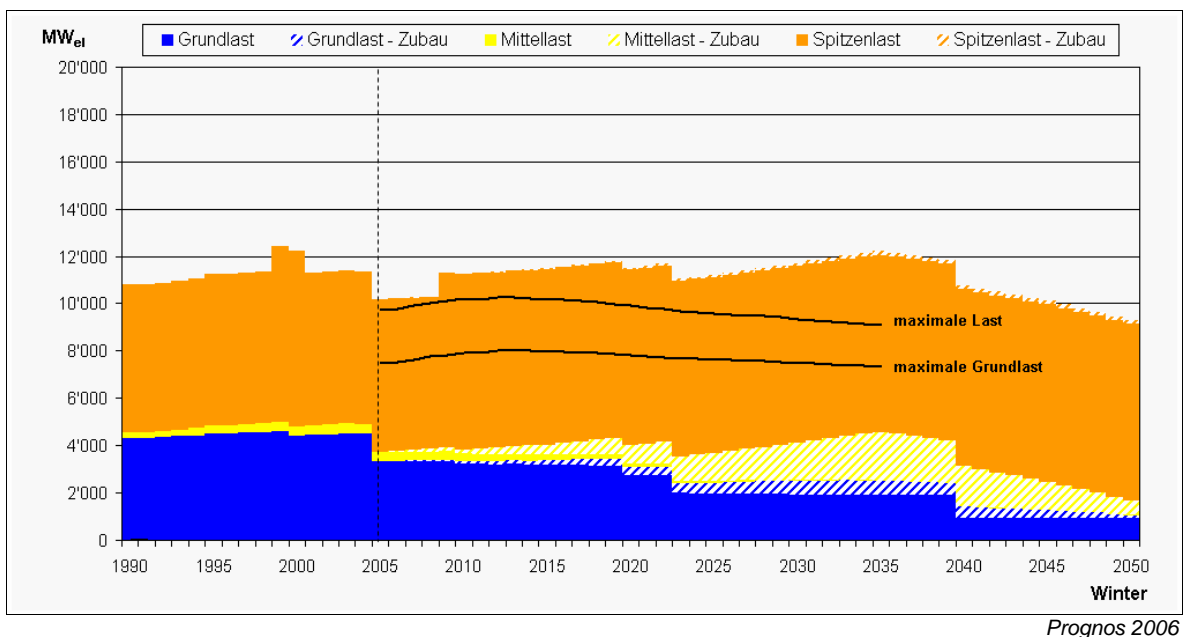
Figur 8-29 **Szenario IV, Variante E**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Ähnlich wie in Variante D führt der inländische stetige Zubau kleiner Kapazitäten dazu, dass sowohl die Grundlast als auch die Spitzenlast zu keinem Zeitpunkt kritische Schwellen erreichen.

Die Kältewellensituation für Variante D&E (Zubau dezentraler fossiler WKK-Anlagen sowie neuer Erneuerbarer) wird in Figur 8-30 dargestellt. Wie in den reinen Varianten D und E werden jeweils die stochastischen Erneuerbaren ausgeblendet, die WKK-Produktion (fossil wie erneuerbar) trägt aufgrund der Wärmeproduktion überproportional zur Winter-Grundlast bei.

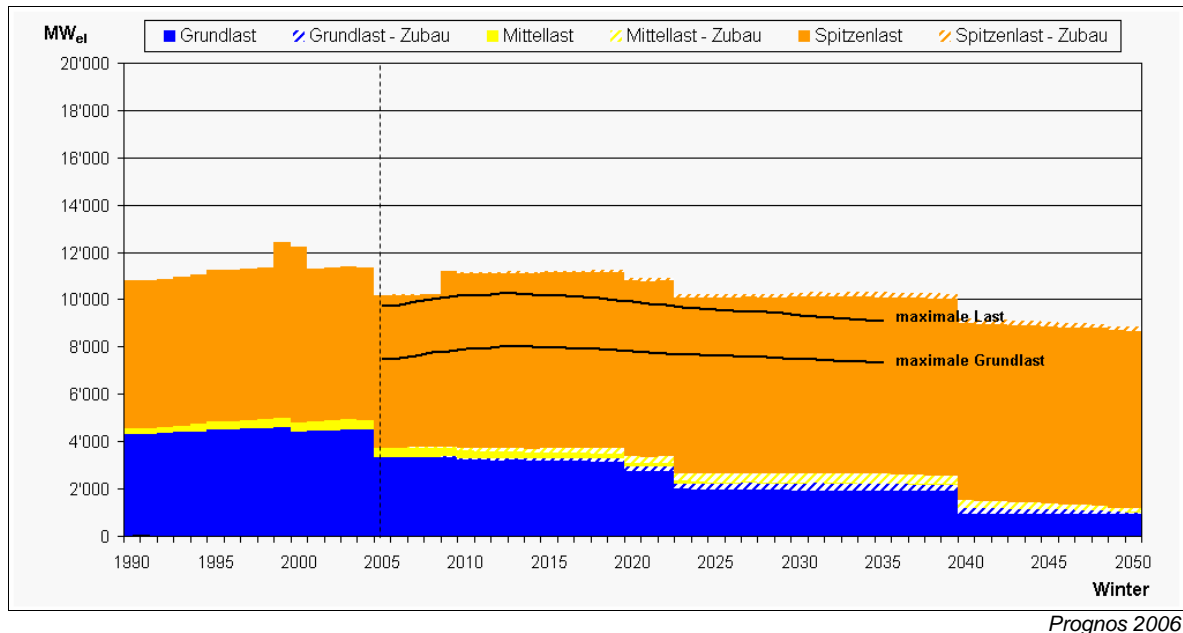
Figur 8-30 **Szenario IV, Variante D&E**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Weder in der Grundlast noch in der Spitzenlast treten kritische Situationen auf.

Die Kältewellensituation für Variante G (neue Importe) wird in Figur 8-31 dargestellt.

Figur 8-31 **Szenario IV, Variante G**
Extremsituation Kältewelle (k-1, ohne Importe), in MW_{el}



Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Ab 2023 gerät das Grundlastmanko an die kritische Grenze von 4.1 GW und bleibt aufgrund der nur leicht absinkenden Nachfrage dauerhaft bei etwa 4.1 GW. Da keine Kraftwerke in der Schweiz zugebaut werden, verschlimmert sich das Problem perspektivisch ab 2035 aufgrund der Abalterung des Kraftwerksparks (Gösigen 2039, Leibstadt 2044). Der autonome Zubau bei den fossil-dezentralen WKK-Anlagen sowie der verstärkte Zubau bei den Erneuerbaren ist auch in Szenario IV nicht gross genug, um das Problem zu lösen. Wie in Variante A ist das Manko nur gerade eben an der kritischen Grenze, so dass ein verändertes Speicher- und Spitzenlastmanagement ausserhalb der kritischen Situationen auch die Extremsituation Kältewelle handhabbar macht.

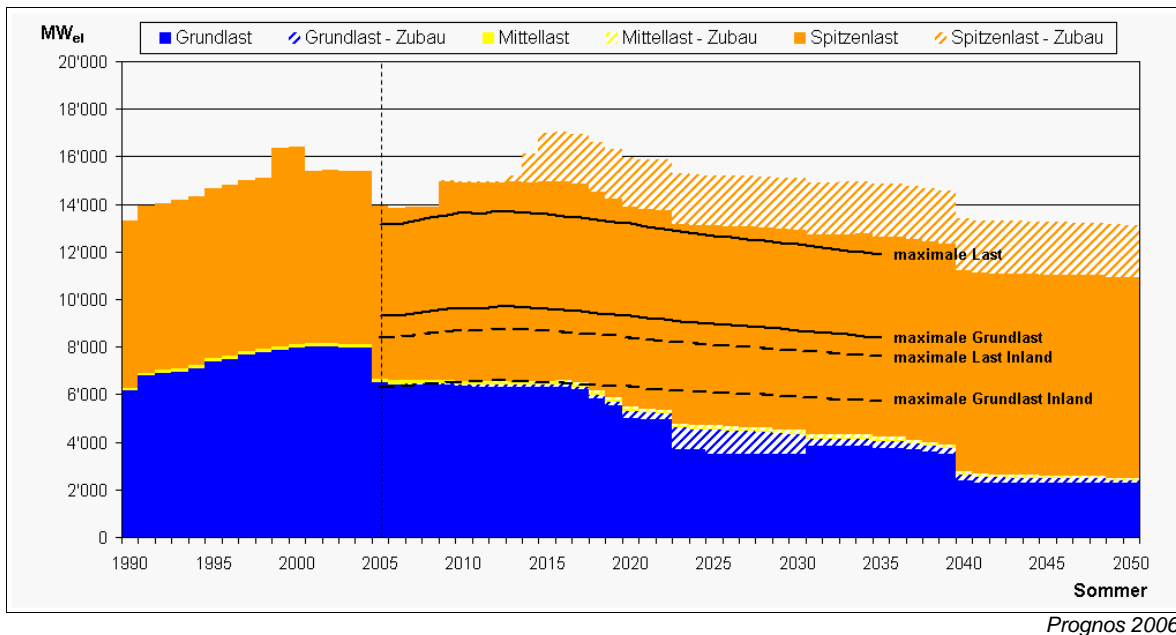
Fazit: Aufgrund des definitionsgemässen Importausfalls können die Varianten A und G in der Kältewellensituation zu starken Speicherbelastungen führen. Sollten Entscheidungen für dauerhaft neue Importe fallen, sollten hier neue Spitzenlast- und Speichermanagementregeln entwickelt werden.

8.8.2.2 Hitzewellen

Da während der Hitzewellen definitionsgemäss die Exportverpflichtungen nach Möglichkeit erfüllt werden sollen, ist die zu betrachtende Leistung auf der Nachfrageseite jeweils nicht (nur) die inländische Last, sondern es muss vor allem geprüft werden, ob die verfügbare Leistung die Last inkl. Exportverpflichtungen decken kann. Daher werden in den Abbildungen für die Leistungsnachfrage der Grund- und Spitzenlast jeweils die inländische und die Gesamtnachfrage abgebildet.

In Figur 8-31 wird die Variante A in der Leistungsbetrachtung für die Hitzewellensituation dargestellt.

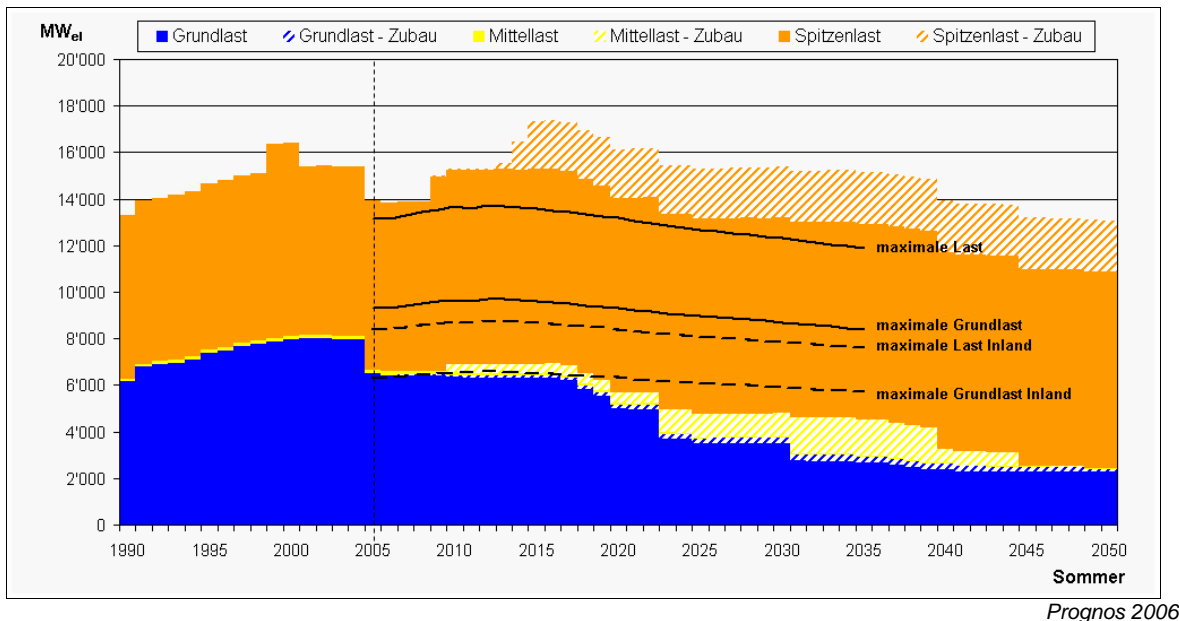
Figur 8-31 **Szenario IV, Variante A**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Mit den neuen Spitzenlastkraftwerken und den zur Verfügung stehenden neuen Importen (beim Zubau der Grundlast verbucht) kann die benötigte Spitzenlast zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Die Exportverpflichtungen können erfüllt werden. Das Grundlastmanko überschreitet ab 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW und steigt in 2030 nochmals dauerhaft auf knapp über 4 GW an. Dies liegt daran, dass die grösste Kapazität ab 2030 das dann neu zugebaute KKW mit einer Leistung von 1'600 MW ist, die dann definitionsgemäss während der Extremsituation nicht zu Verfügung steht (Klumpenrisiko). Damit kann die Speicherbelastung in trockenen Sommern (und auf jeden Fall in den Folgejahren) kritisch werden.

Figur 8-32 zeigt die Hitzewellensituation für Variante C (neue Gaskraftwerke).

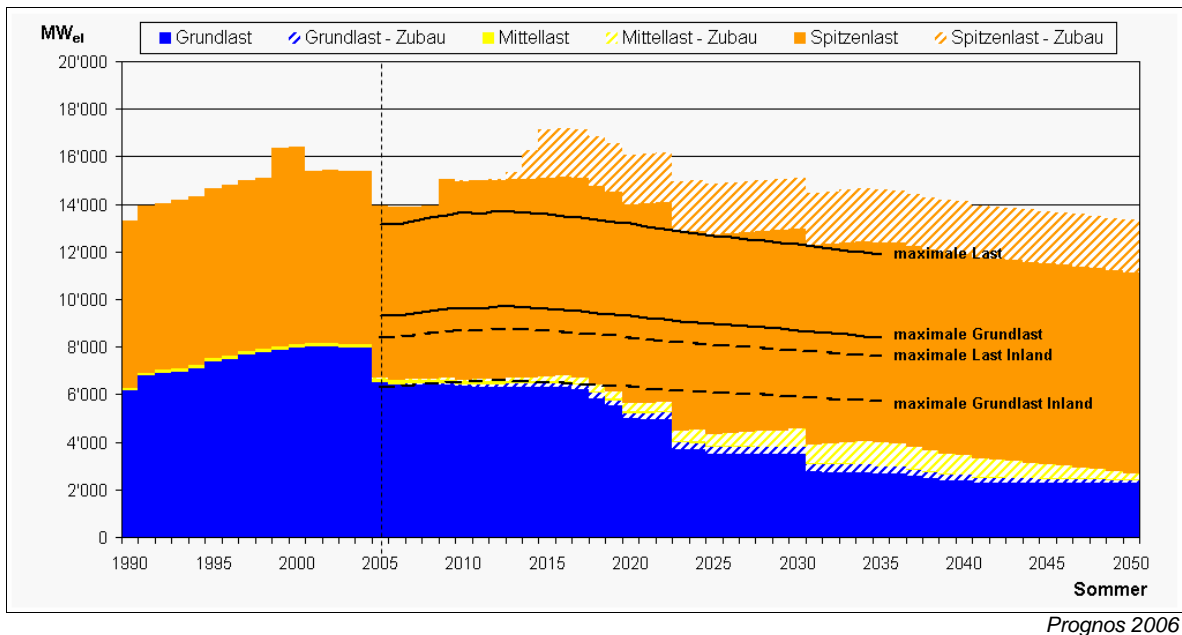
Figur 8-32 **Szenario IV, Variante C**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko erreicht ab dem Jahr 2030 die kritische Grenze von 3.5 GW gerade und hält diese Größenordnung aufgrund der sinkenden Nachfrage. Diese Kritikalität kann jedoch – wie in den analogen Grundlastsituationen in der Kältewelle – durch dauerhaft angepasstes Speichermanagement aufgefangen werden. Ein Spitzenlastmanagement, das ebenfalls Teil einer solchen Strategie sein könnte, ist gerade für Hitzewellen wegen des Klimatisierungsbedarfs allerdings schwieriger umzusetzen. Um dem hier gezeigten Problem zu begegnen, müssten langfristig veränderte Klimatisierungsstrategien (über Absorptionskälte, Kältespeicher und –netze) umgesetzt werden, damit der kühlungsbedingte Spitzenlastbedarf verringert wird und dadurch die Voraussetzungen für ein verändertes Speichermanagement geschaffen werden.

Figur 8-33 stellt die Hitzewellensituation für die Variante D (fossil-dezentrale Strategie) dar.

Figur 8-33 **Szenario IV, Variante D**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

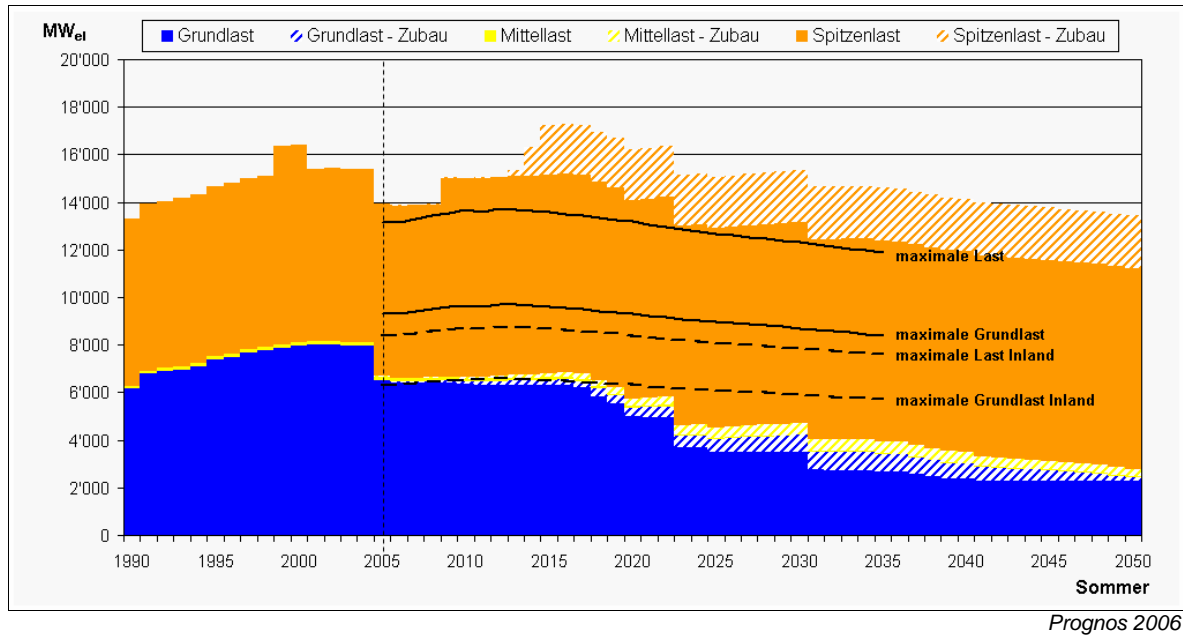


Die Spitzenlast kann während des gesamten Zeitraums aus den vorhandenen Kapazitäten incl. Exportverpflichtungen gedeckt werden.

Aufgrund des starken „Winter-Schwerpunkts“ der WKK-Anlagen leisten diese im Sommer einen geringeren Beitrag zur Grundlast als im Winter. Daher wird ab 2023 die kritische Grösse des Grundlastmankos deutlich überschritten; es liegt bei ca. 3.8 GW und verringert sich für die Dauer des Betrachtungszeitraums nicht wesentlich.

Figur 8-34 stellt die Hitzewellensituation für die Variante E (Zubau neuer Erneuerbarer) dar.

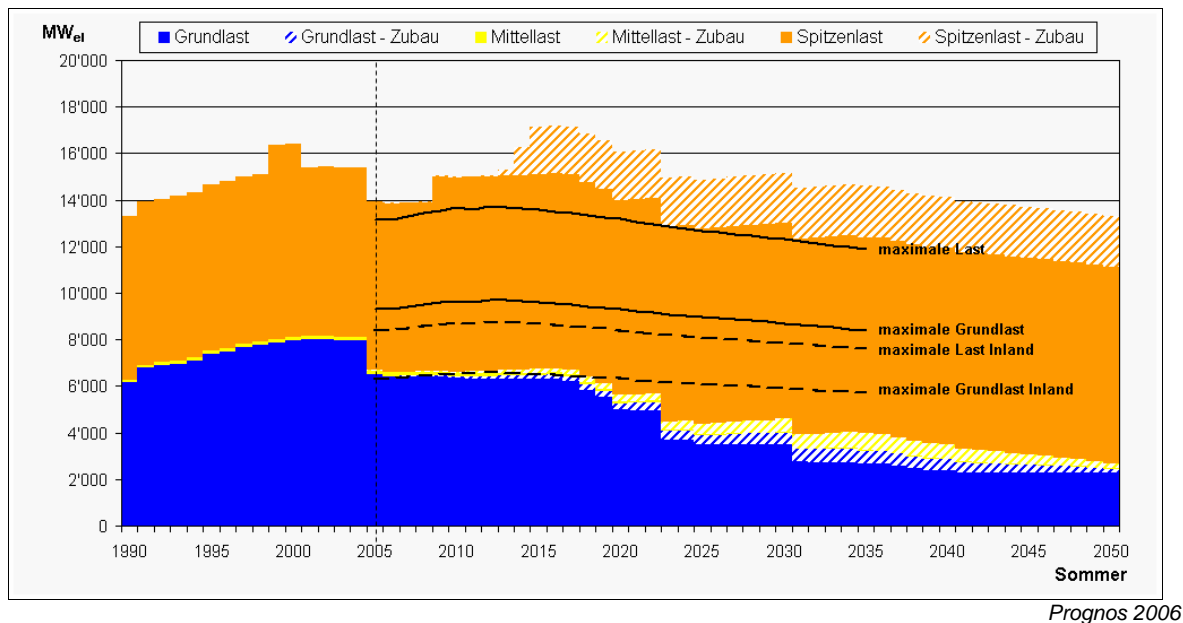
Figur 8-34 **Szenario IV, Variante E**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Die Spitzenlast kann während des gesamten Zeitraums aus den vorhandenen Kapazitäten gedeckt werden. Die Grundlastsituation ist derjenigen von Variante D sehr ähnlich: Ab 2023 überschreitet das Grundlastmanko die kritische Grenze von 3.5 GW leicht, verringert sich dann etwas und überschreitet sie wieder in 2030.

Die Hitzewellensituation für Variante D&E ist in Figur 8-35 dargestellt.

Figur 8-35 **Szenario IV, Variante D&E**
Extremsituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}

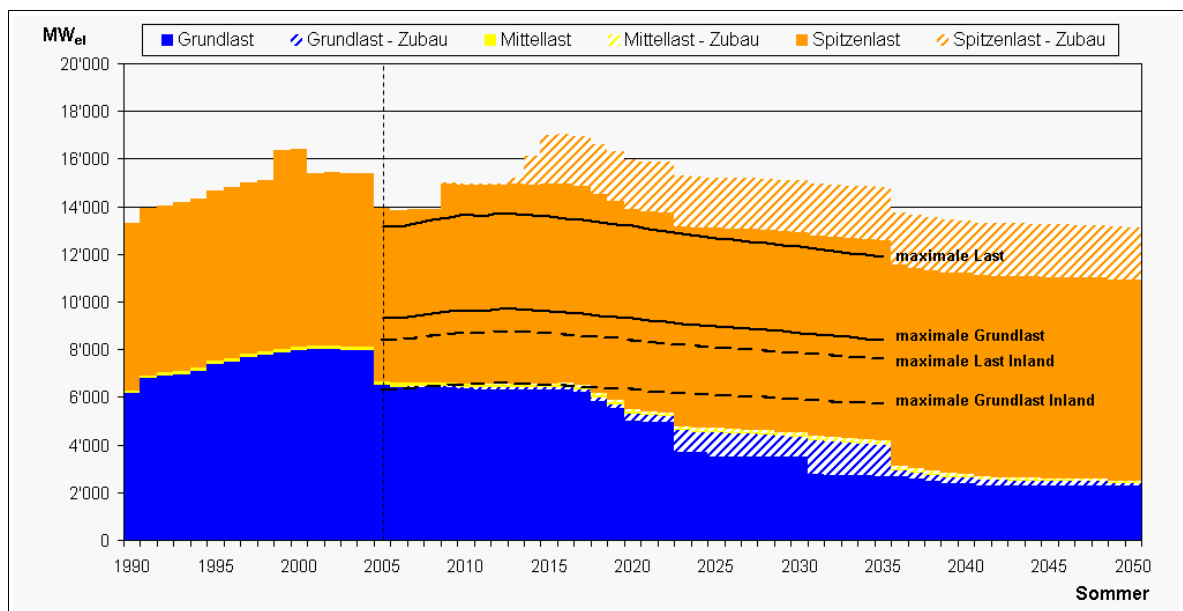


Die Situation entspricht bezüglich der Leistungsbilanzen etwa denjenigen der Varianten D und E: Die Spitzenlast kann gedeckt werden, das Grundlastmanko überschreitet ab 2023 dauerhaft die kritische Grenze.

Figur 8-36 stellt die Hitzewellensituation für Variante G dar.

Die Spitzenlast kann während des gesamten Betrachtungszeitraums gedeckt werden. Das Grundlastmanko erreicht in 2022 die kritische Grenze von 3.5 GW und bleibt danach etwa konstant. Dies liegt am Ersatz der aus dem Mix fallenden Kernkraftwerke mit nachfragegerechten neuen Importen, die hier „mitgezählt“ werden dürfen.

Figur 8-36 **Szenario IV, Variante G**
Extremersituation Hitzewelle (k-2), Leistung in MW_{el}



Prognos 2006

Fazit: Für die Hitzewellensituation ergibt sich in allen Varianten eine kritische Situation ab 2023, wenn das Grundlastmanko den kritischen Wert von 3.5 GW erreicht oder darüber hinaus anwächst und somit die Speicherbelastung im Hitzejahr oder in den folgenden Jahren kritisch werden könnte. Diese Situation ist in den Varianten A (neue Importe und Kernkraft), C (Zubau von Gaskraftwerken) und G weniger kritisch als in den anderen Varianten. Der Grund dafür liegt einerseits in der Grösse des „jeweils grössten Kraftwerksblocks“, der definitionsgemäss in diesen Stress-Situationen in Revision ist. Bei den KKW ist dies jeweils ein Block der Grösse 1 GW, später 1.6 GW. Hieran zeigt sich deutlich das „Klumpenrisiko“. Andererseits tragen die gekoppelten fossil- dezentralen und erneuerbaren Kapazitäten einen geringeren Anteil zur Sommer- Grundlast als zu Winter-Grundlast bei.

Die Situationen sind denen von Szenario I bezüglich der Grundlast insgesamt ähnlich; das jeweilige Grundlastmanko ist zwar verringert, erreicht oder übersteigt jedoch ab 2023 immer noch den kritischen Wert von 3.5 GW. In den Szenarien mit Import oder inländischem Gaskraftwerk-Zubau liegt das Manko nah am kritischen Wert, so dass grundsätzlich über die Option nachgedacht werden kann, diese Situation mit Hilfe von gezieltem Last-, Speicher- und Import-/Export-Management zu beherrschen.

In den Varianten mit dezentralen und vor allem gekoppelten Potenzialen (D, E, C&E, D&E) wäre über eine Strategie nachzudenken, wie durch sommerliche Kälteproduktion (via Wärme-Kraft-Wälte-Kopplung), Kältespeicher und Kältenetze der sommerliche Grundlastbeitrag der WKK-Anlagen gesteigert werden kann. Dies verringert gleichzeitig auch den Strombedarf für die Deckung der Kältenachfrage. Bei der Kälteproduktion insbesondere im Dienstleistungssektor wurden in Szenario IV ebenso wie in Szenario III zunächst für alle Varianten im Sinne der „best-practice“-Szenarienphilosophie ein grösserer Anteil an Absorptionswärmepumpen vorgesehen, die im Winter Wärme und im Sommer (Klimatisierungs-)Kälte produzieren können. Eine WKKK-Strategie würde gegenüber einer Wärmepumpenstrategie anders und neu auszubalancieren sein.

8.9 Kosten

8.9.1 Nachfrage: Die Energierechnung

In Kapitel 8.1.2 wurde darauf hingewiesen, dass auch in Szenario IV das Hauptinstrument in einer aufkommensneutralen Energielenkungsabgabe besteht. Diese erhöht die Energiepreise für die Endverbraucher bei den fossilen Energieträgern jeweils auf das doppelte der Endenergiepreise der Variante „Preise 50 \$“, ebenso bei der Elektrizität. Die Holzpreise ziehen als Markteffekt aufgrund der Konkurrenzsituation zum Öl im Raumwärmebereich geringfügig nach. Es wird davon ausgegangen, dass die Lenkungsabgabe ab dem Jahr 2011 eingeführt wird, aber bereits vorher (ab 2006) diskutiert wird und hinreichend lange vorher angekündigt ist, so dass bereits ab etwa 2008 Investitionsentscheidungen zugunsten stärkerer Energieeffizienz gefällt werden können mit der Aussicht auf Rentierlichkeit.

Dadurch ergibt sich für die Energierechnung im Sinne der direkten Ausgaben aller Endverbraucher für Endenergie im Jahr 2011 eine einschneidende Steigerung: Die Energierechnung erhöht sich auf das 1.8-fache, um dann aufgrund des lang dauernden Preisimpulses in Verbindung mit der Aufkommensneutralität, die zur Verfügbarkeit von Investitionsmitteln führt, praktisch proportional mit der Reduktion der Nachfrage abzusinken (vgl. Tabelle 8-42, Figur 8-37). In 2035 beträgt die Energierechnung incl. Abgabe nur mehr das 1.5-fache der Energierechnung von 2000. Hiermit ist sie nur sehr geringfügig höher als die Energierechnung von Szenario III (mit dem 1.45-fachen), woraus sich die Umsetzung des scharfen Preisimpulses in verstärkte Einsparung ablesen lässt.

Tabelle 8-42 **Szenario IV Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF

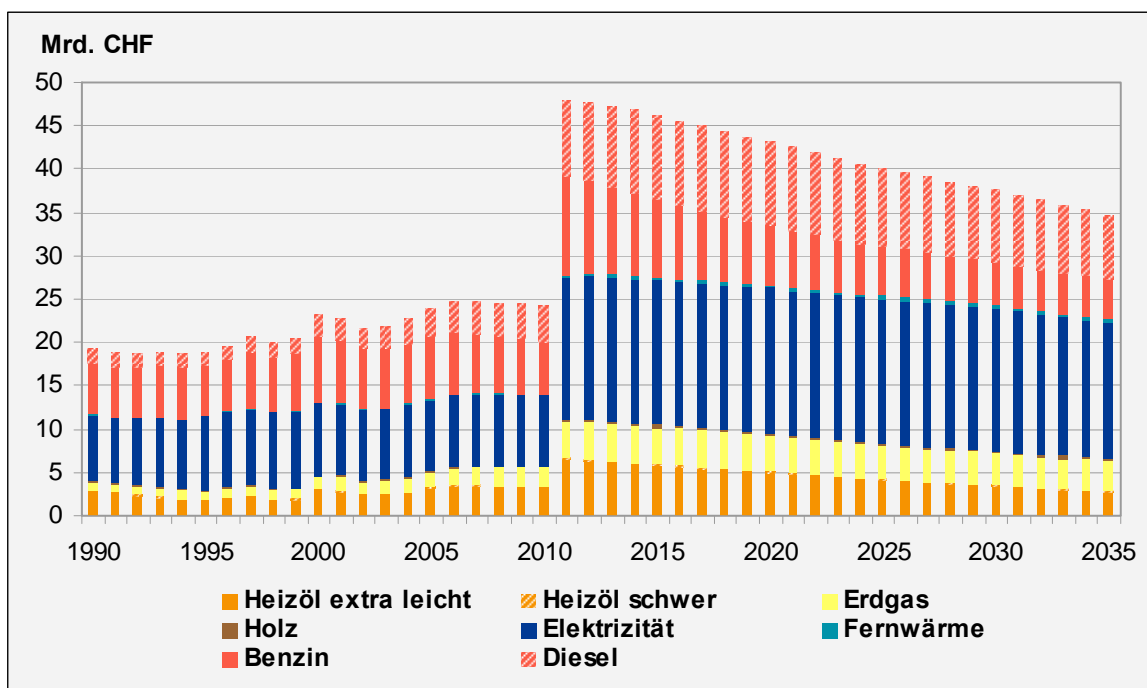
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	3.22	3.34	5.87	4.99	4.14	3.41	2.79
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.06	0.07	0.14	0.13	0.11	0.10	0.08
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.71	2.12	4.22	4.10	3.87	3.65	3.40
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.19	0.25	0.27	0.28	0.28	0.29
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.19	16.70	16.81	16.65	16.49	15.66
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.12	0.15	0.33	0.37	0.39	0.41	0.43
Benzin	5.95	5.67	7.64	7.11	5.96	8.94	6.89	5.72	5.01	4.52
Diesel	1.81	1.70	2.40	3.21	4.25	9.71	9.68	9.03	8.22	7.53
Gesamt	19.41	18.94	23.11	23.82	24.27	46.17	43.23	40.19	37.58	34.71

Prognos 2007

Bezogen auf das „Maximum“ von 2011 mit 48.01 Mrd. CHF (hier nicht ausgewiesen) sinkt die Energierechnung bis 2035 um knapp 28 %, also fast das doppelte Verhältnis vergleichen mit der Situation in Szenario III. Die Entwicklung zwischen 2011 und 2035 bei den

einzelnen Energieträgern ist recht heterogen: Die Ausgaben für Elektrizität bleiben bis etwa 2020 nahezu konstant, um danach mit der Nachfrage abzusinken. Die Ausgaben für Holz und Fernwärme wachsen ebenfalls mit dem (gewollten) zunehmenden Verbrauch: Bei Holz um 20 %, bei Fernwärme um 43 %. Beide Ergebnisse liegen etwas unter denen von Szenario III, was an den verstärkten Effizienzanstrengungen im Raumwärmebereich liegt. Beim Benzin sinken die Ausgaben mit dem massiven Nachfragerückgang um 60 %, gefolgt vom Heizöl leicht mit 57 %. Bei Erdgas sinken sie trotz Substitutionswirkungen um nahezu 20 %, ebenso Diesel mit 15 %.

Figur 8-37 **Szenario IV Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF



Prognos 2007

Ohne die Abgabe, welche aufkommensneutral konzipiert ist und daher vollständig „im Kreis“ geführt wird, wäre aufgrund des reinen Verbrauchs bei unterstellten Preisen des Trend-Szenarios die Reduktion der Ausgaben in 2035 gegenüber 2000 mit 32 % deutlich höher (Tabelle 8-43, Figur 8-38), und in der gewählten Skalierung damit deutlich sichtbar.

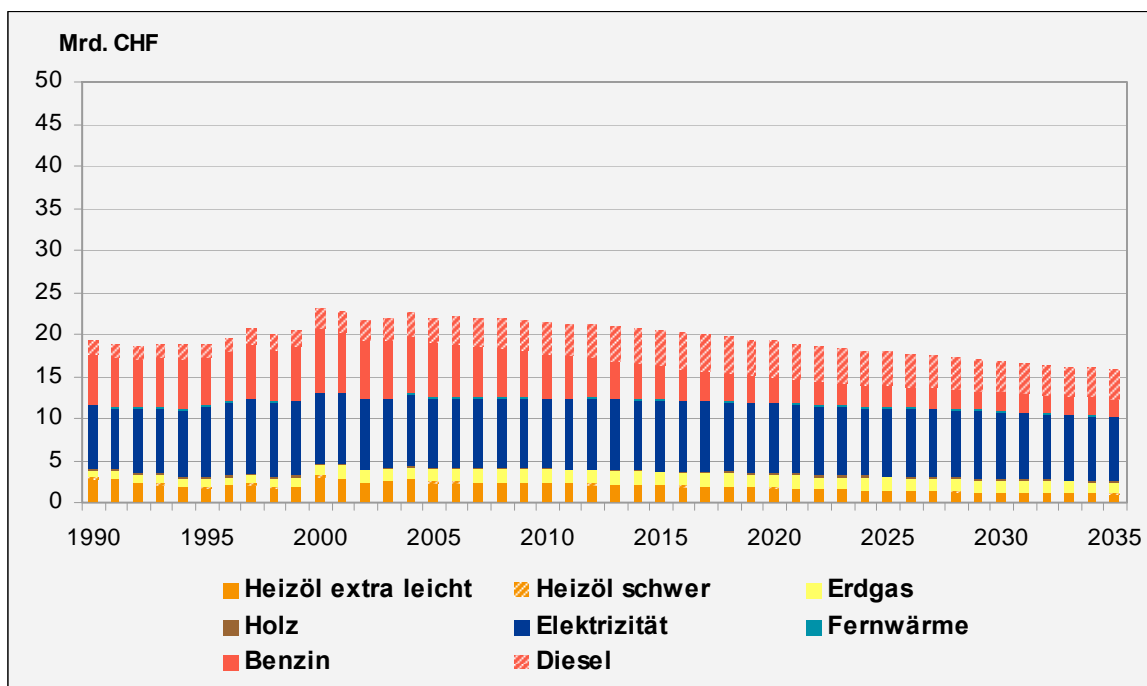
Tabelle 8-43 **Szenario IV Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	2.85	1.70	3.09	2.41	2.30	2.01	1.71	1.42	1.17	1.03
Heizöl schwer	0.12	0.05	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03
Erdgas	0.85	1.03	1.30	1.54	1.60	1.59	1.54	1.46	1.37	1.35
Holz	0.25	0.20	0.17	0.17	0.19	0.19	0.20	0.21	0.21	0.22
Elektrizität	7.51	8.50	8.36	8.21	8.19	8.28	8.27	8.13	7.99	7.53
Fernwärme	0.08	0.08	0.09	0.11	0.13	0.14	0.16	0.17	0.18	0.19
Benzin	5.95	5.67	7.64	6.48	5.27	3.94	3.03	2.52	2.21	2.04
Diesel	1.81	1.70	2.40	2.91	3.73	4.25	4.24	3.95	3.59	3.38
Gesamt	19.41	18.94	23.11	21.89	21.44	20.45	19.19	17.89	16.76	15.75

Prognos 2007

Die hier gezeigte Aussage ist allerdings mit Sorgfalt zu interpretieren: Die hier gezeigten Ausgaben (ohne Lenkungsabgaben, aber incl. Mehrwertsteuer und Mineralölsteuer) würden entstehen, wenn alle Akteure ihre Effizienzinvestitionen und Investitionen in erneuerbare Energien sowie importierte Biokraftstoffe aufgrund anderer als preislicher Treiber umgesetzt hätten. Unter diesen Bedingungen würden sich die Ausgaben für Heizöl zwischen 2000 und 2035 um knapp 67 % reduzieren, diejenigen für Benzin um 73 %. Die Ausgaben für Elektrizität würden sich um knapp 10 % verringern, diejenigen für Gas um knapp 4 %. Aus diesen Aussagen darf allerdings nicht auf Einzelakteure oder Pro-Kopf-Ausgaben rückgeschlossen werden.

Figur 8-38 **Szenario IV Trend**
Endenergieausgaben nach Energieträgern in Mrd. CHF, ohne Abgabe



Prognos 2007

Das Abgabenaufkommen, welches nahezu vollständig im Kreis geführt wird, bewegt sich zwischen 26.72 Mrd. CHF/a in 2011 und 18.95 Mrd. CHF/a im Jahr 2035 (Tab. 8-44, Figur 8-39). Gegenüber Szenario III bedeutet dies eine Erhöhung um einen Faktor 1.56. Dies bedeutet einen rückläufigen Anteil am BIP von 5.6 % in 2011 auf 3.3 % in 2035.

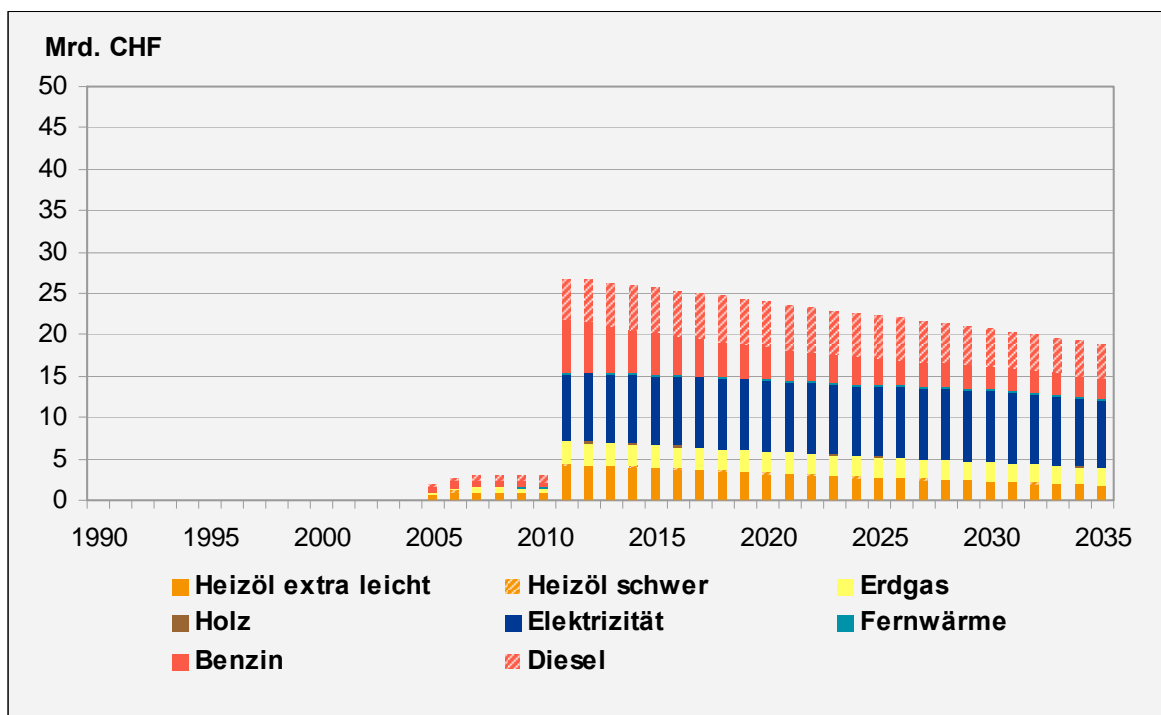
Tabelle 8-44 **Szenario IV Trend**
Abgabenaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl extra leicht	0.00	0.00	0.00	0.81	1.04	3.85	3.28	2.72	2.24	1.76
Heizöl schwer	0.00	0.00	0.00	0.02	0.03	0.10	0.09	0.08	0.07	0.06
Erdgas	0.00	0.00	0.00	0.17	0.52	2.64	2.56	2.41	2.27	2.06
Holz	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
Elektrizität	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.42	8.54	8.52	8.50	8.13
Fernwärme	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.19	0.21	0.22	0.24	0.24
Benzin	0.00	0.00	0.00	0.62	0.69	5.00	3.85	3.20	2.81	2.48
Diesel	0.00	0.00	0.00	0.30	0.52	5.46	5.45	5.08	4.62	4.16
Gesamt	0.00	0.00	0.00	1.93	2.82	25.71	24.04	22.30	20.82	18.95

Prognos 2007

Das Abgabenaufkommen wird von den am stärksten vertretenen fossilen energieträgern sowie der Elektrizität dominiert. Obwohl Heizöl schwer, Kohle und sonstige Gase sowie sonstige Erdölprodukte ebenfalls mit der Abgabe belegt sind, machen sie aufgrund ihres geringen Anteils am Energiemix so wenig aus, dass der Fehler, der durch Weglassen entsteht, nicht signifikant ist.

Figur 8-39 **Szenario IV Trend**
Abgabenaufkommen nach Energieträgern in Mrd. CHF



Prognos 2007

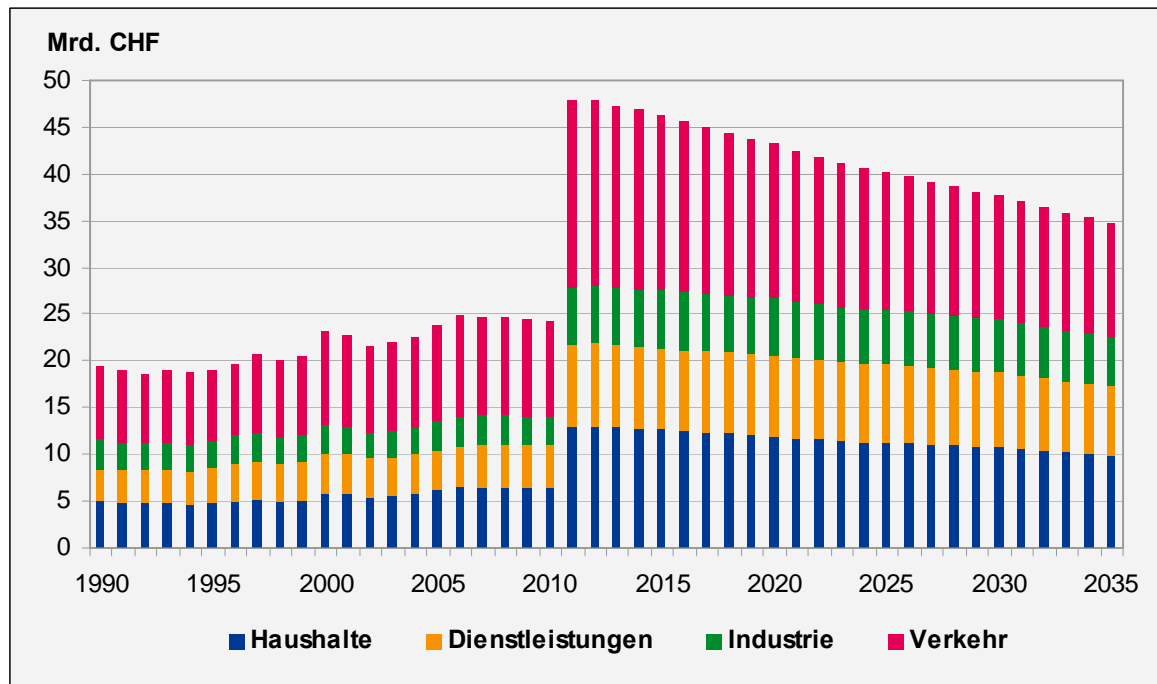
Die sektorale Aufteilung der Energieausgaben (inkl. Abgabe) spiegelt im Vergleich mit der physikalischen Endenergienachfrage die Unterschiede in den Preisverhältnissen wider: Obgleich der Anteil des Industriesektors an der Nachfrage ungefähr (physikalisch, in PJ) ca. 23 % beträgt, macht ihr Anteil an der Energierechnung aufgrund der gegenüber dem Haushalts- und Dienstleistungssektor günstigeren Preise lediglich 15.3 % aus. Eine umgekehrte Relation zeigt sich für den Verkehrssektor: der Verkehrssektor trägt mit knapp 28 % zur Endenergienachfrage bei, aufgrund der Preisstruktur der fossilen Treibstoffe beträgt der Beitrag zur gesamten Energierechnung allerdings fast 35 %. (Tabelle 8-45, Figur 8-40). Die Verhältnisse beim Abgabenaufkommen sind analog.

Tabelle 8-45 **Szenario IV Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Haushalte	4.93	4.80	5.87	6.19	6.54	12.70	11.98	11.35	10.79	9.92
Industrie	3.25	2.95	2.95	3.03	3.00	6.18	6.18	5.87	5.65	5.34
Dienstleistungen	3.52	3.84	4.27	4.30	4.53	8.67	8.53	8.25	7.94	7.42
Verkehr	7.76	7.37	10.04	10.32	10.22	18.65	16.57	14.75	13.23	12.06
Gesamt	19.46	18.96	23.12	23.83	24.28	46.20	43.26	40.22	37.61	34.74

Prognos 2007

Figur 8-40 **Szenario IV Trend**
Endenergieausgaben nach Sektoren, in Mrd. CHF



Prognos 2007

8.9.2 Elektrizitätsangebot: Kosten des Zubaus der Erzeugung

Die Elektrizitätserzeugung aus neuen Anlagen führt je nach Variante zu unterschiedlichen Kosten, sowohl absolut als auch bezogen auf die erzeugte Einheit (kWh). Die hierfür verwendete Methode wird in Exkurs 9, Band 4 (Methoden der Kostenrechnung) sowie in Kap. 2.2.5.2 näher beschrieben. Es handelt sich hier um die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten der neu zugebauten Anlagen, der bestehende Park wird nicht bewertet. Die Kosten der Nachfrage und des Angebots lassen sich nicht addieren, da hier jeweils verschiedene „Optiken“ gewählt wurden. Wesentlich ist die Aussage, dass zwischen der bezüglich der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten die Spannweite zwischen der „teuersten“ und der „billigsten“ Variante 8.8 Mrd. CHF (aufsummiert über den gesamten Betrachtungszeitraum) bzw. 3.2 Rp./kWh beträgt. Im Vergleich zu Szenario I sind die Kosten des Zubaus bei den direkt vergleichbaren Varianten A und G in der Summe jeweils aufgrund der verringerten Nachfrage und damit der verringerten Gesamtinvestitionen um bis zu 6.4 Mrd. CHF geringer. Bei Szenario C beträgt der Unterschied (Reduktion) 7.2 Mrd. CHF.

Die höchsten spezifischen Zubaukosten treten bei der Variante D – Lückenschliessung durch Zubau neuer dezentraler WKK-Anlagen – auf. Dies liegt an dem immer noch deutlichen Anteil sehr kleiner Anlagen (<20 kW_{el}), die ohne Wärmenetz, nur mit zentraler Wärmeverteilung im Haus, in kleineren Einzelobjekten im Haushalts- und Dienstleistungssektor eingesetzt werden. Diese haben einerseits gegenüber grösseren Anlagen höhere spezifische Kosten je MW, andererseits aufgrund der reinen Deckung von Raumwärme- und Warmwasserbedarf geringe Volllaststunden. Ausserdem muss bei diesen Anlagen davon ausgegangen werden, dass sie aufgrund der maximalen Dezentralität die Endverbraucher-Gaspreise zahlen (im Gegensatz zu den industriellen Anlagen, für die Industriepreise angesetzt werden können, und Kraftwerken, für die nochmals geringfügig reduzierte Kraftwerkskonditionen in Ansatz gebracht werden können). Je nach Rahmenbedingungen kann sich der Einsatz dieser Anlagen – gerade bei den durch die Lenkungsabgabe erhöh-

ten Elektrizitätspreisen – für einen Investor lohnen, wenn der produzierte Strom direkt im Objekt verbraucht wird und Strom aus dem Netz zu Endverbraucherpreisen substituiert.

Dem gegenüber sind die Varianten E sowie D&E spezifisch günstiger in den Gesteungskosten. Allerdings werden bei den Erneuerbaren auch z. T. erhebliche Kostendegressionen unterstellt, und es wird davon ausgegangen, dass die Geothermie, wenn sie technisch verfügbar ist, auch relativ kostengünstig ist.

Aufgrund der gegenüber Szenario III kleineren Lücke und damit geringeren Produktionsnotwendigkeit von dezentralen fossilen und erneuerbaren Technologien müssen die Potenziale nicht so weit ausgeschöpft werden in Szenario III. Daher wird vor allem der Zubau sehr teurer „kleiner“ WKK-Anlagen sowie der teureren erneuerbaren Potenziale verringert. Dies führt dazu, dass in der Variante D die Gesteungskosten um 0.6 Rp./kWh niedriger sind als in Szenario III, in Variante E 0.2 Rp./kWh, und in Variante D&E 0.5 Rp./kWh. Die geringe Differenz in Variante E liegt daran, dass sowohl der (als kostengünstig, aber politisch heikel angenommene) Ausbau der Grosswasserkraft als auch die technisch unsichere, aber wahrscheinlich kostengünstige Geothermie nur sehr zurückhaltend eingesetzt werden.

Tabelle 8-46 **Szenario IV Trend**
Kosten des Zubaus nach Varianten des Elektrizitätsangebots,
in Mrd. CHF

Kosten des Zubaus (diskontiert)		Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D&E	Var. G
Gesamtkosten	Mrd. CHF	8.7	9.5	16.7	17.7	17.5	9.1
Gesteungskosten	Rp./kWh _{el}	4.3	4.7	7.5	7.0	7.4	4.8

Prognos 2007

Abschliessend ist darauf hinzuweisen, dass die Gesteungskosten des Zubaus um weniger als einen Faktor zwei zwischen der „billigsten“ und der „teuersten“ Variante differieren. Da der Zubau neben den (günstigen) Gesteungskosten des bestehenden Parks, den Netzkosten sowie Margen und Abgaben nur einen Teil zum mittleren Endverbraucherpreises beiträgt, bedeutet dies für das Verhältnis der Endverbraucherpreise überschlägig gerechnet eine Differenz von maximal 15-20 % bei den Haushaltspreisen.

8.10 Sensitivitäten zu Szenario IV

Zur Ermittlung der Robustheit der Ergebnisse unter Variationen der Rahmenbedingungen wurden Sensitivitäten mit den unter 1.3.5 aufgezeigten Varianten gerechnet.

Auf der Nachfrageseite entfällt aufgrund der instrumentell über die Lenkungsabgabe vorgegebenen Endenergiepreise eine Sensitivität „Preise 50 \$“. Bei der Sensitivität „BIP hoch“ wird weniger explorativ vorgegangen als in Szenario III, sondern die höheren verfügbaren Mittel werden etwa zu gleichen Teilen auf Mehrkonsum (Mengengrössen) und Effizienz aufgeteilt. Damit wird in diesem Falle überprüft, wie weit das höhere Wirtschaftswachstum die Energiedaten von den Zielwerten verschiebt. Die Sensitivität „Klima wärmer“ geht von den gleichen Veränderungen der klimatischen Rahmenbedingungen aus wie in den Szenarien I - III. Im Sinne der Szenarienphilosophie werden auch in dieser Sensitivität veränderte Investitionen, insbesondere in Kühlkapazitäten, in den jeweils effizientesten Technologien unterstellt.

Auf der Ebene des Elektrizitätsangebots werden die Mehrnachfragen entweder durch entsprechend erhöhte Importe oder durch Zubau eines weiteren Gaskombiblockes, ggf. mit entsprechenden Exporten, gedeckt. Im Fall „Klima wärmer“ wirken sich die Temperaturveränderungen auch auf das Wasserdargebot der Wasserkraftwerke aus: Vor allem durch verstärkte Verdunstung wird das Wasserdargebot und die erzeugbare Arbeit um bis zu 7 % reduziert (vgl. Exkurs 3 Band 4 und die dort zitierte Literatur). Damit verändert sich die Stromlücke in den Sensitivitäten „Klima wärmer“ sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite.

8.10.1 Sensitivität BIP hoch

Die Rahmendaten für die Sensitivität BIP hoch sind gegenüber den entsprechenden Sensitivitäten der anderen Szenarien leicht verändert, da sie auf den veränderten Grunddaten für die Energiebezugsflächen und die Verkehrsleistungen in Szenario IV Trend aufsetzen:

Das durchschnittliche jährliche Wachstum des BIP gegenüber der Trendvariante bleibt gegenüber den übrigen Szenarien unverändert und wird um 0.5 % erhöht. Damit ist das BIP in 2035 mit 692.2 Mrd. CHF₂₀₀₃ gegenüber der Trendvariante (572.3 Mrd. CHF₂₀₀₃) um ca. 21 % erhöht. Das durchschnittliche jährliche Pro-Kopf-Wachstum liegt dann mit 964 CHF_{2003p.c./a} deutlich über dem langjährigen Durchschnitt (und Trend, wenn Konjunkturschwankungen herausgefiltert werden) von 701 CHF_{2003p.c./a}.

Die BIP-Erhöhung findet ihren Niederschlag vor allem in den Mengengrößen der einzelnen Sektoren: Die Produktion der Sektoren Dienstleistungen und Industrie nimmt - aufsetzend auf dem in der Binnenstruktur leicht veränderten Niveau - entsprechend zu. Da in Szenario IV bereits in der Trendvariante ein verändertes Verhältnis zwischen Verkehrsleistungen und Wirtschaftsleistung – letztlich wird der Verkehr effizienter abgewickelt und das Verkehrsaufkommen ist geringer als in den Szenarien I – III; hinzu kommt die stärkere Verlagerung auf den öffentlichen Verkehr. In der Variante BIP hoch wächst der Personenverkehr um ca. 7.2 %, der Güterverkehr um 12.1 %, was auch im Verhältnis zu den BIP-Varianten der Szenarien I – III weniger ist. Das BIP-Wachstum führt auch zu einer Steigerung der Energiebezugsflächen (und dort vor allem im Neubauvolumen) um 1.6 %, was dem Verhältnis der BIP-Varianten der Szenarien I – III entspricht, allerdings auf einem geringfügig (1.1 %) verringerten Ausgangsniveau aufsetzt.

Neben den Auswirkungen auf die Mengengrößen führt das erhöhte BIP sowohl zu Steigerungen im Konsum im weitesten Sinne (Fahrzeuge, Geräte) als auch zu Investitionen in Energieeffizienz. In Szenario IV wird bezüglich der Investitionsprioritäten von einer „Mischung“ aus den Voraussetzungen von Szenario I / II und III ausgegangen: Das Verhältnis zwischen Konsum und Effizienz entspricht etwa demjenigen der Szenarien I und II. Die eingesetzten Technologien und Standards sind in diesem Falle allerdings – teilweise aufgrund der gerichteten Entwicklung, teilweise aufgrund entsprechender Vorgaben von Standards auf den Märkten – ohnehin deutlich höher als in Szenarien I und II.

In Tabelle 8-47 sind die wichtigsten Rahmendaten und Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 8-47 Szenario IV BIP hoch
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	449.6	497.0	546.4	590.6	630.0	662.5	692.2
Energiebezugsflächen total	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	702.5	740.3	774.9	803.1	828.4	850.3
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.5	498.9	524.3	545.8	566.3	583.6
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	121.1	128.4	132.8	135.5	137.9	138.8
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	28.0	31.3	36.2	38.7	40.7	40.9
Preise IV Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	57.0	63.8	131.6	133.4	135.2	135.7	136.1
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	7.2	8.4	17.2	17.5	17.7	17.7	17.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.5	61.7	64.4	67.3	70.2	73.3
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	35.3	36.6	37.6	38.1	37.5
Preise IV Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	577.4	646.5	1328.8	1335.2	1340.9	1345.6	1349.3
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	446.8	513.5	1061.0	1066.5	1071.3	1075.0	1077.9
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.5	5.6	11.4	11.5	11.5	11.6	11.6
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	20.2	21.4	22.4	23.2	23.0
Preise IV Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.4	1.5	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.5	1.6	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	260.2	244.5	225.6	209.3	194.7	179.5
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	137.3	130.8	123.3	117.5	111.7
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	178.9	185.4	181.9	174.6	161.3	153.4	146.7
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	247.2	236.0	220.8	205.6	194.2	184.5
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	841.3	799.7	751.9	699.6	659.8	622.4
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	66.7	65.9	62.2	60.4	59.7	57.4
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	66.5	64.0	62.9	61.3	60.0	57.8
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	71.7	72.9	72.9	70.3	67.8	66.9
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	12.2	13.2	13.7	14.1	14.5
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	215.1	215.0	211.3	205.7	201.6	196.6
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.7	1.0	1.4
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.4	253.6	247.4	239.4	233.8	227.5
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.6	11.3	11.1	11.1	11.2	12.3
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.1	16.1	16.0	15.9	15.9
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	446.1	462.7	437.0	389.5	384.0	455.4
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	451.6	468.2	442.5	402.5	397.1	397.9
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ	375.0	388.2	420.0	409.2	448.0	469.6	449.0	403.1	396.1	390.5
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.6	448.8	473.8	457.4	416.5	410.9	402.7
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ	375.0	388.2	420.0	409.0	450.6	477.3	465.6	431.5	434.5	438.2
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	446.1	462.7	437.0	389.5	384.0	377.6
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.4	12.6	11.8	10.8	10.1	9.5
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'081.3	1'055.7	984.6	889.5	848.1	888.2
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'086.8	1'061.2	990.1	902.5	861.1	830.7
Variante D	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.6	1'083.2	1'062.6	996.6	903.1	860.1	823.2
Variante E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.0	1'083.9	1'066.8	1'005.0	916.5	874.9	835.5
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.4	1'085.8	1'070.3	1'013.2	931.5	898.6	870.9
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'081.3	1'055.7	984.6	889.5	848.1	810.4
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	572.8	523.7	470.9	418.1	375.2	337.4
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	586.1	536.9	484.1	450.7	407.9	389.2
Variante D	PJ	573.9	561.6	589.0	588.2	577.9	536.6	498.4	465.8	446.3	437.4
Variante E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	572.8	523.7	470.9	418.1	375.2	337.4
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.2	575.6	530.8	486.0	444.0	414.4	393.6
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	572.8	523.7	470.9	418.1	375.2	337.4
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

¹⁾ inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 8-47 **Szenario IV BIP hoch**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	9.7	8.3	7.0	5.8	4.7
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	3.8	3.3	2.8	2.5	2.1
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.8	5.5	5.1	4.6	4.3	4.0
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.9	15.6	14.2	13.0	12.0	11.1
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	38.3	34.7	30.9	27.3	24.5	21.9
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	3.5
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	1.9	2.5
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.3	0.3	0.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	1.1	1.4
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7	0.6
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.7	37.0	33.1	29.3	26.2	23.4
Variante B	Mio. t										
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	41.4	37.7	33.8	31.1	28.0	26.3
Variante D	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.8	37.2	33.6	30.1	27.4	25.2
Variante E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.7	36.9	32.9	28.9	25.8	23.0
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.7	37.0	33.2	29.5	26.6	24.2
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.7	37.0	33.1	29.3	26.2	23.4
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	60.1	46.7	37.0	31.6	28.1	25.8
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0
Variante B	1'000 t										
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.2	0.3
Variante D	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.5	2.0	0.8	0.4	0.1	-0.1
Variante E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.6	0.2	0.0	-0.2
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.2	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'515.5	2'435.5	1'703.1	1'465.8	1'301.0	1'084.5
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0
Variante B	t										
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.3	3.6	6.7	6.6	10.4
Variante D	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.0	3.0	1.2	0.4	-0.1	-0.3
Variante E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.8	3.6	2.7	3.0	3.4	3.3
Variante C&E	t										
Variante D&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.8	3.6	2.7	3.0	3.4	3.3
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmennachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Verteilung des erhöhten BIP-Wachstums auf Wachstum der Mengengrössen und erhöhte Effizienzinvestitionen bedeutet für die Energienachfrage gegenläufig wirkende Impulse. Im Ergebnis führen diese zu einer Reduktion der Endenergienachfrage in 2035 gegenüber 2000 um 23.6 %, zu einem Wachstum der Elektrizitätsnachfrage um 3.3 %, zu einem Rückgang der fossilen Energieträger bei den Brenn- und Treibstoffen (ohne Elektrizitätserzeugung) von 43.6 % und zu einer knappen Verdoppelung (Wachstum um 95.7 %) der Erneuerbaren (Wärme und Treibstoffe, ohne regenerativ erzeugten Strom) (vgl. Tabelle 8-48).

Tabelle 8-48 **Szenario IV BIP hoch
Ergebnisse**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	841.3	799.7	751.9	699.6	659.8	622.4
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.1	215.0	211.3	205.7	201.6	196.6
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	545.1	496.1	444.3	393.8	354.1	317.9
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	64.6	71.5	79.0	83.0	87.3	91.8

Prognos 2006

Die Aufteilung der Nachfrage nach Energieträgern ist in Tabelle 8-49 und in Figur 8-41 abgebildet.

Tabelle 8-49 **Szenario IV BIP hoch
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ**

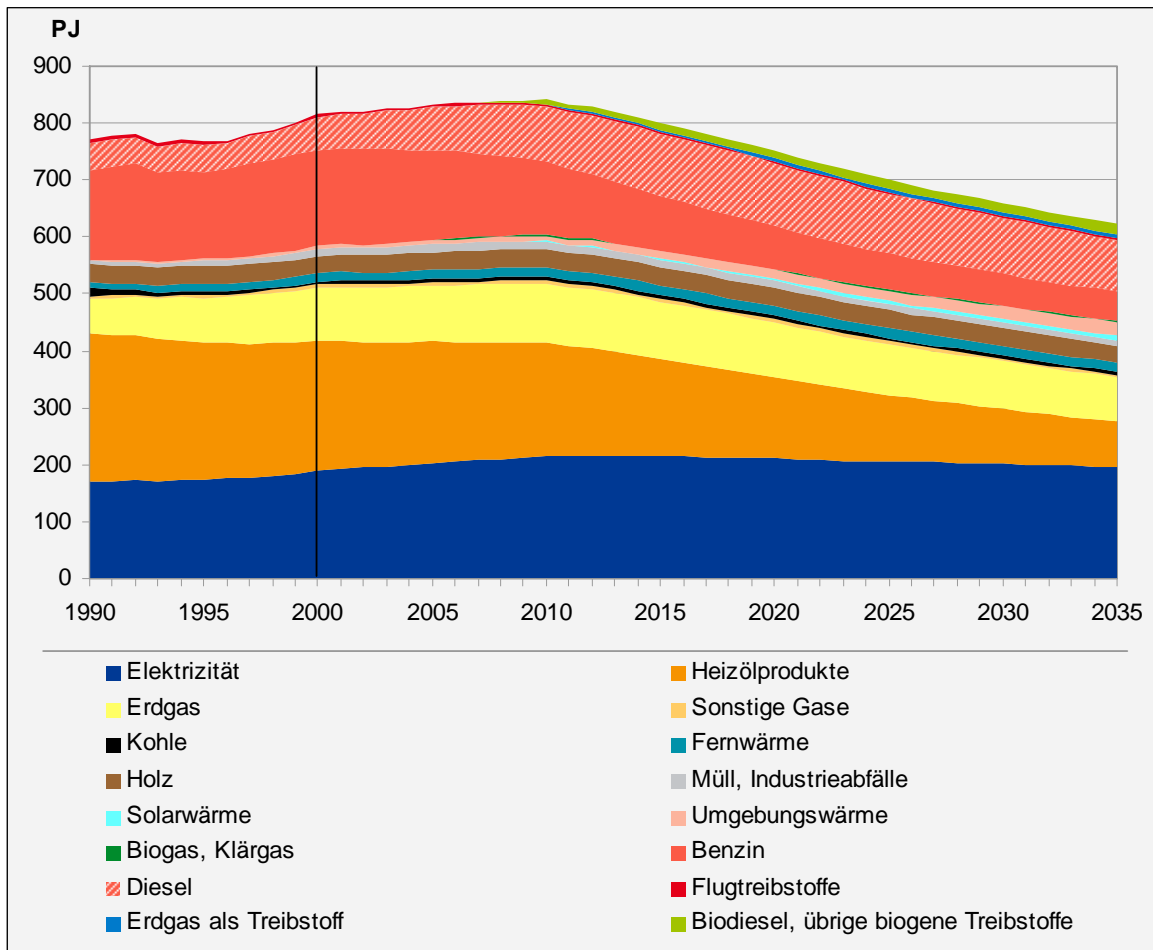
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	215.1	215.0	211.3	205.7	201.6	196.6
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	199.0	170.1	143.0	117.1	96.7	79.2
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	104.0	101.1	96.2	89.2	83.8	78.0
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.8	5.7	5.3	5.0	4.7	4.3
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.6	6.0	5.6	5.3	4.9	4.6
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.5	17.0	17.3	17.2	16.9	16.1
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.9	32.1	32.6	31.7	30.9	29.9
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	14.0	13.0	12.0	10.6	9.8	9.2
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	1.9	3.6	5.4	6.8	8.2
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.9	12.1	15.5	18.7	21.6	24.3
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	127.7	96.2	74.8	62.9	56.2	51.0
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	96.1	110.1	111.6	105.7	98.6	91.2
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	841.3	799.7	751.9	699.6	659.8	622.4

Prognos 2006

Die Entwicklung ist derjenigen in Szenario IV Trend in den Basistrends ähnlich: Die Energieträgerstruktur wird nach wie vor von Elektrizität und fossilen Energieträgern dominiert, wobei letztere sämtlich einen starken Reduktionstrend aufweisen. Das Wachstum der erneuerbaren Energieträger macht diese bereits ab ca. 2015 deutlich sichtbar. Die Entwicklung der Gesamtnachfrage zwischen 2000 und 2035 liegt mit einer Reduktion um 23.6 % höher als in der Trendvariante (mit einer Reduktion von 27.1 %). Die Elektrizitätsnachfrage weist gegenüber 2000 ein Wachstum von 3.3 % aus und kehrt somit die in der Trendvariante erreichte leichte Reduktion von 2.1 % um. Die Treibstoffnachfrage sinkt mit 26.6 % deutlich weniger stark ab als in der Trendvariante (mit 33.3 %). Die Heizölprodukte werden etwas geringer nachgefragt (Reduktion um 65.1 %) als in der Trendvariante (64.5 %), während die Nachfrage nach Erdgas mit einer Reduktion um 16.1 % gleich bleibt. Hier Die Solarthermienutzung wächst deutlich stärker als in der Trendvariante, ebenso die Nutzung der Umgebungswärme. Ein ähnlicher Effekt ist bei Holz und Fernwärme zu beobachten. Die biogenen Treibstoffen erfahren absolut die gleiche Steigerung wie in der

Trendvariante. Da die fossilen Treibstoffe allerdings weniger stark zurückgehen, sinkt der Anteil der biogenen an den Treibstoffen ab.

Figur 8-41 **Szenario IV BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Nachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 8-50 und Figur 8-42 dargestellt.

Tabelle 8-50 **Szenario IV BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

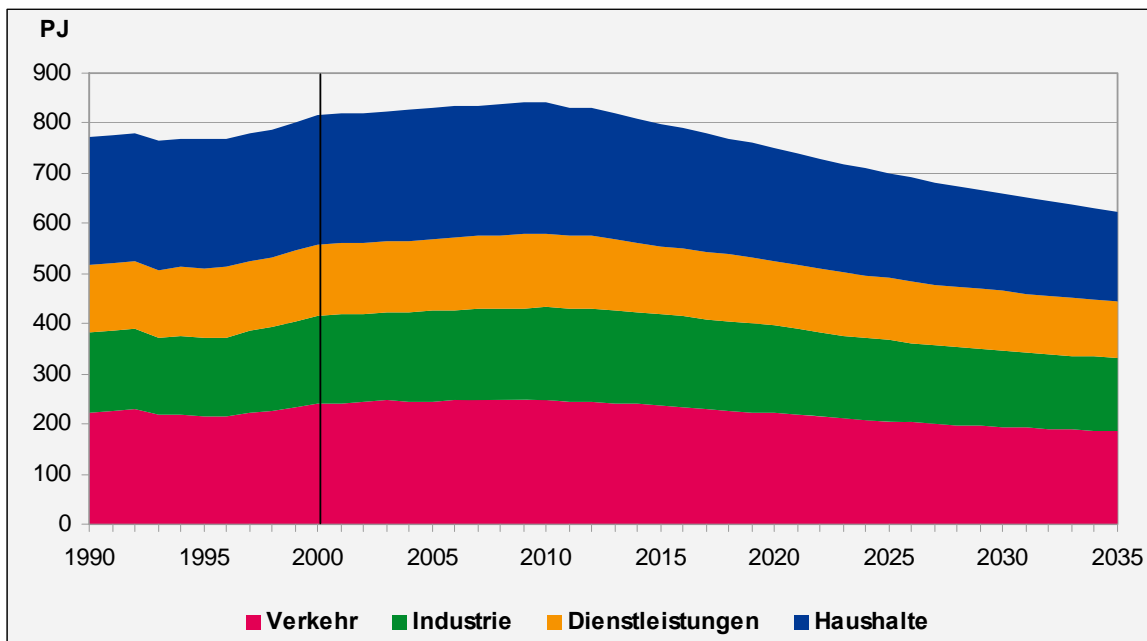
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	247.2	236.0	220.8	205.6	194.2	184.5
Industrie	162.1	158.1	175.1	178.9	185.4	181.9	174.6	161.3	153.4	146.7
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	148.5	137.3	130.8	123.3	117.5	111.7
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	260.2	244.5	225.6	209.3	194.7	179.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	841.3	799.7	751.9	699.6	659.8	622.4

Prognos 2006

Das Bild ähnelt der Trendvariante: Die deutliche Reduktion der Gesamtnachfrage verläuft innerhalb eines Korridors in den Sektoren gleichgerichtet und homogen. Bis auf den Haushaltssektor, bei dem die Reduktion mit 30.5 % stärker ist als in der Trendvariante

(mit 29.1 %), was auf entsprechende Investitionsmöglichkeiten (insbesondere im Bereich der Gebäudesanierungen und Geräte) hinweist. In allen anderen Sektoren ist die Reduktion der Nachfrage gegenüber der Trendvariante abgeschwächt. Verkehrssektor -23.3 % im Vergleich zur Trendvariante mit -30.4 %, Industrie -16.2 % im Vergleich zur Trendvariante mit -23.3 %, Dienstleistungen mit -20.9 % im Vergleich zur Trendvariante mit -22.7 %.

Figur 8-42 **Szenario IV BIP hoch**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 8-51 sowie Figur 8-43 ist die sektorale Elektrizitätsnachfrage in der Variante BIP hoch dokumentiert.

Tabelle 8-51 **Szenario IV BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

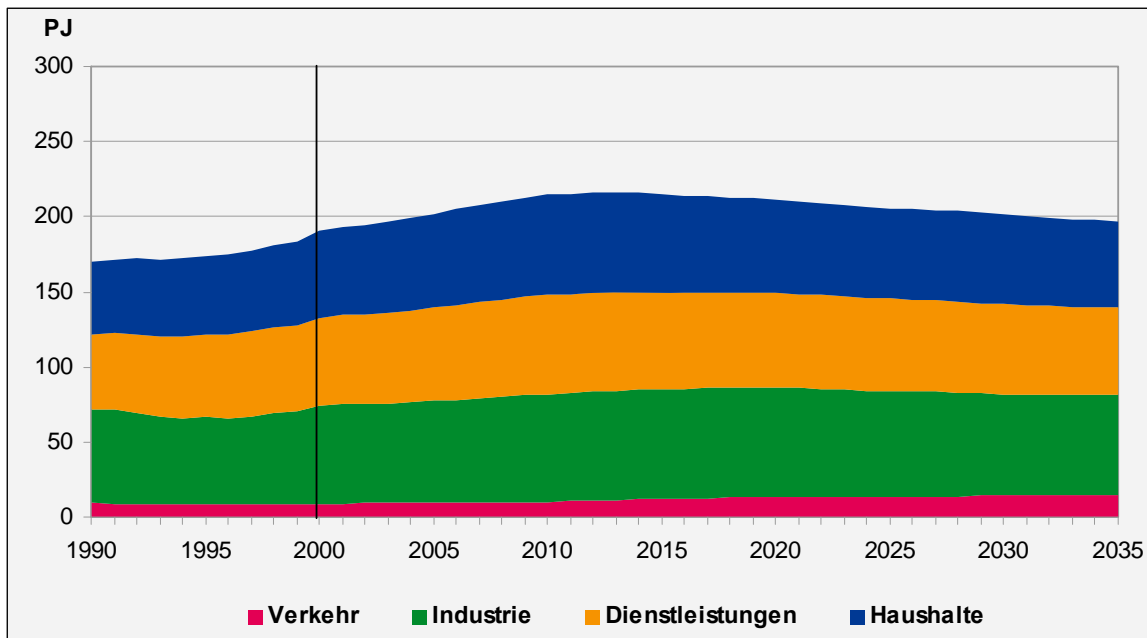
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.2	12.2	13.2	13.7	14.1	14.5
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	71.7	72.9	72.9	70.3	67.8	66.9
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	66.5	64.0	62.9	61.3	60.0	57.8
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	66.7	65.9	62.2	60.4	59.7	57.4
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	215.1	215.0	211.3	205.7	201.6	196.6

Prognos 2006

Die Beiträge zum (leichten) Nachfragewachstum der Elektrizität unterscheiden sich in der Binnenstruktur von denen der Trendvariante. Das Elektrizitätsnachfragewachstum im Verkehrssektor zwischen 2000 und 2035 beträgt in der Trendvariante 45.9 %, in der Variante BIP hoch 63.6 %. Dies ist durch die konsequente Verlagerung von Mehrverkehren auf die Schiene bedingt. Dieses Wachstum ist trotz der geringen Gesamtbeitrags des Verkehrssektors an der Gesamtnachfrage so bedeutend, dass es auf die Richtung der Gesamtnachfrage durchschlägt. Das Nachfragewachstum im Industriesektor beträgt in der Variante BIP hoch 2.5 %, während in der Trendvariante noch eine deutliche Reduktion um 8.4

% zu verzeichnen war. Im Dienstleistungssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 4.4 %, in der Variante BIP hoch bleiben noch 1.4 % übrig. Im Haushaltssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 0.2 %, in der Variante BIP hoch 0.3 %.

Figur 8-43 **Szenario IV BIP hoch**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

In Tabelle 8-52 und Figur 8-44 sind die CO₂-Emissionen der Nachfrage (Brenn- und Treibstoffe, ohne Elektrizitätserzeugung) nach Sektoren abgebildet. Gegenüber 1990 und 2000 sinken die Emissionen bis 2035 um 45.1% ab, jedoch weniger stark als in der Trendvariante mit 47.9 % Absenkung. Der Beitrag der einzelnen Sektoren zu dieser (reduzierten) Absenkung ähnelt dem der Trendvariante:

Tabelle 8-52 **Szenario IV BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

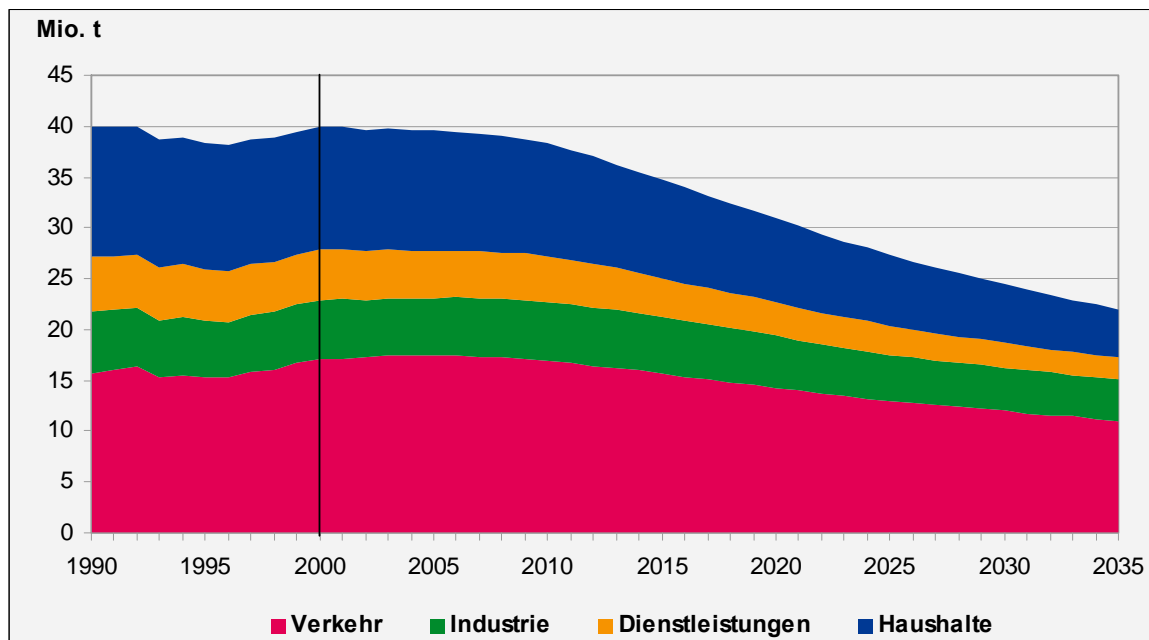
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.9	15.6	14.2	13.0	12.0	11.1
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.8	5.5	5.1	4.6	4.3	4.0
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	3.8	3.3	2.8	2.5	2.1
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	11.1	9.7	8.3	7.0	5.8	4.7
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	38.3	34.7	30.9	27.3	24.5	21.9

Prognos 2006

Im Verkehrssektor reduzieren sich die Emissionen aus dem Treibstoffverbrauch um 35.3 %, während sie in der Trendvariante eine Reduktion von 42.0 % aufweisen. Im Industrie-sektor nehmen die CO₂-Emissionen in der Trendvariante um 36.8 % ab, während die Reduktion in der Variante BIP hoch 31.6 % beträgt. Im Dienstleistungssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 56.8 %, in der Variante BIP hoch bleibt sie mit 56.6 % fast gleich. Im Haushaltssektor beträgt die Reduktion in der Trendvariante 58.1%, während sie

in der Variante BIP hoch auf 60.8 % ansteigt. Der Haushaltssektor ist also auch hier der einzige Sektor, bei dem das höhere BIP zu deutlich erhöhter CO₂-Effizienz führt.

Figur 8-44 **Szenario IV BIP hoch**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Tabelle 8-53 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Sensitivität BIP hoch im Vergleich zur Trendvariante absolut und relativ zusammen:

Tabelle 8-53 **Szenario IV BIP hoch**
Veränderungen zu IV Trend

	Veränderung in 2035 zu IV Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	28.4	4.8%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	10.3	5.5%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	1.1	5.4%

Prognos 2006

Das in 2035 gegenüber der Trendvariante um insgesamt 21 % erhöhte BIP in Verbindung mit erhöhten Mengenkomponten führt auch zu einer um 4.8 % erhöhten Endenergienachfrage. Hierbei reagiert die Elektrizitätsnachfrage am stärksten sensitiv mit einer Steigerung um 5.5 %, die vor allem auf den zusätzlichen Schienenverkehr sowie den industriellen Verbrauch zurückzuführen ist. Zusätzliche Effizienzanstrengungen und damit Verbrauchsrückgänge gegenüber der Trendvariante in allen drei Indikatoren liefert der Haushaltssektor.

Tabelle 8-54 zeigt die wichtigsten Ergebnisse im Vergleich zu Szenario I Trend, dem „Referenzszenario“.

Tabelle 8-54 **Szenario IV BIP hoch**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-192.7	-23.6%	-208.5	-25.1%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	6.3	3.3%	-49.0	-20.0%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-18.0	-45.1%	-12.8	-36.8%

Prognos 2006

Der starke Reduktionstrend in allen drei Kernindikatoren des Szenario IV gegenüber Szenario I bleibt auch bei der Sensitivität BIP hoch erhalten.

8.10.2 Sensitivität Preis 50 \$

Wie eingangs von Kap. 8.10 erwähnt, wurden für Szenario IV (wie auch für Szenario III) Instrumente ermittelt, die eine Erhöhung der Endenergieträgerpreise unabhängig vom Rohölpreis als wesentliche Treiber und Zielgrößen vorsehen. Eine Veränderung der Rohölpreise würde daran lediglich die Höhe des Abgabenaufkommens verändern und die Belastung für Energieimporte erhöhen. Tendenziell würden dann möglicherweise weniger Investitionsmittel für Energieeffizienz und Erneuerbare zur Verfügung stehen. Die genaueren Auswirkungen einer solchen Veränderung sind jedoch im Rahmen der Energiesystemmodellierungen nicht zu leisten. Der Erkenntniseffekt einer solchen Sensitivität wäre daher gering. Deshalb wurde auf die Berechnung einer solchen Sensitivität verzichtet.

8.10.3 Sensitivität Klima wärmer

In der Sensitivität „Klima wärmer“ wird untersucht, welche Auswirkungen eine Klimaerwärmung hat, die entsprechend der IPCC-Szenarien [OcCC 2004] zu einem Anstieg der mittleren Jahrestemperaturen um 2 °C bis zum Jahr 2050 führt. Bis zum Jahr 2035 bedeutet dies einen durchschnittlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur um 1.25 °C, der sich in der Schweiz unterschiedlich auf die mittleren Tagestemperaturen in den Sommer- und Wintermonaten auswirkt: In den Wintermonaten September – Mai erhöht sich die Tagesmitteltemperatur um 1 °C, in den Sommermonaten Juni – August um 2 °C. Da die Klimamodelle bis zum Zeitpunkt der Rechnungen (2005) noch keine regionalisierten eindeutigen Zeitreihentrends auswiesen, wird der Anstieg von 2005 bis 2035 zunächst als Modellannahme linear unterstellt. Eine solche Annahme wird durch eine Analyse des Ex-Post-Trends der Heiz- und Kühlgradtage der letzten dreissig Jahre gestützt (vgl. Sektorbericht Private Haushalte [Prognos 2006b]).

Damit reduzieren sich die Heizgradtage (und nachfolgend die Heizwärmebedarfe der Gebäude) gegenüber dem langjährigen Mittel 1984 – 2004 bis 2035 um ca. 10%.

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.

Die Zahl der – analog zu den Heizgradtagen gebildeten – Kühlgradtage (Summe der Zahl der Tage, deren 24-Stunden-Mittel über 18.3 °C liegt, jeweils multipliziert mit der Differenz zwischen der Tagesmitteltemperatur und 18.3 °C) steigt von heute 122 auf 235 in 2035,

dies bedeutet nahezu eine Verdoppelung. Da der Kühlleistungsbedarf in den meisten technischen Modellierungen als proportional zu den Kühlgradtagen angenommen wird, führt dies zu einer Verdoppelung der benötigten Kühlarbeit. Wenn mit der Häufung warmer Sommer gerechnet wird, so wird sich die Ausstattung der Wohnungen mit Kühlgeräten von heute unter 1 % auf über 50 % vervielfachen (Wachstum der gekühlten Flächen im Sektor Private Haushalte von 2 Mio. m² in 2005 auf 191 Mio. m² in 2035). Entsprechend der Szenarioanlage „Weg zur 2000 Watt-Gesellschaft“ wird in diesem Falle davon ausgegangen, energieeffizientere Bauweisen beim Neubau wie auch bei der Altbausanierung auch effizienteren Umgang mit Sommerhitze einschliessen. Dies betrifft sowohl passive Massnahmen als auch die Ausstattung mit effizienten Geräten, insbesondere einen höheren Anteil zentraler Anlagen. Daneben wird mit einer geringfügig erhöhten Arbeitsnachfrage von Kühl- und Gefriergeräten gerechnet, um bei höheren Aussentemperaturen die entsprechenden Kühlresultate bereitzustellen.

In den Sektoren Industrie und Dienstleistungen greifen für die Raumheizung und Klimatisierung grundsätzlich die gleichen Mechanismen. Im Dienstleistungssektor ist allerdings zu beachten, dass auch in der Trendvariante im Rahmen des sog. „intrasektoralen Strukturwandels“ und der zunehmenden Technisierung der Gebäude mit einer starken Durchdringung der Gebäude mit Klimatisierungsanlagen gerechnet wird. Im Industriesektor führen die erhöhten Sommertemperaturen theoretisch zu einer Verringerung des Energieaufwandes für die Erzeugung von Prozesswärme. Aufgrund der grossen Temperaturdifferenzen, die bei der Erzeugung von Prozesswärme zu überwinden sind, bleibt dieser Effekt unter 0.1 % und wird daher nicht explizit modelliert.

Im Verkehrssektor sind 70 % der Fahrzeuge bereits heute mit Klimaanlage ausgestattet; der Anteil von Neuwagen mit Klimaanlage beträgt über 90 %. Für die Sensitivität wird mit einer den sommerlichen Temperaturverhältnisse entsprechenden verstärkten Nutzung der Klimaanlage ausgegangen.

Für Einzelheiten zu den entsprechenden Annahmen bei der Ableitung der entsprechenden Mengeneffekte sowie die Diskussion der vorhandenen Literatur aus anderen Klimazonen und anderen Bau Traditionen (Südeuropa, Skandinavien, USA) und ihrer Übertragbarkeit wird an dieser Stelle ausdrücklich auf die Berichte der Sektormodelle verwiesen.

In allen Sektoren wird entsprechend der „Übungsanlage“ als Sensitivität zum Szenario „Weg zur 2'000-Watt-Gesellschaft“ von den gleichen Rahmendaten sowie den gleichen Politikinstrumenten wie in der Trendvariante ausgegangen.

Die Szenarienphilosophie führt auch hier dazu, dass im Bereich insbesondere der Raumklimatisierung jeweils eine effiziente Technologieentwicklung unterstellt wird. Das bedeutet z.B., dass vermehrt Absorptionswärmepumpen mit Erdreichkopplung unterstellt werden. Eine deutliche Veränderung auf der Infrastrukturseite, wie z.B. grosse Kältenetze und saisonale Kältespeicher wurde allerdings nicht unterstellt.

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 von der EPFL durchgeführten Simulationen der Gletscherabflussgebiete deuten darauf hin, dass insgesamt aufgrund von erhöhten Verdunstungen davon ausgegangen werden muss, dass bis 2035 das Wasserdargebot um ca. 7 % abnimmt [Horton 2005]. Dies wird bei der Berechnung der Deckungslücke berücksichtigt und wirkt sich entsprechend auf die notwendigen Kraftwerksneubauten aus. Innerhalb „normaler“ Schwankungsbreiten muss nicht mit einer Reduktion der verfügbaren Kühlungsleis-

tungen bei thermischen Kraftwerken gerechnet werden. Ausnahmen im Sinne von Extremsituationen werden bei der Betrachtung der Hitze- und Kältewellen mit kumulierten „Stress-Situationen“ betrachtet. Die Diskussion im Einzelnen ist in Exkurs 3, Band 4, dargestellt.

Die wesentlichen Kenndaten und Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Tabelle 8-55 zusammengestellt.

Tabelle 8-55 Szenario IV Klima wärmer
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse

Rahmendaten	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Bevölkerung	Mio.	6.8	7.1	7.2	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
BIP real in Preisen von 2003	Mrd. CHF	387.9	389.5	422.8	440.6	473.6	502.7	526.0	541.9	554.5	572.3
Energiebezugsflächen total	Mio. m ²	544.9	588.3	627.2	661.8	701.6	737.7	770.1	795.7	818.0	836.6
Wohnflächen (EBF)	Mio. m ²	349.3	383.8	416.5	443.6	472.1	497.6	521.8	542.1	561.2	577.1
Fahrleistung Personenverkehr gesamt	Mrd. Pkm			106.2	114.5	119.8	125.1	127.7	128.4	129.1	129.5
Güterverkehrsleistung Gesamtverkehr	Mrd. tkm			23.3	25.5	27.3	29.9	33.3	35.1	36.4	36.5
Preise IV Trend Haushalte (real 2003)											
Heizöl extra leicht	Rp./l	42.9	27.7	51.9	57.0	63.8	131.6	133.4	135.2	135.7	136.1
Erdgas	Rp./kWh	6.0	5.6	6.1	7.2	8.4	17.2	17.5	17.7	17.7	17.7
Holz	CHF/Ster	57.7	46.7	42.6	43.7	45.5	61.7	64.4	67.3	70.2	73.3
Elektrizität	Rp./kWh	18.0	20.2	19.2	17.7	17.1	35.3	36.6	37.6	38.1	37.5
Preise IV Trend Industrie (real 2003)											
Heizöl extra leicht	CHF/t	461.5	249.5	526.0	577.4	646.5	1328.8	1335.2	1340.9	1345.6	1349.3
Heizöl schwer	CHF/t	258.5	193.7	330.1	446.8	513.5	1061.0	1066.5	1071.3	1075.0	1077.9
Erdgas	Rp./kWh	3.3	3.1	3.3	4.5	5.6	11.4	11.5	11.5	11.6	11.6
Elektrizität	Rp./kWh	15.1	15.3	11.9	11.1	9.5	20.2	21.4	22.4	23.2	23.0
Preise IV Trend Verkehr (real 2003)											
Benzin, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.2	1.2	1.4	1.4	1.5	3.0	3.1	3.1	3.1	3.1
Diesel, nicht-gewerblicher Verkehr, mit MwSt	CHF/l	1.3	1.2	1.5	1.5	1.6	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3
Endenergienachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	254.6	256.3	258.3	262.2	257.2	239.6	218.8	201.3	186.8	172.1
Dienstleistungen	PJ	134.4	138.7	141.2	145.1	147.3	135.1	127.9	119.7	113.3	107.0
Industrie	PJ	162.1	158.1	175.1	179.0	183.2	177.5	168.0	152.7	142.7	133.8
Verkehr (ohne int. Flugverkehr)	PJ	220.5	214.9	240.5	245.7	244.0	229.0	209.9	191.4	177.6	167.9
Summe Endenergieverbrauch	PJ	771.7	768.1	815.1	831.8	831.5	781.3	724.6	665.1	620.5	580.8
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren											
Private Haushalte	PJ	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	66.9	63.2	61.5	61.7	60.2
Dienstleistungen	PJ	50.0	54.9	58.6	62.1	67.0	64.9	64.2	62.9	61.9	60.0
Industrie	PJ	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	70.7	69.4	65.6	62.0	59.9
Verkehr	PJ	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	11.7	12.3	12.5	12.6	12.9
Summe Elektrizitätsnachfrage	PJ	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	214.2	209.2	202.5	198.2	193.1
Elektrizität für Fernwärmeerzeugung	PJ		0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.7	1.0	1.4
Verbrauch der Speicherpumpen	PJ	6.1	5.5	7.1	9.1	6.9	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2
nachr.: Landesverbrauch ¹⁾	PJ	187.1	191.3	210.0	226.3	236.4	253.6	247.4	239.4	233.8	227.5
Umwandlungssektor											
Fernwärme	PJ	6.7	6.4	7.5	10.0	10.6	11.3	11.1	11.1	11.2	12.3
sonstige	PJ	6.9	11.2	11.9	15.9	16.1	16.1	16.1	16.0	15.9	15.9
Elektrizitätserzeugung, Variante A	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	445.9	462.0	435.0	386.4	380.7	451.9
Elektrizitätserzeugung, Variante B	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	451.3	467.5	440.5	399.4	393.8	394.4
Elektrizitätserzeugung, Variante D	PJ	375.0	388.2	420.0	409.3	447.8	468.9	446.9	400.0	392.8	387.0
Elektrizitätserzeugung, Variante E	PJ	375.0	388.2	420.0	408.6	448.5	473.0	455.4	413.4	407.6	399.3
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	PJ										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	PJ	375.0	388.2	420.0	409.0	450.4	476.5	463.6	428.4	431.2	434.7
Elektrizitätserzeugung, Variante G	PJ	375.0	388.2	420.0	409.4	445.9	462.0	435.0	386.4	380.7	374.1
statistische Differenz	PJ	7.2	11.3	15.4	13.2	13.4	12.6	11.8	10.8	10.1	9.5
Total Energieverbrauch											
Variante A	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'071.8	1'038.1	958.6	856.7	810.8	848.9
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'077.3	1'043.6	964.1	869.7	823.8	791.4
Variante D	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.7	1'073.7	1'045.0	970.6	870.3	822.8	783.9
Variante E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.0	1'074.5	1'049.2	979.0	883.7	837.6	796.2
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.4	1'076.4	1'052.7	987.2	898.7	861.2	831.6
Variante G	PJ	982.4	988.5	1'054.6	1'047.8	1'071.8	1'038.1	958.6	856.7	810.8	771.1
davon fossile Energieträger											
Variante A	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	564.7	509.3	451.0	394.0	348.0	309.6
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	577.9	522.5	464.2	426.6	380.6	361.4
Variante D	PJ	573.9	561.6	589.0	588.2	569.7	522.2	478.5	441.7	419.0	409.6
Variante E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	564.7	509.3	451.0	394.0	348.0	309.6
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	573.9	561.6	589.0	588.2	567.4	516.4	466.1	419.9	387.2	365.8
Variante G	PJ	573.9	561.6	589.0	588.8	564.7	509.3	451.0	394.0	348.0	309.6
davon Kernbrennstoffe											
Variante A	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Variante B	PJ										
Variante C	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante D	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante C&E	PJ										
Variante D&E	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Variante G	PJ	236.4	248.5	261.4	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7

¹⁾ inkl. Netzverluste, Fernwärmeerzeugung und Pumpstrom

Tabelle 8-55 **Szenario IV Klima wärmer**
Zusammenfassung Kenndaten und Ergebnisse (Fortsetzung)

	Einheit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
CO₂-Emissionen Nachfrage²⁾											
Private Haushalte	Mio. t	12.8	12.4	12.1	11.8	10.9	9.4	8.0	6.7	5.5	4.5
Dienstleistungen	Mio. t	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	3.7	3.1	2.6	2.2	1.9
Industrie	Mio. t	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.4	4.9	4.4	4.0	3.7
Verkehr	Mio. t										
ohne internationalen Flugverkehr	Mio. t	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.2	13.5	12.0	10.9	10.0
Summe CO₂-Emissionen Nachfrage	Mio. t	39.9	38.4	39.9	39.6	37.7	33.7	29.5	25.6	22.6	20.0
CO₂-Emissionen Umwandlungssektor											
Fernwärme	Mio. t	0.4	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1
sonst. Umwandlungssektor	Mio. t	0.5	0.8	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Elektrizitätserzeugung, Variante A	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
Elektrizitätserzeugung, Variante B	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante C	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	3.5
Elektrizitätserzeugung, Variante D	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	1.9	2.5
Elektrizitätserzeugung, Variante E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2
Elektrizitätserzeugung, Variante C&E	Mio. t										
Elektrizitätserzeugung, Variante D&E	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.9	0.8	0.9	1.0	1.1	1.4
Elektrizitätserzeugung, Variante G	Mio. t	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6
CO ₂ -Emissionen statistische Differenz	Mio. t	0.6	0.9	1.2	1.0	1.0	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7
Total CO₂-Emissionen ohne Raff.-EV gemäss CO₂-Gesetz											
Variante A	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.1	36.0	31.7	27.6	24.3	21.5
Variante B	Mio. t										
Variante C	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.9	36.7	32.4	29.4	26.1	24.3
Variante D	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.2	36.2	32.2	28.4	25.5	23.3
Variante E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.1	35.9	31.5	27.2	23.8	21.1
Variante C&E	Mio. t										
Variante D&E	Mio. t	41.8	40.5	42.3	41.9	40.2	36.0	31.8	27.8	24.7	22.3
Variante G	Mio. t	41.8	40.5	42.3	42.0	40.1	36.0	31.7	27.6	24.3	21.5
NO_x-Emissionen											
Nachfrage	1'000 t	137.8	104.8	91.0	75.1	59.9	46.3	36.5	30.9	27.4	25.0
Variante A	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0
Variante B	1'000 t										
Variante C	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.8	0.6	0.2	0.2	0.3
Variante D	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.5	2.0	0.8	0.4	0.1	-0.1
Variante E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	-0.1	-0.1
Variante C&E	1'000 t										
Variante D&E	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.4	1.9	0.6	0.2	0.0	-0.2
Variante G	1'000 t	0.5	1.3	2.1	2.4	2.3	1.7	0.5	0.0	0.0	0.0
Feinstaubemissionen											
Nachfrage	t	8'719.3	7'250.8	6'318.1	5'055.2	3'487.5	2'387.1	1'645.9	1'398.2	1'227.8	1'008.3
Variante A	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0
Variante B	t										
Variante C	t	40.9	37.9	5.1	6.1	6.2	5.3	3.6	6.7	6.6	10.4
Variante D	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.0	3.0	1.2	0.4	-0.1	-0.3
Variante E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.8	3.6	2.7	3.0	3.4	3.3
Variante C&E	t										
Variante D&E	t	40.9	37.9	5.1	6.1	4.0	3.4	2.1	2.0	1.9	1.7
Variante G	t	40.9	37.9	5.1	6.1	3.6	2.7	0.9	0.1	0.1	0.0

²⁾ ohne Bewertung der Elektrizitäts- und der Fernwärmenachfrage
 (die Bewertung ist im Umwandlungssektor verbucht)

Prognos 2006

Die Gesamtenergienachfrage nimmt in 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 28.8 % ab – im Vergleich zur Trendvariante bedeutet das eine Verringerung um 2.2 % in 2035. Diese Entwicklung ist in der Binnendifferenzierung Ergebnis zweier gegenläufiger Effekte: Die Elektrizitätsnachfrage liegt mit einem Wachstum von 1.4 % über der Nachfrage in der Trendvariante (mit einer Reduktion von 2.3 %), was vor allem auf die erhöhte Elektrizitätsnachfrage beim Kühlungsbedarf zurückzuführen ist. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern verringert sich um 51.5 % (Trendvariante 46.3 %) und liegt damit in 2035 um 4.1 % unter dem Wert der Trendvariante. Hier kommen die gegenläufigen Effekte des verringerten Raumwärmebedarfs und der erhöhten Klimatisierungsbedarfs von Fahrzeugen zum Tragen. Die erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe (ohne Stromerzeugung) weisen ein Nachfragewachstum von 78.4 % im Vergleich zur Trendvariante von 91.0 % auf. Dies ist hauptsächlich auf die verringerte Nachfrage an Brennstoffen für die Erzeugung von Heizwärme zurückzuführen. (Tabelle 8-56)

Tabelle 8-56 **Szenario IV Klima wärmer**
Ergebnisse

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Endenergienachfrage insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	831.5	781.3	724.6	665.1	620.5	580.8
davon Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	214.2	209.2	202.5	198.2	193.1
davon fossile Energieträger	551.9	537.5	563.5	560.5	536.9	481.7	424.4	369.6	326.8	290.2
davon erneuerbare Energieträger	40.2	43.8	46.9	53.4	63.6	69.1	74.9	77.4	80.5	83.8

Prognos 2006

Die Aufschlüsselung der Gesamtenergienachfrage nach Energieträgern in der Zeitreihe ist in Tabelle 8-57 und Figur 8-45 abgebildet.

Tabelle 8-57 **Szenario IV Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ

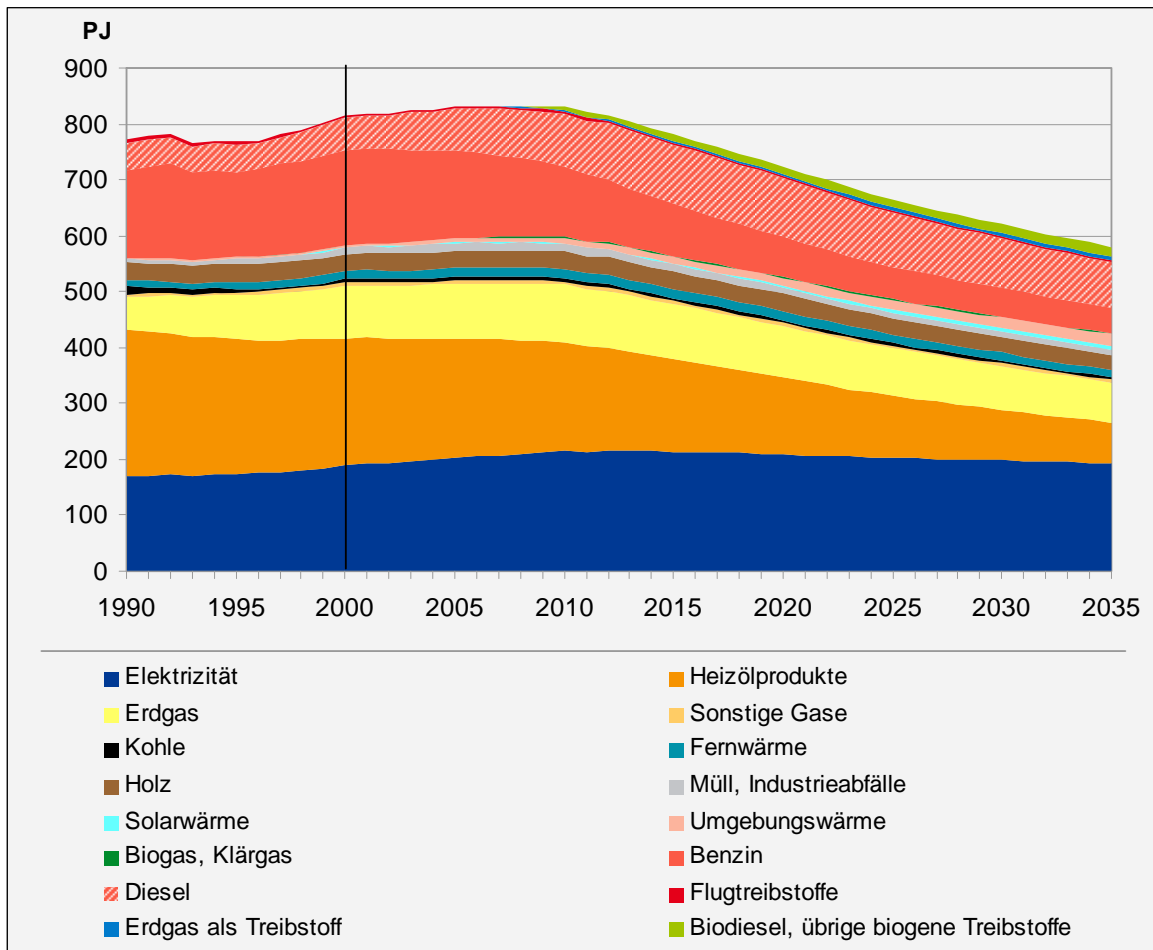
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Elektrizität	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	214.2	209.2	202.5	198.2	193.1
Heizölprodukte	262.1	240.8	226.7	214.1	195.9	165.3	137.3	111.2	90.8	73.4
Erdgas	59.9	78.1	92.9	98.6	102.2	98.3	92.6	84.7	78.4	71.9
Sonstige Gase	4.1	4.3	6.0	5.6	5.7	5.5	5.0	4.5	4.2	3.8
Kohle	14.4	7.9	6.2	6.4	6.5	5.8	5.3	4.9	4.6	4.2
Fernwärme	9.9	12.6	14.4	15.7	16.2	16.3	16.1	15.5	15.0	13.8
Holz	31.6	30.9	30.5	30.8	31.2	30.7	30.5	29.1	27.9	26.6
Müll, Industrieabfälle	6.7	9.7	11.7	13.8	13.9	12.9	11.8	10.3	9.5	8.8
Solarwärme	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	1.7	3.2	4.8	5.9	7.0
Umgebungswärme	1.8	3.0	4.4	6.4	8.6	11.2	14.0	16.6	19.0	21.1
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Benzin	157.3	152.6	169.3	157.5	126.2	93.4	71.3	58.6	51.4	46.3
Diesel	47.8	48.8	58.0	74.9	94.5	106.5	105.2	97.0	88.3	80.9
Flugtreibstoffe	6.2	5.0	4.3	3.4	3.4	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3	10.6	13.4	14.6	16.2	18.2
Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	4.6	5.5	6.1	6.5
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	831.5	781.3	724.6	665.1	620.5	580.8

Prognos 2006

Am grundsätzlichen aus der Trendvariante und der bereits abgehandelten Sensitivität bekannten Bild ändert sich nichts Wesentliches: Der leichte Rückgang der Nachfrage wird in der Binnendifferenzierung durch eine steigende Elektrizitätsnachfrage, sinkende Heizölnachfrage sowie einen deutlich sinkenden Block an fossilen Treibstoffen mit der Binnendifferenzierung „Dieseltrend“ und sichtbare Nachfragesteigerung nach Biotreibstoffen dominiert. Im Vergleich zur Trendvariante steigt die Elektrizitätsnachfrage um 6.8 PJ oder 3.6 % an, was nahezu vollständig auf die erhöhten Arbeits- und Leistungsbedarfe für Raumkühlung zurückzuführen ist. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass dieser relative Anstieg zur Trendvariante verglichen mit den Szenarien I (4.3 %) und II (4.1 %) geringer ist: einerseits wirken die besseren Bau- und Architekturstandards auch in Bezug auf die sommerliche Wärmebelastung, andererseits wirkt sich der „best-practice“-Grundsatz auch bei den Kälteerzeugungsanlagen aus. Sämtliche fossilen und erneuerbaren Energieträger, die für die Erzeugung von Raumwärme eingesetzt werden, weisen in 2035 geringere Verbräuche als in der Trendvariante auf: Heizöl -6.9 PJ (- 8.6 %), Erdgas -6.1 PJ (-7.8 %), Fernwärme -1.5 PJ (-9.9 %), Holz -2.7 PJ (-9.1 %), Solarwärme -0.9 PJ (-11.9 %), Umgebungswärme -2.3 PJ (-9.7 %). Die Nachfrage nach Benzin und Diesel

erhöht sich durch verstärkte Klimatisierung gegenüber der Trendvariante um ca. 0.4 - 0.5 %.

Figur 8-45 **Szenario IV Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Energieträgern, in PJ



Prognos 2006

Die Aufteilung der Gesamtnachfrage nach Sektoren ist in Tabelle 8-58 und Figur 8-46 abgebildet.

Tabelle 8-58 **Szenario IV Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ

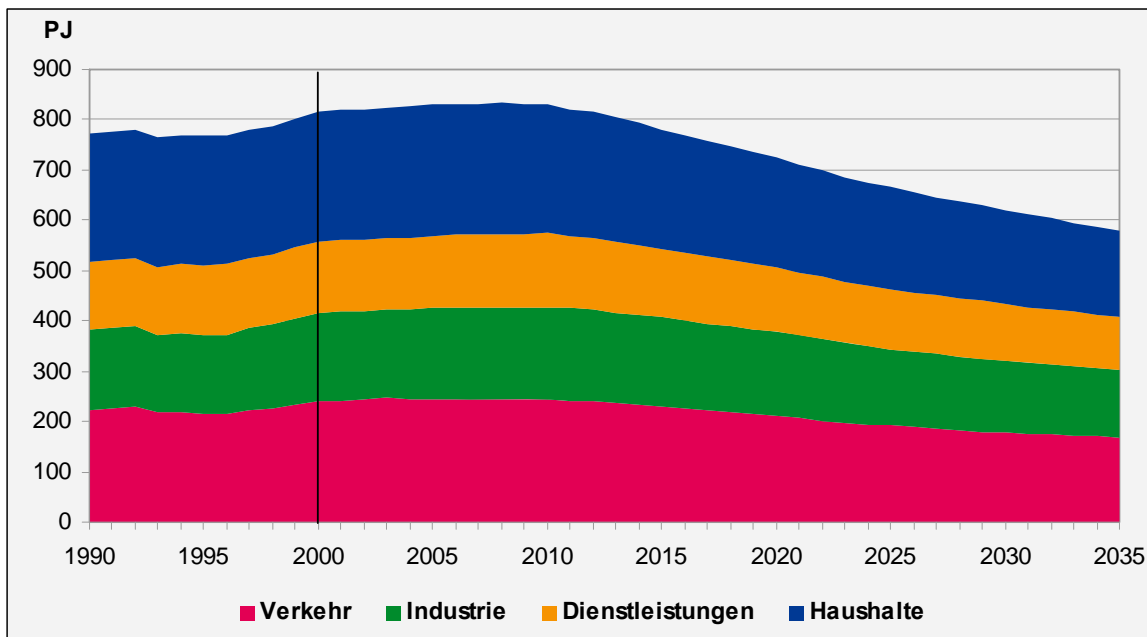
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	220.5	214.9	240.5	245.7	244.0	229.0	209.9	191.4	177.6	167.9
Industrie	162.1	158.1	175.1	179.0	183.2	177.5	168.0	152.7	142.7	133.8
Dienstleistungen	134.4	138.7	141.2	145.1	147.3	135.1	127.9	119.7	113.3	107.0
Haushalte	254.6	256.3	258.3	262.2	257.2	239.6	218.8	201.3	186.8	172.1
Insgesamt	771.7	768.1	815.1	831.8	831.5	781.3	724.6	665.1	620.5	580.8

Prognos 2006

Zur deutlichen Reduktion der Gesamtnachfrage, die auch in der Trendvariante sowie der Sensitivität „BIP hoch“ sichtbar war, tragen alle Sektoren relativ gleichmässig bei. Im Ver-

kehrssektor zeigt sich mit einer Reduktion um 30.2 % gegenüber 2000 nahezu keine Veränderung gegenüber der Trendvariante mit einer Reduktion um 30.4. Im Haushaltssektor wird die Nachfrage um 33.4 % reduziert (Trendvariante 29.1 %) woran der sich die Reduktion des Heizwärmebedarfs widerspiegelt. Im Dienstleistungssektor „gewinnt“ ebenfalls die Reduktion der winterlichen Beheizung gegenüber dem Mehrbedarf an Kühlung und resultiert in einer Reduktion um 24.2 % (Trendvariante Reduktion von 22.7 %). Im Industriesektor beträgt die Reduktion 23.6 % (Trendvariante Reduktion von 23.3 %).

Figur 8-46 **Szenario IV Klima wärmer**
Endenergienachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Insgesamt ist Sektoren die Gesamtnachfrage gegenüber der Trendvariante reduziert. Von den beiden gegenläufigen Effekten „Reduktion Raumwärmebedarf“ und „Erhöhung Kühlungsbedarf“ „gewinnt“ jeweils der verringerte Raumwärmebedarf – die Gesamtnachfrage nach Endenergie ist niedriger als in der Trendvariante.

Die Binnendifferenzierung nach Kühlung und Raumwärme lässt sich an den Aufschlüsselungen der Elektrizitätsnachfrage und der direkten nachfragebedingten CO₂-Emissionen demonstrieren.

Tabelle 8-59 und Figur 8-47 bilden die sektorale Elektrizitätsnachfrage ab.

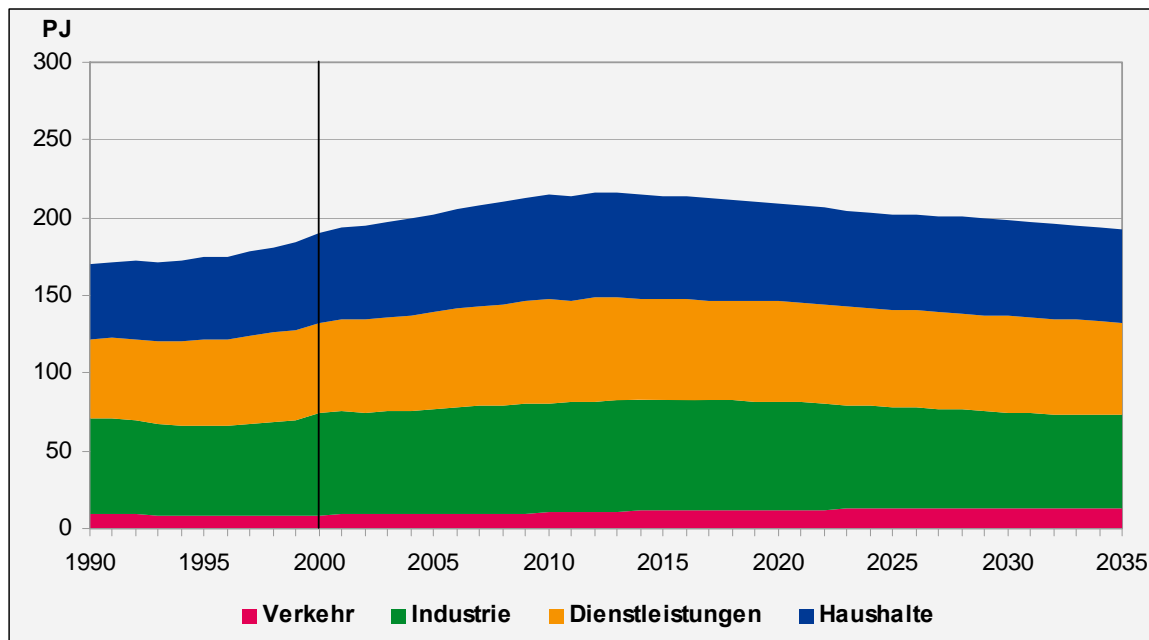
Tabelle 8-59 **Szenario IV Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	9.2	8.5	8.9	9.9	10.1	11.7	12.3	12.5	12.6	12.9
Industrie	62.2	58.0	65.2	67.3	70.7	70.7	69.4	65.6	62.0	59.9
Dienstleistungen	50.0	54.9	58.6	62.1	67.0	64.9	64.2	62.9	61.9	60.0
Haushalte	48.3	52.8	57.6	62.9	67.0	66.9	63.2	61.5	61.7	60.2
Insgesamt	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	214.2	209.2	202.5	198.2	193.1

Prognos 2006

Im Verkehrssektor bleibt die Nachfragesteigerung mit 45.9 % gegenüber der Trendvariante unverändert: Zusätzliche Kühlenergie fällt gegenüber der ohnehin unterstellten Zunahme an Traktionsenergie bei gleichzeitiger erheblicher Effizienzsteigerung sowie Verbesserung der Ausstattung der Züge nicht ins Gewicht. In allen anderen Sektoren ist das Nachfragewachstum nach Strom tendenziell stärker bzw. die Reduktion schwächer als in der Trendvariante: Industrie -8.2 % (Trendvariante -8.4 %), Dienstleistungen 2.4 % (Trendvariante -4.4 %), Haushalte 4.6% (Trendvariante -0.2 %).

Figur 8-47 **Szenario IV Klima wärmer**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren, in PJ



Prognos 2006

Auf der Ebene der sektoralen CO₂-Emissionen zeigt sich ein umgekehrtes Bild (Tabelle 8-60, Figur 8-48):

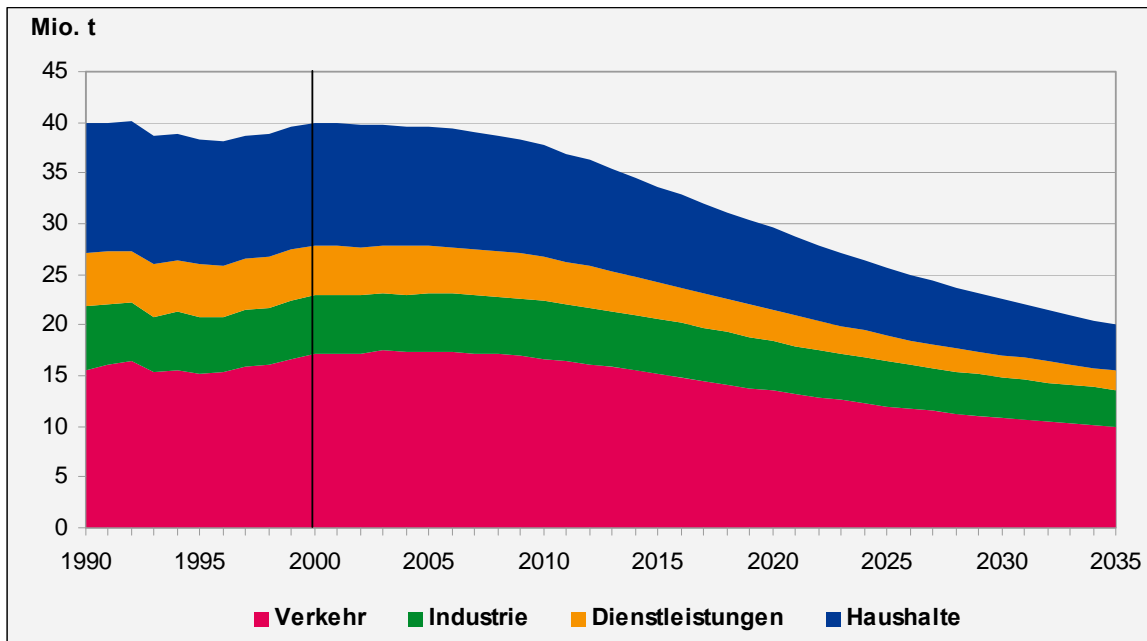
Tabelle 8-60 **Szenario IV Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Verkehr	15.6	15.2	17.1	17.4	16.7	15.2	13.5	12.0	10.9	10.0
Industrie	6.3	5.6	5.8	5.7	5.7	5.4	4.9	4.4	4.0	3.7
Dienstleistungen	5.3	5.1	4.9	4.7	4.4	3.7	3.1	2.6	2.2	1.9
Haushalte	12.8	12.4	12.1	11.8	10.9	9.4	8.0	6.7	5.5	4.5
Insgesamt	39.9	38.4	39.9	39.6	37.7	33.7	29.5	25.6	22.6	20.0

Prognos 2006

Im Verkehrssektor ist die Reduktion der CO₂-Emissionen mit 41.7 % geringfügig niedriger als in der Trendvariante mit 42.0 %. In allen anderen Sektoren ist die Reduktion der Emissionen stärker als in der Trendvariante: Industrie -37.3 % (Trendvariante -36.8 %), Dienstleistungen -62.0 % (Trendvariante -56.8 %), Haushalte -62.7% (Trendvariante -58.1 %).

Figur 8-48 **Szenario IV Klima wärmer**
CO₂-Emissionen nach Sektoren, in Mio. t



Prognos 2006

Die wesentlichen Ergebnisse im Vergleich zur Trendvariante sind in Tabelle 8-61 zusammengefasst.

Tabelle 8-61 **Szenario IV Klima wärmer**
Veränderungen zu IV Trend

	Veränderung in 2035 zu IV Trend	
	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-13.1	-2.2%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	6.8	3.6%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-0.8	-3.9%

Prognos 2006

Eine Klimaerwärmung führt bei einer Politik der starken Realisierung technischer Effizienz zu einer um 3.6 % erhöhten Elektrizitätsnachfrage, hingegen zu um 3.9 % verringerten CO₂-Emissionen aus den Brenn- und Treibstoffen aufgrund des verringerten Raumwärmebedarfs. Zu einer signifikanten weiteren Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen (Heizöl, Erdgas) führt dies nicht.

Der Vergleich mit dem Referenzszenario I Variante Trend ergibt das in Tabelle 8-62 gezeigte Bild:

Tabelle 8-62 **Szenario IV Klima wärmer**
Veränderungen zu 2000 / I Trend

	Veränderung in 2035 zu 2000		Veränderung in 2035 zu I Trend	
	abs.	rel.	abs.	rel.
Endenergienachfrage (PJ)	-234.3	-28.7%	-250.0	-30.1%
Elektrizitätsnachfrage (PJ)	2.7	1.4%	-52.6	-21.4%
CO₂-Emissionen (Mio. t)	-19.9	-49.9%	-14.7	-42.4%

Prognos 2006

Die Endenergienachfrage wird gegenüber der Referenz um 30.1 % abgesenkt, die Elektrizitätsnachfrage um 21.4 %. Bei den brenn- und treibstoffbedingten CO₂-Emissionen ist die Absenkung mit 42.4 % ebenfalls sehr deutlich.

8.10.4 Sensitivitäten der Nachfrage zu Szenario IV im Vergleich

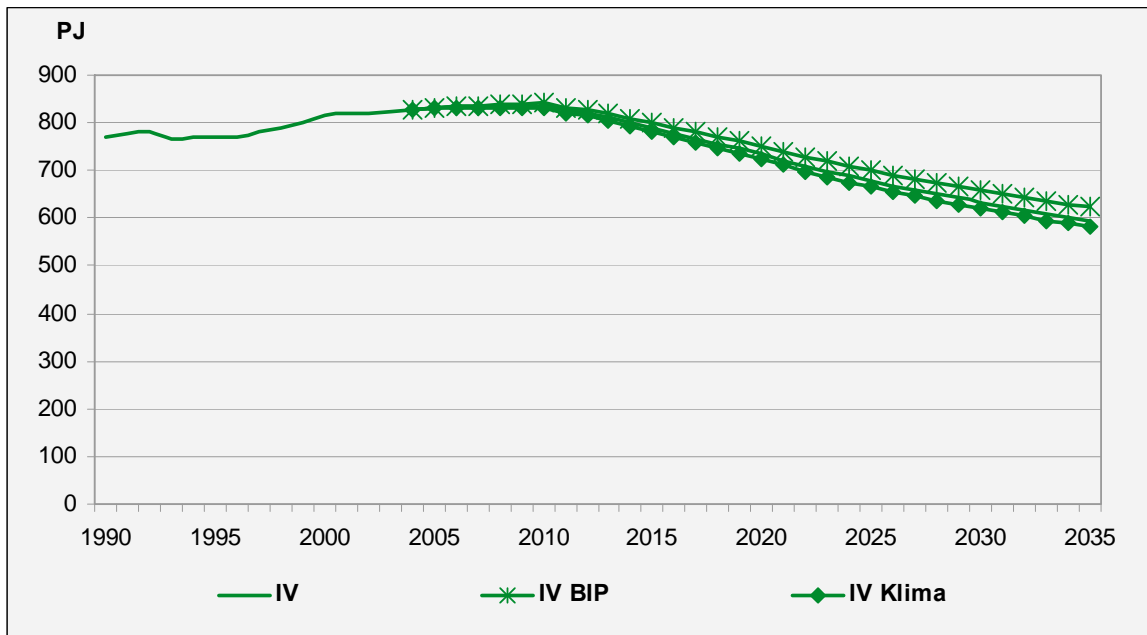
Im Ergebnis zeigen sich bei der Nachfrage die folgenden Abhängigkeiten: Die Nachfrage liegt in der Sensitivität „BIP hoch“ über der Trendvariante, die der Klimasensitivität darunter – während des gesamten Betrachtungszeitraums. Verglichen mit den Intensitätsaus schlägen der jeweiligen Treiberdaten (BIP, Heizgradtage, Kühlgradtage) sind die Aus schläge jeweils gering.

Tabelle 8-63 **Szenario IV**
Entwicklung der Endenergienachfrage in den Sensitivitäten in PJ,
Veränderungen zu 2000 / IV Trend und Ia Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu IV Trend	Veränderung zu Ia Trend
IV Trend	771.7	768.1	815.1	831.8	835.7	788.5	734.7	677.2	633.5	594.0	-27.1%		-28.5%
IV BIP hoch	771.7	768.1	815.1	831.8	841.3	799.7	751.9	699.6	659.8	622.4	-23.6%	4.8%	-25.1%
IV Klima wärmer	771.7	768.1	815.1	831.8	831.5	781.3	724.6	665.1	620.5	580.8	-28.7%	-2.2%	-30.1%

Prognos 2006

Figur 8-49 **Szenario IV**
Sensitivitätsrechnungen Gesamtenergienachfrage in PJ



Prognos 2006

Bei der Elektrizitätsnachfrage ergibt sich folgendes Bild:

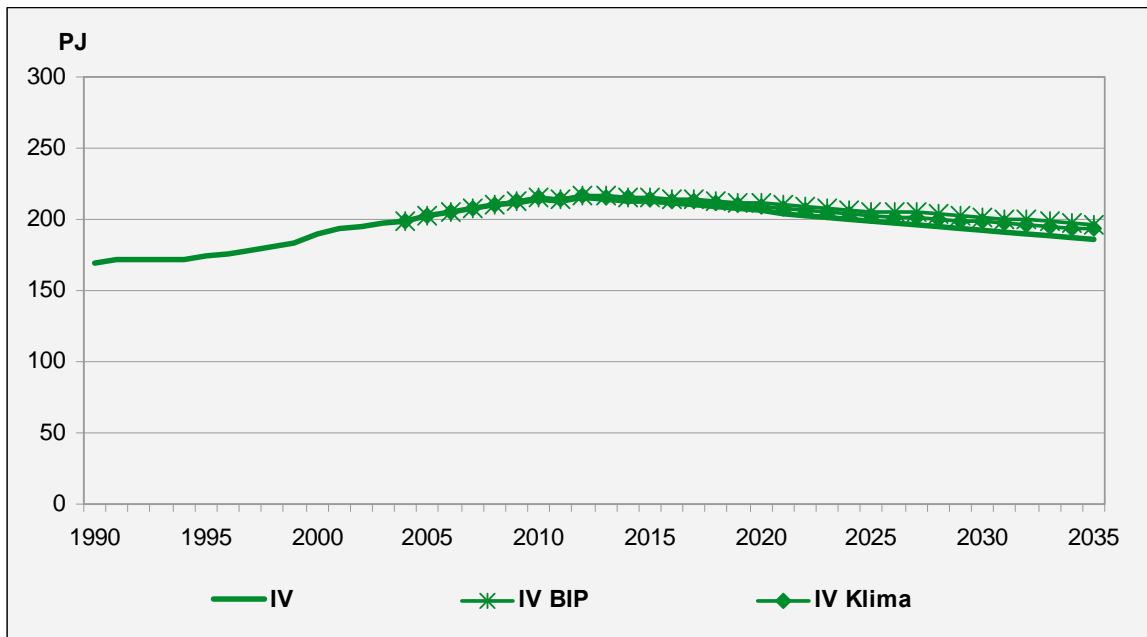
Tabelle 8-64 **Szenario IV**
Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in den Sensitivitäten in PJ,
Veränderungen zu 2000 / IV Trend und la Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu IV Trend	Veränderung zu la Trend
IV Trend	169.6	174.2	190.3	202.2	213.9	212.3	206.2	198.4	192.8	186.3	-2.1%		-24.2%
IV BIP hoch	169.6	174.2	190.3	202.2	215.1	215.0	211.3	205.7	201.6	196.6	3.3%	5.5%	-20.0%
IV Klima wärmer	169.6	174.2	190.3	202.2	214.8	214.2	209.2	202.5	198.2	193.1	1.4%	3.6%	-21.4%

Prognos 2006

Hier zeigt sich wie bei den bisher behandelten Szenarien in beiden Fällen eine Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage. Die Erhöhung des BIP führt zu einer Elektrizitätsnachfragesteigerung gegenüber der Trendvariante nur mehr um 5.5 %, die Klimaerwärmung führt zu einer Nachfragesteigerung um 3.6 % (hauptsächlich der sommerlichen Klimatisierung geschuldet).

Figur 8-50 **Szenario IV**
Sensitivitätsrechnungen Elektrizitätsnachfrage in PJ



Prognos 2006

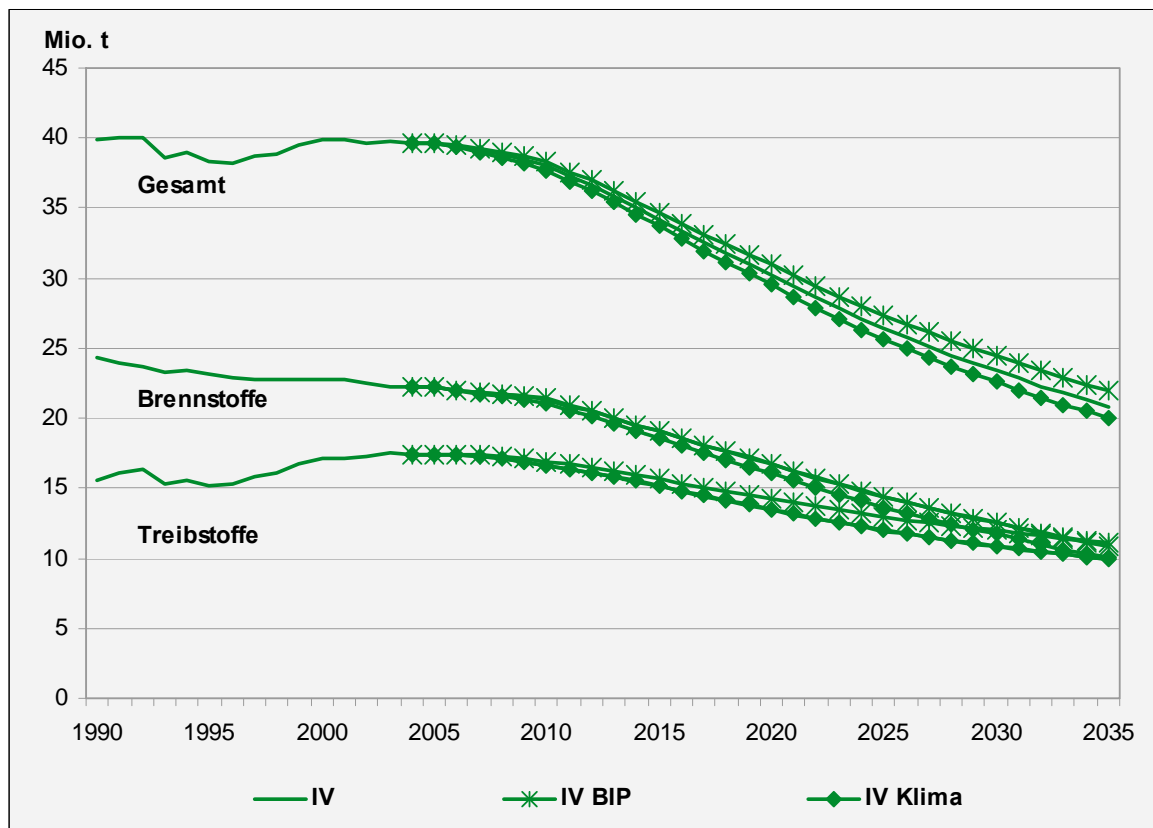
Die CO₂-Emissionen bilden wiederum einen Fächer um die Trendvariante: In der Sensitivität „BIP hoch“ gewinnen die Mengeneffekte gegenüber den Effizienzeffekten, in der Klimasensitivität wirkt sich der geringere Heizwärmebedarf dämpfend auf die CO₂-Emissionen aus. Bei den Treibstoffen wirkt sich die Klimasensitivität nicht sichtbar aus. (Tabelle 8-65, Figur 8-51)

Tabelle 8-65 **Szenario IV**
Entwicklung der CO₂-Emissionen in den Sensitivitäten in Mio. t, Veränderungen zu 2000 / IV Trend und la Trend in %

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	Veränderung zu 2000	Veränderung zu IV Trend	Veränderung zu la Trend
IV Trend	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	34.2	30.2	26.4	23.4	20.8	-47.9%		-40.1%
IV BIP hoch	39.9	38.4	39.9	39.6	38.3	34.7	30.9	27.3	24.5	21.9	-45.1%	5.4%	-36.8%
IV Klima wärmer	39.9	38.4	39.9	39.6	37.7	33.7	29.5	25.6	22.6	20.0	-49.9%	-3.9%	-42.4%

Prognos 2006

Figur 8-51 **Szenario IV**
Sensitivitätsrechnungen CO₂-Emissionen der Nachfrage, in Mio. t



Prognos 2006

Die Wirkungen der jeweiligen veränderten „Treibergrößen“ der Sensitivitäten auf die einzelnen Endenergieträger in ihren relativen Entwicklungen zur Trendvariante ermöglicht es, wie in den bisher betrachteten Szenarien I bis III ein differenziertes Bild der Abhängigkeiten und Reaktionen auf Impulse zu entwickeln.

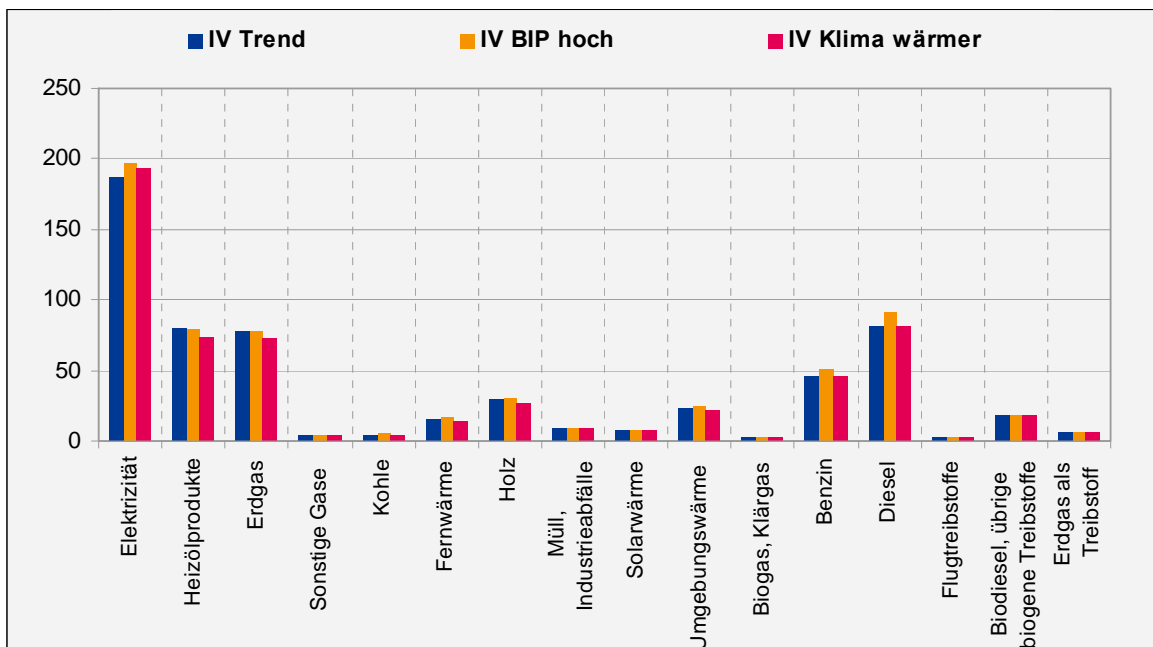
In Tabelle 8-66 und Figur 8-52 zeigt sich zunächst die grundsätzliche Robustheit des Energieträgermix im Szenario IV gegenüber isolierten Variationen der Rahmenbedingungen bei etwa gleich bleibendem politischem Paradigma:

Tabelle 8-66 **Szenario IV**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ

	IV Trend	IV BIP hoch	IV Klima wärmer
Elektrizität	186.3	196.6	193.1
Heizölprodukte	80.4	79.2	73.4
Erdgas	78.0	78.0	71.9
Sonstige Gase	3.8	4.3	3.8
Kohle	4.3	4.6	4.2
Fernwärme	15.4	16.1	13.8
Holz	29.3	29.9	26.6
Müll, Industrieabfälle	8.8	9.2	8.8
Solarwärme	8.0	8.2	7.0
Umgebungswärme	23.4	24.3	21.1
Biogas, Klärgas	2.0	2.0	2.0
Benzin	46.0	51.0	46.3
Diesel	80.6	91.2	80.9
Flugtreibstoffe	3.1	3.1	3.1
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	18.2	18.2	18.2
Erdgas als Treibstoff	6.5	6.5	6.5
Insgesamt	594.0	622.4	580.8

Prognos 2006

Figur 8-52 **Szenario IV**
Vergleich der Energieträger in 2035 in den Sensitivitäten, in PJ



Prognos 2006

Bei den relativen Veränderungen im Zeitablauf innerhalb der einzelnen Sensitivitäten zeigt sich, dass sich bei den fünf dominierenden Energieträgern Elektrizität, Heizöl, Erdgas als Brennstoff, Benzin und Diesel Streuungen um einen grundsätzlichen Trend ausbilden. Die BIP-hoch-Variante wirkt bei allen Energieträgern bis auf Heizöl steigernd. Die Klimasensi-

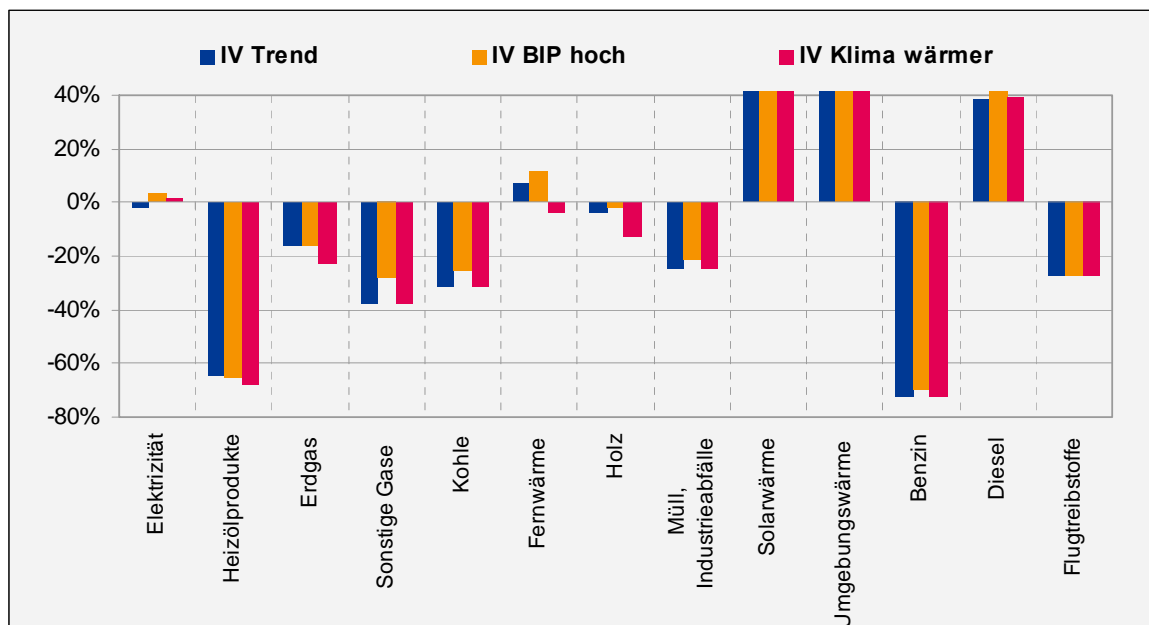
tivität wirkt bei Elektrizität steigernd, bei allen Brennstoffen – auch den erneuerbaren – reduzierend. (Tabelle 8-67, Figuren 8-53, 8-54 in verschiedenen Skalierungen).

Tabelle 8-67 **Szenario IV**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %

	IV Trend	IV BIP hoch	IV Klima wärmer
Elektrizität	-2.1%	3.3%	1.4%
Heizölprodukte	-64.5%	-65.1%	-67.6%
Erdgas	-16.1%	-16.1%	-22.6%
Sonstige Gase	-37.4%	-27.9%	-37.4%
Kohle	-31.3%	-25.3%	-31.7%
Fernwärme	6.8%	11.7%	-3.7%
Holz	-3.9%	-1.8%	-12.7%
Müll, Industrieabfälle	-24.5%	-21.4%	-24.5%
Solarwärme	2256.5%	2315.3%	1976.5%
Umgebungswärme	430.2%	451.0%	378.6%
Benzin	-72.8%	-69.8%	-72.7%
Diesel	38.9%	57.1%	39.4%
Flugtreibstoffe	-27.7%	-27.7%	-27.7%
Insgesamt	-27.1%	-23.6%	-28.7%

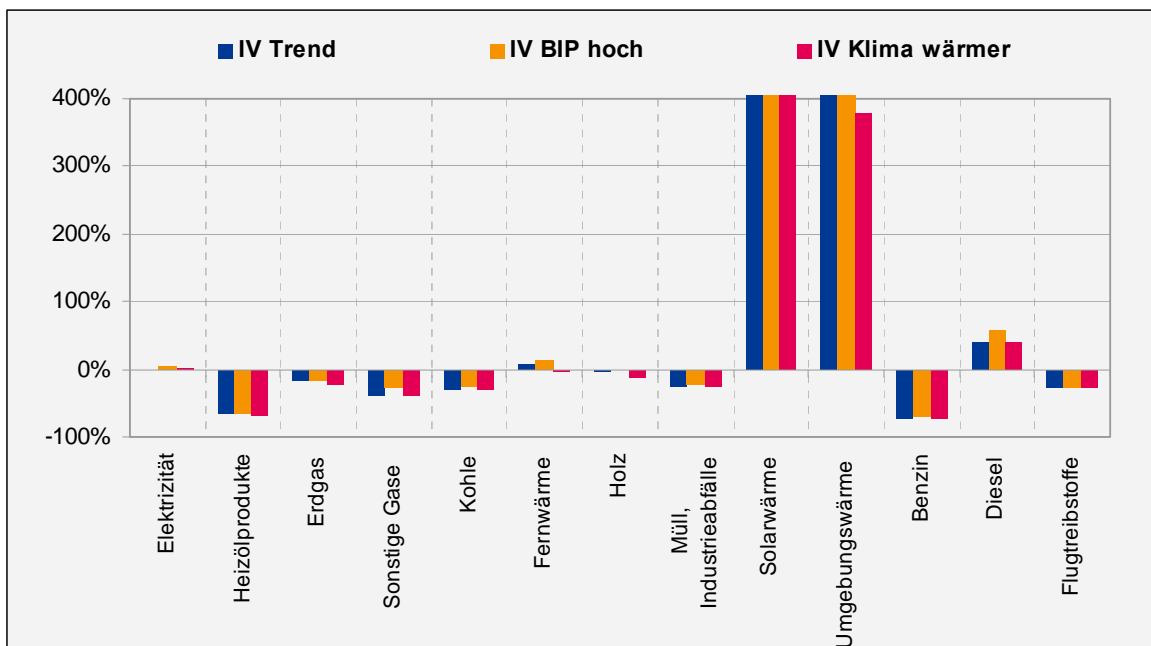
Prognos 2006

Figur 8-53 **Szenario IV**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in % (angepasste Skalierung)



Prognos 2006

Figur 8-54 **Szenario IV**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber 2000 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

Bei einer Betrachtung der relativen Veränderungen in 2035 gegenüber der Trendvariante zeigen sich die verschiedenen Abhängigkeiten und somit möglichen „Stellschrauben“ nochmals deutlicher. Hier muss allerdings aufgrund der mit allen Modellierungen verbundenen Unschärfen und der z. T. kleinen Werte vor einer Überinterpretation der Ergebnisse gewarnt werden. (Tabelle 8-68, Figur 8-55)

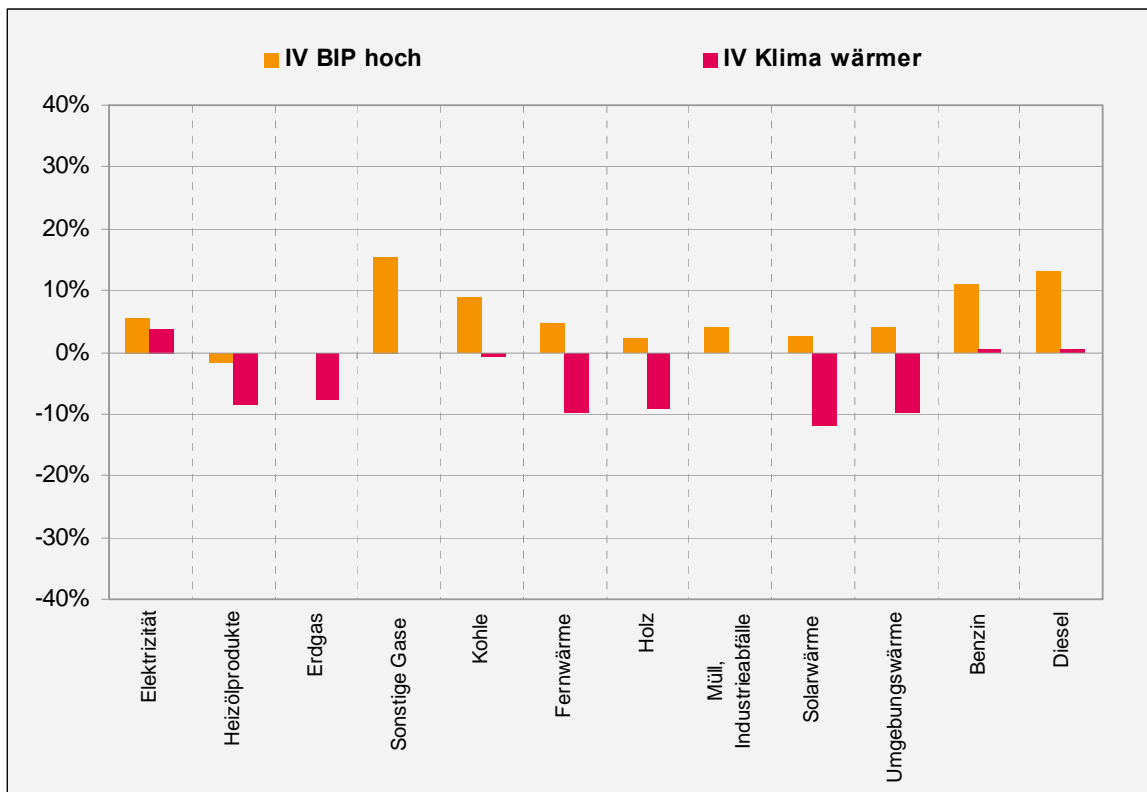
Tabelle 8-68 **Szenario IV**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %

	IV BIP hoch	IV Klima wärmer
Elektrizität	5.5%	3.6%
Heizölprodukte	-1.5%	-8.6%
Erdgas	0.0%	-7.8%
Sonstige Gase	15.3%	0.0%
Kohle	8.7%	-0.6%
Fernwärme	4.6%	-9.9%
Holz	2.2%	-9.1%
Müll, Industrieabfälle	4.0%	-0.1%
Solarwärme	2.5%	-11.9%
Umgebungswärme	3.9%	-9.7%
Benzin	10.9%	0.5%
Diesel	13.1%	0.4%
Insgesamt	4.8%	-2.2%

Prognos 2006

In der grafischen Darstellung wurde die Skala so gewählt, dass bei den meisten Energieträgern die Veränderungen sichtbar sind und auf eine Abbildung der extremen Wachstumsraten bei den Biotreibstoffen verzichtet.

Figur 8-55 **Szenario IV**
Veränderung der Energieträger in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

Das erhöhte BIP hat eine relative Zunahme aller Energieträger mit Ausnahme von Heizöl aufgrund des (Effizienzeffekts bei den Haushalten und beschleunigter Substitution) zur Folge. Die Sensitivität „Klima wärmer“ führt zu einer kühlungsbedingt verstärkten Nachfrage bei der Elektrizität, bei allen Brennstoffen zur Reduktion.

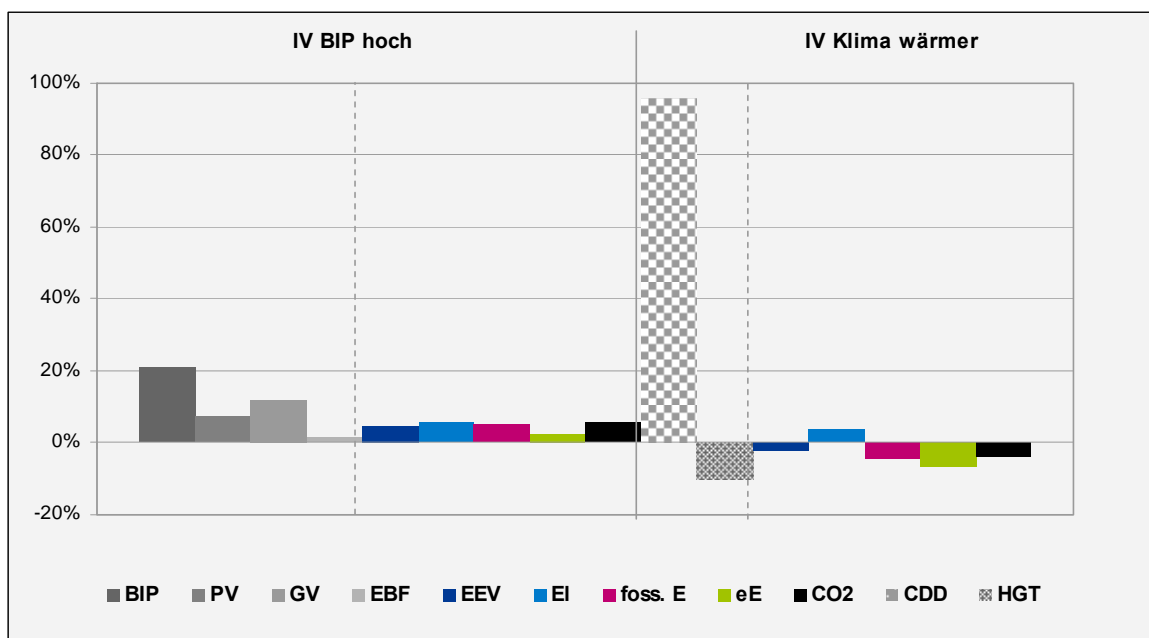
Eine Korrelation der variierten Treibergrößen mit den relativen Veränderungen der Sensitivitäten führt zu einer Einschätzung der Reagibilitäten der wesentlichen Ergebnisgrößen und somit zu einer metaphorischen modellempririschen Elastizität (Tabelle 8-69, Figur 8-56).

Tabelle 8-69 **Szenario IV**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %

	Varierte Grösse	Δ 2035/III Trend	Endenergie-nachfrage	Elektrizität	Fossile Energieträger	Erneuerbare Energieträger	CO ₂ -Emissionen
IV BIP hoch	BIP	21.0%					
	Personenverkehr	7.2%	4.8%	5.5%	5.1%	2.4%	5.4%
	Güterverkehr	12.1%					
	Energiebezugsfläche	1.6%					
IV Klima wärmer	Heizgradtage	-10.0%	-2.2%	3.6%	-4.1%	-6.6%	-3.9%
	CDD	96.0%					

Prognos 2006

Figur 8-56 **Szenario IV**
Vergleich der Veränderungen in 2035 gegenüber IV Trend 2035 in den Sensitivitäten, in %



Prognos 2006

Die Reaktionsrichtungen sind bei den Sensitivitäten analog denen der Szenarien I und II. Die „Sonderwirkungen“ von Szenario III mit der Exploration bewusst gerichteter Investitionsentscheidungen in der Sensitivität „BIP hoch“ zeigen sich hier nicht. Am Vergleich des Wachstums der Elektrizitätsnachfrage mit den Kühlgradtagen in der Klimasensitivität zeigt sich der immer noch geringe Anteil der Raumkühlung an der Elektrizitätsnachfrage.

8.10.5 Sensitivitäten Elektrizitätsangebot

8.10.5.1 Sensitivitäten BIP hoch, Klima wärmer

Die Unterschiede in der Stromnachfrage zwischen Szenario IV Trend und den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer steigen bis 2035 bis auf 1.7 TWh_{el} bzw. 1.1 TWh_{el} im Winterhalbjahr. In der Sensitivität Klima Wärmer verringert sich zudem das Angebot, so

dass die Unterschiede der Lücke zwischen dem Referenzfall und den Sensitivitäten in 2035 im Winterhalbjahr 1.7 TWh_{el} bzw. 1.8 TWh_{el} betragen.

Modellrechnungen liegen für diese Sensitivitäten nicht vor. Aus den Unterschieden der Lücken und dem Exportüberschuss im Referenzfall lässt sich jedoch ableiten, dass in der Variante A die Kernkraft mit einer Leistung von 1'600 MW_{el} genügend Strom erzeugt, um die zunehmende Nachfrage der Sensitivitäten und das geringere Angebot (Sensitivität Klima Wärmer) zu kompensieren. Das resultiert daraus, dass für die Deckung der Lücke im Referenzfall bereits ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1'000 MW_{el} hinreichend wäre. Im Referenzfall der Variante C erfolgt die Deckung der Stromlücke durch nachfrageangepassten Zubau von 550 MW_{el}-Kombikraftwerksblöcken. Der Exportüberschuss ist deshalb geringer. In den Nachfragesensitivität wird für die Variante C deshalb ein zusätzliches Kombikraftwerk benötigt (insgesamt vier). In der Variante G steigen die neuen Importe im Verhältnis 1 ½ zur Zunahme der Lücke im Winterhalbjahr. In den anderen Varianten (D, E, D&E) kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau zumindest proportional mit der Stromlücke zunimmt. Da der Auslegungszeitpunkt jedoch nicht 2035, sondern 2023 bzw. 2031 ist, kann der Zubau auch überproportional zunehmen (Tab. 8-70).

Tabelle 8-70 **Szenario IV**
Elektrizitätsangebot: Kenndaten in 2035, nach Varianten und Nachfragesensitivitäten

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D&E	Var. G
Trend	1 KKW	3 GuD	11.5 TWh fossile WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	7.6 TWh fossile WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW _{el})
BIP Hoch	1 KKW	4 GuD	n.b.	n.b.	n.b.	ca. 9.1 TWh Importe (~1'500 MW _{el})
Klima Wärmer	1 KKW	4 GuD	n.b.	n.b.	n.b.	ca. 9.2 TWh Importe (~1'500 MW _{el})

Bem. Sensitivitäten: keine Modelldaten, sondern Interpolationen

Prognos 2006

8.10.5.2 Laufzeit KKW 40 Jahre

Die Stromlücke im Winterhalbjahr tritt bei der Sensitivität „Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre“ in 2013 auf, im Gegensatz zum Jahr 2020 im Referenzfall. Da die Stromnachfrage erst in 2013 abnimmt, und vorher nahezu identisch mit derjenigen in den anderen Nachfrageszenarien ist, findet im Gegensatz zum Referenzfall keine Verschiebung der Lücke gegenüber den anderen Szenarien statt. Im Referenzfall des Szenarios IV tritt die Lücke durch die Abnahme der Nachfrage zwei Jahre später ein als im Referenzfall des Szenarios I (2020 statt 2018).

Durch die verkürzte Lebensdauer der Kernkraftwerke vergrößert sich die Stromlücke schnell. Im Jahr 2035 beläuft sie sich auf 20.8 TWh_{el}. Sie liegt hiermit zwischen den Größen der Lücken von Szenarien I und II im Referenzfall. Die grössten Sprünge in der Lücke treten in den Jahren 2020 und 2025 auf, so dass diese Auslegungszeitpunkte „kritische Jahre“ sind.

An Stelle von drei Erdgas-Kombikraftwerken im Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) werden in der Variante C nun sieben Kombikraftwerke benötigt. Es wurde zudem versucht, die Lücke mittels fossiler Wärme-Kraft-Kopplung und erneuerbaren Energien zu decken (Variante D&E). Selbst beim Zubau von erneuerbaren Energien in gleicher Menge wie in der Variante E von Szenario III (eine Art Obergrenze des Zubaus der Erneuerbaren) und Zubau von fossiler Wärme-Kraft-Kopplung ähnlich wie in der Variante D von Szenario IV, bleibt eine Lücke übrig, die (modelltechnisch) am besten mit Blöcken, in diesem Fall zwei Erdgas-Kombikraftwerken, gedeckt werden kann. Somit ist diese Variante eigentlich eine Variante C&D&E. Wird eine Variante G unterstellt, dann steigen die neuen Importe mit der Zunahme der Lücke.

8.10.5.3 KKW-Laufzeit 60 Jahre

Die Grösse der Lücke ist in der zeitlichen Entwicklung teilweise reduziert, die Deckungslücke in 2035 bleibt jedoch gleich gross wie im Referenzfall. Hierdurch werden in der Variante A weiterhin in 2035 ein Kernkraftwerk und in der Variante C drei Kombikraftwerke benötigt. In der untersuchten Variante D&E – aber auch in den Varianten D und E - müssen die Zuwachsraten weniger stark sein als im Referenzfall, da der kritische Zeitpunkt sich von 2023 im Referenzfall in Richtung 2030 in dieser Sensitivität bewegt. Hierdurch muss weniger fossile Wärme-Kraft-Kopplung zugebaut werden. Bei gleich bleibendem Zubau der erneuerbaren Energien erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren am Zubau.

Wie in allen anderen Szenarien gilt als Voraussetzung einer Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Beznau I & II und Mühleberg auf 60 Jahre die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke. Dies würde zur Erhöhung der Nachrüstungskosten der (bestehenden) Kernkraftwerke führen.

Eine Zusammenfassung der Angebotssensitivitäten zeigt Tabelle 8-71.

Tabelle 8-71 **Szenario IV**
Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D&E	Var. G
KKW 50/60 Jahre (Referenz)	1 KKW	3 GuD	11.5 TWh fossile WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	7.6 TWh fossile WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW _{el})
KKW 40 Jahre	- ¹⁾	7 GUD	n.b.	n.b.	12.3 TWh WKK 16.5 TWh EE 2 GuD	ca. 6.6 TWh Importe (3'400 MW _{el})
KKW 60 Jahre	1 KKW	3 GuD	n.b.	n.b.	5.9 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW _{el})

¹⁾ Ausstieg aus der Kernenergie, keine neuen KKW

Prognos 2006

²⁾ nicht machbar

EE: Photovoltaik, Wind, Geothermie, Holz, Biogas, Klärgas, Abfall (50%) und Wasserkraft bis 10 MW_{el}

KKW: Kernkraftwerke zu 1'600 MW_{el}

GuD: Erdgas-Kombikraftwerke (Chavalon zu 357 MW_{el} und weitere Anlagen zu 550 MW_{el})

WKK: v.a. erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

GWK: Grosswasserkraftwerke (über 10 MW_{el})

8.11 Zusammenfassende Betrachtung Szenario IV

Der Vergleich der Ergebnisse des Szenario IV mit den Zielsetzungen zeigt folgendes Bild:

Tabelle 8-72 **Zielerreichung Nachfrageseite in Szenario IV**

Zielkategorie	ZIEL	ERGEBNIS 2035
EEV p.c. 2035 im Vergleich zu 2000	-35 %	-30.6%
CO ₂ -Emissionen 2035 / 2000	-35 %	-48.3 % Var. E (-40.6 % mit Var. C)
Anteil Erneuerbare an der Wärmenachfrage	30 %	31.7 %
Anteil Erneuerbare an der Treibstoffnachfrage	10 %	11.8 %
Anteil neue Erneuerbare Elektrizität (am Landesverbrauch mit Pumpenstrom)	20 %	Var. E: 21.5 % Var. D&E: 15.0 %

Prognos 2007

Wie in Szenario III ist es am schwierigsten, das „Effizienzziel“ Endenergieverbrauch pro Kopf zu erreichen, dieses kann trotz Veränderung der Infrastruktur und Technologieoffensive nicht ganz getroffen werden.

Wie in Szenario III zeigt sich, dass im Treibstoffsektor das EE-Ziel übererfüllt werden kann. Gründe dafür sind das Einspeisen erneuerbarer Energien oder alternativer Treibstoffe in vorhandene logistische Strukturen gemeinsam mit den technologisch erreichten Effizienzvorteilen.

Es mag überraschen, dass der Anteil der neuen Erneuerbaren an der Elektrizität nicht höher ist. Dies liegt (paradoxiertweise) an der Nachfragereduktion, die den Anteil der „alten“ Wasserkraft auf 29 % erhöht (im Gegensatz zu 22 % in Szenario I).

Der Anteil der Fossilen am Gesamtenergieverbrauch variiert von 38 % (Var. A) bis 46.5 % (Var. C).

Aus Umweltsicht ist festzuhalten, dass das CO₂-Ziel selbst bei Einsatz von Erdgas in der ungekoppelten Elektrizitätserzeugung erreicht werden kann. Hierzu trägt einerseits insbesondere die auf der Nachfrageseite erzielte Stromeffizienz bei, durch die der „Wasserkraftsockel“ des schweizerischen Kraftwerksparks ein grosses Gewicht erhält. Das Szenario zeigt, dass auch schärfere Ziele in der Schweiz technisch erreicht werden können. Hier ist darauf hinzuweisen, dass die Elektrizitätseffizienz sich an dieser Stelle stark auswirkt. Die Reduktionen der CO₂-Emissionen sind gemäss der vereinbarten Systemgrenzen vollständig inländisch – d.h. zunächst ohne Anrechnung evtl. durch Teilnahme an internationalen Handels- oder Ausgleichssystemen erreichte Emissionen. Darüber hinaus wird dieses Ziel auf der Erzeugungsseite mit wenig spekulativer Technologie erreicht – keine Wasserstoffinfrastruktur, keine spekulativen Klein-Brennstoffzellen, selbst im Kraftwerksbereich kann zur Einhaltung dieses Ziels auf CCS verzichtet werden.

Die Importe an Energieträgern verringern sich deutlich mit der Nachfragereduktion nach fossilen Brenn- und Treibstoffen, auch der Neubau von Kraftwerken kehrt diesen Trend nicht um. Der Anteil der Importe am Primärenergieverbrauch reduziert sich allmählich mit den Verschiebungen im Mix. Dieser Effekt ist allerdings in allen Szenarien geringer als die absolute Reduktion. Bei Hitze- und Kältewellen zeigen sich in den Extremsituationen in den Varianten A, C und G die winterlichen Importabhängigkeiten sowie in der Variante A das „Klumpenrisiko“ aufgrund der Grösse der (bestehenden wie auch der zuzubauenden) KKW-Blöcke, das zu Speicherbelastungen führen kann, die sich auch in Folgejahren auswirken können. Im Vergleich zu den anderen Szenarien liegen diese Belastungen aber nur mehr gerade eben an der kritischen Grenze und können wahrscheinlich mit systematisch verändertem Speichermanagement beherrscht werden. Deutlich wird, dass die dezentralen Varianten D, E und D&E auf der Leistungsseite die Versorgungssicherheit in Hitze- und Kältewellen deutlich erhöhen.

Szenario IV demonstriert, dass mit gezielter Entwicklung und verstärktem Einsatz von bereits jetzt sichtbaren Technologien innerhalb des Zeithorizonts der Szenarien ein „Kurswechsel“ zu einer erheblichen Erhöhung der Endenergieeffizienz gegenüber dem in der Referenz gedachten „autonomen technischen Fortschritt“ möglich ist (knapp 30 % gegenüber Szenario I). Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die für Szenario IV gegenüber dem „best-practice-Ansatz“ von Szenario III verwendeten Technologien zwar einen qualitativen Sprung darstellen, jedoch nicht als spekulativ eingeschätzt werden. Die spekulativen Technologien wie höchsteffiziente Brennstoffzellen, grosstechnische Anwendung von Supraleitung, radikaler Einsatz von funktioneller Kleidung oder dezentraler Produktion – welche von verschiedenen Zukunftsforschern durchaus im Bereich des Möglichen gesehen werden – wurden sowohl in der Expertenbefragung als spekulativ beurteilt als auch in der Spiegelungsrunde zum Einsatz im Szenario verworfen.

Allerdings ist auch hier auf zwei wesentliche Punkte hinzuweisen:

- Die Verfehlung des Pro-Kopf-Endverbrauchsziels macht die Frage nach der Weiterentwicklung in Richtung „2'000-Watt-Gesellschaft“ umso drängender:
 - Sind noch ganz andere Technologieentwicklungen zu unterstellen, die sehr weit vom heute Vorstellbaren entfernt sind?
 - Sind die unterstellten Entwicklungen der (Wohlstands- und konsumbedingten und -bedingenden) Mengeneffekte wie Energiebezugsflächen, Fahrzeugbestände und Verkehrsleistungen kritisch zu hinterfragen? Wäre die Wohlfahrt einer energieeffizienten Gesellschaft womöglich über anders organisierte Dienstleistungen zu definieren?
- Die quantitative Veränderung der spezifischen Energieverbräuche geht mit qualitativen Veränderungen in der Gesellschaft einher: Sowohl in Bezug auf den Umgang mit IuK-Technologien und den dadurch zugänglichen Daten als auch in Bezug auf Fragen von gesellschaftlicher Integrität vs. Segregation und Teilhabe werden neue und vermutlich harte Aushandlungsprozesse stattfinden müssen.
- Auf der instrumentellen und verhaltensorientierten Seite gelten ähnliche Anmerkungen wie in Szenario III - mit Ergänzungen:
- Eine Verdoppelung der Endenergieträgerpreise gegenüber dem Preisszenario „Trend“ bedeutet eine Eingriffstiefe, für die ein politischer Konsens gefunden werden muss. Das Abgabenaufkommen beträgt in 2011 ca. 5 % des BIP, was eine signifikante

te Grössenordnung darstellt, auch wenn es rückverteilt wird. Dieser Rückverteilungsmechanismus (analog der CO₂-Abgabe) ist notwendig, um die Finanzierbarkeit der Einsparinvestitionen sicherzustellen. Bei einer solchen Grössenordnung werden auch Ausgleichsmechanismen für bestimmte belastete Gruppen entwickelt werden müssen.

- Mit dem starken Rückgang des Verbrauchs an fossilen Treibstoffen ist ein entsprechender Rückgang im Mineralölsteueraufkommen verbunden. Hier müssten Kompensationen gefunden werden, wenn die daraus finanzierten Infrastrukturinvestitionen aufrecht erhalten werden sollen.
- Der starke Einsatz von Wärmepumpen in diesem Szenario kann während einer Extremsituation „Kältewelle“ einen erheblichen Anteil an der Grundlast ausmachen und trägt somit in den Varianten A, C und G zur Speicherproblematik bei. Ungeklärt ist, ob Wärmepumpen einerseits angesichts der erhöhten Endverbraucherpreise für Elektrizität für Investoren attraktiv sind – und ob auf der anderen Seite bei der grossen Zahl der unterstellten Anlagen die Elektrizitätsdienstleister es sich leisten können, langfristig Sondertarife anzubieten. (für eine vertiefte Betrachtung zu dem Thema vgl. Exkurs 11, Band 4).
- Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass eine solche Strategie ein global – zumindest in den industrie- und Schwellenländern – harmonisiertes Umfeld bzgl. der Instrumente und Energiepreise erfordert. Auch bezüglich der Entlastungsmechanismen müssten entsprechende Harmonisierungen gefunden werden, damit insbesondere bei Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, nicht die Gefahr emissionsneutraler Verlagerungen gegeben ist.
- Neben der Verschiebung der Investitionsprioritäten auf der Endverbraucherebene werden auch Verschiebungen in den Segmentierungen der Märkte notwendig sein, die der Qualität „Energieeffizienz“ in der Konkurrenz mit anderen Qualitäten (Marken- und Konsumpräferenzen, Designfragen, Benutzerfreundlichkeit etc.) einen höheren Stellenwert einräumen. An dieser Stelle wird als Voraussetzung des Szenarios (auch gemäss CIM-Analyse Ecoplan [Ecoplan 2005] davon ausgegangen, dass aufgrund der entsprechenden weltweiten Prioritätensetzung die Marktregeln entsprechend ergänzt werden.
- Die unterstellten Technologieentwicklungen setzten eine starke gerichtete und international abgestimmte Technologieoffensive voraus. Diese muss gegenüber bisheriger Forschungsförderung neue Qualitäten aufweisen:
 - Monitoring der neuen Schlüsseltechnologien sowie der Grundlagenforschung in Bezug auf ihre Potenziale, Produkte, Prozesse und Dienstleistungen energieeffizienter zu erbringen oder zu organisieren (oder durch anderes zu ersetzen);
 - internationale Abstimmung und Ausbalancierung zwischen Kooperation, Aufgabenteilung und Konkurrenz, um die Aufgaben voran zu bringen;
 - abgestimmte Technikfolgenforschung, um begleitende Fundamentalprobleme (wie z.B. Ressourcenengpässe bei Katalysatormaterialien, wie sich das derzeit bei den Brennstoffzellen abzeichnet) frühzeitig identifizieren und angehen zu können;

- Organisation der tatsächlichen Umsetzung im industriellen Massstab durch – möglichst weltweit greifende – Rahmenrichtlinien;
 - Organisation von Produktions-, Arbeits- und Logistikprozessen im globalisierten Umfeld unter Effizienz Gesichtspunkten ist notwendig.
- Bei den benötigten Entwicklungen und auch Einsätzen innovativer Technik kann angenommen werden, dass ein Teil des Abgabebauaufkommens zweckgebunden in FuE-Förderung sowie (temporär) in die Unterstützung von Markteinführungen fließen sollte. Ein Anhaltspunkt für die Grössenordnung könnte z.B. die Höhe der durch Minderimport von fossilen Brennstoffen (Öl, Gas, Kohle) gegenüber Szenario III eingesparte Betrag sein (bis zu 0.5 Mrd. CHF in 2035).
 - Die unterstellten Veränderungen im Modal Split setzen Infrastrukturaufwendungen voraus. Diesen stehen die gegenüber Szenario III nochmals sinkenden Einnahmen aus der Mineralölsteuer (bis zu 0.6 Mrd. CHF in 2035) gegenüber. An dieser Stelle muss eine Finanzierungsfrage gelöst werden.

Die Untersuchung der Varianten des Elektrizitätsangebots führt zu folgenden Aussagen:

- Die Reduktion der Nachfrage führt zur Einsparung eines KKW bzw. bis zu vier Gaskraftwerke gegenüber der Referenz. Das verbleibende KKW könnte sogar mit der Leistungsklasse 1'000 MW auskommen.
- Eine Lückendeckung ganz ohne Grosskraftwerke nur auf Basis einer fossil-dezentralen WKK-Strategie oder einer rein erneuerbaren Strategie ist mit den vorhandenen Potenzialen möglich; die erneuerbare Strategie muss weniger stark auf Grosswasserkraft und Geothermie setzen als in Szenario III. Eine WKK-Strategie braucht weniger stark auf die teuren Potenziale von Kleinanlagen zurück zu greifen.
- In einer WKK-Strategie können in diesem Szenario auch Brennstoffzellen (erdgas- oder methanolbetrieben, mit Reformierstufe) eingesetzt werden, da aufgrund der Technologieoffensive davon ausgegangen wird, dass sich stationäre Brennstoffzellen – wenn auch keine höchsteffizienten – bis zu einer auch wirtschaftlichen Anwendungsreife entwickeln.
- Die dezentralen Strategien D, E und D&E werden aufgrund der kleineren Lücke und des dadurch möglichen Verzichts auf die Ausschöpfung teurer Potenziale in den Gestehungskosten bis zu 0.5 Rp./kWh günstiger als in Szenario III. Bei der teuersten „alternativen“ Strategie (Var. D) sind die durchschnittlichen Gestehungskosten der zu gebauten Kapazitäten um 3.2 Rp./kWh höher als bei der „billigsten“ (Var. A). Diese Mehrkosten betragen noch etwa 74 %. Bezogen auf die Endverbraucherpreise schlägt sich eine solche Erhöhung additiv, nicht relativ durch und macht dann überschlüssig noch etwa eine Erhöhung der Haushaltspreise um 18 % aus.
- Falls verstärkt auf dezentrale Wärme-Kraft-Kopplung gesetzt wird, sollte eine dezidierte Strategie für den Einsatz der WKK zur Bereitstellung der sommerlichen Kühlung (aus der Wärme via Absorptionskälte) untersucht werden. Hier wären ggf. auch Kältenetze und Kältespeicher denkbar und zu untersuchen. Dadurch kann sowohl die sommerliche Auslastung als auch ein deutlicher Beitrag zur Grundlast und zur Versorgungssicherheit geleistet werden.

Diese Punkte sind Indikatoren dafür, dass es sich bei diesem Szenario IV und der damit beabsichtigten Weiterentwicklung zur „2'000-Watt-Gesellschaft“ in 2050 keineswegs um eine Fortschreibung der bisher bekannten Verhältnisse mit mehr Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien handelt, sondern dass damit auch spürbare strukturelle und paradigmatische Veränderungen verbunden sein werden. Dafür wird ein Konsens ausgehandelt werden müssen.

9 Vergleich der Szenarien

9.1 Wesentliche Kenndaten

In diesem Kapitel werden wesentliche Kenndaten der Szenarien zunächst kommentarlos zusammengefasst:

Endenergienachfrage, Elektrizitätsnachfrage, CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe sowie Endenergienachfrage pro Kopf, jeweils in 2000 und 2035.

Die Gesamt-CO₂-Emissionen der Szenarien hängen stark von der Variante der Stromerzeugung ab und werden sind daher nicht einfach in die Darstellung integrierbar. Sie werden gesondert aufgeführt.

Ebenfalls gesondert aufgeführt werden die Anteile der Erneuerbaren an den Brenn- und Treibstoffen in 2035. Die Anteile der Erneuerbaren an der Stromerzeugung sind variantenabhängig und werden in Kap. 9.3 diskutiert.

In der folgenden Tabelle sind kondensierte Kenngrößen der Szenarien mit den jeweils ausgewählten Angebotsvarianten zusammengestellt. Die CO₂-Emissionen sind physikalische inländische Emissionen (ohne Kompensation) der direkt verbrauchten Brenn- und Treibstoffe.

Tabelle 9-1 **Vergleich wesentlicher Kenngrößen der Szenarien**

Szenario	Endenergienachfrage (PJ)		Elektrizitätsnachfrage (PJ)		CO ₂ -Emissionen Nachfrage (Mio t)		Endenergienachfrage p.c. (GJ)	
	2000	2035	2000	2035	2000	2035	2000	2035
Szenario I	815.1	830.9	190.3	245.7	39.9	34.7	113.1	109.7
Szenario II	815.1	783.3	190.3	233.1	39.9	31.4	113.1	103.4
Szenario III	815.1	699.9	190.3	215.8	39.9	25.8	113.1	92.4
Szenario IV	815.1	594.0	190.3	186.3	39.9	20.8	113.1	78.4

Prognos 2006

Tabelle 9-2 **Absolute und relative Veränderungen der wesentlichen Kenngrößen zwischen 2000 und 2035 in den Szenarien**

Szenario	Veränderung der Endenergienachfrage		Veränderung der Elektrizitätsnachfrage		Veränderung der CO ₂ -Emissionen		Veränderung der Endenergienachfrage p.c.	
	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (PJ)	rel. (%)	abs. (Mio. t)	rel. (%)	abs. (GJ)	rel. (%)
Szenario I	15.8	1.9%	55.3	29.1%	-5.2	-13.1%	-3.3	-3.0%
Szenario II	-31.8	-3.9%	42.8	22.5%	-8.5	-21.4%	-9.6	-8.5%
Szenario III	-115.3	-14.1%	25.4	13.4%	-14.2	-35.5%	-20.6	-18.3%
Szenario IV	-221.2	-27.1%	-4.0	-2.1%	-19.1	-47.9%	-34.6	-30.6%

Prognos 2006

Tabelle 9-3 Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe in 2035

	Erneuerbare Brennstoffe (PJ)	Anteil Erneuerbare an Brennstoffen* (%)	Erneuerbare Treibstoffe (PJ)	Anteil Erneuerbare an Treibstoffen (%)
Szenario I	66.9	18.6%	1.1	0.5%
Szenario II	66.8	19.7%	12.4	5.9%
Szenario III	73.5	24.4%	18.2	10.0%
Szenario IV	71.5	28.2%	18.2	11.8%

*Im Vergleich zu Tabelle 3.2-4 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Prognos 2006

Die folgende Tabelle zeigt die gesamten inländischen CO₂-Emissionen incl. Umwandlungssektor und Wärmegutschriften nach Szenarien und Varianten des Elektrizitätsangebots.

Tabelle 9-4 Vergleich der gesamten inländischen CO₂-Emissionen nach Szenarien und Varianten, nach CO₂-Gesetz, in Mio. t

	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. C&E 2035	Var. D&E 2035	Var. G 2035
Szenario I	42.3	37.1	44.2					37.1
Szenario II	42.3	33.6	38.6					33.6
Szenario III	42.3	27.8	31.2	30.1	27.1	30.1	28.9	27.8
Szenario IV	42.3	22.3	25.2	24.1	21.9		23.1	22.3

Prognos 2006

Die relative Veränderung der CO₂-Emissionen in 2035 im Vergleich zu 2000 ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 9-5 Relative Veränderung der gesamten inländischen CO₂-Emissionen zwischen 2035 und 2000, nach Szenarien und Varianten, nach CO₂-Gesetz, in Prozent

	Var. A 2000/2035	Var. C 2000/2035	Var. D 2000/2035	Var. E 2000/2035	Var. C&E 2000/2035	Var. D&E 2000/2035	Var. G 2000/2035
Szenario I	-12.4%	4.4%					-12.4%
Szenario II	-20.6%	-8.8%					-20.6%
Szenario III	-34.4%	-26.3%	-28.9%	-35.9%	-28.8%	-31.7%	-34.4%
Szenario IV	-47.3%	-40.6%	-43.0%	-48.3%		-45.5%	-47.3%

Prognos 2006

Falls in Szenario II die mit den Mitteln des „Klimarappens“ erworbenen Zertifikate angerechnet werden sollen, reduzieren sich in Szenario II die Emissionen um ca. 0.77 – 1.3 Mio. t, je nach unterstelltem Preis (Korridor von 15 – 25 €/t).

Falls in Szenario IV Var. C bei den beiden zum Einsatz kommenden grossen GuD-Blöcken eine CO₂-Abscheidung unterstellt wird, können in dieser Variante in 2035 die Emissionen um 1.8 Mio. t reduziert werden.

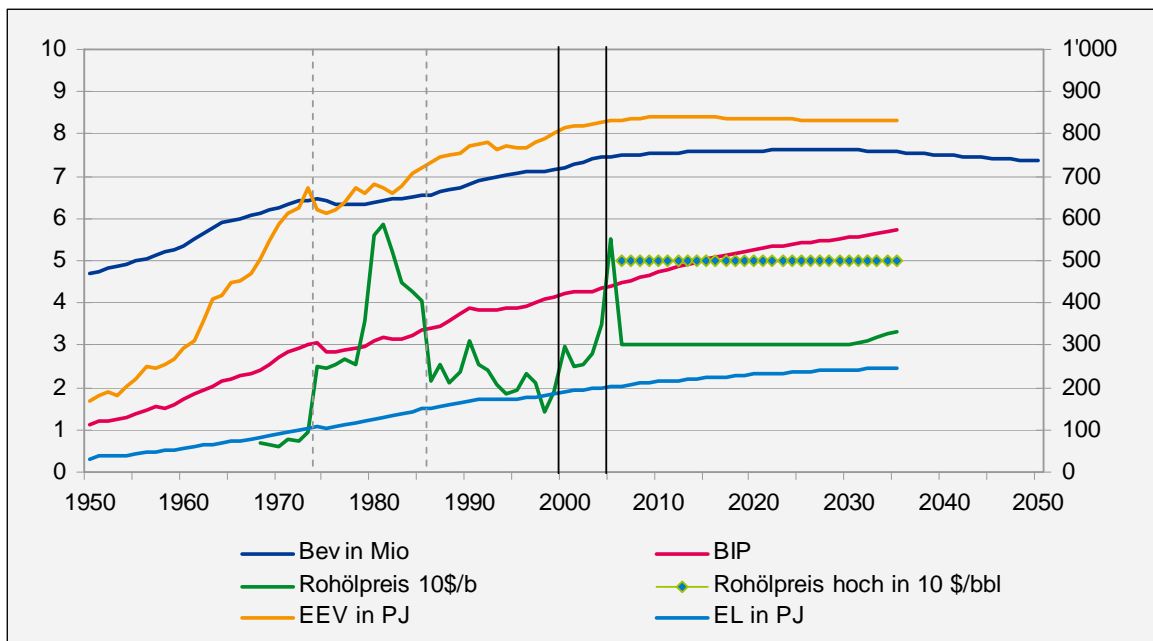
9.2 Nachfrage

9.2.1 Vergangenheitsentwicklung, Korrelationen

Um eine bessere Einschätzung der Szenarienergebnisse im Vergleich zur längerfristigen Entwicklung der Vergangenheit zu ermöglichen, wird an dieser Stelle die Entwicklung der Rahmendaten und des Endenergieverbrauchs ab 1950 kurz dargestellt und diskutiert.

Figur 9-1 zeigt die Grössen Bevölkerung, BIP, Rohölpreis (in realen USD 2003), Endenergienachfrage und Elektrizitätsnachfrage in jeweils skalierten Einheiten von 1950 bis 2035. Ab 2005 handelt es sich um Prognosedaten (bis auf den Ölpreis, dieser ist der Aktualpreis von 2005). Bei den Endenergieverbrauch und der Elektrizitätsnachfrage ab 2005 sind die Werte von Szenario I abgebildet.

Figur 9-1 **Bevölkerung, BIP, Rohölpreis (reale USD 2003) Endenergienachfrage und Elektrizitätsnachfrage von 1950 bis 2035, in skalierten Einheiten; EEV und Elektrizitätsverbrauch ab 2005: Szenario I**



Datenquellen. Seco, BFS; GEST, IEA, OPEC; Bearbeitung: prognos

Deutlich sichtbar sind die Reduktion der Endenergienachfrage und des BIP nach der ersten Ölpreiskrise 1974 - 1977, während der der Rohölpreis sich gut verdreifachte. Auch die zweite Ölpreiskrise 1979 - 1981 mit einer nochmaligen guten Verdopplung des (realen) Rohölpreises führte zu Unruhe bei Nachfrage und BIP. Der Bevölkerungsrückgang erscheint auf den ersten Blick ebenfalls damit korreliert und verläuft etwa gleichläufig mit dem BIP. In der Zeit nach 1974 verläuft der Anstieg des EEV wesentlich weniger steil als in den Dekaden zuvor. Etwa ab 1990 erscheint die Endenergienachfrage etwa parallel zur Bevölkerungsentwicklung. Genauere Aussagen zu diesen Korrelationen erfolgen in den nächsten Kapiteln, in denen die spezifischen Energieverbräuche pro Kopf und bezogen auf das BIP beschrieben werden. Es soll an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen werden, dass der gegenwärtige Rohölpreis real etwa so hoch ist wie zur Zeit der zweiten Ölpreiskrise (1980/81), sich aktuell aber in keinem Industrieland und auch nicht in der Schweiz diesbezüglich korrelierte BIP-Einbussen feststellen lassen (vgl. Kap. 1 und 3).

In Szenario I verläuft der aus der Entwicklung der einzelnen Energieverbraucher bottom-up ermittelte Endenergieverbrauch etwa parallel zur Bevölkerungsentwicklung, wohingegen das BIP als weiter steigend angenommen wird. Die Stromnachfrage wächst weiter und scheint ungefähr den Trend der vergangenen Jahrzehnte fortzusetzen.

9.2.2 Endenergienachfrage

Die Entwicklung der Endenergienachfrage, der spezifischen Endenergienachfrage pro Kopf und je BIP bis 2035 und die relative Abweichung dieser Werte zu Szenario I im Jahr 2035 sind in Tabelle 9-6 zusammengefasst.

Tabelle 9-6 **Endenergieverbrauch (PJ), Endenergieverbrauch p.c. (in GJ/c.), Endenergieverbrauch je BIP-Einheit (in MJ/CHF) im Jahr 2035 in den einzelnen Szenarien sowie die relative Veränderung der Werte gegenüber Szenario I in 2035**

	Endenergienachfrage (PJ) 2035	Endenergienachfrage p.c. (GJ/c.) 2035	Endenergienachfrage pro BIP (MJ/CHF) 2035	Verhältnis der Werte zu Szenario I 2035 2035
Szenario I	830.9	109.7	1.5	
Szenario II	783.3	103.4	1.4	-5.7%
Szenario III	699.9	92.4	1.2	-15.8%
Szenario IV	594.0	78.4	1.0	-28.5%

Prognos 2006

Tabelle 9-7 zeigt die Entwicklung der Nachfrage nach Sektoren in den Szenarien zwischen 1990, 2000 und 2035.

Tabelle 9-7 **Endenergieverbrauch, nach Szenarien und Sektoren in 1990, 2000 und 2035, in PJ**

Sektor	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Verkehr	220.5	240.5	237.5	223.7	192.9	167.4
Industrie	162.1	175.1	182.4	177.6	160.7	134.4
Dienstleistungen	134.4	141.2	162.9	142.6	137.3	109.1
Haushalte	254.6	258.3	248.1	239.4	209.1	183.1
Summe	771.7	815.1	830.9	783.3	699.9	594.0

Prognos 2006

Die relative Entwicklung der sektoralen Verbräuche in den Szenarien im Jahr 2035 im Vergleich mit den Verbräuchen 2000 zeigt das folgende Bild:

Tabelle 9-8 **Relative Entwicklung des sektoralen Endenergieverbrauchs in 2035 im Vergleich zu 2000, nach Szenarien**

Sektor	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Verkehr	-1.3%	-7.0%	-19.8%	-30.4%
Industrie	4.1%	1.4%	-8.3%	-23.3%
Dienstleistungen	15.4%	1.0%	-2.8%	-22.7%
Haushalte	-4.0%	-7.3%	-19.1%	-29.1%
Summe	1.9%	-3.9%	-14.1%	-27.1%

Prognos 2006

Auffällig ist das starke relative Wachstum im Dienstleistungssektor in Szenario I, welches insbesondere in Szenario II eindrucksvoll reduziert wird. Dies ist ein Hinweis auf die dort durch Hemmnisse gebundenen wirtschaftlichen Einsparpotenziale. Dieses Wachstum im Dienstleistungsbereich betrifft insbesondere die Elektrizität (vgl. Kap. 3.2.1).

Tabelle 9-9 und Figur 9-2 zeigen die Entwicklung der Endenergienachfrage im Zeitverlauf rückwirkend ab 1950 mit den verschiedenen Szenarien für die Zukunft bis 2035. Die Grafik vermittelt einen Eindruck davon, dass die „Richtungsumkehr“ der Szenarien III und IV angesichts nahezu konstanter Bevölkerung und nahezu linearen BIP-Wachstums zielgerichtete Aktivitäten benötigt.

Mit zunehmender Eingriffstiefe der Instrumente in den „Szenarienwelten“ steigt die Abweichung der Nachfrage nach Endenergie vom Referenzszenario I.

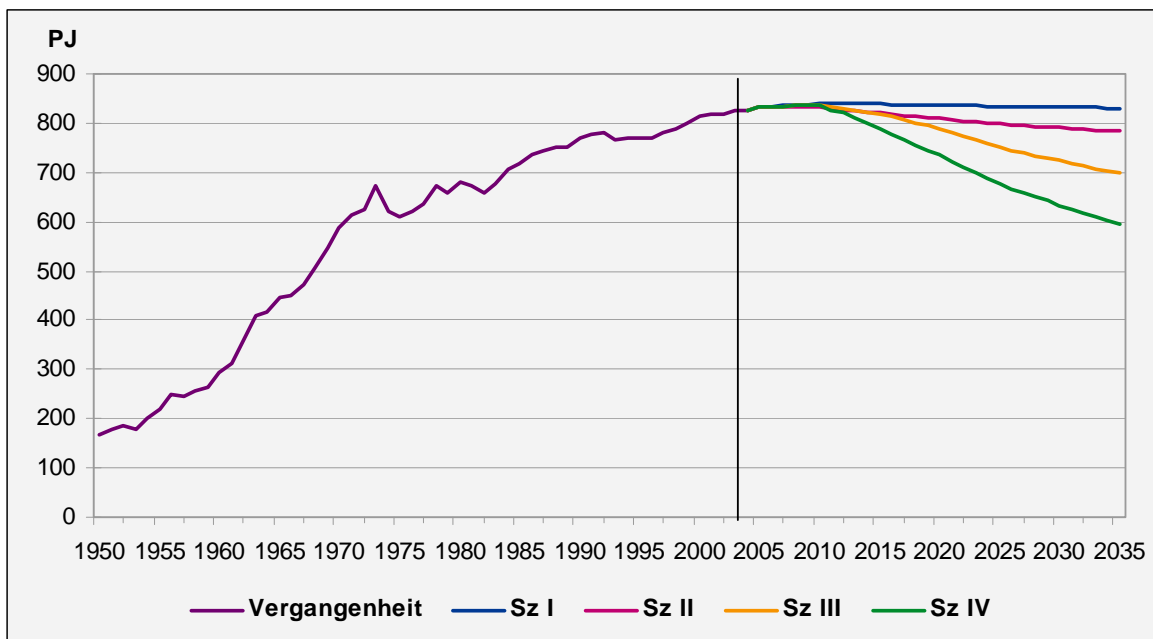
Die Wirkung der Instrumente setzt zwischen 2006 und 2011 ein und kumuliert sich – den jeweiligen Kohorten, der zeitlichen Verteilung von Investitionen und allmählicher Anpassung von Standards geschuldet – im Lauf der Zeit auf. Die Entwicklung der Endenergienachfrage in Szenario II liegt bis ca. 2025 innerhalb der Bandbreite des Sensitivitätenfächers von Szenario I; erst danach zeigt sich deutlich die aufkumulierte Wirkung der kombinierten Abgaben-, Förder- und Transaktionsinstrumente. Es ist zu berücksichtigen, dass für die Szenarien III und IV die „starken“ Instrumente wie die Abgabe auf Endenergieträger erst ab 2011 vorgesehen ist.

Tabelle 9-9 **Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich, in PJ**

	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I	167.7	220.7	294.5	447.7	586.1	611.8	680.5	718.8	771.7	768.1	815.1	831.8	839.2	838.8	837.8	834.0	833.0	830.9
Szenario II	167.7	220.7	294.5	447.7	586.1	611.8	680.5	718.8	771.7	768.1	815.1	831.8	831.6	820.2	810.3	797.9	790.4	783.3
Szenario III	167.7	220.7	294.5	447.7	586.1	611.8	680.5	718.8	771.7	768.1	815.1	831.8	837.8	818.6	788.8	751.5	723.8	699.9
Szenario IV	167.7	220.7	294.5	447.7	586.1	611.8	680.5	718.8	771.7	768.1	815.1	831.8	835.7	788.5	734.7	677.2	633.5	594.0

Prognos 2006

Figur 9-2 Gesamtenergienachfrage im Szenarienvergleich, in PJ



Prognos 2006

Im folgenden soll die Entwicklung der spezifischen Verbräuche je Kopf und BIP-Einheit auch über die lange Frist kurz beschrieben werden.

9.2.2.1 Endenergienachfrage pro Kopf

Eine Analyse der Entwicklung der spezifischen Endenergienachfrage pro Kopf unter Einbezug der Vergangenheit bis 1950 zeigt, dass der Endenergieverbrauch pro Kopf seit 1985 in etwa - mit Fluktuationen – stabil ist, nachdem dieser zuvor bis 1973 (erste Ölpreiskrise) rasant angestiegen war. Szenario I setzt – bottom-up gerechnet – den aktuellen Stabilisierungstrend recht eindeutig fort. Dies unterstreicht insbesondere die Tatsache, dass das unterstellt weitere Wachstum, einhergehend mit einer Steigerung der Mengenkomponten wie Produktionsmengen, Energiebezugsflächen, Fahrzeugen und Verkehrsleistung durch zunehmende (technische) Energieeffizienz in gleichem Masse kompensiert wird – aber auch nicht mehr. Die Szenarien II, III und IV bilden deutlich eine Verstärkung der Energieeffizienz und Trendveränderung ab. Selbst in Szenario IV bleibt der Endenergieverbrauch pro Kopf in 2035 immer noch höher als in 1950 und erreicht in etwa das Niveau von 1965 – bei gleichzeitig weitaus höherem Komfort und Ausstattung mit energieverbrauchenden Geräten, Arbeitshilfen, Flächen und Fahrzeugen.

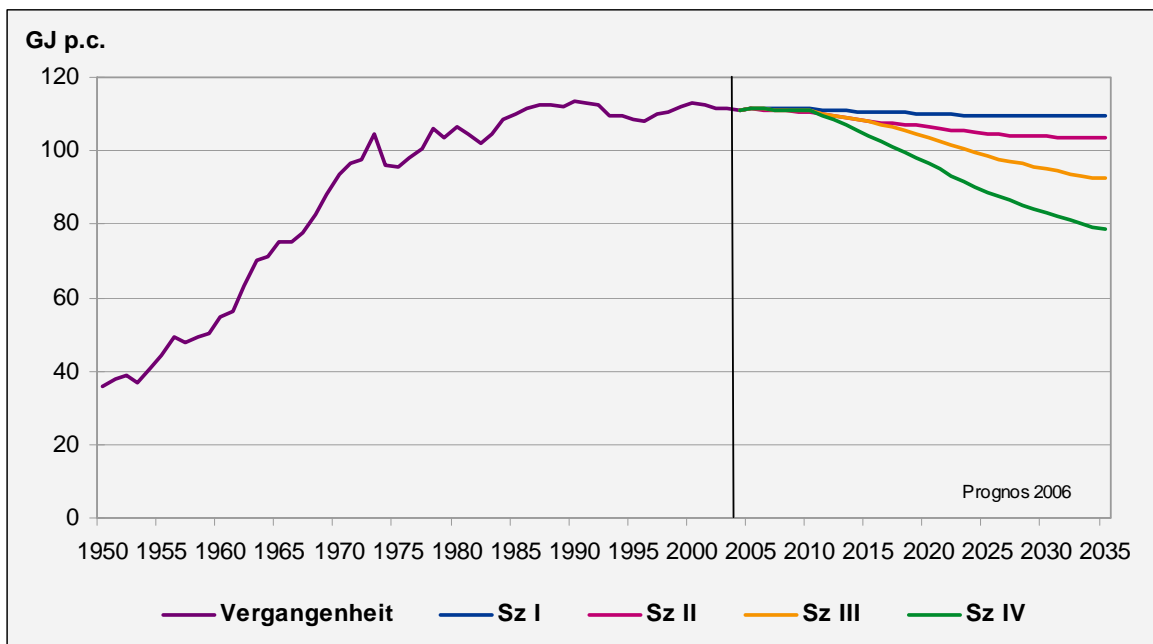
Tabelle 9-10 Entwicklung des Endenergieverbrauchs p.c. im Szenarienvergleich, in GJ

	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I	35.7	44.3	54.9	75.3	93.5	95.5	106.6	110.0	113.5	108.5	113.1	111.4	111.3	110.7	110.2	109.5	109.4	109.7
Szenario II	35.7	44.3	54.9	75.3	93.5	95.5	106.6	110.0	113.5	108.5	113.1	111.4	110.3	108.2	106.6	104.7	103.8	103.4
Szenario III	35.7	44.3	54.9	75.3	93.5	95.5	106.6	110.0	113.5	108.5	113.1	111.4	111.1	108.0	103.7	98.6	95.1	92.4
Szenario IV	35.7	44.3	54.9	75.3	93.5	95.5	106.6	110.0	113.5	108.5	113.1	111.4	110.8	104.0	96.6	88.9	83.2	78.4

Prognos 2006

Die Differenz zwischen Szenario III und IV ist deutlich grösser als diejenige zwischen I und II oder II und III. Hier zeigt sich die Kumulation aus gerichtete Technologieentwicklung und Strukturveränderung. Gegenüber Szenario I ist der Energieverbrauch pro Kopf um ein knappes Drittel reduziert.

Figur 9-3 Entwicklung des Endenergieverbrauchs p.c. im Szenarienvergleich, in GJ



Prognos 2006

9.2.2.2 Endenergienachfrage je BIP

Die Grösse „Energieverbrauch je BIP“ ist ein Mass dafür, mit wie viel Energieeinsatz die Wirtschaftsleistung erarbeitet wird. Der Kehrwert wird als „Energieproduktivität“ bezeichnet; hierfür wird in den meisten Industrieländern vor allem wegen des Energieeinsatzes in der Stromerzeugung, zumeist der Primärenergieverbrauch verwendet. Da der Primärenergieverbrauch sehr stark abhängig ist von der Variante des Elektrizitätsangebots, wird an dieser Stelle der Endenergieverbrauch als durchgängige Kenngrösse verwendet.

In der Vergangenheitsentwicklung der Endenergienachfrage des BIP lassen sich grob drei Phasen unterscheiden:

In der Phase 1950 bis 1974 stieg der Energieverbrauch je BIP; hier zeigt sich z.B. die steigende Ausstattung der Bevölkerung mit Privatwagen 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 Einflüssen 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 wird ernsthaft nach technischen Lösungen für Effizienz gesucht. Energetische Gebäudestandards sind hierfür ein Beispiel. Es setzt aber auch ein Struk-

turwandel ein, der insgesamt weniger energieintensive Branchen begünstigt. Ab 1990 sinkt der Energieverbrauch je erwirtschafteter BIP-Einheit um knapp 1 % pro Jahr – die gesamte Volkswirtschaft wird also energieeffizienter. 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. 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 o.g. Kompensation der Mengeneffekte durch Effizienz deutlich: Bereits in der Referenz nimmt die spezifische Endenergienachfrage je BIP-Einheit zwischen 2000 und 2035 um 25 % ab (die Effizienz wächst also um 33 %) und setzt damit den Trend seit den 90er Jahren fort. Die Szenarien mit aktiver Politik drücken diesen Trend ebenfalls weiter in Richtung Energieeffizienz, wobei eine genauere Betrachtung zeigt, dass sich die Effizienzsteigerungen mit zunehmender Zeit verringern (die Kurven flachen ab).

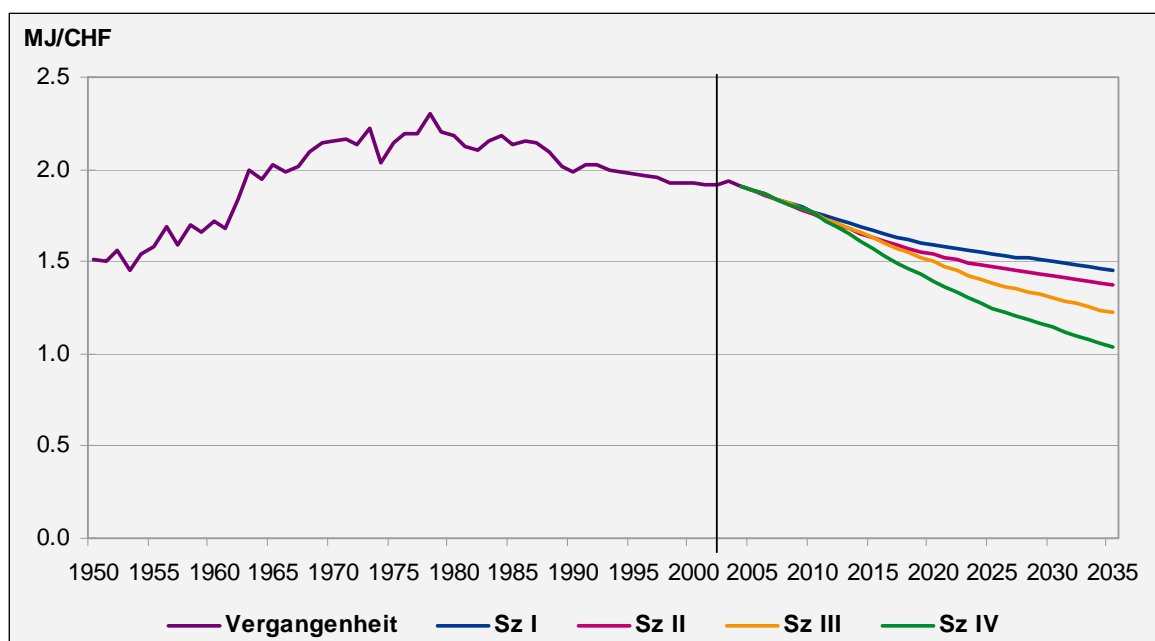
Die spezifischen Endenergieverbräuche je BIP-Einheit in 2035 liegen in Szenario IV in etwa bei denen von 1950, in Szenario IV um ca. 36 % darunter.

Tabelle 9-11 **Entwicklung des Endenergieverbrauchs je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, MJ/CHF**

	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I	1.5	1.6	1.7	2.0	2.2	2.1	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.5	1.5
Szenario II	1.5	1.6	1.7	2.0	2.2	2.1	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4
Szenario III	1.5	1.6	1.7	2.0	2.2	2.1	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
Szenario IV	1.5	1.6	1.7	2.0	2.2	2.1	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.6	1.4	1.2	1.1	1.0

Prognos 2006

Figur 9-4 **Entwicklung des Endenergieverbrauchs je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, MJ/CHF**



Prognos 2006

9.2.3 Energieträgermix der Endenergienachfrage

9.2.3.1 Gesamtmix

Im folgenden wird der Energieträgermix aus der Optik der Endenergienachfrage im Szenarienvergleich dargestellt; d.h. insbesondere, dass die Elektrizität zunächst als homogener Endenergieträger nicht weiter unterteilt wird.

Tabelle 9-12, 9-13 und Figur 9-5 zeigen die Entwicklung der Energieträgergruppen in absoluten Einheiten. In der „sonstigen Wärme“ sind Fernwärme, Wärme aus Müll und Industrieabfällen, Holz, Solarthermie, Umgebungswärme und Wärme aus Biogas/Klärgas (ohne WKK-Gutschriften) enthalten, in der Kategorie „sonstige Treibstoffe“ die Flugtreibstoffe für Inlandsflüge, Biotreibstoffe und Erdgas als Treibstoff.

Tabelle 9-12 Vergleich der Energieträgerstruktur der Nachfrage 1990 / 2000 / 2035 in den verschiedenen Szenarien, Grobstruktur in PJ

	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Elektrizität	169.6	190.3	245.7	233.1	215.8	186.3
Heizölprodukte	262.1	226.7	150.1	136.5	103.5	80.4
Gase	64.0	98.9	118.7	111.7	101.3	81.7
sonstige Wärme	64.6	67.5	88.8	88.1	95.0	89.1
Treibstoffe (Benzin, Diesel)	205.1	227.3	217.2	190.3	154.5	126.6
sonstige Treibstoffe	6.2	4.3	8.4	21.5	27.8	27.8

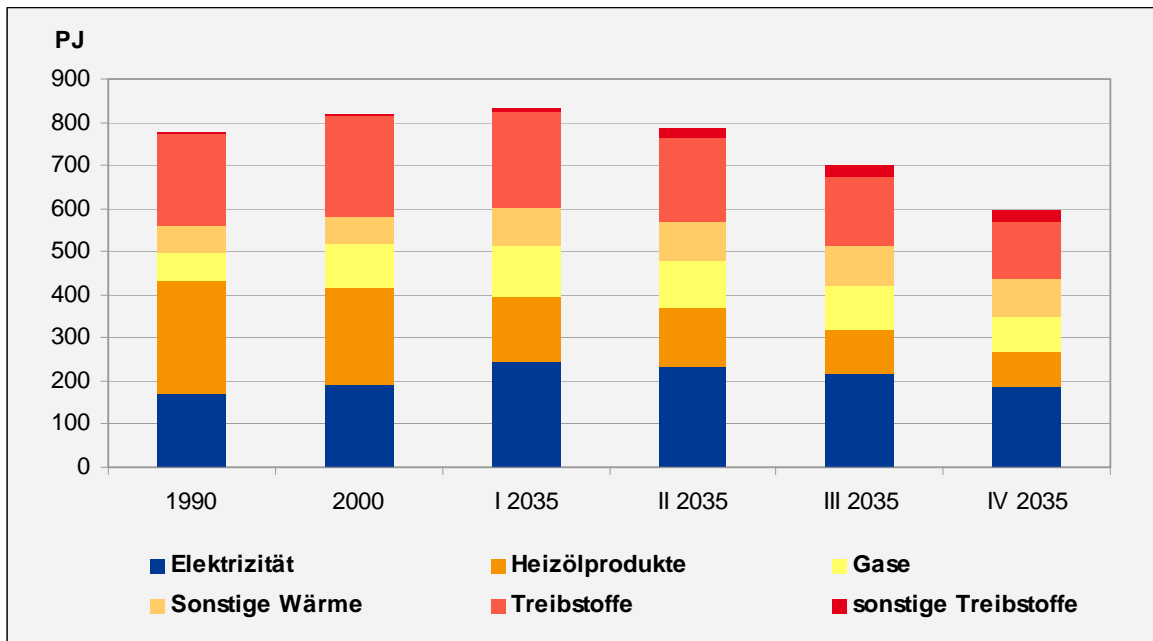
Prognos 2006

Tabelle 9-13 Relativer Anteil der Energieträger an der Nachfrage 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien

	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Elektrizität	22.0%	23.4%	29.6%	29.8%	30.8%	31.4%
Heizölprodukte	34.0%	27.8%	18.1%	17.4%	14.8%	13.5%
Gase	8.3%	12.1%	14.3%	14.3%	14.5%	13.8%
sonstige Wärme	8.4%	8.3%	10.7%	11.2%	13.6%	15.0%
Treibstoffe (Benzin, Diesel)	26.6%	27.9%	26.1%	24.3%	22.1%	21.3%
sonstige Treibstoffe	0.8%	0.5%	1.0%	2.7%	4.0%	4.7%

Prognos 2006

Figur 9-5 Vergleich der Energieträgerstruktur der Nachfrage 1990 / 2000 / 2035 in den verschiedenen Szenarien, Grobstruktur in PJ



Prognos 2006

In der zusammengefassten Übersicht wird deutlich, dass die Nachfrage nach Elektrizität und Gas in der Vergangenheit (1990 – 2000) und in Szenario I bis 2035 am stärksten zunimmt und in den höheren Szenarien gegenüber der Referenz eher wenig zurückgeht.

Die Erdölprodukte wie Heizölprodukte und fossile Treibstoffe (in der Figur in der Kategorie „Treibstoffe“ abgebildet) weisen von Szenario I bis IV deutliche Rückgänge auf.

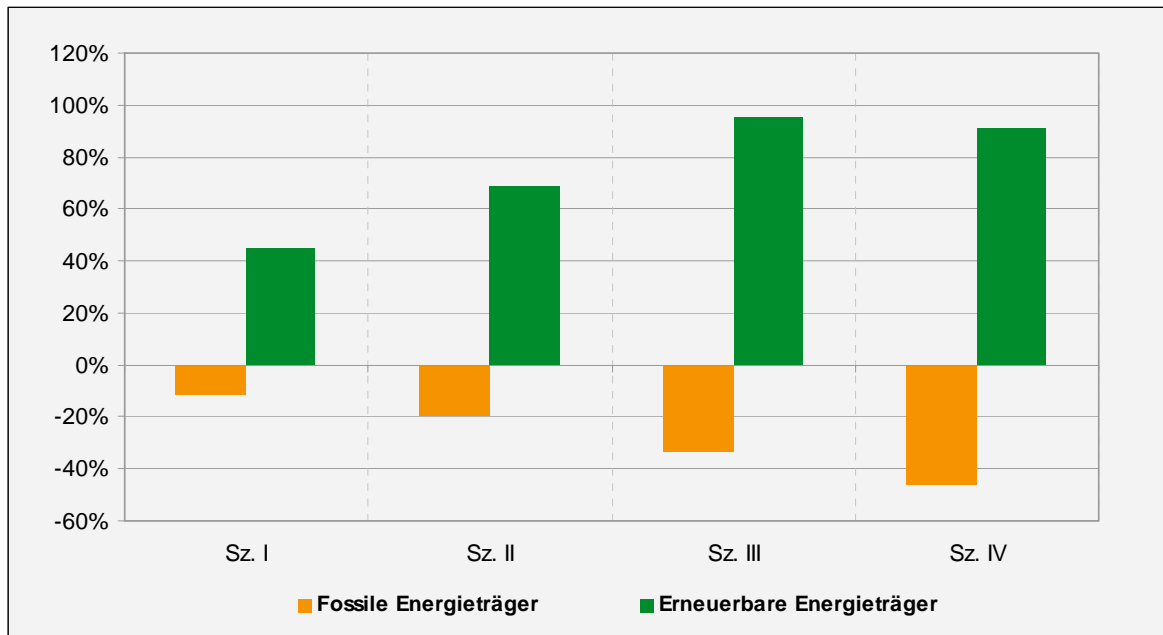
Tabelle 9-14 und Figur 9-6 zeigen die relative Entwicklung der Gruppen „fossile Energieträger“ und „erneuerbare Energieträger“ zwischen 2000 und 2035 in den Szenarien. Zu den fossilen gehören Benzin, Diesel, Flugtreibstoffe, Heizöl EL und S, Petrolkoks, Kohle, Erdgas und sonstige Gase fossilen Ursprungs (Propan, Butan, Erdölprodukte).

Tabelle 9-14 Relative Veränderung der fossilen und erneuerbaren Endenergieträger 2035 gegenüber 2000 in den verschiedenen Szenarien, in %

	Sz. I	Sz. II	Sz. III	Sz. IV
Fossile Energieträger	-11.4%	-19.6%	-33.5%	-46.3%
Erneuerbare Energieträger	44.9%	68.8%	95.3%	91.0%

Prognos 2006

Figur 9-6 **Relative Veränderung der Anteile der fossilen und erneuerbaren Energieträger an der Nachfrage 2035 gegenüber 2000 in den verschiedenen Szenarien, in %**



Prognos 2006

In Szenario I erfahren die fossilen Energieträger trotz des Verkehrswachstums und des wachsenden Gasanteils bei den Heizungen insgesamt bis 2035 eine Reduktion um gut 10 % gegenüber dem Wert von 2000. Die Erneuerbaren nehmen dagegen um über 40 % zu, allerdings ist hier zu bedenken, dass der Start von einem niedrigen Ausgangsniveau erfolgt. Scheinbar paradox wirkt, dass das Wachstum der erneuerbaren in Szenario IV geringer ist als in Szenario III. Dies wird durch den Effizienzeffekt in der Nachfragereduktion bewirkt. Der Anteil am Endenergieträgermix steigt dennoch deutlich, wie in Kap. 9.2.3.3 erläutert wird.

9.2.3.2 Fossile Energieträger

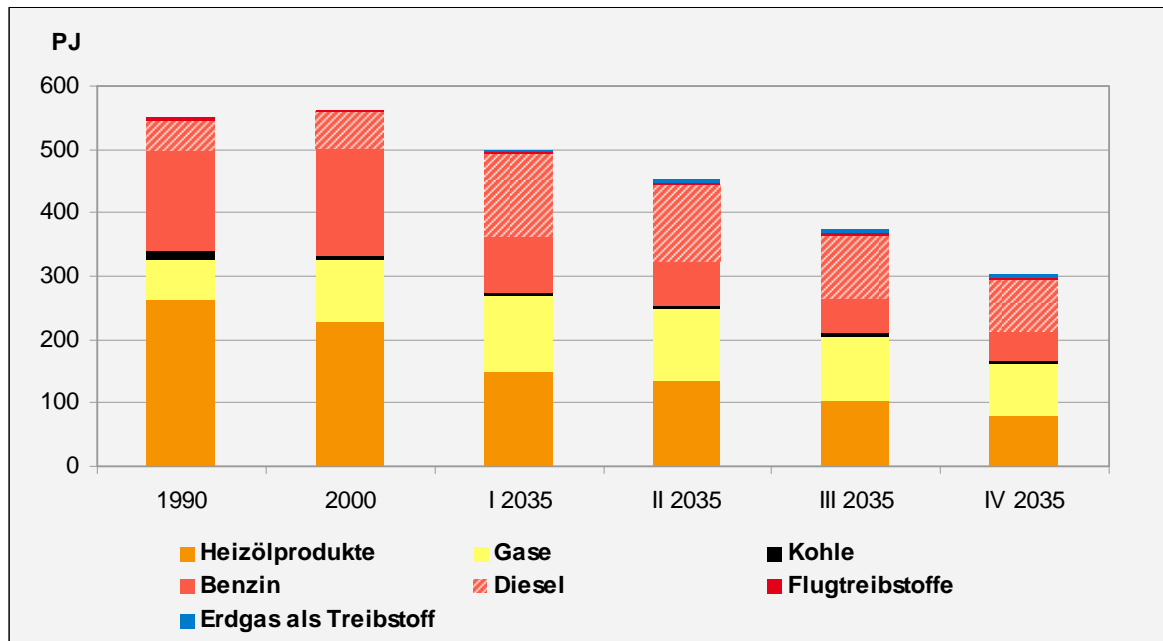
Die Analyse des direkten Einsatzes der fossilen Brenn- und Treibstoffe an der Nachfrage ergibt folgendes Bild:

Tabelle 9-15 **Einsatz der fossilen Energieträger an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ**

Energieträger	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Heizölprodukte	262.1	226.7	150.1	136.5	103.5	80.4
Gase	64.0	98.9	118.7	111.7	101.3	81.7
Kohle	14.4	6.2	6.1	5.6	5.5	4.3
Treibstoffe	211.3	231.6	224.5	199.4	164.1	136.3
- Benzin	157.3	169.3	88.4	68.1	54.9	46.0
- Diesel	47.8	58.0	128.8	122.2	99.6	80.6
- Flugtreibstoffe	6.2	4.3	3.1	3.1	3.1	3.1
- Erdgas als Treibstoff	0.0	0.0	4.2	5.9	6.5	6.5
Summe Fossile	551.9	563.5	499.4	453.2	374.5	302.7

Prognos 2006

Figur 9-7 Einsatz der fossilen Energieträger an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ



Prognos 2006

Insgesamt erfolgt eine Reduktion der fossilen Energieträger (Brenn- und Treibstoffe, ohne Umwandlungssektor) in 2035 in Szenario IV gegenüber Szenario I um 39.5 %. Bei den Treibstoffen sind es 39.3 %, bei den Heizölprodukten 46.4 %, bei Erdgas 31.4 %. Gegenüber dem Jahr 2000 bedeutet dies in Szenario IV nahezu eine Halbierung (Reduktion um 46.3 %) des Verbrauchs (ohne Einsatz in der Stromerzeugung).

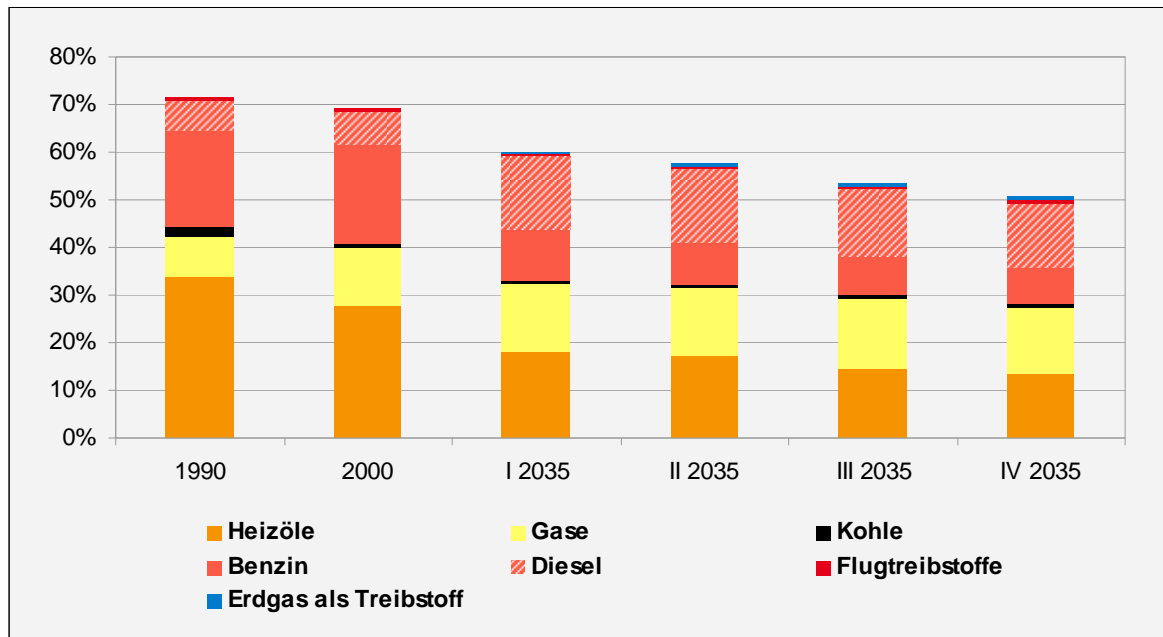
Der relative Anteil der fossilen Energieträger (Brenn- und Treibstoffe) an der Endenergienachfrage verringert sich ebenfalls deutlich, nämlich von knapp 70 % in 2000 und 60 % in Szenario I 2035 auf knapp 50 % in Szenario IV in 2035. (Tabelle 9-16, Figur 9-8)

Tabelle 9-16 Relativer Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien

Energieträger	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Heizölprodukte	34.0%	27.8%	18.1%	17.4%	14.8%	13.5%
Gase	8.3%	12.1%	14.3%	14.3%	14.5%	13.8%
Kohle	1.9%	0.8%	0.7%	0.7%	0.8%	0.7%
Treibstoffe	27.4%	28.4%	27.0%	25.5%	23.5%	22.9%
- Benzin	20.4%	20.8%	10.6%	8.7%	7.8%	7.8%
- Diesel	6.2%	7.1%	15.5%	15.6%	14.2%	13.6%
- Flugtreibstoffe	0.8%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%
- Erdgas als Treibstoff	0.0%	0.0%	0.5%	0.8%	0.9%	1.1%
Summe Fossile	71.5%	69.1%	60.1%	57.9%	53.5%	51.0%

Prognos 2006

Figur 9-8 Relativer Anteil der fossilen Energieträger am Endenergieverbrauch in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien



Prognos 2006

9.2.3.3 Erneuerbare Energieträger

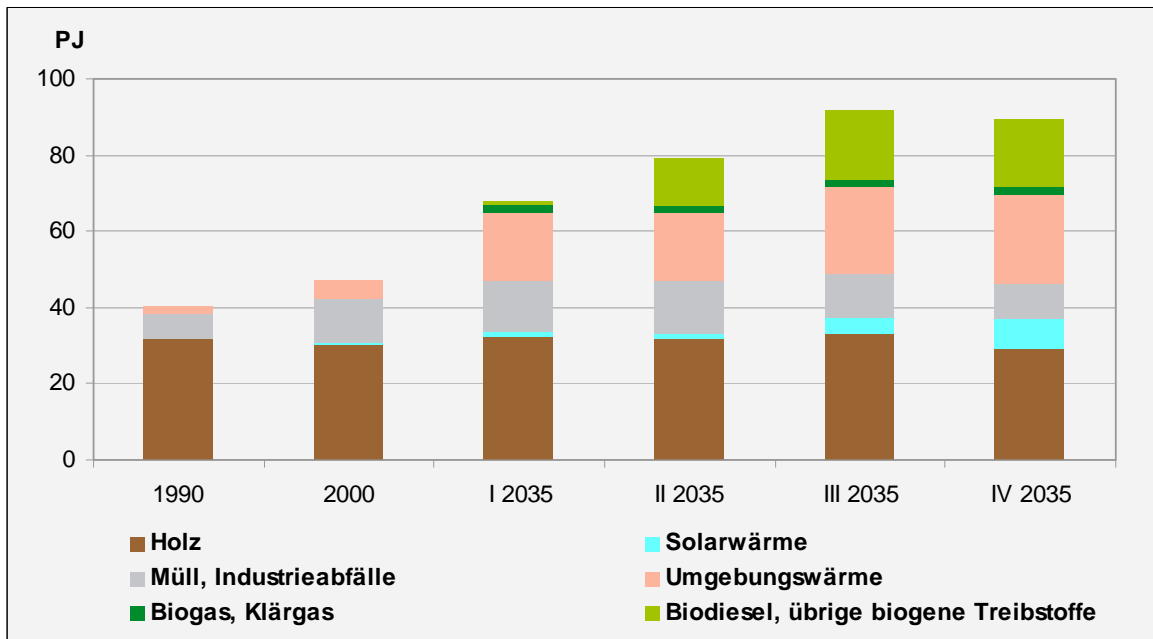
Die erneuerbaren Energieträger erfahren in der Summe in allen Szenarien von 2000 bis 2035 ein Nachfragewachstum. Bei den einzelnen Energieträgern ist dies allerdings durchaus differenziert zu sehen; auch die Anteile an den jeweiligen Gruppen Brenn- oder Treibstoffe entwickeln sich unterschiedlich.

Tabelle 9-17 Einsatz der Erneuerbaren Energieträger in der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ

Energieträger	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Holz	31.6	30.5	32.2	31.7	33.4	29.3
Müll, Industrieabfälle	6.7	11.7	13.3	13.9	11.6	8.8
Solarwärme	0.1	0.3	1.4	1.4	4.2	8.0
Umgebungswärme	1.8	4.4	17.9	17.9	22.2	23.4
Biogas, Klärgas	0.0	0.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0	0.0	1.1	12.4	18.2	18.2
Summe Erneuerbare	40.2	46.9	68.0	79.2	91.7	89.7

Prognos 2006

Figur 9-9 Einsatz der Erneuerbaren Energieträger in der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in PJ*



Prognos 2006

Gegenüber dem Jahr 2000 beträgt das Wachstum der Summe in Szenario I ca. 44 %, während es in Szenario III fast eine Verdoppelung bedeutet. Gegenüber der Entwicklung in Szenario I im Jahr 2035 beträgt die Erhöhung in Szenario III knapp 35 %.

In der Binnenstruktur zeigt sich, dass die Nutzung von Holz keine grossen Änderungen aufweist – die technisch wie ökonomisch gut erschliessbaren Potenziale sind bereits erschlossen. Bei stärkerer Nachfrage wird der Holzpreis auch dem Heizölpreis etwas nachziehen. Wie später gezeigt wird, nimmt aufgrund der Effizienzsteigerungen bei den Gebäudehüllen der relative Anteil an den Brennstoffen dennoch geringfügig über die Szenarien zu. Einen deutlichen Zuwachs (eine gute Vervierfachung) weist bereits in Szenario I die Umgebungswärme als Wärmequelle für Wärmepumpen auf. Dies kann nahezu als autonom beziehungsweise von den derzeitigen Politikinstrumenten und entsprechenden Fördermassnahmen der Stromversorger durch Tarifangebote induzierter Fortschritt aufgefasst werden. Dies beinhaltet vor allem den starken Einsatz von bis zu 70 % bei den Heizsystemen der neu gebauten Ein- und Zweifamilienhäuser.

An dieser Stelle ist allerdings auf eine Besonderheit in der Verbuchung bei der Umgebungswärme hinzuweisen: Im Industriesektor werden zunehmend in den Szenarien, aber insbesondere in Szenario IV, Wärmepumpen bei der Abwärmenutzung eingesetzt. Der hierbei als Wärmequelle fungierende Anteil der Abwärme darf jedoch nicht verbucht werden, da die Abwärme bereits durch Nutzung eines anderen (und bilanzierten) Energieträgers erzeugt worden ist. Diese Besonderheit wird im Exkurs Wärmepumpen in Band 4 genauer behandelt. Es ist jedoch bereits an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass der Stromeinsatz für die Wärmepumpen eine signifikante Grösse ausmacht: in Szenario IV in 2035 beträgt der Strombedarf, um die Wärmepumpen zu betreiben, 7.8 PJ. Die damit verbundene Wintergrundlast beträgt ca. 1.5 GW; die benötigte Spitzenlast an kalten Tagen (unter -10 °C) beträgt ca. 2.0 GW.

Die geringe Verringerung der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe in Szenario IV gegenüber Szenario III hängt einerseits mit der Abfallreduktion zusammen (veränderte Produk-

tionsstruktur im Industriesektor), andererseits mit dem gesamten Nachfragerückgang im Wärmebereich. Dieser wird insbesondere beim Holz augenfällig: Obwohl der Einsatz von Holz integral abnimmt, steigen der Anteil am Wärmeverbrauch sowie entsprechend die Durchdringungsraten und die Anzahl der Anlagen aufgrund der verringerten spezifischen Wärmeverbräuche in den Gebäuden.

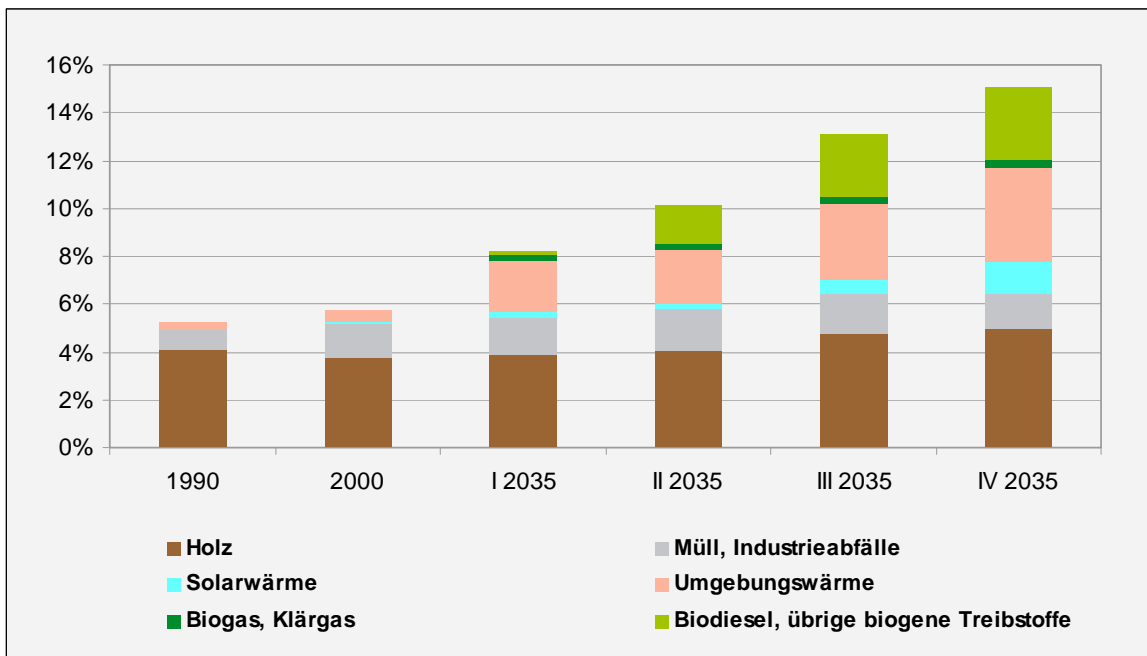
Der Anteil der erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe an der Endenergienachfrage wird in Tabelle 9-18 und Figur 9-10 dargestellt.

Tabelle 9-18 **Relativer Anteil der Erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien**

Energieträger	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Holz	4.1%	3.7%	3.9%	4.0%	4.8%	4.9%
Müll, Industrieabfälle	0.9%	1.4%	1.6%	1.8%	1.7%	1.5%
Solarwärme	0.0%	0.0%	0.2%	0.2%	0.6%	1.3%
Umgebungswärme	0.2%	0.5%	2.2%	2.3%	3.2%	3.9%
Biogas, Klärgas	0.0%	0.0%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0%	0.0%	0.1%	1.6%	2.6%	3.1%
Summe Erneuerbare	5.2%	5.8%	8.2%	10.1%	13.1%	15.1%

Prognos 2006

Figur 9-10 **Relativer Anteil der Erneuerbaren Energieträger an der Nachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien**



Prognos 2006

Hier zeigt sich deutlich, dass trotz geringerer absoluter Mengen in Szenario IV die Anteile an der Bedarfsdeckung gleich bleiben oder steigen. Ausnahme sind die bereits oben diskutierten Industrieabfälle, die aufgrund der Veränderungen der Industriestruktur auch im Anteil reduziert sind. Der Anteil erfährt in Szenario IV nahezu eine Verdoppelung gegenüber Szenario I.

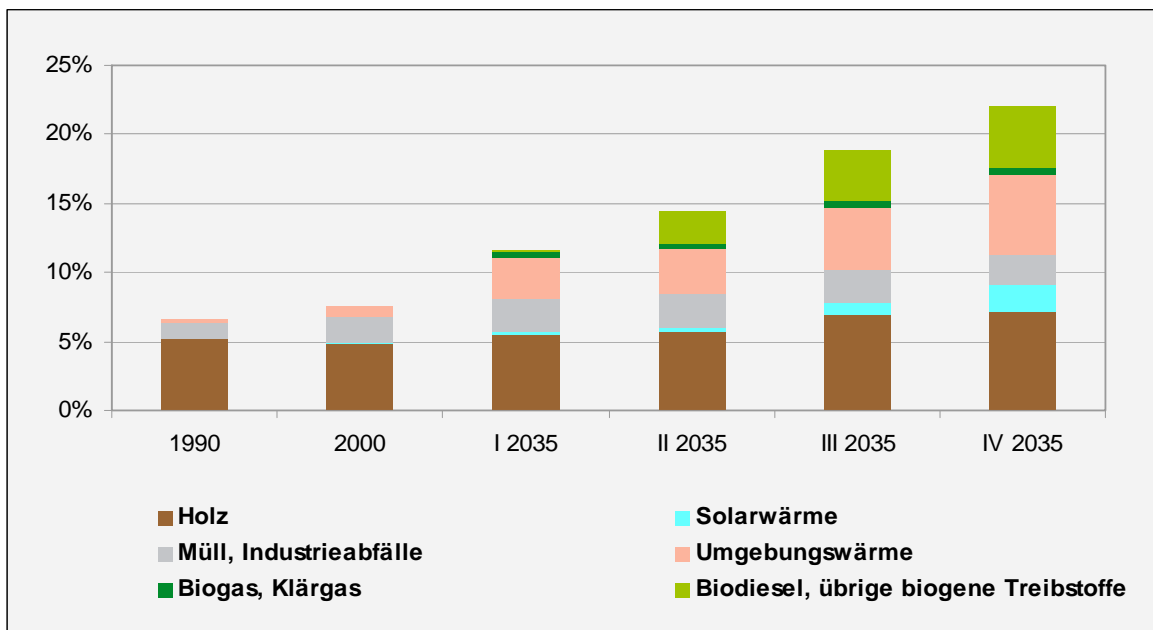
Bezogen auf die Einsatzgebiete Brenn- und Treibstoffe wird der Anteil jeweils höher, und die Struktur der Entwicklung verändert sich nochmals leicht:

Tabelle 9-19 **Relativer Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in %**

Energieträger	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Holz	5.3%	4.9%	5.5%	5.8%	6.9%	7.2%
Müll, Industrieabfälle	1.1%	1.9%	2.3%	2.5%	2.4%	2.2%
Solarwärme	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.9%	2.0%
Umgebungswärme	0.3%	0.7%	3.1%	3.3%	4.6%	5.7%
Biogas, Klärgas	0.0%	0.0%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%
Biodiesel, übrige biogene Treibstoffe	0.0%	0.0%	0.2%	2.3%	3.8%	4.5%
Summe Erneuerbare	6.7%	7.5%	11.6%	14.4%	18.9%	22.0%

Prognos 2006

Figur 9-11 **Relative Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Brenn- und Treibstoffnachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien, in %**



Im Vergleich zu Figur 3.2-7 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Prognos 2006

Der Anteil der Erneuerbaren Energieträger an den Brenn- und Treibstoffen wächst von 2000 bis 2035 in Szenario I um knapp 4 %. Gegenüber dem Anteil in 2035 in Szenario I wird der Anteil von Szenario IV fast verdoppelt. Hier ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Anteile der Erneuerbaren in der Fernwärme (der von Szenario I bis IV in 2035 auch noch erheblich gesteigert wird) hier nicht berücksichtigt ist.

Aufgeschlüsselt nach den Anteilen der Erneuerbaren je an der Wärme (allerdings ohne den Stromanteil der Wärme) und den Treibstoffen ergibt sich folgendes Bild:

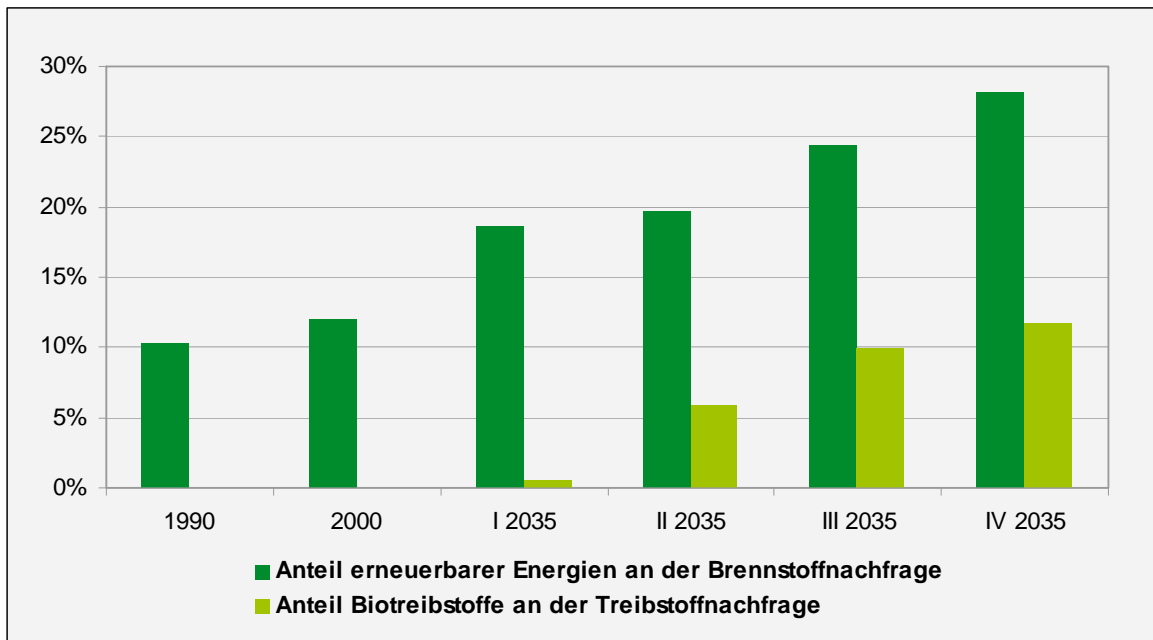
Tabelle 9-20 **Anteil der Erneuerbaren Energieträger an der Wärme- und Treibstoffnachfrage in 1990, 2000 und 2035 in den verschiedenen Szenarien**

Energieträger	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Anteil erneuerbarer Energien an der Brennstoffnachfrage	10.3%	11.9%	18.6%	19.7%	24.4%	28.2%
Anteil Biotreibstoffe an der Treibstoffnachfrage	0.0%	0.0%	0.5%	5.9%	10.0%	11.8%
Anteil erneuerbarer Energien an der Nachfrage	5.2%	5.8%	8.2%	10.1%	13.1%	15.1%

Im Vergleich zu den Tabellen Z-4 und 3.2-4 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert. Prognos 2006

Bei der Wärme zeigt sich ein nur geringer Unterschied zwischen den Szenarien I und II. Bei beiden Szenarien dominieren Holz und Umgebungswärme; da die politischen Instrumente in Szenario II nicht ausreichen, um eine signifikante Nachfragereduktion gegenüber Szenario I zu erreichen (insbesondere eine signifikant stärkere Durchdringung des Gebäudebestandes mit hochwertigen energetischen Sanierungen), bleiben die Anteile fast gleich. Hier zeigt sich auch deutlich, dass die Anteile der Biotreibstoffe direkt mit den entsprechenden Rahmenbedingungen (fiskalische Förderung oder Quote) korreliert sind.

Figur 9-12 **Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Deckung der Wärme- und Treibstoffnachfrage in den verschiedenen Szenarien**



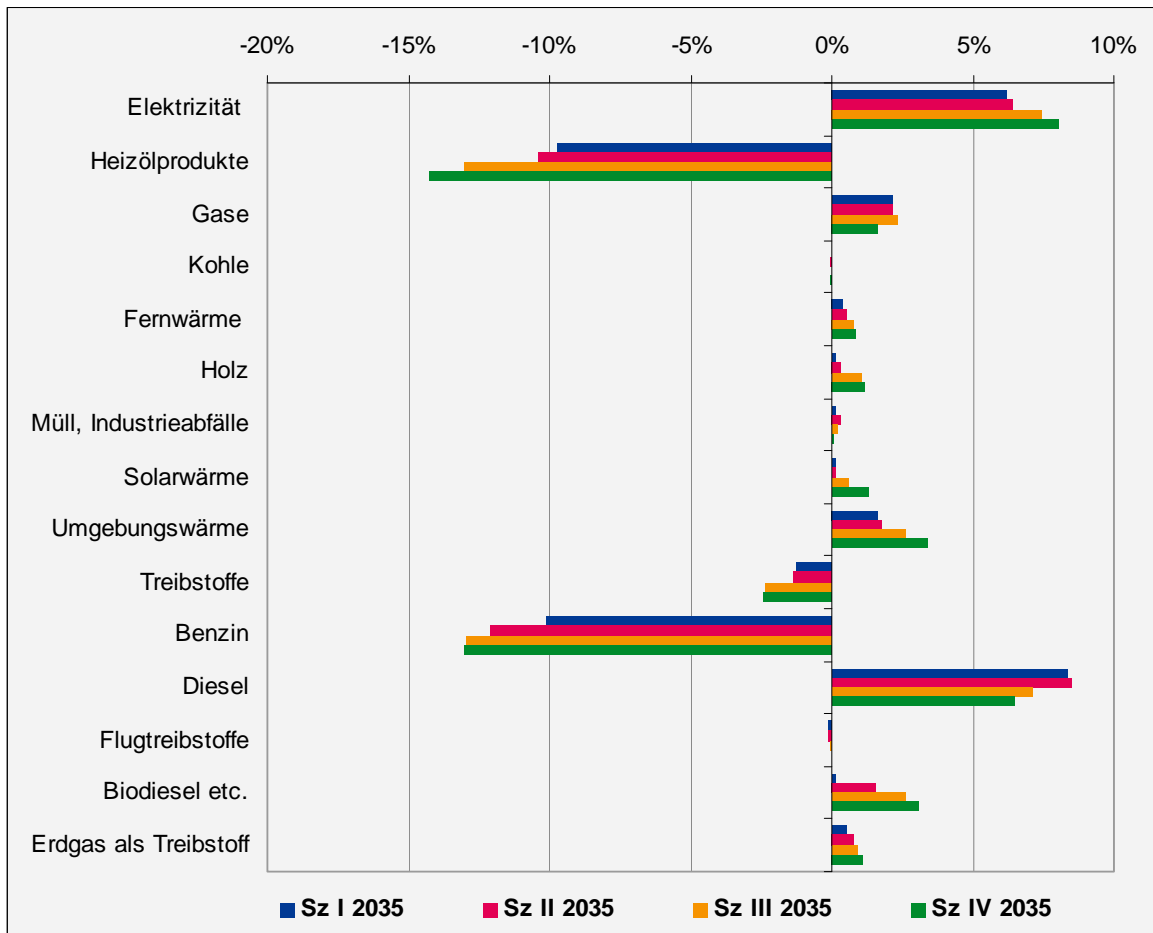
Prognos 2006

9.2.3.4 Veränderungen der Energieträgeranteile im Energiemix

Eine differenzierte Analyse des Energiemixes nach Energieträgern lässt auf die Erfolge von Effizienz- und Substitutionsanstrengungen schliessen.

In der folgenden Figur werden die Veränderungen im Anteil der Energieträger im Endenergiemix in den Szenarien in 2035 gegenüber 2000 in Prozentpunkten dargestellt.

Figur 9-13 **Veränderung der Anteile der einzelnen Endenergieträger im Mix in den Szenarien in 2035 gegenüber 2000, in Prozentpunkten**



Prognos 2006

Bei allen Energieträgern sind die grundsätzlichen Entwicklungstrends in allen Szenarien gleich: Der Trend zur Erhöhung des Anteils im Mix, der durch das Referenzszenario I vorgegeben ist, wird durch die Szenarien II, III und IV jeweils – mit zwei Ausnahmen – sukzessive verstärkt. Die Ausnahmen sind die Gase und der Dieseltreibstoff. Bei den Gasen führen die Effizienzsteigerungen im Wärmebereich, der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen, Abwärmenutzung in der Industrie und industrielle Strukturveränderungen von Szenario IV zu einem geringfügigen Rückgang des Anteils gegenüber Szenario III. „Gewinner“ sind hier die Wärmepumpen. Bei Diesel wirken in den Szenarien III und IV gegenüber I und II verstärkt die Effizienzmassnahmen (z. T. auch Fahrzeugklassenwechsel) sowie die Substitution durch Biotreibstoffe. Grundsätzlich bleibt auch hier der „Dieseltrend“ des Verkehrs erhalten. Der Elektrizitätsanteil im Mix wächst trotz stark verringerter Nachfrage in den Szenarien gegenüber Szenario I in allen Szenarien.

9.2.4 Sensitivitäten

Die Sensitivitätsrechnungen zu den einzelnen Szenarien zeigten, dass die Einflüsse der jeweiligen Veränderungen der Rahmenbedingungen in allen Szenarien jeweils die gleiche Richtung aufweisen und ähnliche relative Grössenordnungen haben:

- Starke Preiserhöhungen bei den fossilen Energieträgern (Erhöhung des Weltmarktpreises Rohöl um 67 %) führen zu
 - einer Reduktion der Nachfrage der Fossilen (Heizöl -16%, Erdgas – 4 %),
 - einer geringfügigen Erhöhung der Nachfrage nach Erneuerbaren, bezogen auf ihren Anteil im Mix (im niedrigen einstelligen Prozentbereich) – bezogen auf den Ausgangswert erscheint die Erhöhung mit ca. 10 % -14 % deutlicher; verglichen mit der zwischen 2000 und 2035 stattfindenden Erhöhung von (ausser bei Holz) mindestens knapp 300 % ist dies eine kleine Schwankung,
 - und einer Erhöhung der Nachfrage nach Strom um ca. 2 %.
 - Die Reduktion der Gesamtenergienachfrage bleibt in der Grössenordnung von 3 %.

- Die Klimaerwärmung führt zu
 - einem Rückgang an fossilen und erneuerbaren Wärmeträgern in der Grössenordnung von ca. 8 %,
 - einer Zunahme des Stromverbrauchs um ca. 4 %,
 - in der Summe einer Reduktion der Endenergienachfrage von ca. 2 %.

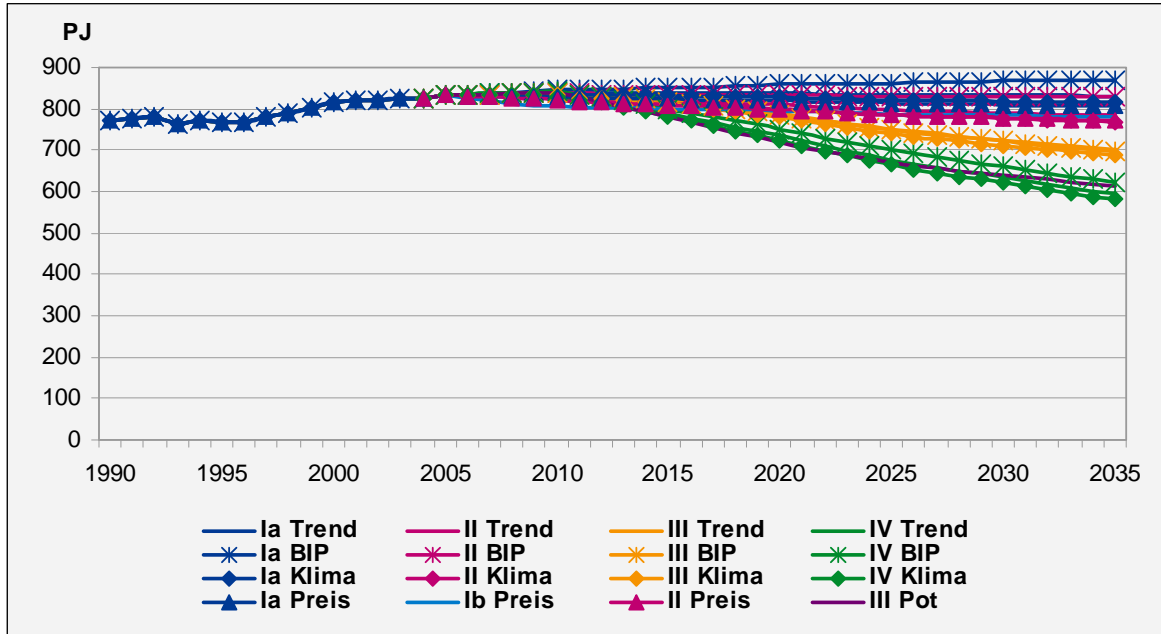
- Die Erhöhung des Wirtschaftswachstums um bis zu 21 % in 2035 führt in den Szenarien I, II und IV zu
 - einer geringfügigen Reduktion der Heizölnachfrage im Bereich von 1.5 % - hier wird der allgemeine Trend zur Substitution geringfügig beschleunigt,
 - einer leichten Erhöhung der Nachfrage bei allen übrigen Energieträgern; das stärkste Wachstum weisen die Elektrizität (etwa 5 %) und die Treibstoffe (8 %) auf; produktionsbedingt wächst die Nachfrage nach Kohle und den sonstigen Gasen, die aber absolut nur noch ein geringes Verbrauchsniveau aufweisen,
 - insgesamt einer Nachfrageerhöhung in der Grössenordnung um 5 %.

Abweichungen von diesen grundsätzlichen Trends finden sich in Szenario III: Hier wurde explizit in der Sensitivität BIP hoch angenommen, dass ein Teil derjenigen Mittel, die sonst in den Bereichen Konsum und Komfort alloziert werden, in Effizienz investiert wird. Dies betrifft vor allem die Sektoren Haushalte und Dienstleistungen mit Gebäudesanierungen, Stromeffizienz und (im Haushaltssektor) solarthermischen Anlagen. So wird in dieser Sensitivität die Gesamtenergienachfrage etwa in der Grössenordnung der Trendvariante gehalten, die Stromnachfrage steigt nur um 3 %, die Reduktion der Fossilen erfolgt stärker (Heizöl -14 %, Erdgas -10 %), und der Zuwachs bei den solarthermischen Anlagen ist mit 65 % sehr ausgeprägt. Bei den übrigen erneuerbaren Wärmeträgern erfolgt eine leichte Reduktion aufgrund der prioritären Investitionen in die Gebäudequalität.

Der nahezu gesamte „Fächer“ der Endenergienachfrage wird in den beiden folgenden Grafiken dargestellt, jeweils einmal mit Nullpunkt und einmal ohne Nullpunkt mit gespreizter Skala, damit die Kurvenverläufe besser erkennbar werden. Vom Sensitivitätenfächer

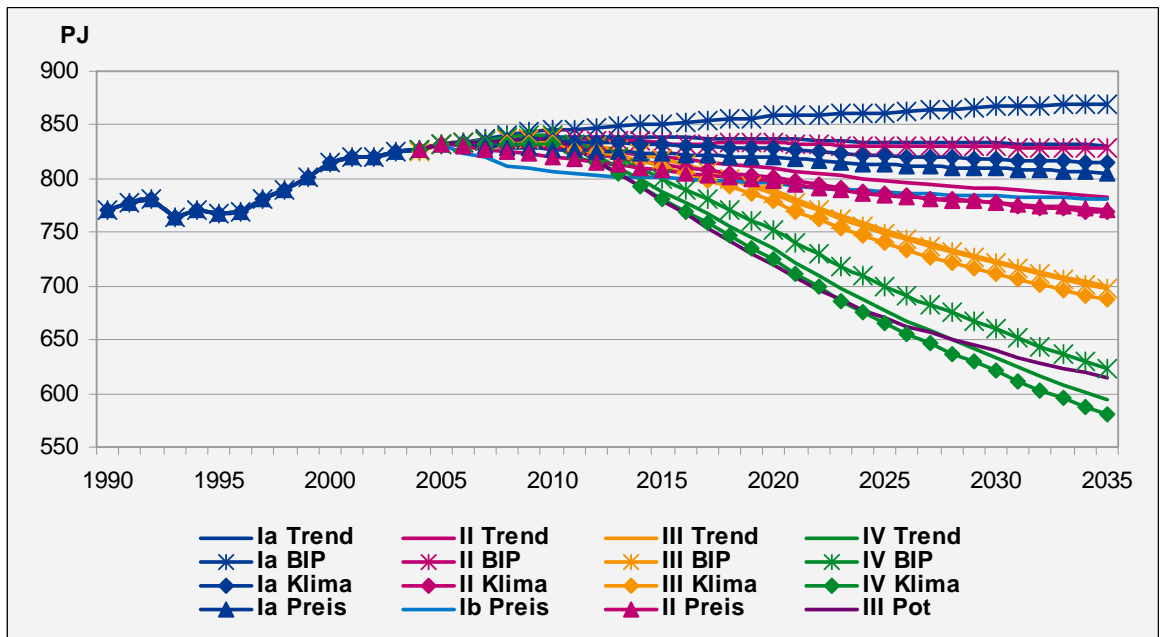
zu Ib wird allerdings der Übersichtlichkeit halber lediglich die Sensitivität Ib Preis 50 \$ abgebildet, die die untere Schranke aller Sensitivitäten zu I darstellt.

Figur 9-14 **Endenergienachfrage 1990 bis 2035 in allen Szenarien und Sensitivitäten, in PJ**



Prognos 2006

Figur 9-15 **Endenergienachfrage 1990 bis 2035 in allen Szenarien und Sensitivitäten, in PJ, (angepasste Skala)**



Prognos 2006

An dieser Grafik werden folgende Punkte deutlich:

Die Szenarien I und II liegen sehr nah beieinander; ihre durch die Sensitivitäten definierten Unschärfekorridore überschneiden einander. Insgesamt bilden die Szenarien I/II, III und IV voneinander unterscheidbare Cluster.

Die Sensitivität Ib verläuft während des gesamten Betrachtungszeitraums unterhalb der Linie der Trendvariante von Szenario II und trifft diese in 2035. Dies lässt die Interpretation zu, dass mit kumulierter deutlich spürbarer Lenkungsabgabe (auch im Treibstoffbereich!) und Preisimpuls integral die gleichen Wirkungen zu erreichen sind wie mit einem exzellent abgestimmten Instrumentenmix mit Fördermitteln von 205 Mio. CHF jährlich sowie weiteren weniger gut quantifizierbaren Kooperationsinstrumenten (wie Grossverbraucherparagrafen und Tarifierenzen). Deutlich zeigt sich auch, dass kurzfristig bis etwa 2012 die Abgabe auf den Treibstoffen einen stärkeren Effekt hat als alle anderen Instrumente in allen anderen Szenarien.

Die Potenzialvariante zu Szenario III („III Pot“, dunkelviolette Linie) liegt innerhalb des Unschärfekorridors von Szenario IV. Dies bedeutet, dass theoretisch die durch höhere Abgabe, Technikentwicklung und Strukturveränderungen erreichbaren integralen Reduktionen ebenso durch konsequente frühzeitige Umsetzung der gehemmten Potenziale exzellenter konventioneller Technik erreicht werden könnten.

9.3 Elektrizität

9.3.1 Elektrizitätsnachfrage

Als Kenndaten für die Elektrizitätsnachfrage in den Szenarien werden im folgenden analog zur Endenergienachfrage die absoluten Werte sowie die spezifischen Werte bezogen auf Wirtschaftsleistung und Bevölkerung in den Szenarien verglichen.

Tabelle 9-21 **Elektrizitätsnachfrage (PJ), Elektrizitätsnachfrage p.c. (in GJ/c.), Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit (in MJ/CHF) im Jahr 2035 in den einzelnen Szenarien sowie die relative Veränderung der Werte gegenüber Szenario I in 2035**

Szenario	Elektrizitätsnachfrage (PJ)	Elektrizitätsnachfrage p.c. (GJ/c.)	Elektrizitätsnachfrage pro BIP (MJ/CHF)	Verhältnis der Werte zu Szenario I 2035
	2035	2035	2035	2035
Szenario I	245.7	32.4	0.4	
Szenario II	233.1	30.8	0.4	-5.1%
Szenario III	215.8	28.5	0.4	-12.2%
Szenario IV	186.3	24.6	0.3	-24.2%

Prognos 2006

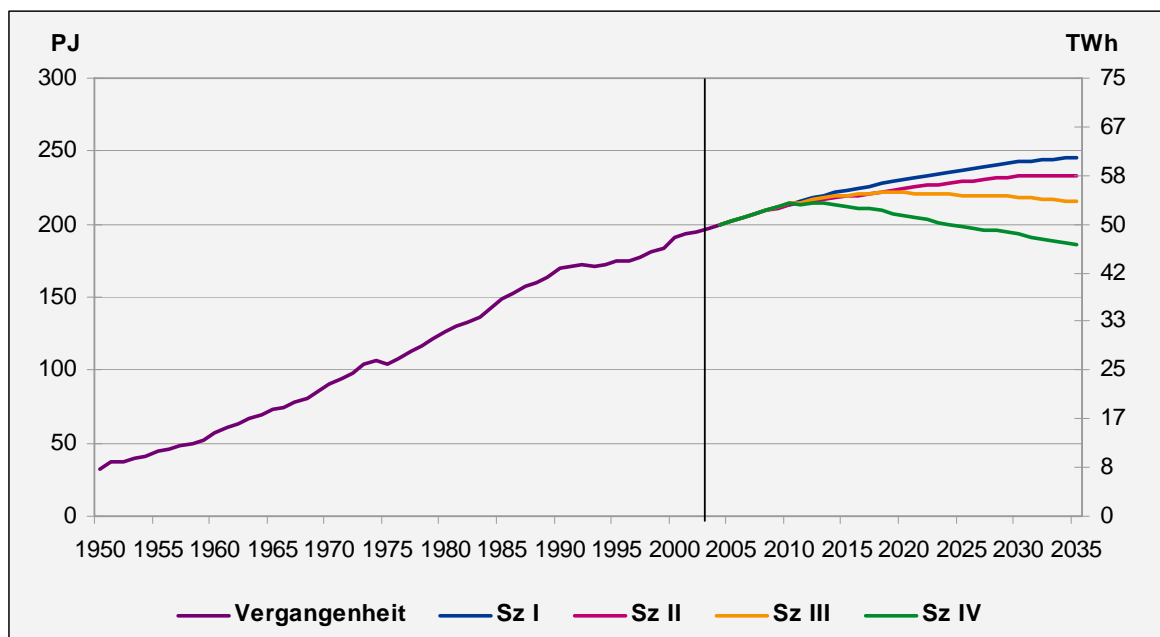
Die Nachfrage im Jahr 2000 beträgt (witterungsbereinigter Modellwert) 190.3 PJ. Damit wird deutlich, dass die Elektrizitätsnachfrage in den Szenarien I, II und III gegenüber 2000 (weiterhin) zunimmt und in Szenario IV in 2035 etwa auf dem Niveau von 2000 liegt. Die Verläufe der einzelnen absoluten und spezifischen Kurven im Zeitverlauf, auch in Bezug auf die weiter zurückliegende Vergangenheit, zeigen folgenden Besonderheiten:

Tabelle 9-22 **Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich, in PJ**

	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I	31.8	44.8	57.2	72.8	90.3	104.1	126.9	148.8	169.6	174.2	190.3	202.2	213.6	223.0	230.6	236.8	242.5	245.7
Szenario II	31.8	44.8	57.2	72.8	90.3	104.1	126.9	148.8	169.6	174.2	190.3	202.2	212.7	219.1	224.7	228.9	232.6	233.1
Szenario III	31.8	44.8	57.2	72.8	90.3	104.1	126.9	148.8	169.6	174.2	190.3	202.2	214.4	219.9	221.8	220.0	218.5	215.8
Szenario IV	31.8	44.8	57.2	72.8	90.3	104.1	126.9	148.8	169.6	174.2	190.3	202.2	213.9	212.3	206.2	198.4	192.8	186.3

Prognos 2006

Figur 9-16 **Elektrizitätsnachfrage im Szenarienvergleich, in PJ**



Prognos 2006

Die Stromnachfrage steigt zwischen 1950 und etwa 1990 scheinbar einigermaßen gleichmässig an; eine Korrelation mit den Ölpreiskrisen zeigt sich nur 1974 mit einem kurzfristigen und geringfügigen zwei Jahre dauernden Verbrauchsrückgang. Eine genauere Analyse des Wachstums der Vergangenheit zeigt, dass das absolute Wachstum innerhalb eines konstanten Zeitraums im Zeitverlauf zunimmt (es ist also stärker als linear), die Wachstumsraten jedoch im Zeitverlauf abnehmen (es ist also wenigstens nicht exponentiell). Ab 1990 verringern sich das absolute und relative Wachstum gegenüber dem vorherigen Trend deutlich; hier zeigen die weiter unten gezeigten spezifischen Werte signifikante Effekte.

Die Elektrizitätsnachfrage in Szenario I setzt den bisherigen Aufwärtstrend moderat fort; bis 2035 erfolgt ein Wachstum um 30 % gegenüber der Elektrizitätsnachfrage in 2000. Das Szenario ist insofern „optimistisch“, als das Wachstum sich insgesamt im Zeitverlauf etwas reduziert – den zu erwartenden neuen Elektrizitätsanwendungen wird zunehmend höhere Stromeffizienz zugeschrieben.

Die mit 50 Mio. CHF/a geförderten Stromeffizienzmassnahmen von Szenario II verringern die Nachfrage in 2035 gegenüber Szenario I um 5.1 %; insgesamt ist immer noch ein Anstieg zu verzeichnen. Erst in Szenario IV ist der Trend umzukehren, nachdem bis 2012 noch ein Wachstum der Elektrizitätsnachfrage stattgefunden hat. Diese Umkehr und der deutliche Abstand der Nachfrage von Szenario IV zu den übrigen Szenarien weisen auf

den qualitativen Sprung hin, der durch die Annahme und Einführung des Technologishifts, insbesondere durch Miniaturisierung, Optoelektronik, Erhöhung der spezifischen Leistungsfähigkeit von Rechnern (je Volumen- und Energieeinheit) etc. ermöglicht wird.

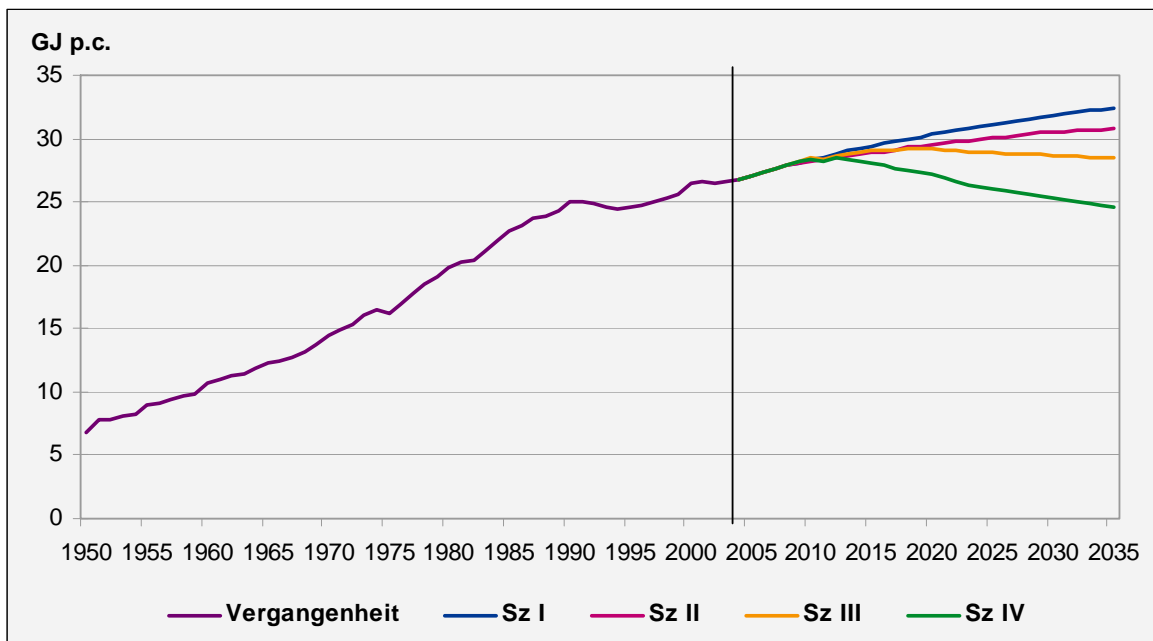
Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro Kopf der Vergangenheit zeigt zwischen 1950 und 1970 ein etwa konstantes absolutes und abnehmendes relatives Wachstum auf. Zwischen 1970 und 1990 steigt das absolute Wachstum der pro-Kopf-Nachfrage nochmals deutlich an, während das relative aber im Durchschnitt weiter sinkt. Ab 1990 reduziert sich der Wachstumstrend bereits deutlich; Korrelationen sind hier allerdings schwer auszumachen.

Tabelle 9-23 **Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage p.c. im Szenarienvergleich, in GJ p.c.**

	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I	6.8	9.0	10.7	12.2	14.4	16.2	19.9	22.8	25.0	24.6	26.4	27.1	28.3	29.4	30.3	31.1	31.9	32.4
Szenario II	6.8	9.0	10.7	12.2	14.4	16.2	19.9	22.8	25.0	24.6	26.4	27.1	28.2	28.9	29.5	30.0	30.5	30.8
Szenario III	6.8	9.0	10.7	12.2	14.4	16.2	19.9	22.8	25.0	24.6	26.4	27.1	28.4	29.0	29.2	28.9	28.7	28.5
Szenario IV	6.8	9.0	10.7	12.2	14.4	16.2	19.9	22.8	25.0	24.6	26.4	27.1	28.4	28.0	27.1	26.0	25.3	24.6

Prognos 2006

Figur 9-17 **Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage p.c. im Szenarienvergleich, in GJ p.c.**



Prognos 2006

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage pro Kopf im Vergleich mit der längeren Vergangenheit zeigt, dass Szenario I bezüglich des absoluten Wachstums wiederum den Trend der Jahre seit etwa 1985 fortsetzt. Das „Abflachen“ des Nachfrageanstiegs erfolgt weitaus weniger deutlich als das des Gesamtenergieanstiegs. Erst Szenario IV erreicht eine wirkliche Trendumkehr. Der spezifische Verbrauch pro Kopf in 2035 entspricht dort dem von 1985.

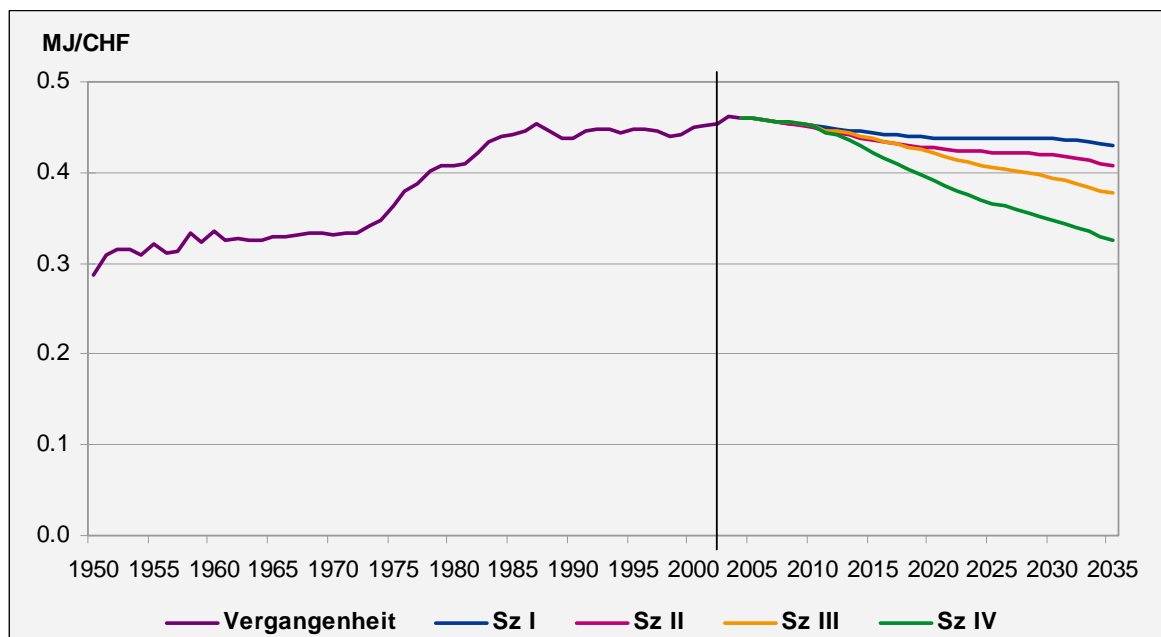
Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit weist in der Vergangenheit deutlich voneinander getrennte Bereiche auf: In der Zeit von 1950 bis 1970 ist ein sehr geringer mittlerer Anstieg der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit von Fluktuationen überlagert; ab 1974 bis ca. 1987 ist ein deutlicher Anstieg der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit zu konstatieren; dieser korreliert zeitlich mit der in Kap. 9.2 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.

Tabelle 9-24 **Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, in MJ/1'000 CHF**

	1950	1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I	287	322	334	329	332	364	407	443	437	447	450	459	451	444	438	437	437	429
Szenario II	287	322	334	329	332	364	407	443	437	447	450	459	449	436	427	422	419	407
Szenario III	287	322	334	329	332	364	407	443	437	447	450	459	453	437	422	406	394	377
Szenario IV	287	322	334	329	332	364	407	443	437	447	450	459	452	422	392	366	348	326

Prognos 2006

Figur 9-18 **Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage je BIP-Einheit im Szenarienvergleich, in MJ/CHF**



Prognos 2006

Die Entwicklung von Szenario I ist im Vergleich zur vorherigen Entwicklung bereits eine leichte Trendveränderung, da sie ein Absinken aufweist (Erhöhung der spezifischen Effizienz). Die maximale Erhöhung der Elektrizitätseffizienz in Szenario IV führt zu einem spezifischen Elektrizitätsverbrauch je BIP-Einheit in 2035 auf dem Niveau von ca. 1955.

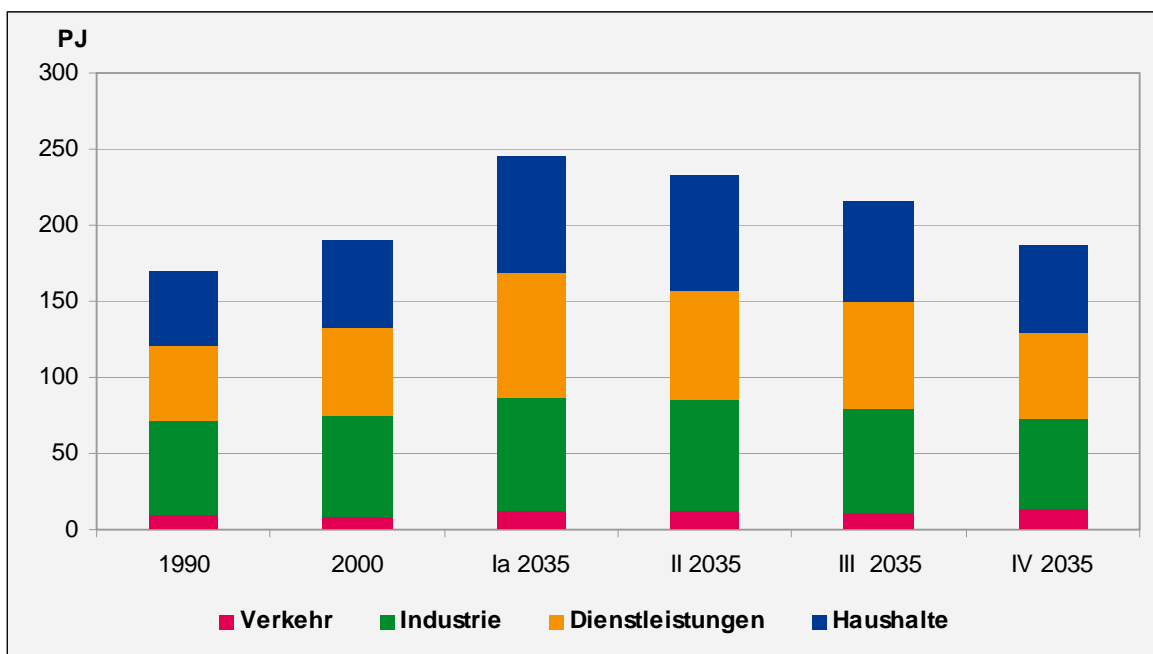
Aufgeschlüsselt nach Sektoren ergibt sich das folgende Bild:

Tabelle 9-25 **Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in 1990, 2000 und nach Szenarien in 2035, in PJ**

Sektor	1990	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Verkehr	9.2	8.9	11.8	11.8	10.6	12.9
Industrie	62.2	65.2	74.8	73.6	69.1	59.8
Dienstleistungen	50.0	58.6	82.3	71.6	71.0	56.1
Haushalte	48.3	57.6	76.8	76.1	65.2	57.5
Summe	169.6	190.3	245.7	233.1	215.8	186.3

Prognos 2006

Figur 9-19 **Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in 1990, 2000 und nach Szenarien in 2035, in PJ**



Prognos 2006

Grundsätzlich zeigt sich in der Referenz zwischen 2000 und 2035 ein Anstieg der Elektrizitätsnachfrage in allen Sektoren, wobei auffällt, dass das relative Wachstum (vgl. Tabelle 9-26) im Industriesektor am geringsten ist. Hierzu tragen neben Effizienzmassnahmen und Technikentwicklung auch starke Effekte des Strukturwandels bei. Ebenfalls auffällig ist der starke relative Anstieg der Elektrizitätsnachfrage im Verkehr in Szenario IV; dieser resultiert aus der starken Veränderung des modal split zugunsten der Schiene.

Tabelle 9-26 **Relative Veränderung der Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren in den Szenarien in 2035 im Vergleich mit dem Jahr 2000**

Sektor	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Verkehr	33.3%	33.3%	19.3%	45.9%
Industrie	14.7%	12.8%	5.9%	-8.4%
Dienstleistungen	40.3%	22.1%	21.0%	-4.4%
Haushalte	33.3%	32.1%	13.2%	-0.2%
Summe	29.1%	22.5%	13.4%	-2.1%

Prognos 2006

9.3.2 Sensitivitäten der Elektrizitätsnachfrage

Die Sensitivitätsrechnungen der Nachfrage wirken auf die Elektrizitätsnachfrage grundsätzlich erhöhend:

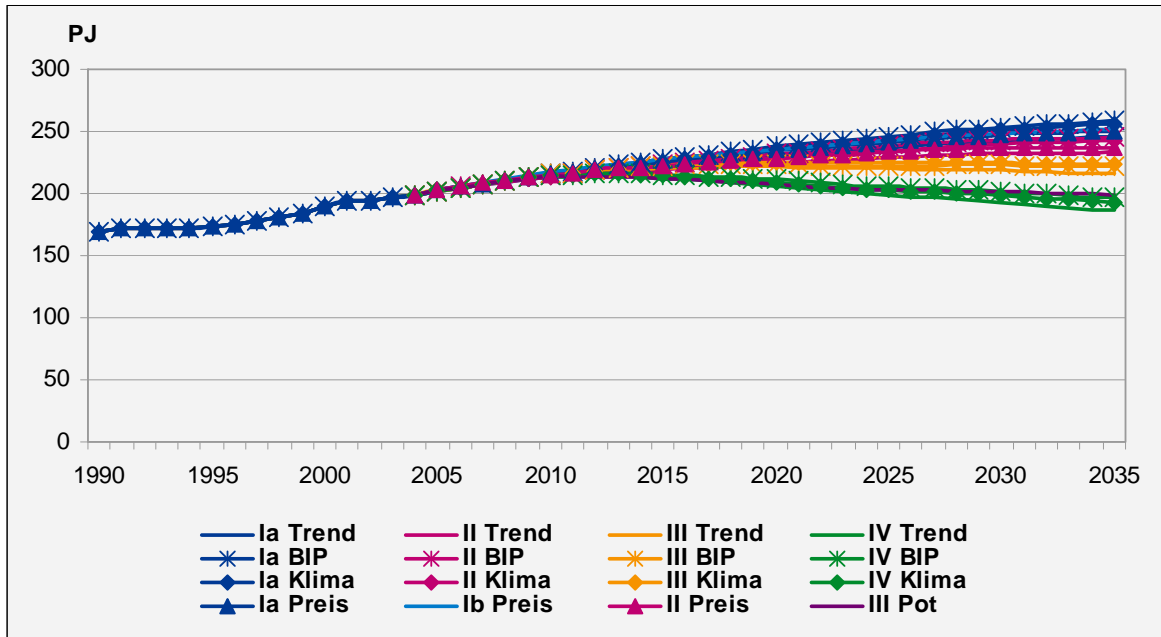
- Die höheren Preise der fossilen Energieträger führen zu Substitutionseffekten, da die Elektrizitätspreise nur geringfügig nachziehen;
- das wärmere Klima führt zu einem höheren Verbrauch an Elektrizität zu Kühlzwecken; dieser wird vom Minderverbrauch für Heizzwecke nicht kompensiert;
- Höheres BIP zieht Mehrverbrauch aufgrund von Mengeneffekten (beleuchtete Flächen, Geräte) nach sich.

Der gesamte Sensitivitätenfächer wird hier wie bei der Endenergienachfrage in den beiden folgenden Grafiken dargestellt, jeweils einmal mit Nullpunkt und einmal ohne Nullpunkt mit gespreizter Skala, damit die Kurvenverläufe besser erkennbar werden. Vom Sensitivitätenfächer Ib wurde lediglich die „Preis 50 \$“-Variante (hellblau) eingezeichnet, die den stärksten Substitutionseffekt von fossilen Wärmeträgern zu Elektrowärme aufweist. Hier zeigt sich, dass diese Sensitivität vollständig innerhalb des Fächers zu Szenario I liegt.

Anders als bei der integrierten Endenergienachfrage liegt bei der Elektrizitätsnachfrage der Fächer von Szenario II durchgehend unterhalb desjenigen von Szenario I. Hier zeigen sich die Wirkungen der gezielten Effizienzförderungen, Kooperationsinstrumente und Tarifinstrumente für die Elektrizität, die in Szenario II deutlich stärker ausgeprägt sind als in der „Politik wie bisher“ von Szenario I.

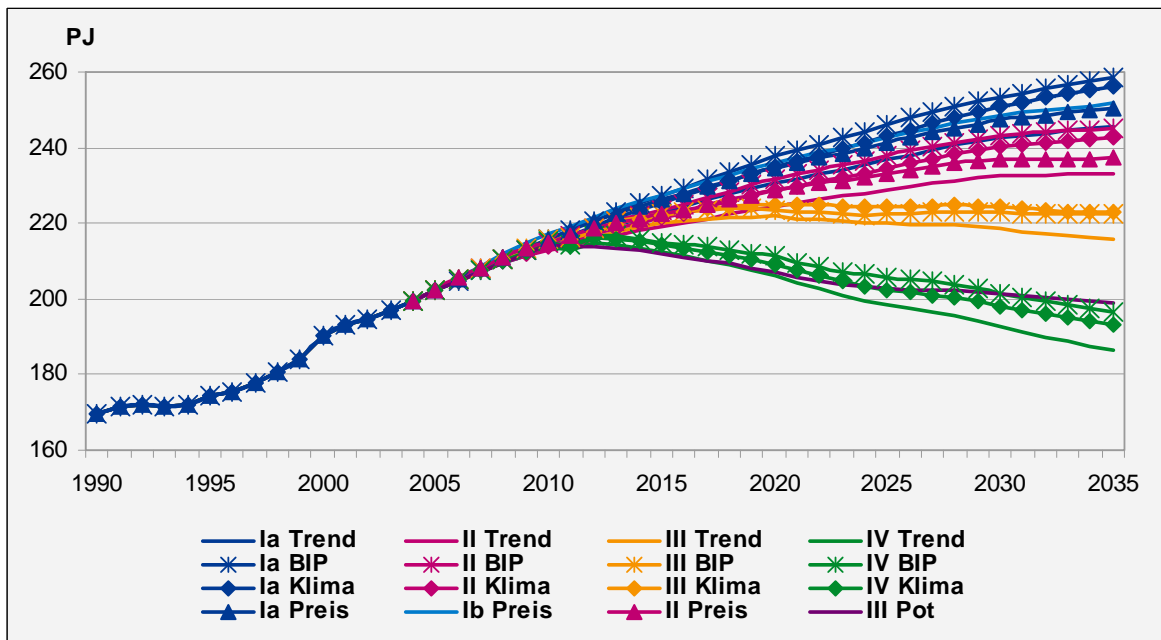
Ausserdem ist auffällig, dass die Potenzialvariante von Szenario III praktisch vollständig innerhalb des Fächers von Szenario IV liegt, und vor allem zwischen 2012 und 2020 an der untergrenze. Dies weist darauf hin, dass frühzeitige verstärkte Anstrengung zur Umsetzung von

Figur 9-20 **Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035 in den Szenarien und Sensitivitäten, in PJ**



Prognos 2006

Figur 9-21 **Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035 in den Szenarien und Sensitivitäten, in PJ, (angepasste Skala)**



Prognos 2006

9.3.3 Deckungslücke

Das Elektrizitätsangebot wird zunächst auf der Ebene der Jahreserzeugung (Arbeit, in TWh gemessen) sowie der Erzeugung im Winterhalbjahr ermittelt. Als ein operationalisiertes Kriterium der Versorgungssicherheit wird der Ausgleich der Arbeitsbilanz im Winter-

halbjahr gefordert. Dies ist die im Modell vorgegebene erste Bedingung. Es wird solange nach entsprechenden Regeln zugebaut, bis die Differenz zwischen Landesverbrauch (Nachfrage) und dem Angebot aus den noch bestehenden und bis zum Betrachtungsjahr neu zugebauten Kraftwerken verschwindet. Der zu deckende Landesverbrauch setzt sich aus der in den sektoralen Bottom-up-Modellen ermittelten Elektrizitätsnachfrage auf Endenergieebene, den Netzverlusten sowie dem Verbrauch der Speicherpumpen zusammen.

Die (hypothetische) Deckungslücke zwischen dem Landesverbrauch entwickelt sich in den Szenarien entsprechend der unterschiedlichen Nachfrage. Die folgende Abbildung zeigt den Nachfragefächer über dem derzeit bestehenden Angebotsmix aus Kraftwerkspark und Bezugsrechten, wie er sich entsprechend der KKW-Laufzeiten, der Vertragsbedingungen der Bezugsrechte und der Lebensdauer der Anlagen der sonstigen - gekoppelten und ungekoppelten fossil-thermischen sowie sonstigen regenerativen - Erzeugung entwickeln würde, wenn nicht zugebaut werden würde. Nachfrage und Angebot sind im Sommer- und im Winterhalbjahr unterschiedlich: Im Winterhalbjahr ist die Nachfrage aufgrund des Einsatzes von Strom zu Heizzwecken (Raumheizung und Warmwasser), der längeren Beleuchtungsdauern sowie sonstiger temperaturdifferenzabhängiger Anwendungen, besonders in der Industrie, deutlich höher als im Sommer. Auf der Erzeugungsseite ist die verfügbare Leistung und Arbeit der Laufwasserkraftwerke eingeschränkt (25 – 30 % der Sommerleistung). Der kritische Zeitraum für die Deckung der Winternachfrage ist daher der Winter. Grundsätzlich werden alle Szenarien für das hydrologische Jahr, das Sommer- und das Winterhalbjahr gerechnet.

Die Deckungslücke im Winter tritt rechnerisch etwa ab 2018 auf. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Bezugsrechte, saldiert mit den Lieferverpflichtungen, wie inländische Erzeugung behandelt werden.

Tabelle 9-27 zeigt die Deckungslücke im Jahr 2035 in den einzelnen Nachfrageszenarien, jeweils für das ganze (hydrologische) Jahr, das Winter- und das Sommerhalbjahr ausgewiesen.

Tabelle 9-27 **Deckungslücke in 2035 in den Szenarien, in TWh***

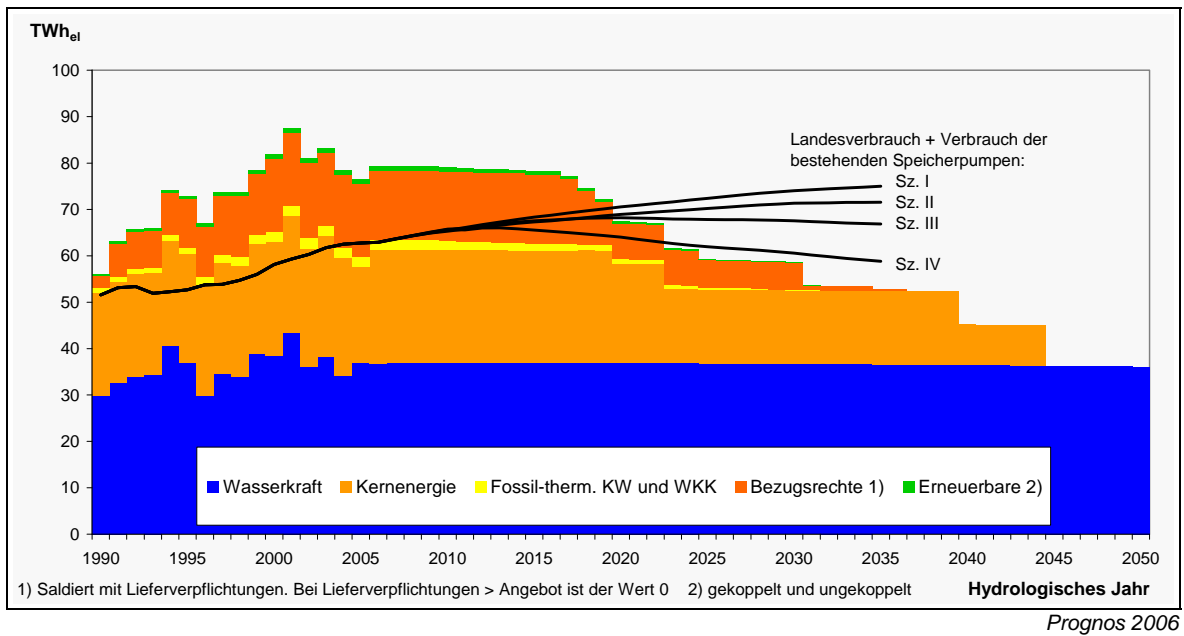
Szenario	Deckungslücke in TWh		
	hydrol. Jahr	Winter	Sommer
Szenario I	22.3	16.1	6.2
Szenario II	18.8	14.2	4.6
Szenario III	14.1	11.6	2.5
Szenario IV	6.1	7.2	-1.1

Im Vergleich zu Tabelle 3.4-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

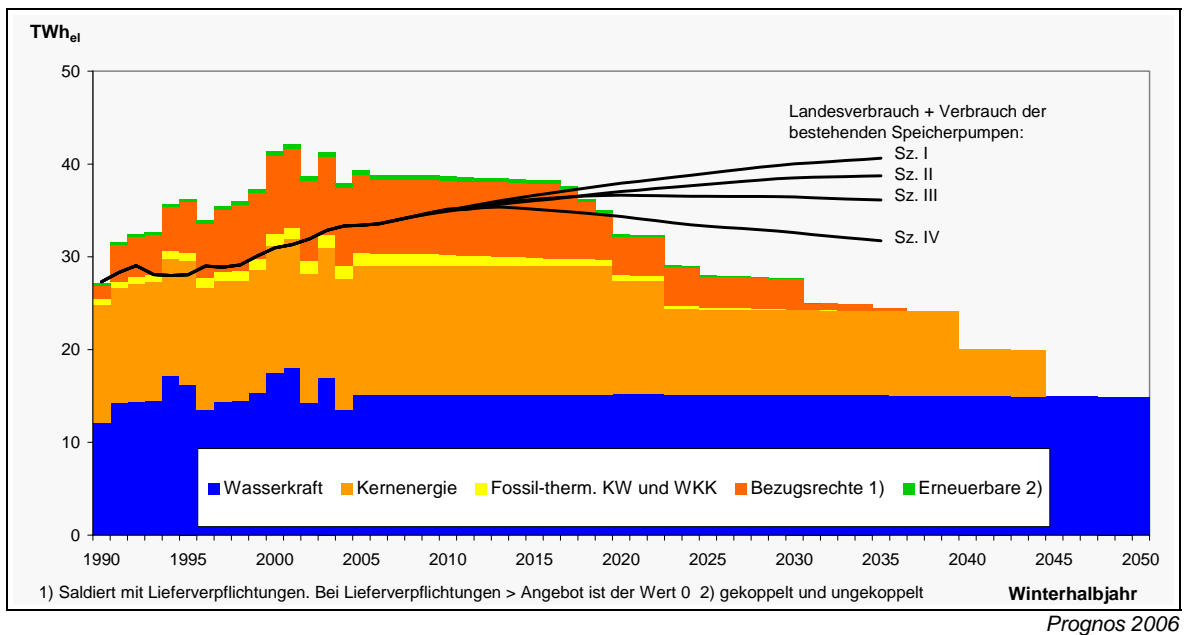
Prognos 2006

Die folgenden Figuren zeigen die Entwicklung der Deckungslücke im zeitlichen Verlauf im hydrologischen Jahr, im Winterhalbjahr und im Sommerhalbjahr.

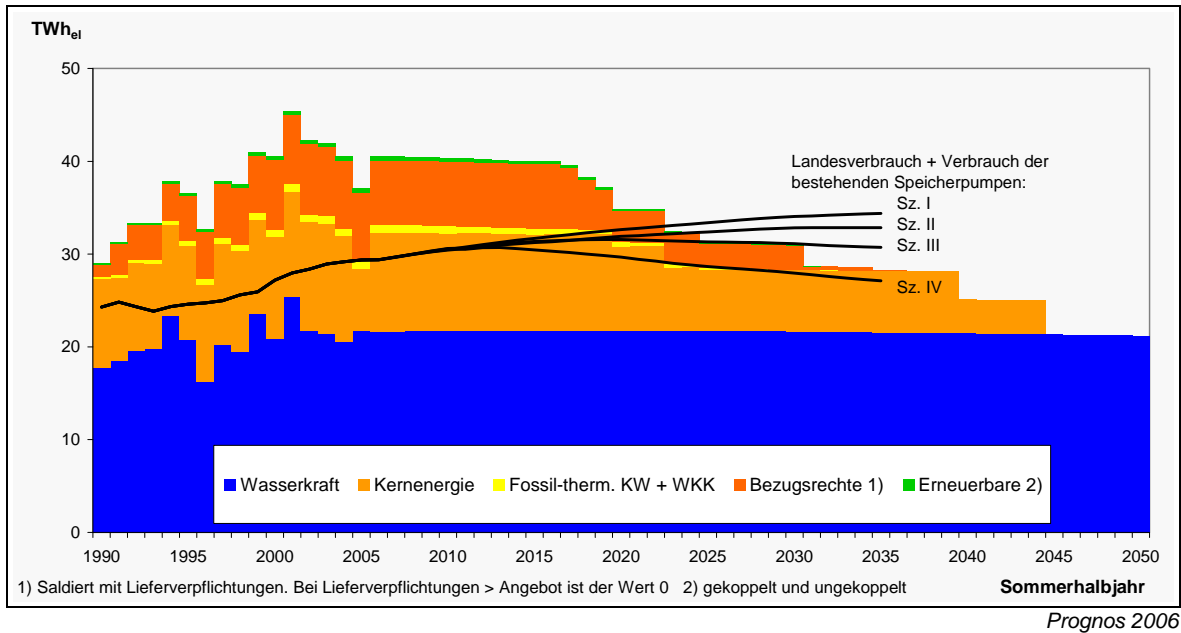
Figur 9-22 Entwicklung von Landesverbrauch und bestehendem Kraftwerkspark in den verschiedenen Szenarien, in TWh, im hydrologischen Jahr



Figur 9-23 Entwicklung von Landesverbrauch und bestehendem Kraftwerkspark in den verschiedenen Szenarien, in TWh, im Winterhalbjahr



Figur 9-24 **Entwicklung von Landesverbrauch und bestehendem Kraftwerkspark in den verschiedenen Szenarien, in TWh, im Sommerhalbjahr**



Es ist ersichtlich, dass die Deckungslücke in den Szenarien I - III im Jahr 2017/2018 auftritt, in Szenario IV etwa in 2020. In Szenario IV zeigt sich die Lücke auch nur im Winterhalbjahr, leicht verschärft durch die Wärmepumpen-Nachfrage.

9.3.4 Angebotsvarianten

Wie in Kapitel 4 erläutert, ist es nicht sinnvoll, alle Angebotsvarianten mit allen Szenarien zu kombinieren. Die Szenarien I und II führen die bisherigen Strategien und Instrumente im Grundsatz fort, neue Rechtsgrundlagen werden nicht geschaffen, die Instrumente führen nicht zu tief greifenden Veränderungen. Die Förderung für die erneuerbare Stromerzeugung ist explizit mit einer monetären Obergrenze versehen, die gleichzeitig die Umlage der entstehenden Mehrkosten auf die Stromkonsumenten bei maximal 0.6 Rp./kWh und damit unter fünf Prozent des Endverbraucherpreises für die Haushalte hält. Daher sind Varianten D und E, in denen vollständige Lückendeckung ohne neue Grosskraftwerke erfolgen soll, in diesen Rahmensetzungen nicht sinnvoll, denn dafür würde es einen massiv veränderten Förderungs- und Rechtsrahmen brauchen.

Die Varianten D und E sowie Mischvarianten C&E sowie D&E werden in den Szenarien III und IV untersucht, die von einem weltweit veränderten Paradigma ausgehen und harmonisierte Instrumente erheblicher Eingriffstiefe erlauben.

In den Szenarien III und IV entfällt aufgrund der verringerten Nachfrage die Variante B.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die wichtigsten Ergebnisse der gerechneten Angebotsvarianten, danach ist der Energieträgereinsatz (Input) in 2035 nach Szenarien und Varianten tabellarisch dargestellt.

Tabelle 9-28 **Kenndaten der Ergebnisse der Angebotsvarianten nach Szenarien**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz. I	„Weiter wie bisher“	2 KKW	5 GuD 1 KKW	7 GuD	-	-	-	-	20.0 TWh Importe (3'329 MW)	22.3	16.1
Sz. II	„Verstärkte Zusammen- arbeit“ 330 Mio. CHF/a für neue Erneuerbare	2 KKW 5.7 TWh EE	3 GuD 1 KKW 5.7 TWh EE	5 GuD 5.7 TWh EE	-	-	-	-	12.7 TWh Importe (2'114 MW) 5.7 TWh EE	18.6	14.1
Sz. III	„Neue Prioritäten“	1 KKW 1.1 TWh Importe	-	4 GuD *	17.8** TWh WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GuD * 8.1 TWh EE	12.1 TWh WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW)	13.5	11.3
Sz. IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	1 KKW	-	3 GuD	11.5 TWh WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	-	7.6 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW)	5.0	6.6

* mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, mit Ausnahme von Chavalon

Prognos 2006

** Im Vergleich zu den Tabellen Z-5 und 3.4-2 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert

Tabelle 9-29 **Energieträgereinsatz in der Elektrizitätserzeugung in 2035 nach Szenarien und Varianten, Hydrologisches Jahr, in TWh_{el}**

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Szenario I								
best. Wasserkraft	36.6	36.6	36.6					36.6
neue Wasserkraft	5.0	5.0	5.0					5.0
best. Kernenergie	15.8	15.8	15.8					15.8
neue Kernenergie	24.3	12.2	0.0					0.0
best. Fossil-therm. KW+WKK	0.0	0.0	0.0					0.0
neue fossile WKK	3.3	18.7	25.3					3.3
best. Erneuerbare	0.0	0.0	0.0					0.0
neue Erneuerbare	1.4	1.4	1.4					1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	0.3	0.3	0.3					0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0					20.0
Gesamt	86.8	90.0	84.4					82.4
Szenario II								
best. Wasserkraft	36.6	36.6	36.6					36.6
neue Wasserkraft	6.6	6.6	6.6					6.6
best. Kernenergie	15.8	15.8	15.8					15.8
neue Kernenergie	24.3	12.2	0.0					0.0
best. Fossil-therm. KW+WKK	0.0	0.0	0.0					0.0
neue fossile WKK	3.7	12.4	19.0					3.7
best. Erneuerbare	0.0	0.0	0.0					0.0
neue Erneuerbare	4.2	4.2	4.2					4.2
best. Bezugsrechte ¹⁾	0.3	0.3	0.3					0.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0					12.7
Gesamt	91.5	88.1	82.6					79.9
Szenario III								
best. Wasserkraft	36.6		36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6
neue Wasserkraft	6.5		6.5	6.6	8.1	6.5	6.6	6.5
best. Kernenergie	15.8		15.8	15.8	15.8	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	12.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
best. Fossil-therm. KW+WKK	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	2.9		12.9	17.4	3.8	11.1	12.1	2.9
best. Erneuerbare	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Erneuerbare	1.4		3.3	1.7	15.0	7.6	8.1	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	0.3		0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
neue Importe	1.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5
Gesamt	76.8		75.4	78.4	79.6	77.9	79.5	75.0
Szenario IV								
best. Wasserkraft	36.6		36.6	36.6	36.6		36.6	36.6
neue Wasserkraft	5.0		5.0	5.0	6.6		5.0	5.0
best. Kernenergie	15.8		15.8	15.8	15.8		15.8	15.8
neue Kernenergie	12.2		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0
best. Fossil-therm. KW+WKK	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0
neue fossile WKK	2.4		11.2	11.5	2.8		7.6	2.4
best. Erneuerbare	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0
neue Erneuerbare	1.4		1.4	1.5	8.8		6.1	1.4
best. Bezugsrechte ¹⁾	0.3		0.3	0.3	0.3		0.3	0.3
neue Importe	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	6.6
Gesamt	73.7		70.3	70.8	70.9		71.4	68.1

¹⁾ saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0

Prognos 2006

In der Variante A „Kernenergie und neue Importe“ wird davon ausgegangen, dass neue Kernkraftwerke aufgrund der Dauer der Bewilligungsverfahren ab 2030 gebaut werden können (vgl. Kap. 3, Anhang zu Band 5). Bis dahin wird die Lücke durch neue Importe gedeckt.

Die Deckung der Lücke durch Importe wird bis zum Jahr 2030 in Szenario I 22.7 TWh, davon 14.9 TWh neue Importe (das sind ca. 25 % vom Landesverbrauch), benötigen. Die benötigten Importe werden vor allem als Grundlastbänder (mit ca. 2'500 MW) benötigt, da sowohl mit den Kernkraftwerken als auch mit den Bezugsrechten Grundlastkapazitäten vom Netz gehen. Da derzeit unklar ist, ob aufgrund der Entwicklungen im liberalisierten europäischen Strommarkt wiederum langfristige Bezugsverträge abgeschlossen werden können, bestehen grundsätzlich die Beschaffungsmöglichkeiten über Händler auf dem europäischen Markt oder Beteiligungen schweizerischer Akteure an Kraftwerken oder Parkanteilen. Das Risiko, ob zukünftig im EU-Raum wieder langfristige Transportverträge zugelassen werden, bleibt aber bestehen. Im europäischen Kraftwerkmarkt entstehen derzeit ganz analog wie in der Schweiz alters- und nachfragewachstumsbedingter Ersatz- und Neubaubedarf im Kraftwerkspark; im gesamten Umland befinden sich Kapazitäten (z. T. auch mit schweizerischer Beteiligung) in Planung. In Deutschland werden derzeit für die Grundlast einige neue Kohlekraftwerke geplant. Gaskraftwerke werden eher für Mittel- und Spitzenlast aufgrund der höheren Voll- und Grenzkosten eingesetzt. In Italien werden Gaskraftwerke geplant und gebaut. Ob und zu welchen Preisen in 2018 und später Kapazitäten und signifikante Erzeugungsmengen für den grenzüberschreitenden Handel verfügbar sind, ist derzeit nicht mit Sicherheit absehbar.

Neben der Verfügbarkeit auf der Kapazitätsseite ist auch die Frage der Netze ungeklärt. Derzeit existieren sowohl an den Grenzübergängen nach Deutschland als auch innerhalb Europas (u.a. zwischen Spanien und Frankreich), Netzengpässe. Grenzüberschreitende Engpasskapazitäten werden derzeit auktioniert mit dem Ziel, dass Erträge aus den Auktionen für die Beseitigung der Engpässe bereit gestellt werden sollen. Grundsätzlich ist die Schweiz als „europäische Stromdrehscheibe“ von den Übertragungskapazitäten her relativ gut ausgestattet. Die unter Berücksichtigung der Netzsicherheitsreserven benutzbaren Übertragungskapazitäten werden derzeit für den Handel gut ausgelastet. Es ist derzeit ungeklärt, ob die zum Import vorgesehenen grossen Leistungen im Europäischen Netz transportiert werden können und in Hochlastzeiten auch je nach Hauptrichtung des Lastflusses innerhalb der Schweiz verteilt werden können.

Nach Einschätzung von Vertretern der Swissgrid ist aus heutiger Sicht ein Netto-Grundlastimport von 3'750 MW_{el} mit dem Schweizer Übertragungsnetz physisch möglich. Wird ein Ausbau und eine Verstärkung des schweizerischen Übertragungsnetzes, wie im „Schweizerischen Strategischen Übertragungsnetz 2015“ empfohlen, und auch für das europäische Übertragungsnetz unterstellt, dann belaufen sich die netzseitigen Netto-Importmöglichkeiten der Schweiz im Idealfall auf maximal bis 6'000 bis 7'000 MW_{el} [BFE 2007].

Eine ausführlichere Diskussion der Netzfragen findet sich in Kapitel 8.14 von Band 5.

Als Anlagen in den Varianten mit Kernkraftwerken werden europäische Druckwasserreaktoren (EPR, Kernkraftwerke der Generation III+) unterstellt, die in einer Grössenklasse von 1.6 GW standardisiert sind. Da die rechnerische Vorgabe für diese Variante ist, die Lücke zum frühestmöglichen Zeitpunkt vollständig inländisch zu decken, müssen zwei solcher Kraftwerke zugebaut werden, auch wenn dies bedeutet, dass ein grosser Anteil (knapp zwei Drittel) der Produktion des zweiten Kraftwerks exportiert wird.

In Szenario II werden ebenfalls zwei KKW-Blöcke benötigt, wobei im Prinzip einer der beiden (der später gebaute) auch mit der Klasse 1'000 MW auskäme.

In Szenario IV wird in dieser Variante nur die Grössenklasse 1 GW benötigt.

In den Varianten B und C werden grundsätzlich Gaskombikraftwerke (Gas- und Dampfturbinenkraftwerke) der jeweils effizientesten Klasse (Stromerzeugungswirkungsgrad 58-60 %) mit einer standardisierten Leistungsklasse von 550 MW eingesetzt. Lediglich das Projekt Chavalon wird mit der geplanten Grösse von 357 MW modelliert. Aufgrund der kleineren Blockgrösse lässt sich der Zubau enger an der Nachfragekurve nachführen, so dass weniger Exportnotwendigkeiten entstehen. In Szenario I werden zusätzlich zum Projekt Chavalon bis zu sechs solche 550 MW-Blöcke (in Variante C, in Variante B lediglich fünf) benötigt. In Szenario II führen Nachfragereduktion und Ausbau der Erneuerbaren dazu, dass zusätzlich zu Chavalon lediglich vier Blöcke in Variante C (zwei Blöcke in Variante B) zugebaut werden müssen.

In Szenario III wird aufgrund der neuen Prioritäten und der expliziten Zielsetzungen davon ausgegangen, dass die Erdgaskraftwerke jeweils mit 20 % Zufeuerung von Holzgas ergänzt werden. Hiervon werden in Variante C zusätzlich zu Chavalon noch drei Blöcke benötigt.

Szenario III ist auch das erste Szenario, in dem eine Lückendeckung mit einer fossil-dezentralen WKK- Strategie sowie einer erneuerbaren Strategie möglich ist. Allerdings ist die fossil-dezentrale WKK-Strategie relativ aufwändig, da im Bereich der kleinen Leistungsklassen (Einzelobjekte) ein erheblicher Zubau erfolgen muss, damit diese Lückendeckung funktioniert.

Um eine Lückendeckung mit einheimischen regenerativen Quellen zu erreichen, müsste einerseits ein moderater Ausbau der Grosswasserkraft stattfinden. Potenzielle Projekte hierfür sind gem. Exkurs 8 vorhanden. Andererseits müsste die Geothermie ab ca. 2020 marktreif sein. Der Ausbau der Grosswasserkraft würde voraussetzen, dass es einen breiten nationalen Konsens für eine solche teilzentrale Regenerativ-Strategie gibt und dass entsprechend der regenerativen Energieerzeugung eine deutliche Priorität vor anderen – auch ökologischen – Kriterien eingeräumt wird. Um entsprechende Planungssicherheit für Investoren herzustellen, wären die Grundlagen in Fragen des Naturschutzes und der Restwassermengen ggf. gesetzlich zu regeln. Die Frage der Marktverfügbarkeit von Geothermie ab 2020 bedeutet einerseits die Notwendigkeit eines gezielten Forschungs-, Entwicklungs- und P&D-Aufwands, stellt aber dennoch aus heutiger Sicht ein Risiko dar.

In Szenario IV wurde zunächst als Vorgabe für Variante C die Notwendigkeit der CO₂-Sequestration (CCS) gesetzt. Hier bleiben aus heutigem Kenntnisstand offene Fragen: Einerseits ist unklar, ob bis 2020 CCS-Technologien serienmässig am Markt verfügbar sind. Dieses Ziel erscheint ambitioniert angesichts der Tatsache, dass es sich bei Grosskraftwerken um langlebige Technologien mit langen Planungs- und Bauzeiten handelt, bei denen „Kinderkrankheiten“ durch entsprechenden Betriebserfahrungen durch die Generationenfolgen hindurch bearbeitet werden. Unter diesen Bedingungen ist eine Serienreife nur denkbar, wenn die entsprechende Entwicklung unter internationaler Koordination erfolgt und z.B. auch Kraftwerksneubauten in China, Indien und Brasilien dazu beitragen. Eine grosstechnische Speicherung in der Schweiz erscheint derzeit mangels entsprechender geologischer Formationen unwahrscheinlich. Ob ein Transport über weite Strecken zur Endlagerstätte ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist, ist aus heutiger Sicht kritisch zu hinterfragen. Es zeigt sich, dass auch ohne CO₂-Sequestration in Szenario IV

Variante C mit zwei zusätzlichen Blöcken zu Chavalon die CO₂-Ziele erreicht werden können.

9.3.5 Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung

Figur 9-25 zeigt eine Übersicht der erwarteten, anders gesagt unter den jeweiligen Rahmenbedingungen als realisierbar eingeschätzten, Potenziale der erneuerbaren Energien im Jahr 2035 nach Szenarien und Varianten. In der Figur sind deutlich die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Szenarien und Varianten zu erkennen.

In Szenario I liefert – aufgrund der unveränderten Energiepolitik – die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen geringfügigen Beitrag, ca. zwei Prozent, an der Landeserzeugung. Etwa die Hälfte der Stromerzeugung stammt aus dem erneuerbaren Anteil des Kehrriechts.

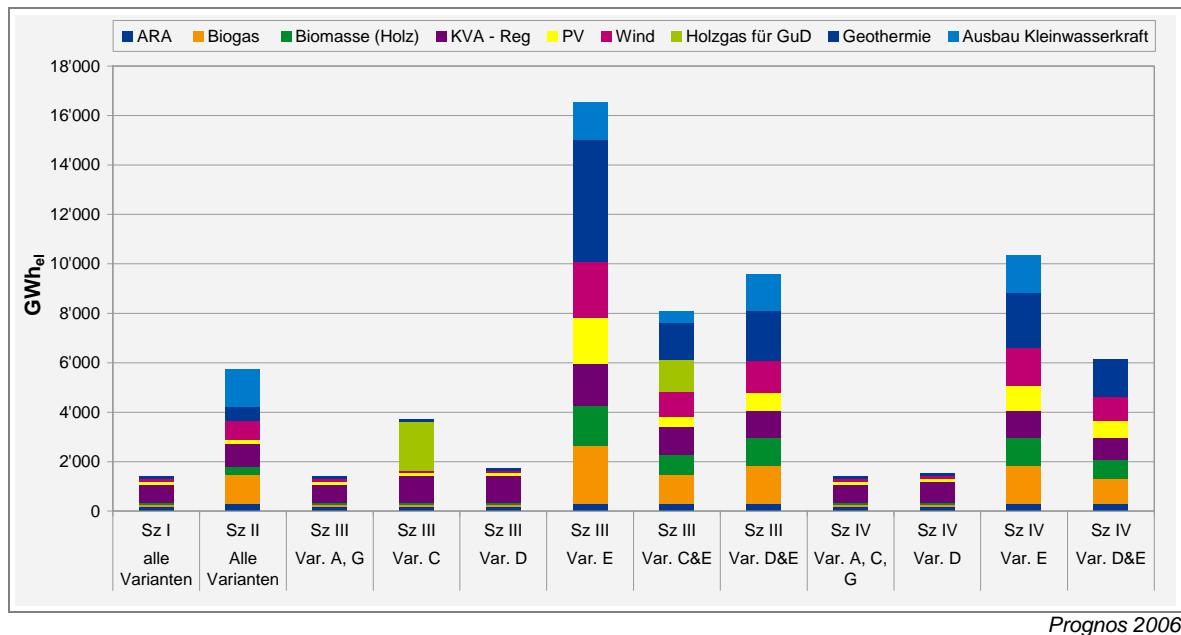
In Szenario II wird die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien durch die Höhe der Fördermittel bestimmt. Die resultierenden Lösungen für den Strommix aus erneuerbaren Energien durch die finanzielle Förderung sind nicht eindeutig. Der gesamte Beitrag von Kleinwasserkraft, Geothermie, Wind, Photovoltaik, Holzkraftwerken sowie Biogas-, Klärgas- und Kehrriechtverbrennungsanlagen beläuft sich in der in den Perspektiven unterstellten Variante im Jahr 2035 auf 5.7 TWh_{el}. Photovoltaik spielt hierin aus Kostengründen eine geringe Rolle. Wird hierzu die Erzeugung der bestehenden Kleinwasserkraft addiert, beträgt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft) ca. 8.9 TWh_{el} in 2035.

In Szenario III werden in der Variante E, zuzüglich zum autonomen Zubau der fossilen WKK und Grosswasserkraft, ca. 16 TWh_{el} an neuer erneuerbarer Stromerzeugung benötigt, um die Stromlücke in 2035 schliessen zu können. Vorausgesetzt wird der Durchbruch der Geothermie. In den Mixvarianten C&E und D&E des Szenarios III werden in 2035 noch 8.0 bzw. 9.5 TWh Strom aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft benötigt. Wie in der zentralen Variante C, wird in der Variante C&E den Erdgas-Kombikraftwerken Holzgas beigemischt. In den Varianten A, D und G spielen erneuerbare Energien zur Stromerzeugung definitionsgemäss eine untergeordnete Rolle.

Die Stromversorgungslücke von 5.0 TWh (6.6 TWh im Winterhalbjahr) in Szenario IV wird in der Variante E fast vollständig durch erneuerbare Energien, und in der Variante D&E durch einen Mix von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und erneuerbaren Energien gedeckt. In der Variante E werden bedingt durch die verringerte Stromlücke ca. 10 TWh erneuerbare Energien gebraucht, gegenüber 16 TWh in Szenario III. In den Varianten A, C, D und G spielen erneuerbare Energien zur Stromerzeugung definitionsgemäss keine prioritäre Rolle. Durch den Ausbau der Kehrriechtverbrennungsanlagen erhöht sich auch der fossile Anteil an Kehrriechtverbrennungsanlagen, so dass sich das Potenzial der Variante D von den Varianten A, C und G unterscheidet.

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass die Aufteilung auf die einzelnen erneuerbaren Energieträger auf die einzelnen Szenarien nicht eindeutig ist: Sie wurde mit Modellrechnungen unter bestimmten Kostenoptimalitätskriterien mit Nebenbedingungen entwickelt, kann aber in Abhängigkeit vom Fördermodell und den darin angelegten Anreizen unterschiedlich ausfallen. Obergrenzen für die Potenziale wurden bei Holzgas in Gaskraftwerken (20 % Energieträgereinsatz), KVA und ARAs gesetzt; die Potenziale beim Wind wurden aus Kostengründen eher vorsichtig ausgeschöpft.

Figur 9-25 Erwartete Potenziale der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in 2035, ohne Grosswasserkraft, in GWh_{el}



9.3.6 Fossil-thermische WKK in der Stromerzeugung

Die absetzbare Wärme ist – neben Wirtschaftlichkeitsfragen – der wesentlich zu berücksichtigende Faktor beim Einsatz von WKK-Anlagen. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen werden insbesondere kleinere Anlagen auf hohe Volllaststunden hin ausgelegt. Damit ist das begrenzende Kriterium die nachgefragte Wärme-Grundlast.

Zur Ermittlung des technischen Potenzials für die Szenarien wurde der durch fossile Wärmeerzeuger sowie Fernwärme gedeckte Wärmebedarf in den jeweiligen Szenarien herangezogen. Da die Wärmenachfrage in allen Szenarien im Laufe der Zeit zurückgeht, stellt die Wärmenachfrage in 2035 den maximalen Auslegungspunkt für den Einsatz von WKK-Anlagen in den Szenarien dar.

In Szenario I werden keine gegenüber heute veränderten Politikinstrumente unterstellt, somit auch keine für WKK veränderten oder stärker förderlichen Rahmenbedingungen als derzeit. In den vergangenen Jahren liess sich ein Zubau an dezentralen WKK-Anlagen, sowohl im industriellen als auch im Dienstleistungssektor, verzeichnen. Ein moderater weiterer Zubau in geeigneten Anwendungsfällen wird auch ohne zusätzliche Förderung in Szenario I unterstellt. Die Stromausbeute aus KVA bleibt konstant. Dies führt insgesamt zu einer Stromproduktion von 3.3 TWh (incl. fossiler Anteil von Kehrlichtverbrennungsanlagen) im Jahr 2035 und ist in allen Varianten von Szenario I gleich.

In Szenario II werden ebenfalls keine grundlegend neuen Instrumente und Strategien zur Förderung von WKK-Anlagen unterstellt. Jedoch wird davon ausgegangen, dass im Rahmen der verstärkten Zusammenarbeit vor allem zwischen Elektrizitätswirtschaft und Wirtschaft die vorhandenen wirtschaftlichen Potenziale stärker ausgeschöpft werden als in Szenario I. In allen Varianten kommt es hier zu einem verstärkten Zubau von bis zu 3.7 TWh in 2035.

In Szenario III wird der WKK-Zubau in den verschiedenen Varianten unterschiedlich behandelt. In den Varianten A, C und G wird, wie in den Szenarien I und II, ein autonomer

Zubau angenommen. Aufgrund des in diesem Szenario insgesamt verringerten Wärmebedarfs der Gebäude wird eine Elektrizitätsproduktion aus WKK von bis zu 2.9 TWh in 2035 erreicht. In der Variante D wird untersucht, ob sich die Stromlücke ausschliesslich auf der Basis von dezentraler fossiler WKK-Produktion decken lässt. Es zeigt sich, dass die technischen Potenziale hinreichend sind, um die Stromlücke sowohl im Winter als auch im Sommer zu decken. Sie müssen auch nicht vollständig ausgeschöpft werden, um dieses Ziel zu erreichen. Der Zubau muss allerdings bereits frühzeitig in ausreichendem Masse erfolgen, um die erstmals in 2018 auftretenden „Stufe“ in der Stromlücke kompensieren zu können. In Szenario III wurde zusätzlich zu den „Eckvarianten“ eine Mischvariante „D&E“ gerechnet, die die dezentrale fossile WKK-Erzeugung mit der erneuerbaren Erzeugung kombiniert. Bei dieser Strategie wurden in beiden Erzeugungsbereichen die jeweils kostengünstigsten Potenziale erschlossen, so dass sich der Anteil der WKK-Anlagen in den kleinen Leistungsklassen verringert.

In Szenario IV wurden analog zu Szenario III in den Varianten A, C und G WKK-Anlagen im Rahmen eines autonomen Zubaus eingesetzt. Aufgrund der in Szenario IV weiter gegenüber Szenario III sinkenden spezifischen Wärmebedarfe beträgt die gekoppelte Stromerzeugung in 2035 in diesem Fall 2.4 TWh. In Szenario IV wurden ebenfalls für eine Variante D die aus dem Wärmebedarf abgeleiteten technischen Potenziale ermittelt.

Tabellen 9-30 und 9-31 zeigen die Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung, ohne Kehrlichtverbrennungsanlagen, nach Klein- und Gross-WKK.

Tabelle 9-30 **Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen < 1 MW_{el}) in 2035, in TWh_{el}/a**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	1.0	1.0	1.0	-	-	-	-	1.0
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	1.1	1.1	1.1	-	-	-	-	1.1
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.8	-	0.8	14.5	0.8	0.8	8.9	0.8
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.6	-	0.6	8.7	0.6	-	3.0	0.6

Prognos 2006

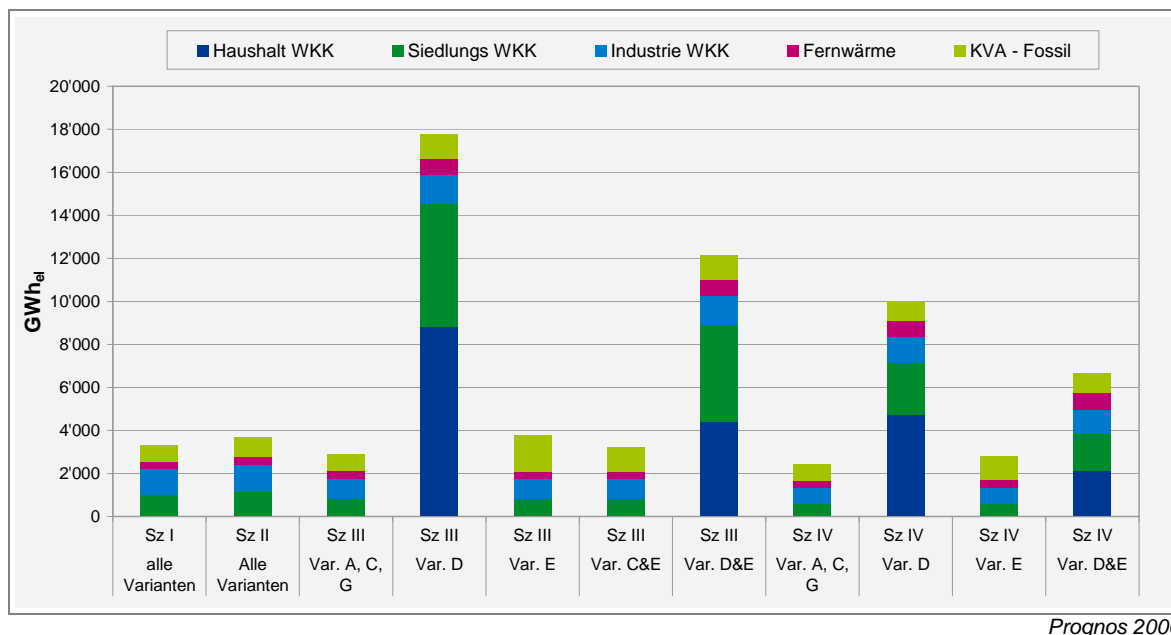
Tabelle 9-31 **Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen > 1 MW_{el}) in 2035, in TWh_{el}/a**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	1.6	1.6	1.6	-	-	-	-	1.6
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	1.6	1.6	1.6	-	-	-	-	1.6
Sz III	„Neue Prioritäten“	1.3	-	1.3	2.1	1.3	1.3	2.1	1.3
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	1.1	-	1.1	2.0	1.1	-	1.9	1.1

Prognos 2006

In Figur 9-26 sind die oben erläuterten und dargestellten erwarteten Potenziale nach Einsatzbereich grafisch nach Szenario und Variante dargestellt. Sichtbar sind die vorhandenen Potenziale im Haushaltsbereich (z.B. Szenario III, Variante D) und der Siedlungs-WKK (Bereich 50 - 500 kW_{el}), die erst bei einer WKK-Strategie ausgeschöpft werden. Die Potenziale im Industriesektor (Anlagen > 1 MW_{el}) sind begrenzt und bereits heute zum Teil ausgeschöpft, so dass es hier keine gravierenden Unterschiede in den Varianten und Szenarien gibt. In der Figur ist der fossile Anteil an der Stromerzeugung (50 Prozent) der Kehrlichtverbrennungsanlagen einbezogen.

Figur 9-26 **Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in 2035 in GWh_{el}**



Prognos 2006

9.3.7 Sensitivitäten des Elektrizitätsangebots

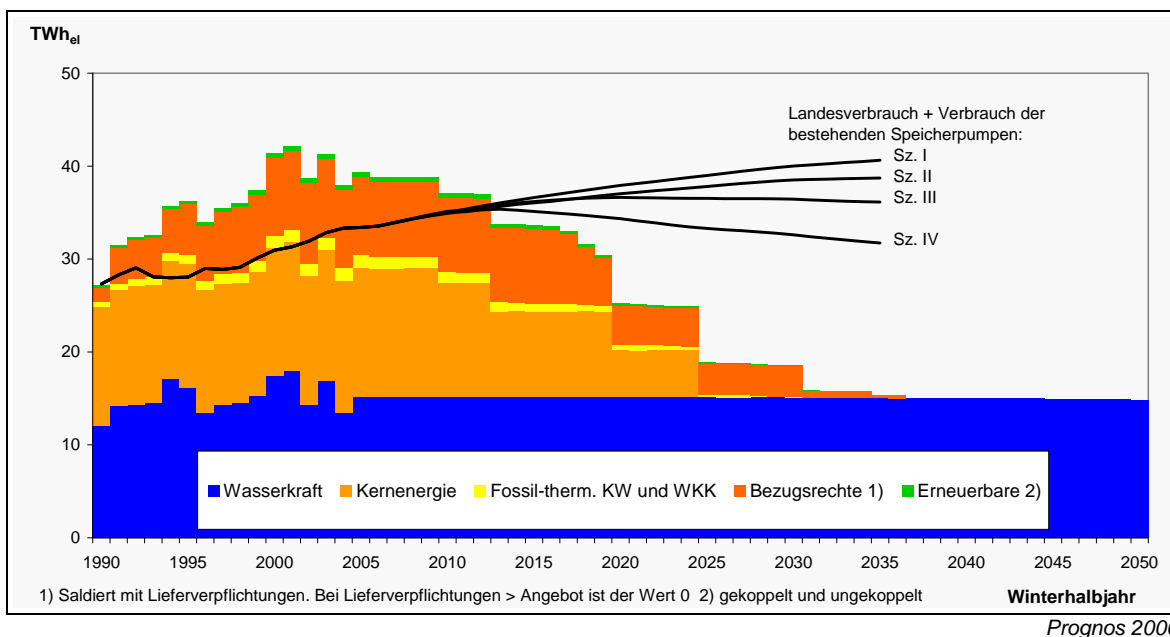
9.3.7.1 Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre

Der folgende Abschnitt ist dem Szenarienvergleich Kap. 8 von Band 5 entnommen. Für genauere Erläuterungen wird auf die jeweiligen Beschreibungen der Szenarien und Modellrechnungen des Elektrizitätsangebots verwiesen.

Bei einer Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren, wie es bei deren Bau vorgesehen war, tritt die Stromlücke im Winterhalbjahr nicht erst 2018 bzw. 2020 auf, sondern bereits im Jahr 2013. Die Stilllegung der Kernkraftwerke erfolgt in dieser Sensitivität innerhalb des Zeitraumes, in dem auch die Bezugsrechte auslaufen. Dadurch tritt die Lücke nicht nur eher auf, sie vergrößert sich auch sehr schnell. Im Jahr 2035 steht aus dem heute bestehenden Kraftwerkspark fast nur noch Wasserkraft für die Stromerzeugung zur Verfügung, falls kein Zubau betrachtet wird.

In Figur 9-27 ist die Stromlücke für die Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre im Winterhalbjahr grafisch dargestellt. Die Lücke beträgt in Szenario I im Winterhalbjahr 2035 25.3 TWh_{el} (38.0 TWh_{el} im hydrologischen Jahr) und in Szenario IV noch 15.8 TWh_{el} (20.8 TWh_{el} im hydrologischen Jahr). Die grössten Sprünge in der Lücke treten in den Jahren 2020 und 2025 auf, so dass diese Auslegungszeitpunkte „kritische Jahre“ für den Zubau sind.

Figur 9-27 **Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Beim Ausstieg aus der Kernenergie werden keine neuen Kernkraftwerke zugebaut und somit entfallen die Varianten A und B aus der Angebotspalette.

Nur neue Kombikraftwerke oder neue Importe kommen in dieser Sensitivität in Szenario I und II als Angebotsvariante in Frage. In der Variante C der beiden Szenarien werden jeweils 3 zusätzliche Kombikraftwerke gebraucht: in Szenario I werden statt acht Kombikraftwerke im Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) nun 11 Kombikraftwerke gebraucht und in Szenario II statt fünf Kombikraftwerken acht Kombikraftwerke. Je zusätzlichem Kombikraftwerk führt dies zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen um ca. 1 Mio. Tonnen pro Jahr. Die neuen Importe steigen in den beiden Szenarien mit der Zunahme der Lücke (Variante G). Die Zunahme der Lücke beträgt in 2035 gegenüber der Referenz ca. 15.5 TWh_{el}, was ca. 2'600 MW_{el} an zusätzlicher Leistungskapazität bedeuten würde.

Eine vollständige Schliessung der Lücke durch erneuerbare Energien (Var. E) oder fossil-thermische Kraftwerke (Var. D) ist in Szenario III durch das verfrühte Eintreten der Lücke nicht möglich.

Berechnungen zu dieser Sensitivität wurden mit den Angebotsvarianten C und C&E durchgeführt. Die Berechnungen zeigen, dass in der Variante C an Stelle von vier Kombikraftwerken im Referenzfall nun acht Kombikraftwerke benötigt werden. In der Variante C&E werden im Vergleich zum Referenzfall ein Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk mehr zugebaut, und es wurde angestrebt, die restliche Lücke mit erneuerbaren Energien zu decken. Der Beitrag der erneuerbaren Energien mit 19.1 TWh_{el} in 2035 ist in diesem Fall grösser als der Beitrag im Referenzfall der Variante E.

Für die anderen Varianten D&E und G in Szenario III wurden keine Berechnungen durchgeführt. In der Variante G ist eine Schätzung der Höhe der neuen Importe jedoch direkt aus der Zunahme der Lücke abzuleiten.

In Szenario IV werden an Stelle von drei Erdgas-Kombikraftwerken im Referenzfall in der Variante C nun sieben Kombikraftwerke benötigt. Es wurde zudem versucht, die Lücke mittels fossiler Wärme-Kraft-Kopplung und erneuerbarer Energien zu decken (Variante D&E). Selbst beim Zubau von erneuerbaren Energien in gleicher Menge (16.5 TWh_{el}), wie in der Variante E von Szenario III (eine Art Obergrenze des Zubaus der Erneuerbaren), und dem Zubau von fossiler Wärme-Kraft-Kopplung mit 12.3 TWh_{el}, ähnlich wie in der Variante D von Szenario IV, bleibt eine Lücke übrig, die (modelltechnisch) am Besten mit Blöcken, in diesem Fall zwei Erdgas-Kombikraftwerken, gedeckt werden kann. Somit ist diese Variante eigentlich eine Variante C&D&E. Würde eine Variante G unterstellt, dann steigen die neuen Importe mit der Zunahme der Lücke.

Ein Ausstieg aus der Kernenergie führt einerseits zu einem erhöhten Zubau, und somit zu höheren Kosten des Zubaus, andererseits bewirkt der Ausstieg eine Kostenminderung beim Betrieb der bestehenden Kraftwerke.

Obwohl das bestehende Angebot in den Perspektiven an sich nicht monetär bewertet wird, ist eine Abschätzung der Minderkosten bei einer verkürzten Laufzeit der Kernkraftwerke vorzunehmen, um die Mehrkosten, die bei dem Zubau anfallen, nicht zu überschätzen. In Rahmen der Perspektiven wurden keine neuen Kostenrecherchen und -rechnungen vorgenommen. Trotzdem konnte anhand der vorhandenen Daten und Berechnungen in der Prognos-Studie „Strom ohne Atom“ [Prognos 2001], in der die Minderkosten der KKW-Stilllegung im Detail analysiert und aufgeführt sind, mittels einer Umrechnung der Daten auf die neuen Voraussetzungen in den vorliegenden Perspektiven, eine Abschätzung der Kosten vorgenommen werden.

Eine Verkürzung oder Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke hat unmittelbar Einfluss auf die folgenden Kostenkomponenten [Prognos 2001]:

- Kapitalkosten für Nachrüstungskosten der Anlage zur Verlängerung der Betriebsdauer über 40 Jahre hinaus. Die Nachrüstungskosten betragen für einen 10 Jahre längeren Betrieb 500 CHF/kW_{el} (siehe auch Abschnitt 2.4.3 in Band 5). Die Kosten werden finanzmathematisch, mit einem Realzinssatz von 2.5 Prozent auf die betroffene Dekade verteilt. Kapitalkosten für die Erstinvestition sind unabhängig von der Betriebsdauer.
- Die Betriebskosten sind mit dem Betrieb der Anlage verbunden und somit variabel.
- Die Brennstoffkosten sind ebenso mit dem Betrieb der Anlage verbunden. Sowohl die Betriebskosten als auch die Brennstoffkosten werden über die Laufzeit real konstant gehalten.
- Die Entsorgungskosten sind zum einen von der Betriebsdauer unabhängig, zum anderen (Transporte, zentrale Abfallbehandlung, Zwischenlagerung, Brennelemente bis zur Endlagerung) abhängig von der Betriebsdauer. Die Rückstellungen für die Entsorgung werden wie bei den Stilllegungskosten in einen Fond einbezahlt. Spätestens nach einer 40-jährigen Laufzeit sollte der vorgesehene Betrag zur Deckung der gesamten Entsorgungskosten geleistet sein. Mehrkosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren hinaus betragen nach Schätzung des BFE [in Prognos 2001] 1.75 Mrd. CHF pro 10 Jahre zusätzlicher Betriebsdauer.

Zudem wurde unterstellt, dass die Erstinvestition des Kraftwerks nach 30 Jahren abgeschlossen ist, so dass für die Perspektivenperiode ab 2004 keine Kapitalkosten, und somit keine Mehr- und Minderkosten, anfallen.

Die Stilllegungskosten sind unabhängig von der Betriebsdauer, da die Beiträge unter Annahme einer 40-jährigen Betriebsdauer bis zum Zeitpunkt der Stilllegung der Anlage geleistet werden.

Nach Umrechnung der Daten auf die neuen Voraussetzungen (anderer Zinssatz, andere Zeitperiode) in den vorliegenden Perspektiven betragen die diskontierten kumulierten Minderkosten der Kernkraftwerke bei einer Laufzeit von 40 Jahren über den Zeitraum 2004 - 2035 -6.8 Mrd. CHF. Für Erläuterungen wird auf Anhang J, Band 5 und die Studie „Strom ohne Atom“ verwiesen [Prognos 2001].

Beispielhaft sind jeweils für die Variante C der Szenarien I und IV die Mehr- und Minderkosten einer verkürzten Betriebsdauer in Tabelle 9-32 aufgelistet.

Tabelle 9-32 Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verkürzten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF

		Mehrkosten des Zubaus gegenüber der Referenz	Minderkosten der Stilllegung gegenüber der Referenz	Summe Differenzkosten gegenüber der Referenz
Szenario I	Variante C Fossil-zentral	10.7	-6.8	3.9
Szenario IV	Variante C Fossil-zentral	9.2	-6.8	2.4

Prognos 2007

Tabelle 9-33 **Kenngrößen des Zubaus in 2035**
Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz. I	„Weiter wie bisher“	- ¹⁾	- ¹⁾	11 GuD	-	-	-	-	ca. 33.8 TWh (5'633 MW _{el})	38.0	25.3
Sz. II	„Verstärkte Zusammen- arbeit“ 330 Mio./a für neue Erneuerbare	- ¹⁾	- ¹⁾	8 GuD 5.7 TWh EE	-	-	-	-	ca. 26.4 TWh (4'400 MW _{el})	34.4	23.2
Sz. III	„Neue Prioritäten“	- ¹⁾	-	8 GuD *	- ²⁾	- ²⁾	4 GuD * 19.1 TWh EE	n.b.	ca. 25.0 TWh (4'166 MW _{el})	29.3	20.5
Sz. IV	„Weg zur 2000-Watt- Gesellschaft“	- ¹⁾	-	7 GuD	n.b.	n.b.	-	12.3 TWh WKK 16.5 TWh EE 2 GuD **	ca. 20.4 TWh (3'400 MW _{el})	20.8	15.8

1) Ausstieg aus der Kernenergie, keine neuen KKW

2) Nicht machbar

* mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

** Es braucht in dieser Variante neben dem dezentralen Ausbau weiterhin zwei Kombikraftwerke. Die Bezeichnung der Variante ist hiermit eigentlich mit C&D&E vorzusehen.

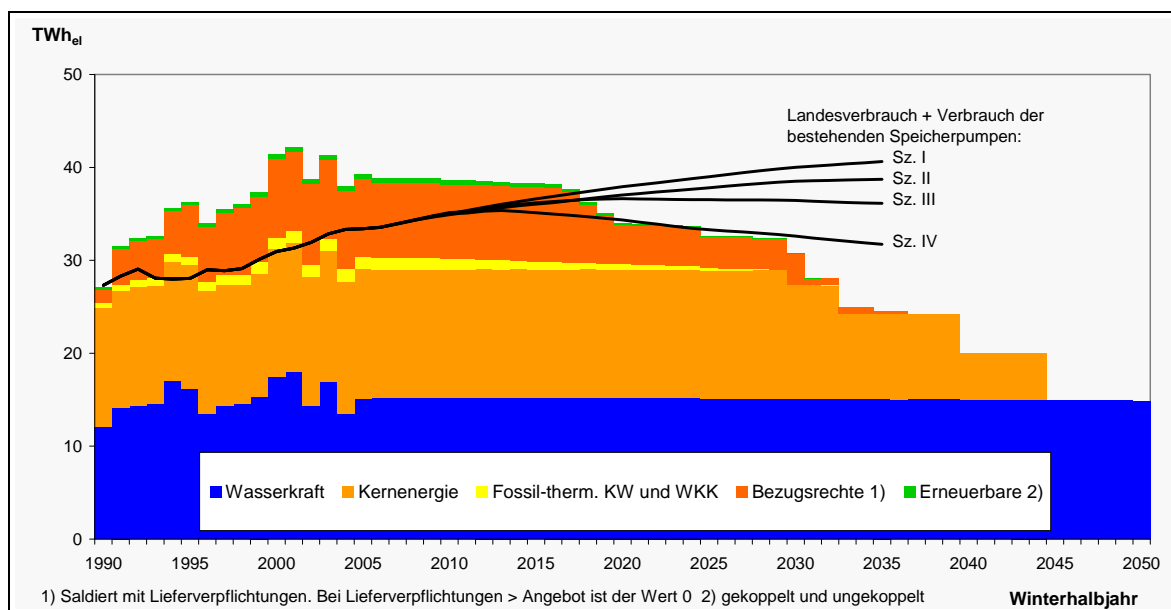
Prognos 2006

9.3.7.2 Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre

Der folgende Abschnitt ist wiederum dem Szenarienvergleich Kap. 8 von Band 5 entnommen. Für genauere Erläuterungen wird auf die jeweiligen Beschreibungen der Szenarien und Modellrechnungen des Elektrizitätsangebots verwiesen.

In der Sensitivität Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre werden die Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg 10 Jahre länger betrieben, allerdings weiterhin vor 2035 stillgelegt. Hierdurch tritt keine Verschiebung des Eintretens der Lücke auf. Die Lücke ist eine Folge des Auslaufens der Bezugsrechte. Die Stromlücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, so dass sich nur die zwischenzeitliche Lücke (2018 - 2035) verändert. Figur 9-28 zeigt die zeitliche Entwicklung des bestehenden Angebots in der Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre und die Nachfrage in den einzelnen Szenarien.

Figur 9-28 **Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Da die Deckungslücke in 2035 ebenso gross ist wie im Referenzfall, führen die Ergebnisse der Modellrechnungen zu fast den gleichen Zubauergebnissen in 2035 wie im Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) (Tabelle 9-34). Die Unterschiede der betrachteten Angebotsvarianten sind folgende:

- In der Variante B der Szenarien I und II kann durch die geringere „zwischenzeitliche“ Lücke modelltechnisch ein Kombikraftwerk gespart werden. Der Zubau beträgt, neben dem autonomen Zubau, somit vier Kombikraftwerke und ein Kernkraftwerk in Szenario I sowie zwei Kombikraftwerke und ein Kernkraftwerk in Szenario II.
- In der untersuchten Variante D&E des Szenario IV – aber auch in den Varianten D und E – müssen die Zuwachsraten weniger stark sein als im Referenzfall, da der kritische Zeitpunkt sich von 2023 im Referenzfall in dieser Sensitivität Richtung 2030 bewegt. Hierdurch muss weniger fossile Wärme-Kraft-Kopplung zugebaut werden. Beim

gleich bleibenden Zubau der erneuerbaren Energien erhöht sich der Anteil Erneuerbare am Zubau.

Als notwendige Voraussetzung für diese Sensitivität gilt die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke bei einer verlängerten Laufzeit.

Dies würde gegenüber dem Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) zu erhöhten Kosten führen. Sowohl die Nachrüstungskosten der Kernkraftwerke Beznau I&II sowie Mühleberg als auch die Betriebskosten, Brennstoffkosten und Entsorgungskosten erhöhen sich für die drei kleinen Kernkraftwerke. Kapitalkosten der Erstinvestition und die Stilllegungskosten sind unabhängig von der Betriebsdauer.

Nach Umrechnung der Daten von Prognos 2001 betragen die diskontierten kumulierten Mehrkosten der Kernkraftwerke bei einer Laufzeit von 60 Jahren über den Zeitraum 2004 - 2035 2.1 Mrd. CHF. Für Erläuterungen wird wiederum auf Anhang J, Band 5 und die Studie „Strom ohne Atom“ verwiesen [Prognos 2001].

Beispielhaft sind jeweils für die Variante C der Szenarien I und IV die Mehr- und Minderkosten einer verlängerten Betriebsdauer in Tabelle 9-34 aufgelistet.

Tabelle 9-34 **Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verlängerten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF**

		Minderkosten des Zubaus gegenüber der Referenz	Mehrkosten der Verlängerung gegenüber der Referenz	Summe Differenzkosten gegenüber der Referenz
Szenario I	Variante C Fossil-zentral	-2.7	2.1	-0.6
Szenario IV	Variante C Fossil-zentral	-3.5	2.1	-1.4

Prognos 2007

Tabelle 9-35 **Kenngrößen des Zubaus in 2035**
Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz. I	„Weiter wie bisher“	2 KKW	4 GuD + 1 KKW	7 GuD	-	-	-	-	20.0 TWh	22.3	16.1
Sz. II	„Verstärkte Zusammen- arbeit“ 330 Mio./a für neue Erneuerbare	2 KKW 5.7 TWh EE	2 GuD + 1 KKW 5.7 TWh EE	5 GuD 5.7 TWh EE	-	-	-	-	12.7 TWh 5.7 TWh EE	18.6	14.1
Sz. III	„Neue Prioritäten“	1 KKW	-	4 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	11.5 TWh	13.5	11.3
Sz. IV	„Weg zur 2000-Watt- Gesellschaft“	1 KKW	-	3 GuD	n.b.	n.b.	-	5.9 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh	5.0	6.6

* mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

Prognos 2006

9.4 Kosten und Abgaben

9.4.1 Energiepreise und Abgaben

Wesentliche Instrumente zur Umsetzung der unterschiedlichen energiepolitischen Ziele in den einzelnen Szenarien sind Abgabensinstrumente, die die Preise für Endenergieträger erhöhen. Diese haben sehr unterschiedliche Eingriffstiefen und wirken auf unterschiedliche Energieträger.

Die Abgabensinstrumente in Kürze zusammengefasst:

- Szenario I: Keine Abgaben.
- Szenario Ib: Abgabe auf Brennstoffen 35 CHF/t CO₂, entspr. 9 Rp./l Heizöl, auf Treibstoffen 64 CHF/t CO₂ in 2006, entsprechend 15 Rp./l, 128 CHF/t CO₂ ab 2008, entsprechend 30 Rp./l.
- Szenario II: Abgabe auf Brennstoffen 35 CHF/t CO₂, entsprechend 9 Rp./l Heizöl.
- Szenario III: Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen, die zur Verdoppelung der fossilen Endenergieträgerpreise gegenüber dem Preisszenario „Trend“ führt; dies bedeutet eine Abgabenhöhe von 51 Rp./l Heizöl und führt zu einem Heizölpreis von 10.01 CHF/l in 2035. Beim Benzin beträgt die Abgabenhöhe 1.40 CHF/l, der Treibstoffpreis beträgt dann 2.80 CHF/l. Abgabe auf Elektrizität und Fernwärme, die zu einer Erhöhung der entsprechenden Preise um 50 % gegenüber Preisszenario „Trend“ (30 \$/bbl) führt (Abgabe auf Elektrizität 9 Rp./kWh für die Haushalte, Endpreis 27 Rp./kWh); Erhöhung der Holzpreise um 30 %, dies ist jedoch keine Abgabewirkung, sondern ein marktbedingtes „Nachziehen“.
- Szenario IV: Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen, die zur Verdoppelung der fossilen Endenergieträgerpreise sowie der Preise für Elektrizität und Fernwärme gegenüber dem Preisszenario „hoch“ (50 \$/bbl) führt. Dies bedeutet eine Abgabe von 86 Rp./l Heizöl und einen Endpreis von 1.36 CHF/l in 2035, eine Abgabe von 1.71 Rp./l Treibstoff, Endpreis von 3.12 CHF/l in 2035, Abgabenhöhe von 19 Rp./kWh Strom, Endpreis 38 Rp./kWh in 2035. Holz zieht wiederum nach.

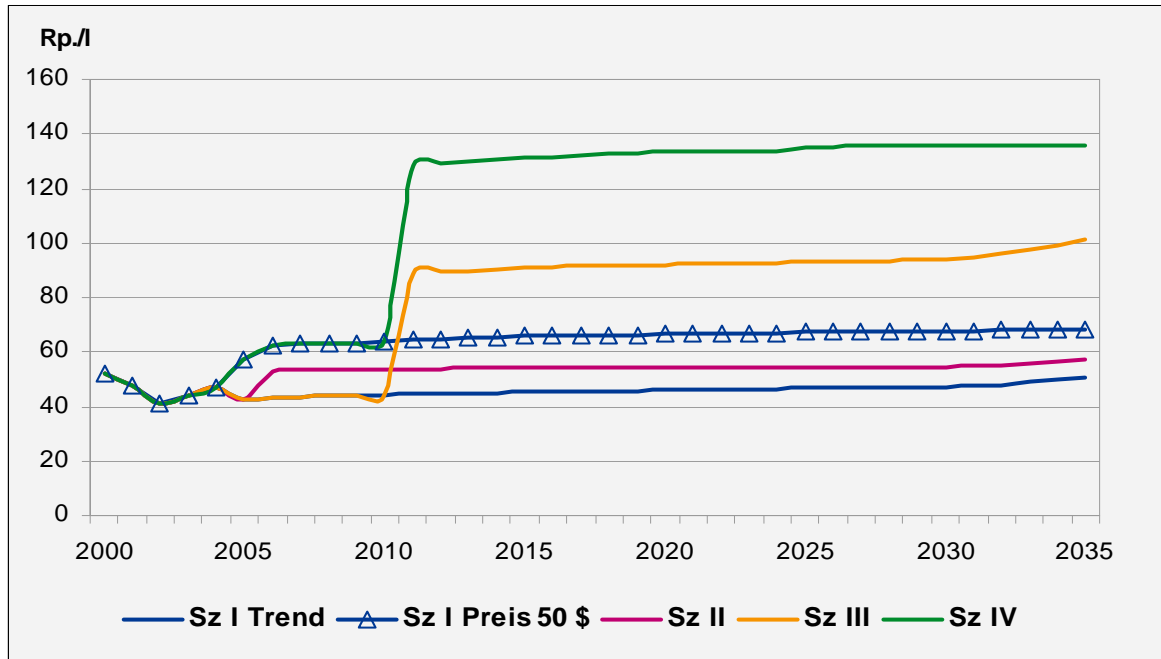
In den folgenden Tabellen und Grafiken werden die Preise für Heizöl (als exemplarischen fossilen Brennstoff), Elektrizität und Benzin als exemplarischen fossilen Treibstoff – jeweils für Privathaushalte – miteinander verglichen. Das Preisszenario „hoch“ ist mit aufgeführt. Die Preise sind alle in realen CHF 2003 ausgedrückt.

Tabelle 9-36 **Vergleich der Endenergieträgerpreise in den verschiedenen Szenarien (Realpreise, in CHF 2003)**

Endverbraucherpreise	Elektrizität (Rp/kWh)		Heizöl extra leicht (Rp/l)		Benzin (CHF/l)	
	2000	2035	2000	2035	2000	2035
Szenario I Trend	19.2	18.2	51.9	50.6	1.4	1.4
Szenario I Preis 50 \$	19.2	18.8	51.9	68.0	1.4	1.6
Szenario II	19.2	18.2	51.9	57.5	1.4	1.4
Szenario III	19.2	27.3	51.9	101.2	1.4	2.8
Szenario IV	19.2	37.5	51.9	136.1	1.4	3.1

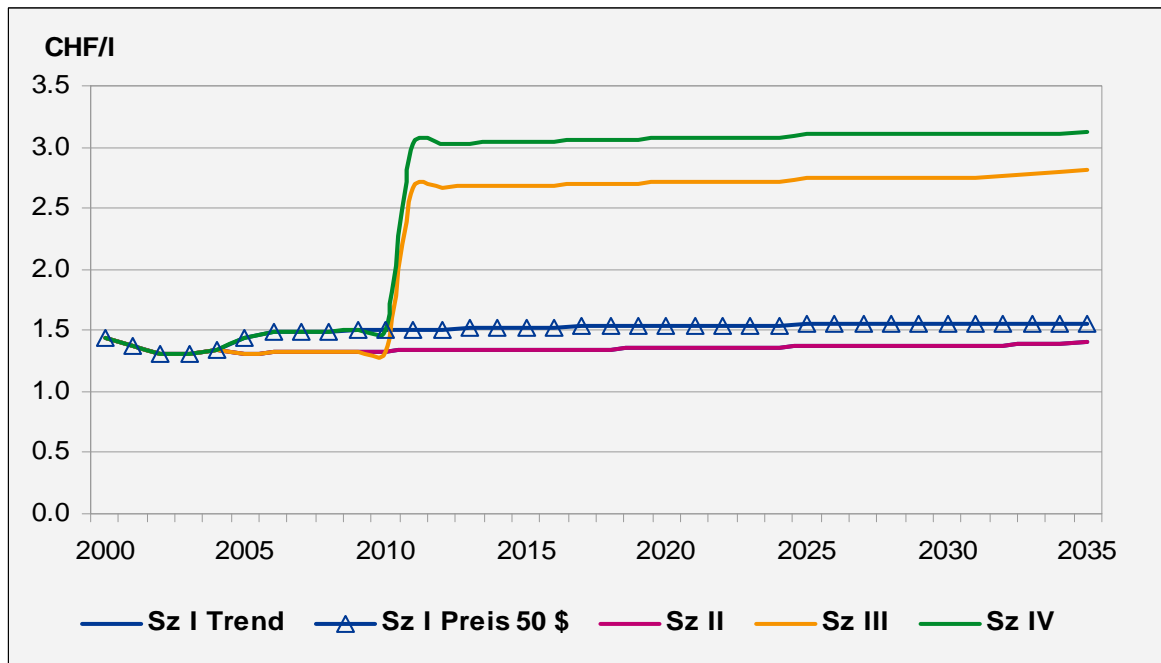
Prognos 2006

Figur 9-29 Vergleich der Preise für Heizöl (Haushalte) in den verschiedenen Szenarien, in Rp./l



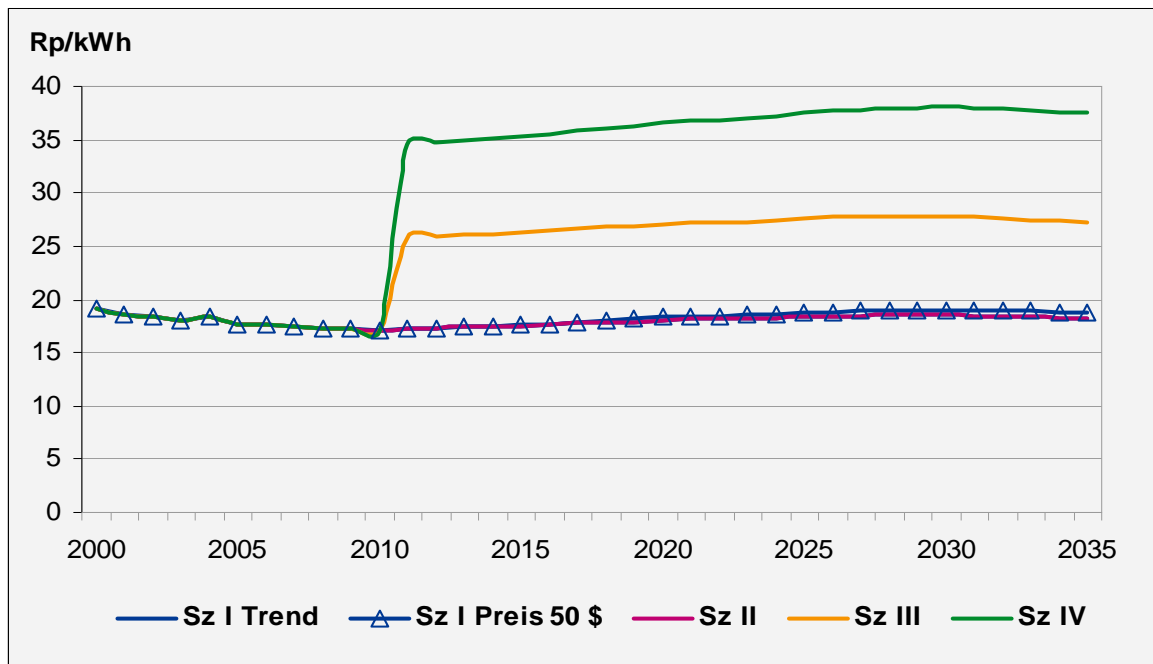
Prognos 2006

Figur 9-30 Vergleich der Preise für Benzin (Pkw) in den verschiedenen Szenarien, in CHF/l



Prognos 2006

Figur 9-31 Vergleich der Preise für Elektrizität (Haushalte) in den verschiedenen Szenarien, in Rp./kWh



Prognos 2006

Anmerkung: Preise Szenario I und Preise Szenario II sind bei Benzin und Elektrizität jeweils identisch.

Die Figuren zeigen deutlich, dass der Preisdruck, der nach den Modellrechnungen als notwendig eingeschätzt wird, um die Ziele aus Szenario III und IV zu erreichen, weitaus höher ist als derjenige, der durch die „Kyoto-2010-orientierten“ Abgaben von Szenario Ib und II erzeugt wird.

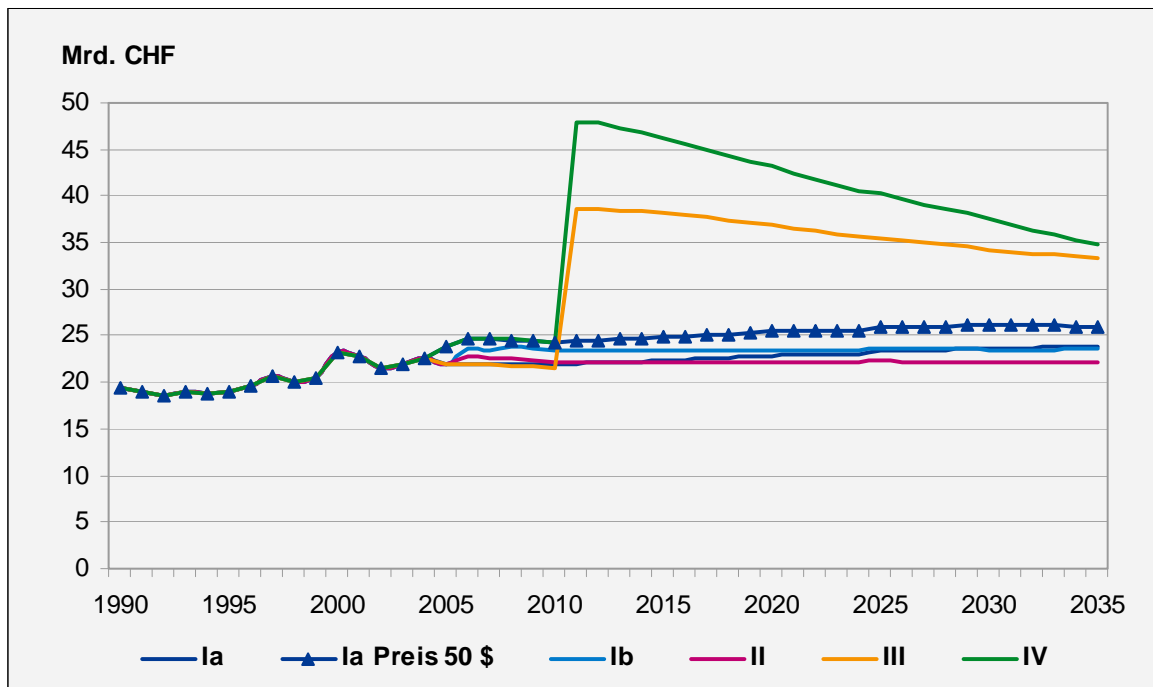
9.4.2 Die Energierechnung

Die gesamte Energierechnung der Schweiz (Kosten der Endenergieträger, incl. aller Abgaben) entwickelt sich in den einzelnen Szenarien entsprechend der Abgaben und des Verbrauchs sehr unterschiedlich.

9.4.2.1 Die Energierechnung mit Abgaben

Die folgende Grafik zeigt die Endenergieausgaben der gesamten Schweiz incl. Abgaben im Szenarienvergleich. Wegen des CO₂-Abgabeninstruments wird die Sensitivität Ib mit aufgenommen.

Figur 9-32 Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 1990 - 2035

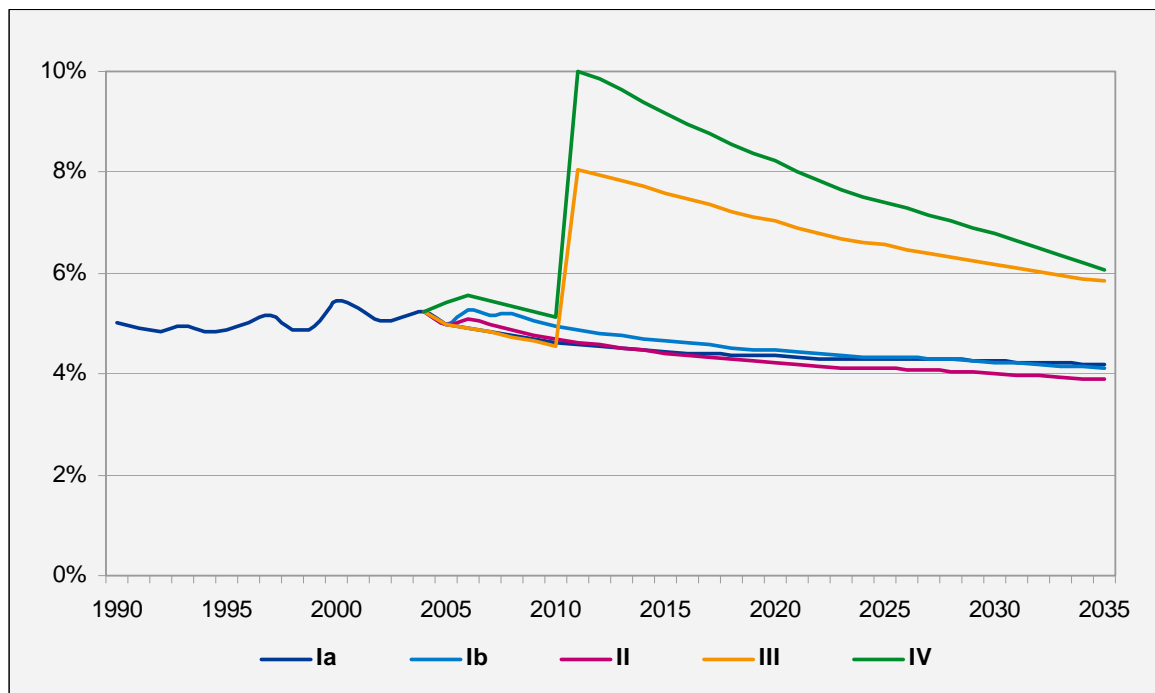


Prognos 2007

Deutlich sichtbar sind jeweils die Zeitpunkte, zu denen die Erhebung der Abgaben als erstes einsetzt: 2006 in den Szenarien Ib und II, 2011 für die Szenarien III und IV. In den Szenarien Ib und II sinkt die Energierechnung trotz der CO₂-Abgabe auf Brennstoffen (und in Ib auch auf Treibstoffen) unter diejenige von Szenario I. Aufgrund des hohen Abgabendrucks und der erreichten Einsparungen nähert sich die Energierechnung von Szenario IV derjenigen von Szenario III im Zeitverlauf an. Liegt die Rechnung von Szenario IV in 2011 um gut 23 % über derjenigen von Szenario III (und um 123 % über derjenigen von Szenario I), so beträgt die Differenz in 2035 nur mehr knapp 4 % gegenüber Szenario III und 45 % gegenüber Szenario I.

Bezogen auf das BIP und die Einwohnerzahl ergibt sich das folgende Bild:

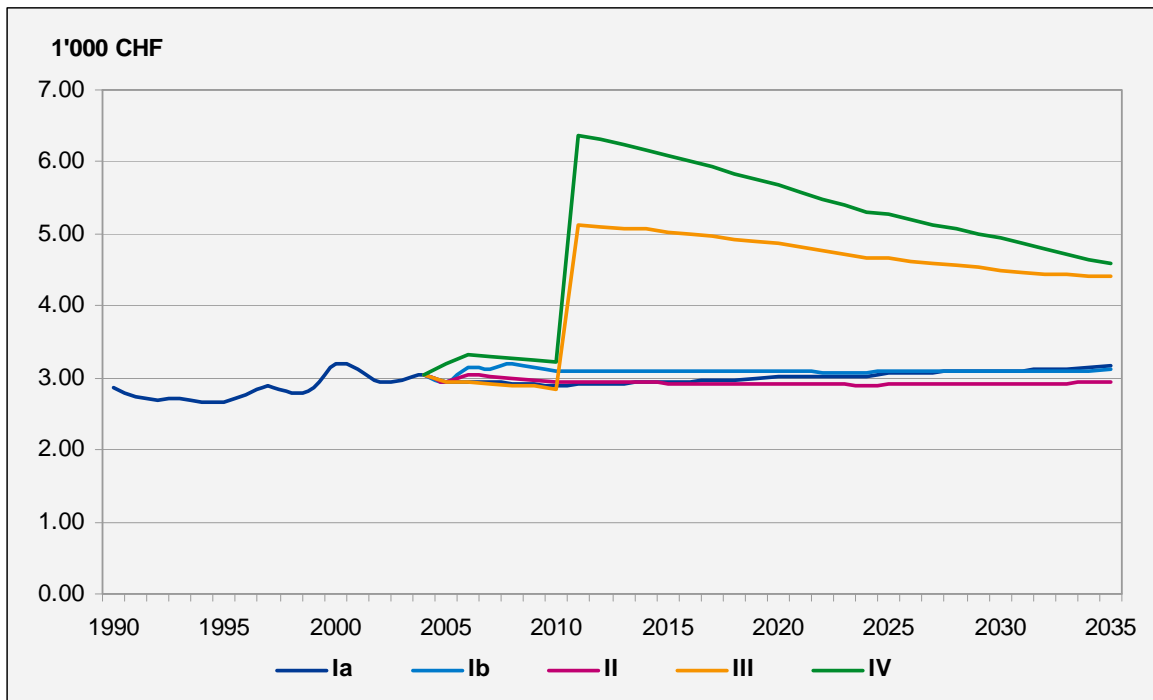
Figur 9-33 **Endenergierechnung je BIP-Einheit incl. Abgaben in den Szenarien, in % (real Preisbasis 2003), 1990 - 2035**



Prognos 2007

Trotz der ausgeprägten Sprünge in den Szenarien III und IV in 2011 ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass genau diese Sprünge das rückverteilte Abgabenaufkommen sind. Dieses Aufkommen gerät zu einem grossen Teil wieder in den Kreislauf, da es in entsprechende Effizienzinvestitionen umgesetzt wird, wie in den folgenden Teilkapiteln erläutert wird.

Figur 9-34 **Endenergierechnung pro Kopf incl. Abgaben in den Szenarien, in 1'000 CHF p.c. (real Preisbasis 2003), 1990 - 2035**



Prognos 2007

Da in der Energierechnung sämtliche Sektoren mit ihren Energiekosten enthalten ist, bedeutet diese Kenngrösse nicht nur die direkten Energieausgaben für Heizung und Treibstoffe der Haushalte, sondern auch die jeweils anteiligen Energieausgaben im Schienenverkehr, im Güterverkehr sowie in allen Dienstleistungen und Industrieprodukten, die in der Schweiz produziert werden (einschliesslich der exportierten). Insofern ist bei der Interpretation dieser Grösse Vorsicht geboten.

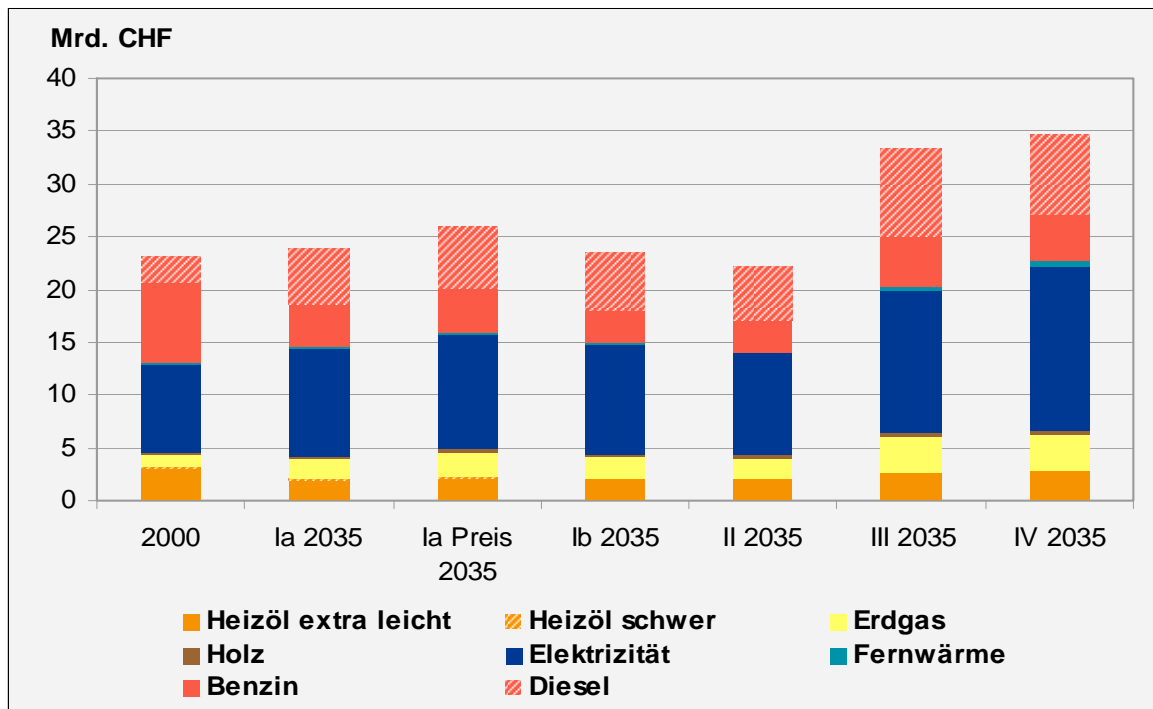
Die Verteilung der Rechnung auf Energieträger stellt sich in 2000 und 2035 in den Szenarien wie folgt dar:

Tabelle 9-37 **Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern**

	2000	Ia 2035	Ia Preis 2035	Ib 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Heizöl extra leicht	3.1	2.0	2.2	2.1	2.0	2.7	2.8
Heizöl schwer	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Erdgas	1.3	2.0	2.4	2.1	2.0	3.4	3.4
Holz	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Elektrizität	8.4	10.3	10.9	10.3	9.7	13.4	15.7
Fernwärme	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4
Benzin	7.6	3.9	4.2	3.1	3.0	4.9	4.5
Diesel	2.4	5.4	5.8	5.5	5.1	8.3	7.5
Gesamt	23.1	23.9	26.0	23.6	22.2	33.4	34.7

Prognos 2006

Figur 9-35 **Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern**



Prognos 2007

Neben der Preiserhöhung der einzelnen Energieträger spiegelt sich am Verhältnis der Anteile der Energieträger an der Energierechnung auch die Tatsache wider, dass der Anteil der Elektrizität am Endenergiemix in allen Szenarien zunimmt (vgl. Kap. 9.2).

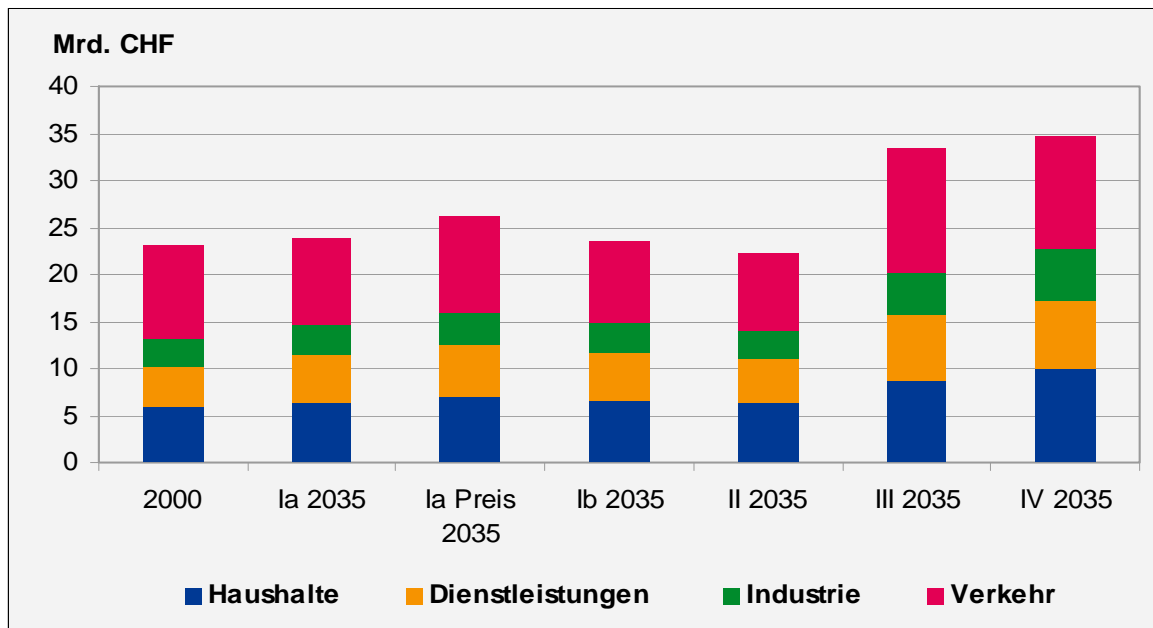
Nach Sektoren gegliedert zeigt sich das folgende Bild:

Tabelle 9-38 **Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren**

	2000	Ia 2035	Ia Preis 2035	Ib 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Haushalte	5.9	6.3	7.0	6.5	6.4	8.8	9.9
Industrie	3.0	3.0	3.5	3.2	3.1	4.4	5.3
Dienstleistungen	4.3	5.3	5.5	5.3	4.7	7.0	7.4
Verkehr	10.0	9.3	10.1	8.6	8.1	13.2	12.1
Gesamt	23.1	23.9	26.1	23.6	22.3	33.4	34.7

Prognos 2006

Figur 9-36 **Endenergierechnung incl. Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren**



Prognos 2007

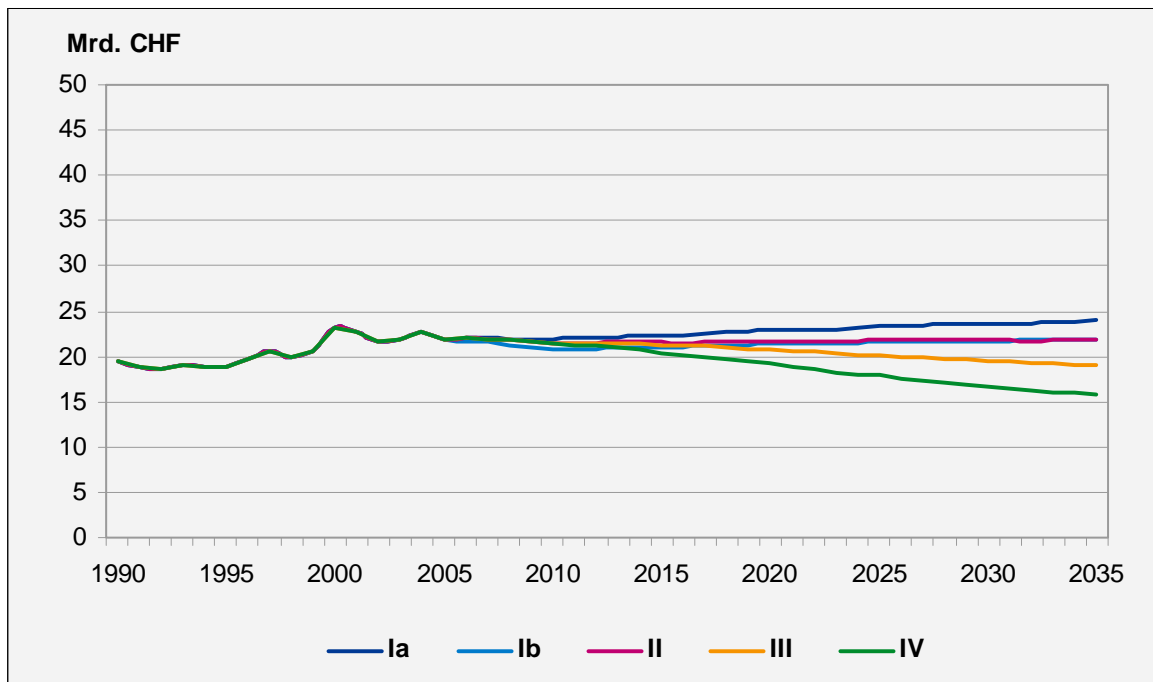
Bezüglich der Zunahme der relativen Belastung tragen alle Sektoren jeweils gleichmässig bei; bezüglich der absoluten Belastung trägt insbesondere der Verkehrssektor bei; dies liegt einerseits daran, dass die – bezogen auf den Energiegehalt verglichen mit den Brennstoffen – hohen Energieträgerpreise jeweils nochmals verdoppelt werden. Andererseits zeigen die Analysen insbesondere der Preissensitivitäten und des Szenarios Ib auch, dass genau dieser Sektor gegenüber Preisveränderungen recht inelastisch reagiert und daher starke Impulse notwendig sind, um sowohl Effizienzinvestitionen als auch Technologieentwicklung (u.a. nachfrageinduziert) als auch Veränderungen im modal split zu erzielen.

9.4.2.2 Die (hypothetische) Energierechnung ohne Abgaben

Falls Energie- oder CO₂-Abgaben in den Szenarien als Instrumente eingesetzt werden, um Effizienzmassnahmen auszulösen oder die Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energieträger zu verbessern, handelt es sich jeweils um vollständig rückverteilte Lenkungsabgaben. Damit kann es interessant sein, die hypothetische Energierechnung zu ermitteln, die ohne Abgaben bei gleichen Energieverbräuchen auf der Basis des Szenario I zugrundeliegenden Preisszenarios entsteht. Dies ist dann die Rechnung, die sich ergäbe, wenn die entsprechenden Energieeinsparungen durch andere Instrumente angeregt worden wären. Hierzu könnten z.B. strenge Standards, die auch strikte vollzogen werden müssen, Quoten erneuerbarer Wärmeträger und Treibstoffe, das Verbot energieineffizienter Geräteklassen u.v.m. gehören.

Die Energierechnung ohne Abgaben über die Zeit nach Szenarien ergibt das folgende Bild – die y-Achse ist genauso skaliert wie in den Figuren mit Abgabe:

Figur 9-37 **Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 1990 bis 2035**



Prognos 2007

Die Energieausgaben ohne Lenkungsabgabe liegen in Szenario IV in 2035 um nahezu 35 % unter denen von Szenario I.

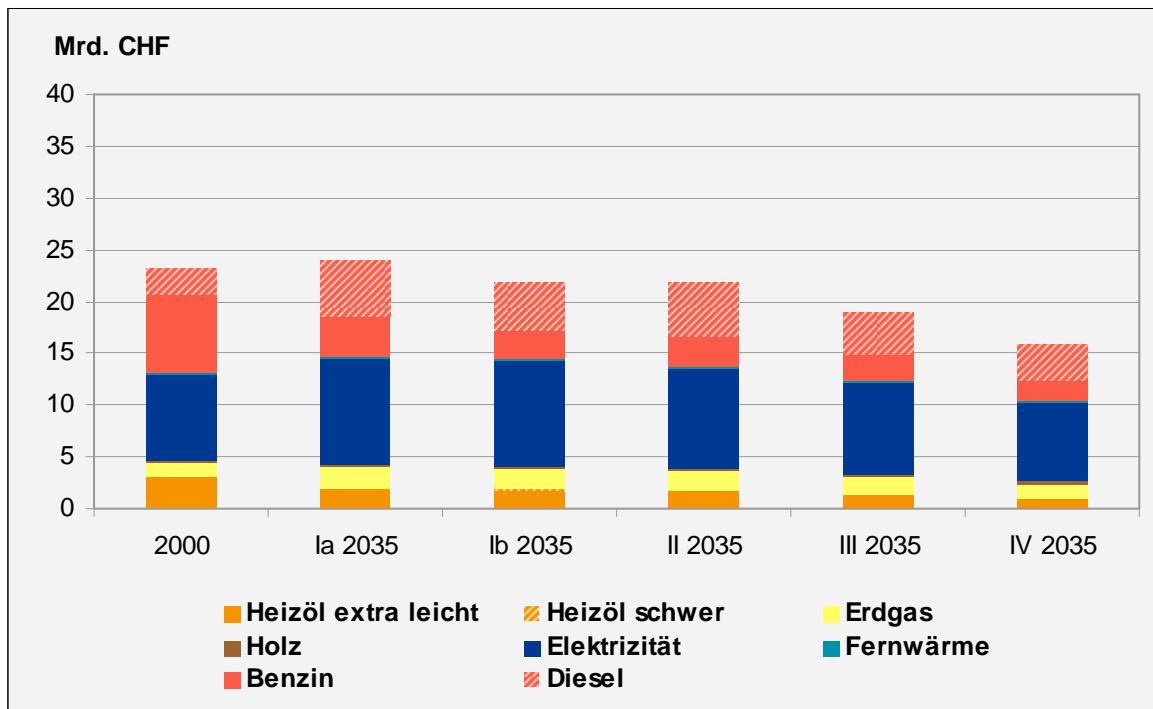
Der Szenarienvergleich in 2000 und 2035 nach Energieträgern zeigt folgendes Bild:

Tabelle 9-39 **Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern**

	2000	Ia 2035	Ib 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Heizöl extra leicht	3.1	2.0	1.8	1.8	1.3	1.0
Heizöl schwer	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Erdgas	1.3	2.0	1.9	1.8	1.7	1.3
Holz	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Elektrizität	8.4	10.3	10.3	9.7	8.9	7.5
Fernwärme	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2
Benzin	7.6	3.9	2.7	3.0	2.4	2.0
Diesel	2.4	5.4	4.7	5.1	4.2	3.4
Gesamt	23.1	23.9	21.9	21.8	19.0	15.8

Prognos 2006

Figur 9-38 **Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern**



Prognos 2007

Hier zeigt sich, dass nach wie vor die Elektrizität und die Treibstoffe die Rechnung dominieren.

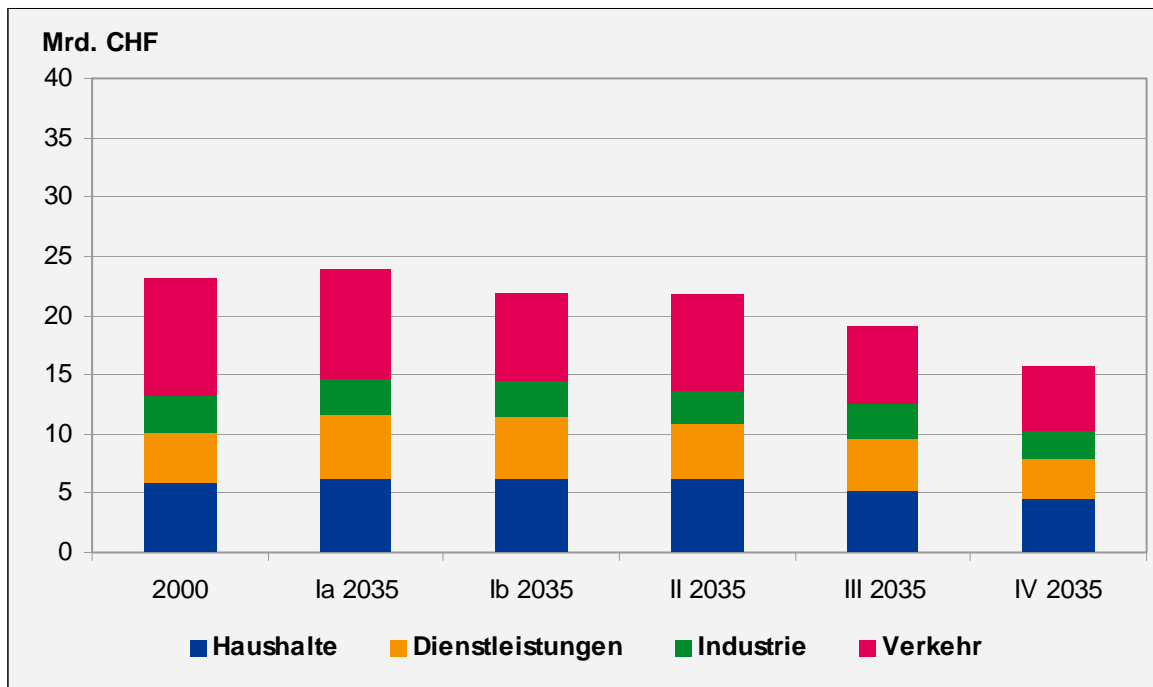
Nach Sektoren gegliedert zeigt sich das folgende Bild:

Tabelle 9-40 **Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren**

	2000	Ia 2035	Ib 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Haushalte	5.9	6.3	6.3	6.2	5.3	4.5
Industrie	3.0	3.0	3.0	3.0	2.7	2.3
Dienstleistungen	4.3	5.3	5.2	4.6	4.4	3.5
Verkehr	10.0	9.3	7.4	8.1	6.6	5.4
Gesamt	23.1	23.9	21.9	21.8	19.0	15.8

Prognos 2006

Figur 9-39 **Endenergierechnung ohne Abgaben in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren**



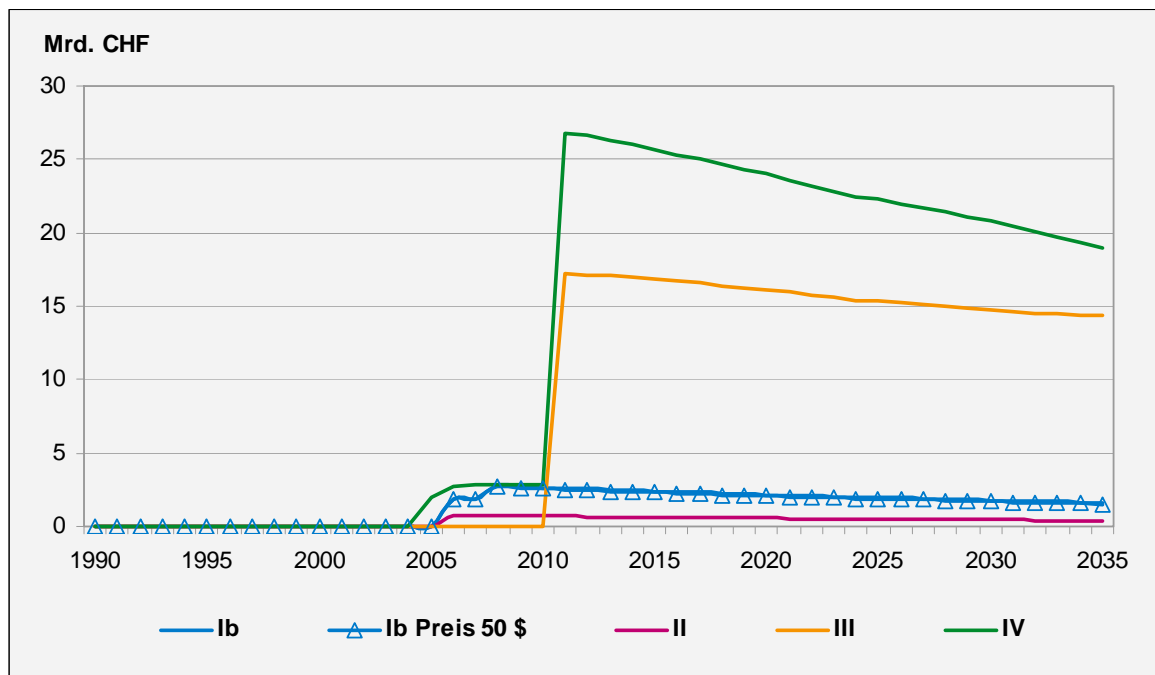
Prognos 2007

Die Energiekosten ohne Lenkungsabgaben nehmen in den Sektoren im Vergleich zu 2000 sowie jeweils im Vergleich der Szenarien in 2035 untereinander gleichmässig ab.

9.4.3 Abgabenaufkommen

In der folgenden Figur wird die Entwicklung des Abgabenaufkommens in den verschiedenen Szenarien dargestellt. Im Referenzszenario I wird kein Abgabensystem eingesetzt; die Darstellung des Abgabenaufkommens im – bei den Sensitivitäten diskutierten – Szenario Ib zeigt den immer noch deutlichen Abstand in der Eingriffstiefe der Szenarien III und IV. Dieser hängt – neben der Abgabenhöhe bei den Brenn- und Treibstoffen – vor allem auch mit der Abgabenbelegung des vorher unbelasteten Stroms zusammen. Die Rückgänge des Abgabenaufkommens in den Szenarien III und IV über die Zeit liegen an der erzielten Verbrauchsreduktion.

Figur 9-40 **Abgabenaufkommen in den verschiedenen Szenarien (real CHF 2003)**

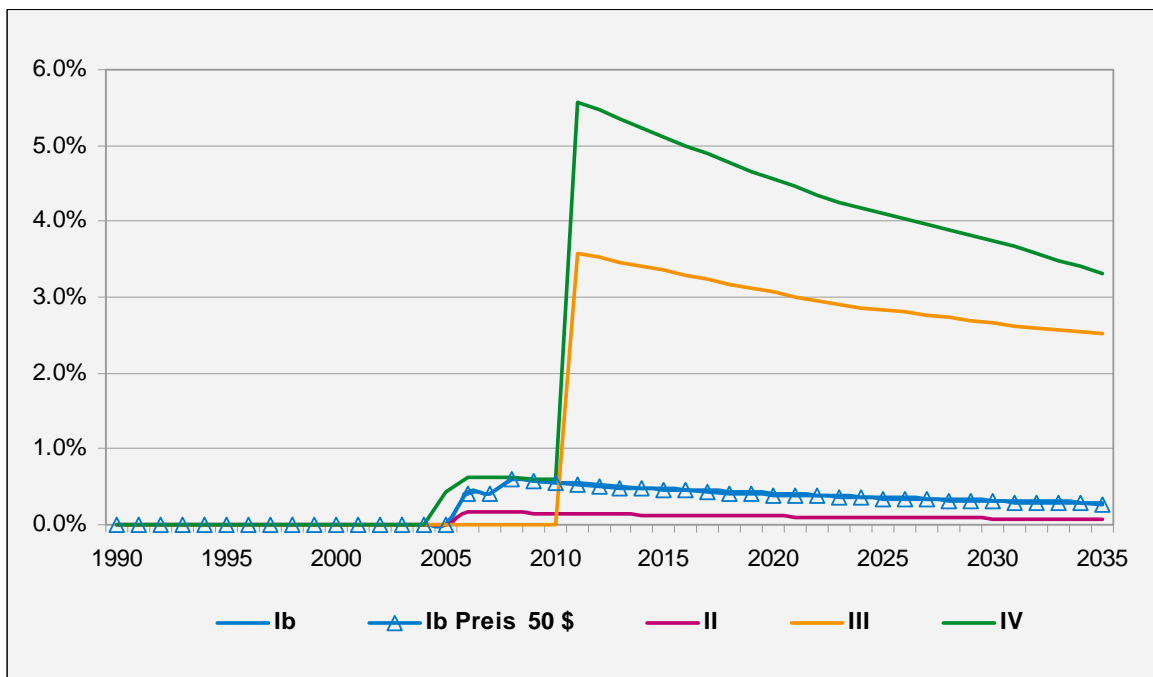


Prognos 2006

Die folgende Figur zeigt das Verhältnis vom Abgabenaufkommen zum BIP (Trend) in den einzelnen Szenarien. Hierbei ist der Hinweis zu geben, dass die Abgabensinstrumente zunächst auf der reinen Lenkungswirkung beruhen, also vollständig an die Haushalte und Betriebe zurückverteilt werden. Insofern handelt es sich hierbei keinesfalls um volkswirtschaftliche Kosten, sondern um ein Instrument zur Veränderung von Investitionsprioritäten zugunsten von Effizienz- und Regenerativinvestitionen.

Die Grössenordnung des Verhältnisses stellt allerdings ein Mass für die zu erwartenden Strukturveränderungen dar. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese in den Szenarien III und IV spürbar sind. Eine der Auswirkungen könnte beispielsweise die Entwicklung eines neuen Dienstleistungssektors für Contracting, Facility Management mit Energieschwerpunkt, Energieconsulting und Qualifikation sein.

Figur 9-41 Anteil des Abgabenaufkommens am BIP in den verschiedenen Szenarien (real CHF 2003)



Prognos 2006

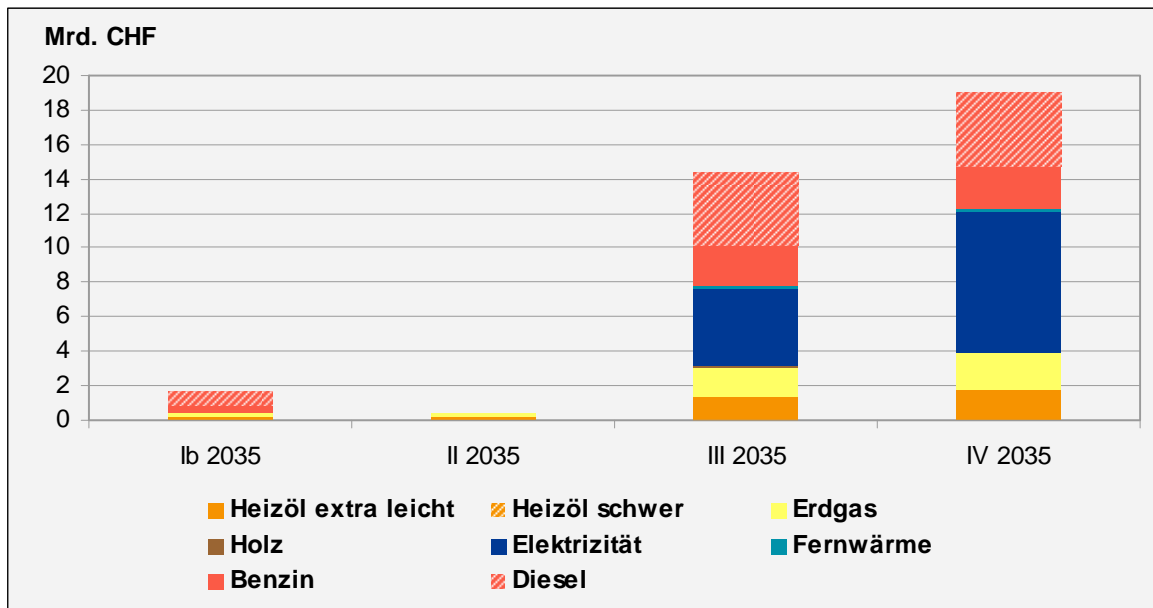
Zum Abgabenaufkommen in den einzelnen Szenarien tragen die einzelnen Energieträger wie folgt bei:

Tabelle 9-41 Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern

	Ib 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Heizöl extra leicht	0.3	0.2	1.3	1.8
Heizöl schwer	0.0	0.0	0.0	0.1
Erdgas	0.2	0.1	1.7	2.1
Holz	0.0	0.0	0.1	0.1
Elektrizität	0.0	0.0	4.5	8.1
Fernwärme	0.0	0.0	0.2	0.2
Benzin	0.4	0.0	2.4	2.5
Diesel	0.8	0.0	4.2	4.2
Gesamt	1.6	0.4	14.4	19.0

Prognos 2006

Figur 9-42 **Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Energieträgern**



Prognos 2007

Deutlich sichtbar ist der Beitrag der Elektrizität in den Szenario III und IV – sowie das Verhältnis zwischen den jeweiligen Brennstoffabgaben in den verschiedenen Szenarien, das die Eingriffstiefe dieses Instrument sichtbar macht.

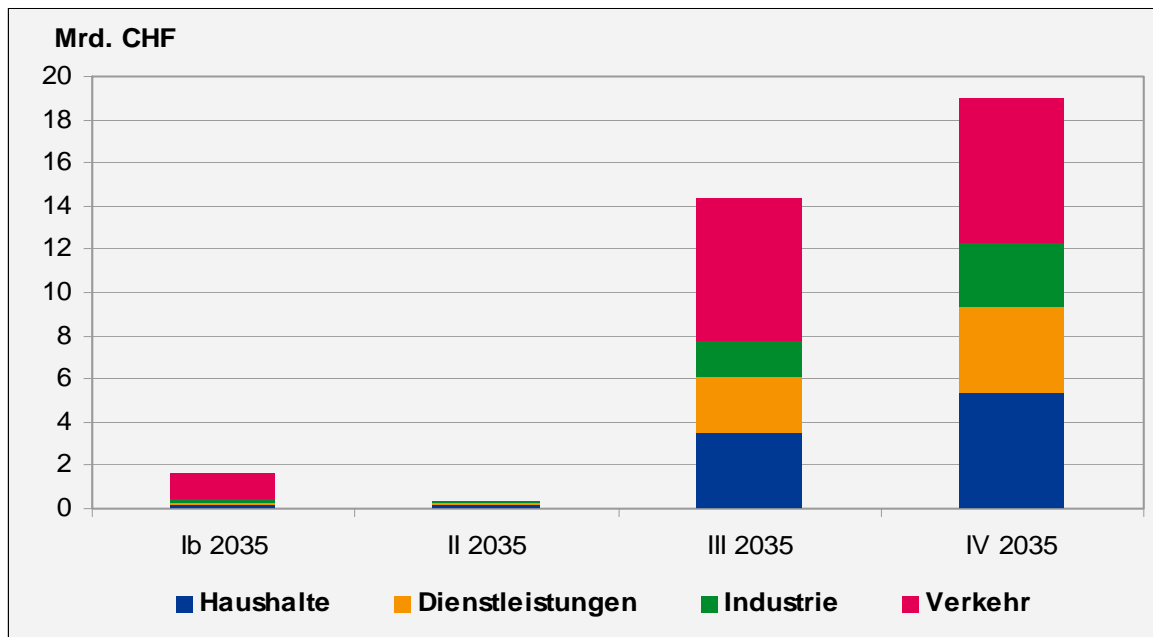
Der Beitrag der Sektoren zum Abgabenaufkommen erfolgt gem. Tabelle 9-39 und Figur 9-43

Tabelle 9-42 **Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren**

	Ib 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Haushalte	0.2	0.2	3.5	5.4
Industrie	0.1	0.1	1.7	3.0
Dienstleistungen	0.1	0.1	2.6	3.9
Verkehr	1.2	0.0	6.6	6.6
Gesamt	1.6	0.4	14.4	19.0

Prognos 2006

Figur 9-43 **Abgabenaufkommen in den Szenarien, in Mrd. CHF (real Preisbasis 2003), 2000 und 2035, nach Sektoren**



Prognos 2007

Hier zeigt sich nochmals, dass der Verkehrssektor definitionsgemäss nichts zum Abgabenaufkommen in Szenario II beiträgt, da dort eine andere instrumentelle Ausstattung gewählt wurde.

9.4.4 Aus- und Nebenwirkungen

9.4.4.1 Einsparung Energieimporte (Nachfrage)

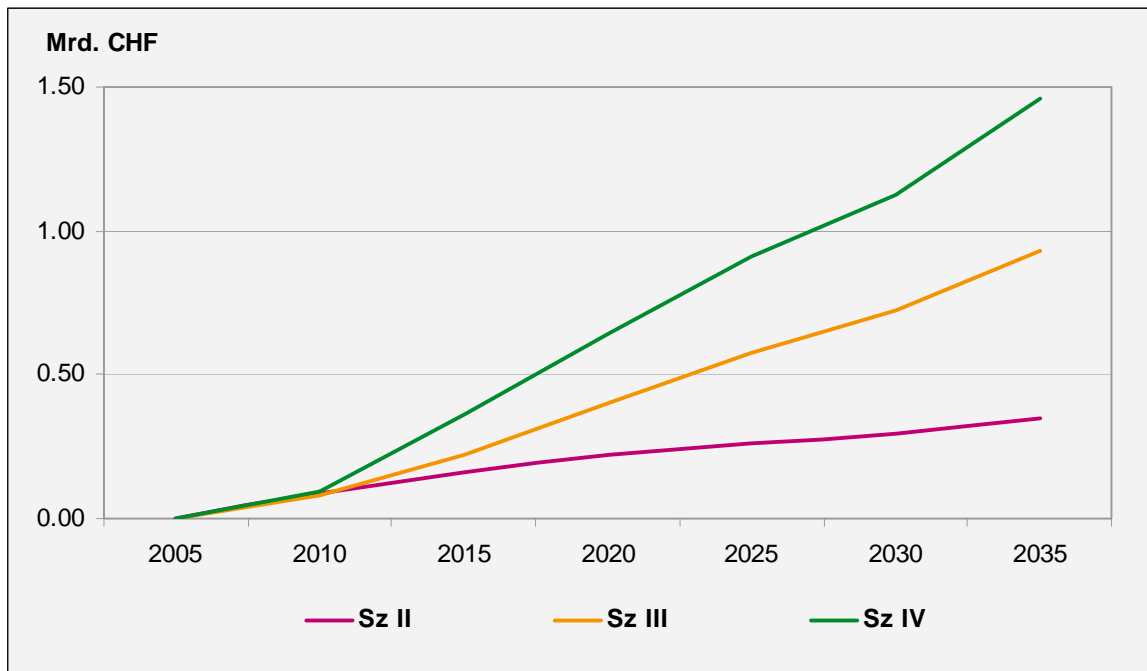
Die Einsparungen an importierten fossilen Energieträgern gegenüber Szenario Ia Trend führen zu z. T. erheblichen monetären Einsparungen. Sie werden hier mit dem Rohölpreis bzw. den Grenzübergangspreisen aus dem Preisszenario „Trend“ bewertet.

Tabelle 9-43 **Einsparungen durch Reduktion fossiler Importe in den Szenarien II - IV gegenüber I, Preisszenario „Trend“, in realen CHF 2003, in Mrd. CHF**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario II	0.00	0.09	0.16	0.22	0.26	0.29	0.35
Szenario III	0.00	0.08	0.22	0.40	0.58	0.72	0.93
Szenario IV	0.00	0.09	0.36	0.65	0.91	1.13	1.46

Prognos 2006

Figur 9-44 **Einsparungen durch Reduktion fossiler Importe in den Szenarien II - IV gegenüber I, Preisszenario Trend, in Mrd. CHF**



Prognos 2006

An der Grössenordnung wird deutlich, dass die Kosten und Einsparungen der Energieimporte in den Szenarien bei den kaum eine signifikante Grössenordnung ausmachen. Die Einsparungen in Szenario IV in 2035 machen 0.26 % des BIP aus.

9.4.4.2 Reduktion Mineralölsteueraufkommen

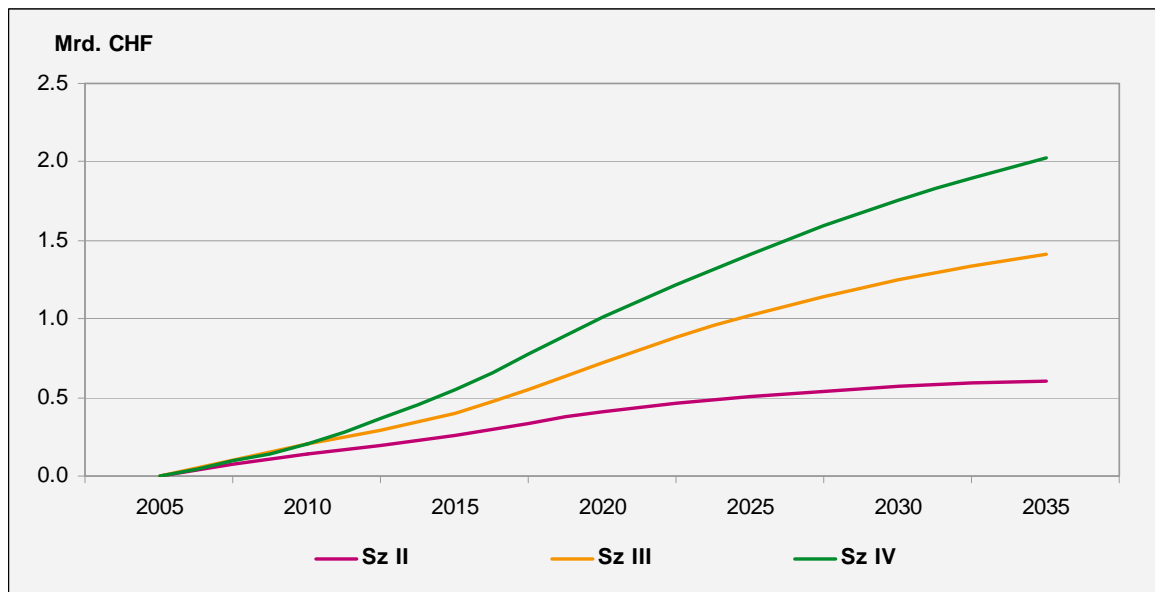
Die erfolgreiche Lenkungswirkung der Abgabe sowie der weiteren Instrumente und gesellschaftlichen Prioritäten vor allem in Szenario III und IV führt bedingt durch den Rückgang der Nachfrage an fossilen Treibstoffen zu einem Rückgang des Mineralölsteueraufkommens, wenn man die heutigen Sätze zugrunde legt. (Die hier vorgestellte Rechnung ist eine schematische, die die Grössenordnungen wiedergibt; im Sektorbericht zum Verkehrssektor [Infras 2007] wurde die Rechnung modellgestützt differenzierter vorgenommen)

Tabelle 9-44 **Reduktion des Mineralölsteueraufkommens in den Szenarien II bis IV gegenüber I (heutiges Niveau, reale CHF 2003), in Mrd. CHF**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario II	0.00	0.15	0.26	0.41	0.51	0.57	0.61
Szenario III	0.00	0.20	0.40	0.73	1.02	1.24	1.41
Szenario IV	0.00	0.20	0.55	1.01	1.42	1.75	2.03

Prognos 2006

Figur 9-45 **Reduktion des Mineralölsteueraufkommens in den Szenarien II bis IV gegenüber I, in Mrd. CHF 2003**



Prognos 2006

Bereits an diesen Grössenordnungen zeigt sich das Dilemma, dass die aus Klimaschutzgründen notwendige Reduktion der fossilen Treibstoffe zu einem Ausfall der Mineralölsteuer in nicht unerheblicher Grössenordnung führt. An dieser Stelle wäre also eine Lösung dafür zu finden, wie die entsprechende Infrastrukturfinanzierung, vor allem für Szenario IV, weiterhin gesichert werden kann. Denkbar wäre hier eine entsprechend Zweckbindung eines Teils der Lenkungsabgabe, was allerdings der grundsätzlichen Intention der Lenkungsabgabe widerspricht; eine zumindest moderate Heranziehung der neuen alternativen Kraftstoffe zu diesen Aufgaben, oder die Umlage auf andere Quellen.

9.4.5 Einsparkosten in den Szenarien III und IV

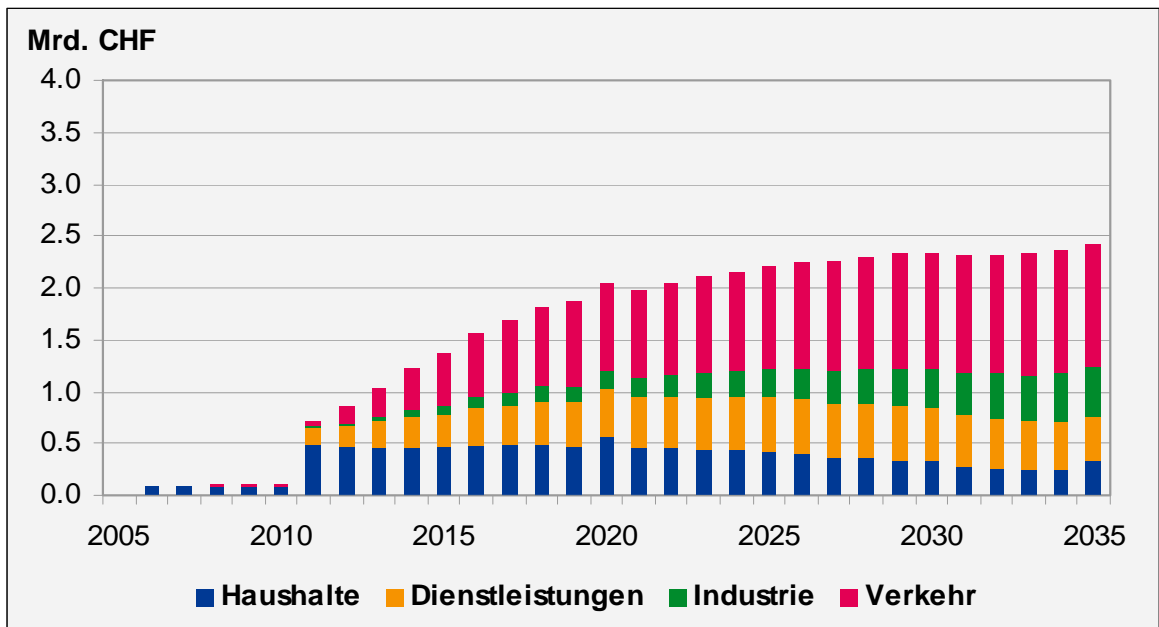
In den Szenarien III und IV werden gegenüber den Szenarien I und II Einsparungen bei den fossilen Endenergieträgern und bei der Elektrizitätsnachfrage vor allem durch Investitionen in Effizienzmassnahmen erzielt. Um diese Investitionen anzuregen, wird von einer Energielenkungsabgabe ausgegangen, die die Endenergiepreise erhöht und in den Szenarien III und IV unterschiedlich hoch ist. Diese wird als Lenkungsabgabe in einem analogen Mechanismus wie bei der bereits gesetzlich ermöglichten CO₂-Abgabe rückverteilt. Dadurch bleiben den Akteuren die Mittel für Effizienzinvestitionen erhalten. Wer also investiert und dauerhaft die durch den Abgabesatz verteuerte Energie einspart, wird zu einem „Nettogewinner“.

Auch angesichts erhöhter Endenergiepreise wird davon ausgegangen, dass die privaten und wirtschaftlichen Akteure nach den Kriterien ihrer bisherigen ökonomischen Rationalität handeln. Die Investitionen müssen sich also bei banküblicher Finanzierung innerhalb eines bestimmten Zeitraums durch die Einsparungen „rechnen“. Diese Zinsen und Zeiträume können in den einzelnen Sektoren unterschiedlich sein, im Industriesektor sind die Anforderungen an die Investitionen i. A. schärfer (4 - 6 Jahre Rückzahlzeit bei Investitionen in Elektrizitätseffizienz, 5 - 8 Jahre bei Investitionen in Wärmeeffizienz) als in den Sektoren Dienstleistungen und Private Haushalte (pauschal 12.5 Jahre) oder Verkehr (10 Jahre).

Gerade für die beschleunigten Marktdurchdringungen und technischen Entwicklungen von Effizienztechnik in den Szenarien III und IV bestehen Unsicherheiten darüber, wie sich die Grenzkosten für die Umsetzung von Massnahmen entwickeln. Mit der Methode der anlegbaren Kosten [Jochem, Bradtke, Aebischer, 2005/2006] können unter den Bedingungen der oben genannten Rentabilitätskriterien obere Schranken für die (maximal zulässigen) Investitionen sektoral und integral ermittelt werden. Die tatsächlichen Investitionen können – je nach Grenzkostenkurve – um bis zu einem Faktor 2 niedriger liegen. Hierbei werden diejenigen Einsparungen, die bekanntermassen mit nichtinvestiven oder sehr gering investiven Massnahmen (z.B. Heizungsregelung, verändertes Lüftungsverhalten, kleinere Fahrzeugklasse) erreicht werden können, nicht mit einbezogen.

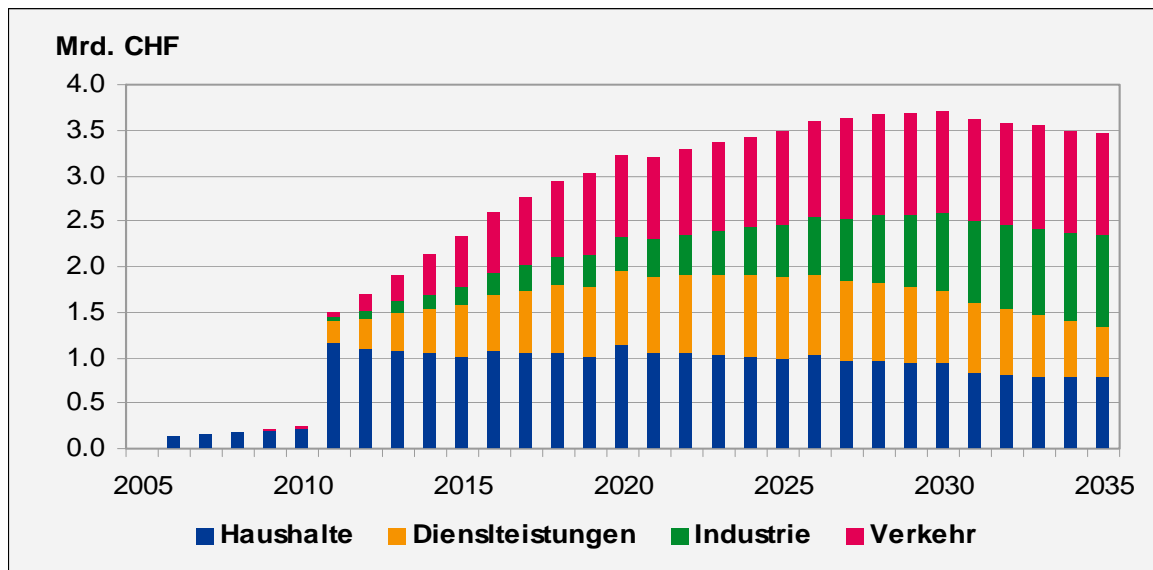
Die auf diese Weise berechnete obere Schranke für die jährlichen Investitionen wächst in Szenario III auf knapp 2.5 Mrd. CHF in 2035 an, in Szenario IV auf ca. 3.7 Mrd. CHF in 2029, um dann bis 2035 wieder auf 3.45 Mrd. CHF zurückzugehen. (vgl. Figuren 9-46 und 9-47).

Figur 9-46 **Jährliche Investitionen in Energieeffizienz in Szenario III, nach Sektoren, in Mrd. CHF**



Quelle: Prognos 2006

Figur 9-47 **Jährliche Investitionen in Energieeffizienz in Szenario IV, nach Sektoren, in Mrd. CHF**

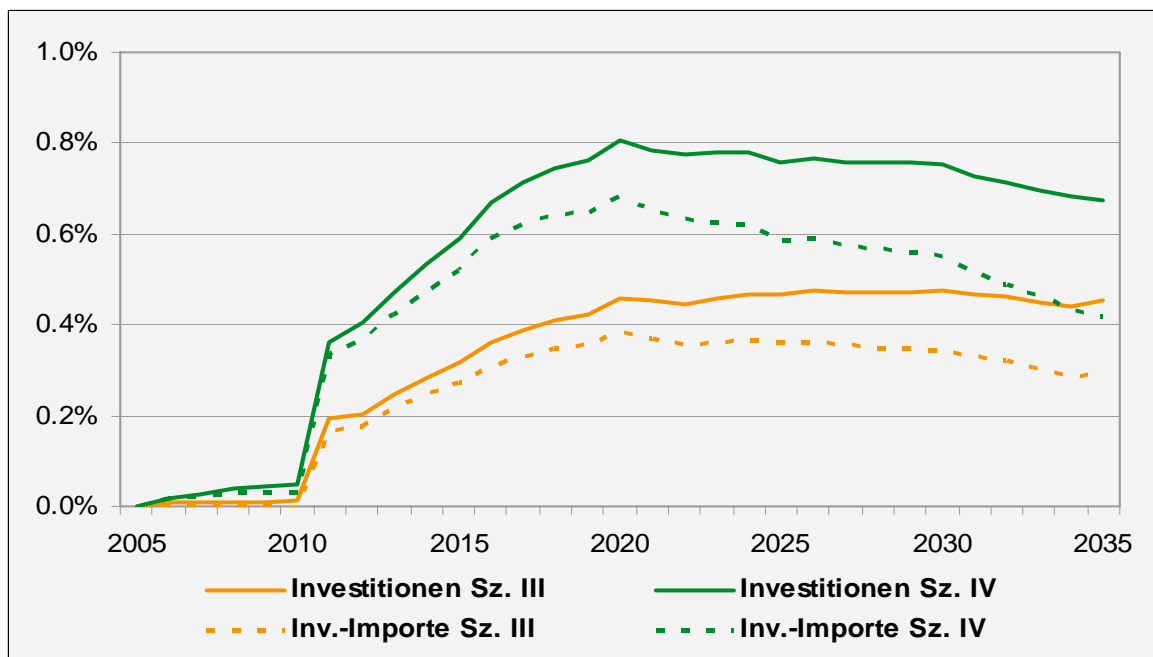


Quelle: Prognos 2006

In Szenario IV wird damit gerechnet, dass für den Umbau und die Erweiterung der Infrastruktur im öffentlichen Verkehr noch über den Betrachtungszeitraum verteilt bis zu insgesamt 15 Mrd. CHF an Investitionen notwendig werden.

Bezogen auf das Bruttoinlandprodukt machen diese jährlichen Investitionen im Maximum knapp 1 % des BIP aus (Figur 9-48).

Figur 9-48 **Anteil der jährlichen Einsparinvestitionen in den Szenarien III und IV am BIP, in %**

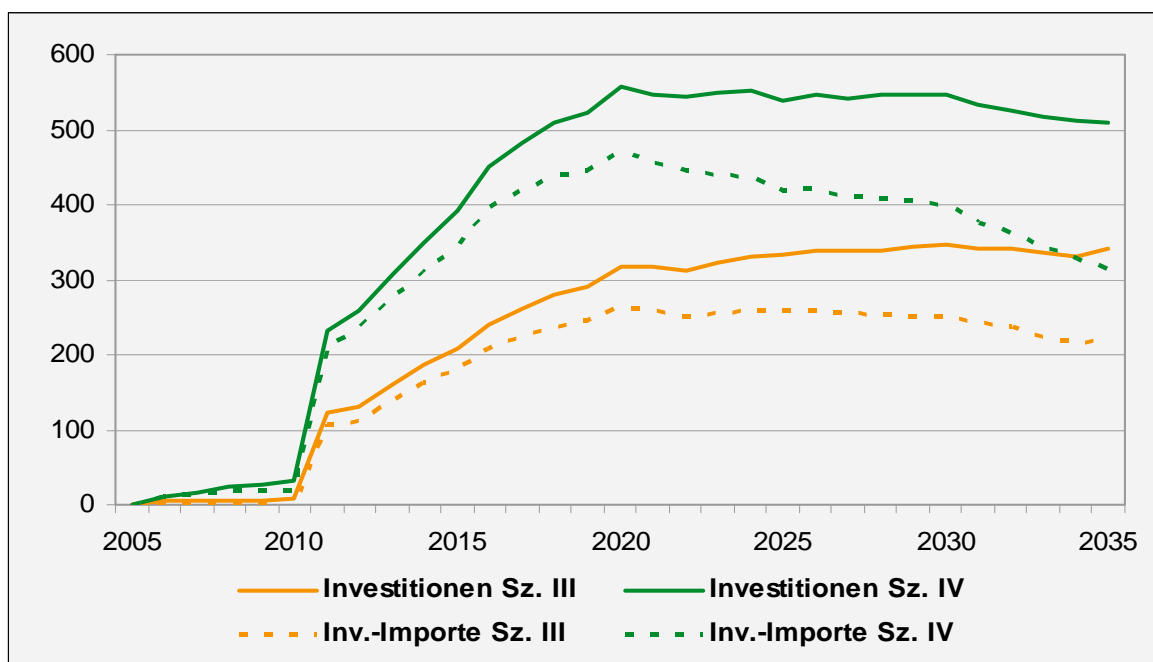


Quelle: Prognos 2006

Die gestrichelten Linien zeigen die Investitionen abzüglich der Einsparungen, die der Volkswirtschaft durch verringerte Importe fossiler Energieträger (mit Weltmarktpreisen bewertet) entstehen. Die Einsparungen wachsen mit der Zeit und zunehmenden Energieeinsparungen in den Szenarien. Dies zeigt sich am jeweils wachsenden Abstand zwischen der durchgezogenen und der gestrichelten Linie innerhalb eines Szenarios.

Auf die durchschnittliche Wohnbevölkerung bezogen betragen die zu erbringenden jährlichen Effizienzinvestitionen bis zu maximal 560 CHF p.c. in Szenario VI. (Figur 9-49).

Figur 9-49 **Durchschnittliche jährliche Effizienzinvestitionen pro Kopf in den Szenarien III und IV, in CHF p.c.**



Quelle: Prognos 2006

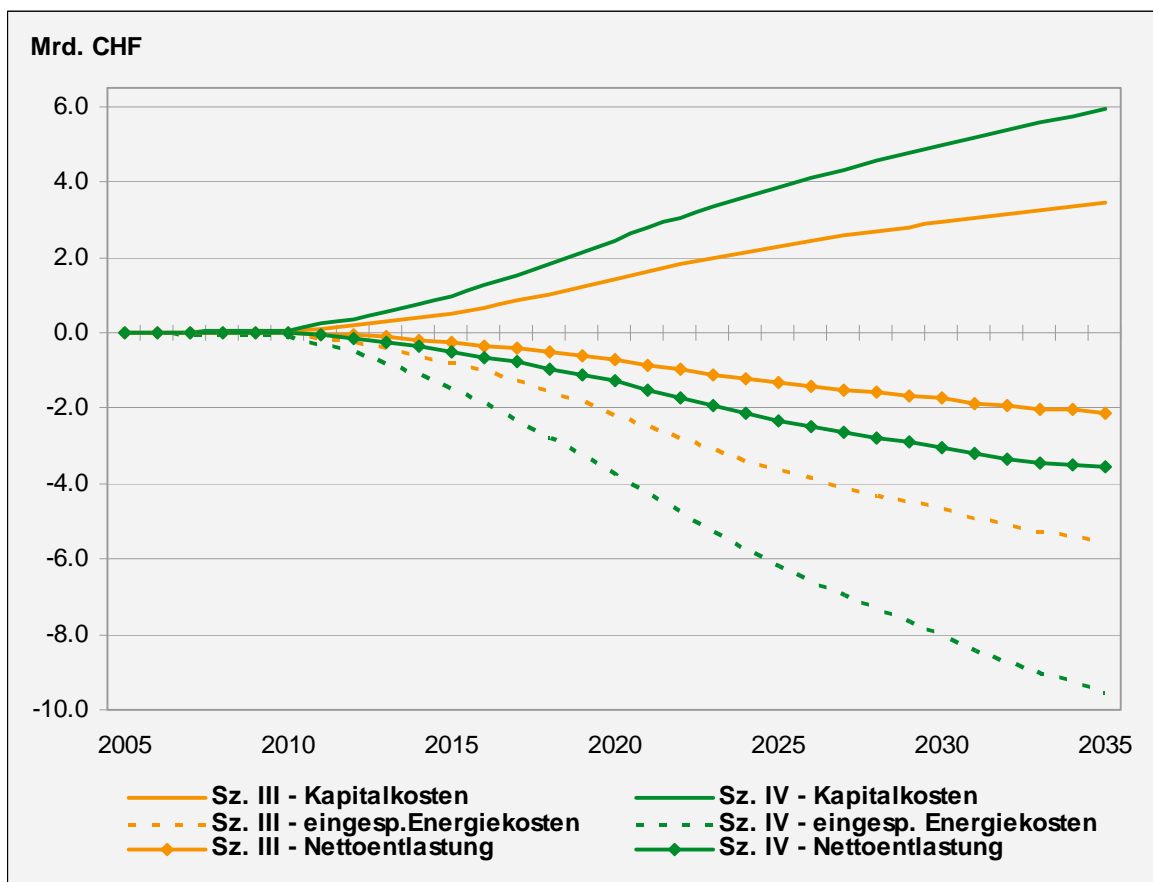
Wie oben zeigen die gestrichelten Linien den Effekt bei Abzug der eingesparten Importe.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass bei diesen Berechnungen noch keine Kreislaufeffekte eingerechnet sind: Ein grosser Teil der Investitionen wird im Land umgesetzt (z.B. in Sanierungsmassnahmen an Gebäuden und energieeffizienten Geräten) und trägt zu Handel und Beschäftigung bei. Insofern dürfen die hier ausgewiesenen Zahlen nicht als „volkswirtschaftliche“ Kosten interpretiert werden; die echten volkswirtschaftlichen Kosten im Sinne von Abflüssen ins Ausland oder Konsumverlusten sind wegen der Kreislaufeffekte als deutlich geringer einzuschätzen. Auch bei den hier gezeigten Kennzahlen handelt es sich also um „obere Schranken“.

Diese Investitionen werden i. A. über jährliche Abschreibungen finanziert; den entsprechenden Kapitalkosten stehen während der Lebensdauer der Massnahmen eingesparte Energie und eingesparte Energiekosten gegenüber.

Aus der Sicht der Energieverbraucher (Haushalte und Wirtschaft) werden die investierenden Akteure aufgrund der durch die Investitionen ausgelösten Energiekosteneinsparungen entlastet. Die kumulierte Entlastung wächst auf bis zu 2 Mrd. CHF in Szenario III und bis zu 3.8 Mrd. CHF in Szenario IV im Jahr 2035 an. (Figur 9-50, Kurven mit Punkten).

Figur 9-50 **Kapitalkosten, Energiekosteneinsparungen und resultierenden Nettoentlastungen aufgrund der Investitionen in Szenario III und IV, in Mrd. CHF**



Prognos 2006

Aus den Investitionen und den damit verbundenen Energieeinsparungen (über die Lebensdauer der Massnahmen) lassen sich spezifische Einsparkosten für Brennstoffe, Treibstoffe und Strom in den einzelnen Szenarien ermitteln. Diese verändern sich leicht über den Betrachtungszeitraum der Szenarien. Die mittleren Einsparkosten ergeben sich aus der diskontierten Summation der Investitionen über den Betrachtungszeitraum sowie die dadurch ausgelösten kumulierten Einsparungen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9-45 zusammengestellt.

Tabelle 9-45 **Maximale und mittlere Einsparkosten für Brennstoffe, Treibstoffe und Elektrizität**

	Einheit	Szenario III	Szenario IV
Maximale Einsparkosten Brennstoffe (am Beispiel Heizöl)	CHF/l	0.60	0.58
Mittlere Einsparkosten Brennstoffe	CHF/l	0.40	0.38
Maximale Einsparkosten Treibstoffe (incl. Infrastrukturinvestitionen)	CHF/l	0.98	1.01
Mittlere Einsparkosten Treibstoffe (incl. Infrastrukturinvestitionen)	CHF/l	0.80	0.74
Mittlere Einsparkosten CO ₂ (gemittelt über Brenn- und Treibstoffe)	CHF/t	227	212
Mittlere Einsparkosten Elektrizität	CHF/kWh	0.11	0.11

Quelle: Prognos 2006

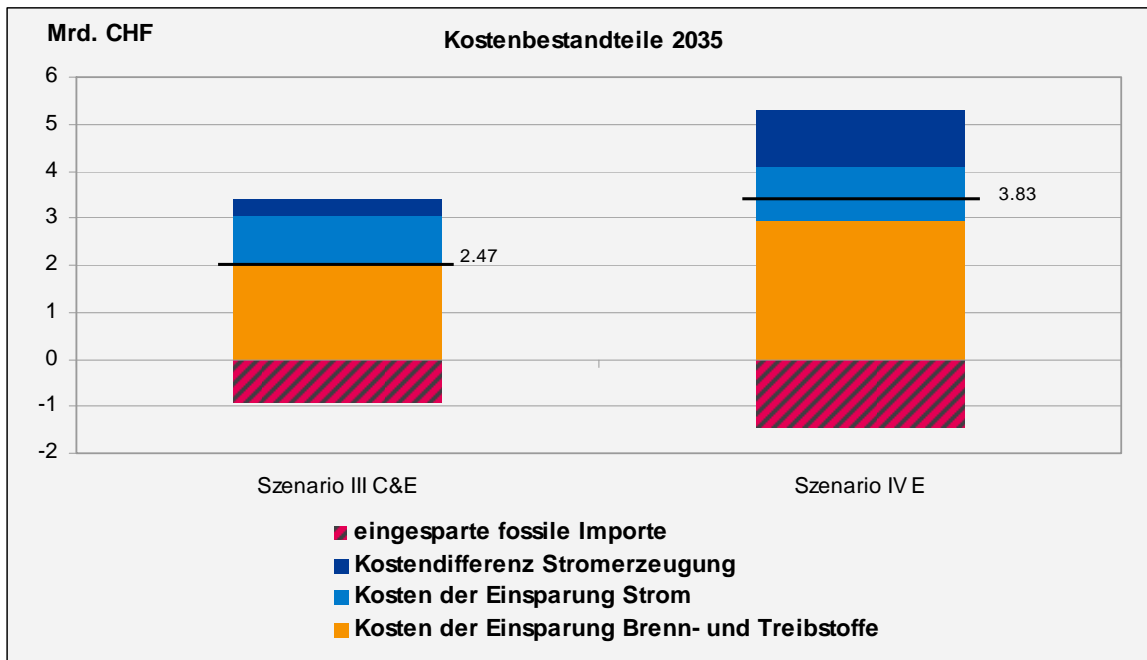
Hieraus ist ersichtlich, dass in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung die einbezogenen Investitionen in Effizienzmassnahmen über die Lebensdauer bereits bei heutigen Endverbraucherpreisen wirtschaftlich sind: Anschaulich gesprochen, ist es bereits jetzt in vielen Fällen kostengünstiger, eine Kilowattstunde einzusparen als sie zu verschwenden.

Interessant ist hier, dass die spezifischen Einsparkosten in den Szenarien III und IV nicht stark unterschiedlich sind. Das bedeutet, dass die in Szenario IV unterstellten - und zum Erreichen der Einsparziele notwendigen - technologischen Effizienzfortschritte höhere kumulierte Energieeinsparungen bei gleichen spezifischen Kosten ermöglichen, wenn auch die gesamten kumulierten Investitionen höher sind als in Szenario III.

Je nach Angebotsvariante wird das Elektrizitätsangebot im Jahr 2035 im Gegensatz zur heutigen Situation stärker oder weniger stark mit CO₂ belastet sein. Die CO₂-Reduktion auf der Angebotsseite gegenüber Szenario I Var. C ist wie die Reduktion auf der Nachfrageseite mit Kosten verbunden. Um hier ein vollständiges Bild zu erreichen und einen Korridor abzuschätzen, in dem sich die gesamten Einsparkosten bewegen, wurde Szenario III mit der Variante C&E kombiniert (CO₂-Einsparung gegenüber Szenario I Var. C: 15.3 Mio. t, kostengünstigste „grüne“ Variante) und Szenario IV mit der Variante E (CO₂-Einsparung gegenüber Szenario I Var. C: 21.7 Mio. t, kostenintensivste „grüne“ Variante).

Die Gesamtkosten im Jahr 2035 setzen sich zusammen aus den Einsparkosten auf der Nachfrageseite für Brenn- und Treibstoffe, den Einsparkosten für die Elektrizität sowie der Differenz der Erzeugungskosten zwischen den Varianten für die produzierte Elektrizität. Gegen gerechnet werden die (volkswirtschaftlichen) Einsparungen an Importen fossiler Brenn- und Treibstoffe, bewertet mit den Weltmarktpreisen des zugrunde liegenden Preisszenarios. Die Ergebnisse sind in Figur 9-50 abgebildet: Die Gesamtkosten für die CO₂-Einsparung von 13.9 Mio. t CO₂ von Szenario III Var. C&E gegenüber Szenario I Var. C im Jahr 2035 betragen 2.47 Mrd. CHF, die Gesamtkosten für die CO₂-Einsparung von 21.7 Mio. t CO₂ in Szenario IV Car. E gegenüber Szenario I Var. C im Jahr 2035 betragen 3.83 Mrd. CHF.

Figur 9-51 **Kostenelemente für die Gesamteinsparung von Szenario III Var. C&E und Szenario IV Var. E gegenüber Szenario I Var. C in 2035**



Prognos 2006

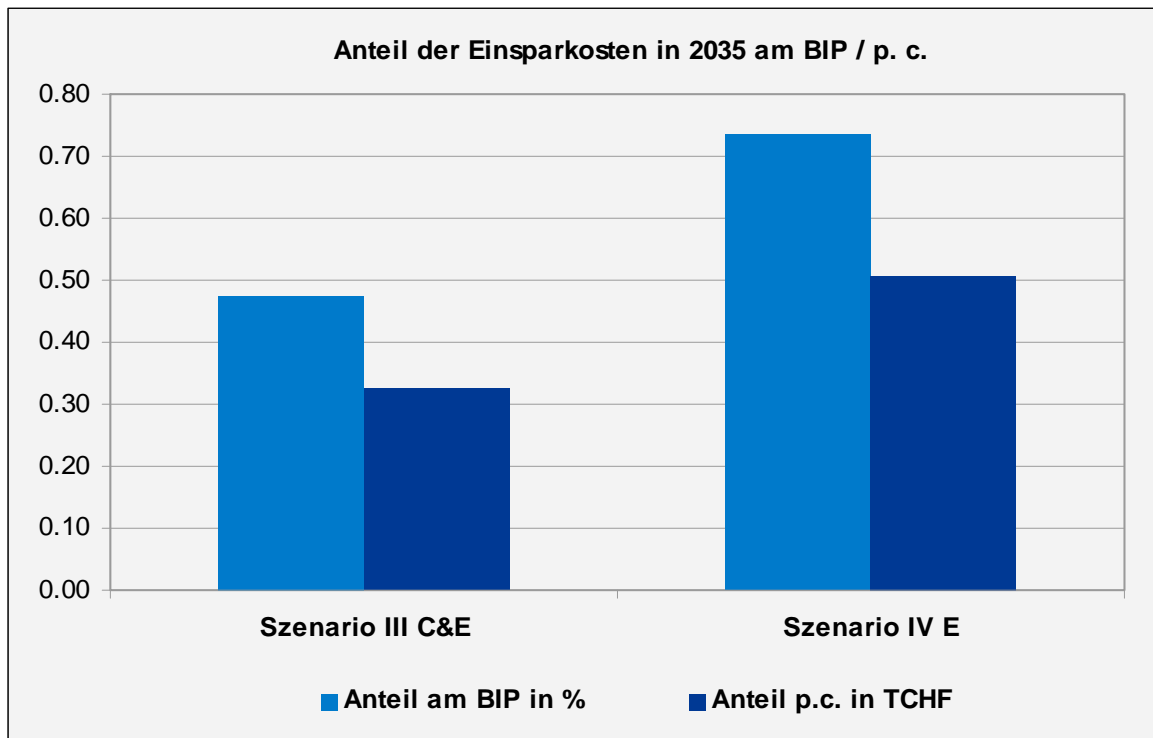
Bezogen auf das BIP und die Bevölkerung bedeutet dies maximal 73 % von BIP und maximal 510 CHF p.c. (vgl. Tabelle 9-46, Figur 9-52).

Tabelle 9-46 **Anteil der Einsparkosten am BIP, Einsparkosten p.c. von Szenario III Var. C&E sowie Szenario IV Var. E gegenüber Szenario I Var. C in 2035**

	Sz III Var C&E	Sz IV Var E
Einsparkosten / BIP in %	0.47	0.73
Einsparkosten pro Kopf in CHF p.c.	330	510

Prognos 2006

Figur 9-52 Anteil der Einsparkosten am BIP, Einsparkosten p.c. von Szenario III Var. C&E sowie Szenario IV Var. E gegenüber Szenario I Var. C in 2035



Prognos 2006

9.4.6 Kosten der Elektrizitätsangebotsvarianten

9.4.6.1 Grundsätzliches

Die Kosten des Elektrizitätsangebots wurden für die einzelnen Varianten nach den Investitionen in den Zubau bzw. mit analogen Annahmen für die Importe ermittelt.

Der bestehende Kraftwerkspark wird nicht bewertet, die Netze und Netzkosten werden zunächst ebenfalls nicht bewertet.

Der Vergleich der Kosten ist also als Differenzkosteneinschätzung zwischen den einzelnen Szenarien und Angebotsvarianten möglich; eine Aussage über einen Vergleich mit derzeitigen Endverbrauchspreisen (oder Gestehungskosten im bestehenden Park) ist nicht möglich.

Bei den Importen wird davon ausgegangen, dass es sich um neue Anlagen handelt, da im europäischen Umfeld analog wie in der Schweiz derzeit einerseits der Ersatz von gealterten Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang ansteht, andererseits die Nachfrage gesamteuropäisch wächst und daher auch zusätzliche Kapazitäten bereit gestellt werden müssen.

9.4.6.2 Direkte gesamtwirtschaftliche Kosten

Die folgende Tabelle zeigt diskontierte volkswirtschaftliche Gesamtkosten (über Lebensdauer gerechnet, mit langfristigem Zinssatz, incl. Nachrüstungs-, Stilllegungs- und Entsorgungskosten bei Kernkraftwerken, ohne zusätzliche externe Kosten.)

Es ist wichtig anzumerken, dass die Kosten zwischen den Szenarien aufgrund der unterschiedlichen Lücke und benötigten Erzeugungskapazitäten erheblich differieren. Zunächst ist also der Vergleich zwischen den einzelnen Varianten eines Szenario aufschlussreich.

Es zeigt sich, dass die „konventionellen“ Grosskraftwerk- und Importvarianten innerhalb eines Korridors von ca. 10 % innerhalb eines Szenarios recht eng bei einander liegen. Dass die Variante A die geringsten Kosten aufweist, hängt auch mit dem späten Bauzeitpunkt der Kernkraftwerke zusammen: Würden diese früher gebaut werden, würden sich die Kosten leicht erhöhen. Ausnahme ist hier Szenario III, bei dem die regenerative Holzvergasung in Variante C die entsprechenden Kosten erhöht. Die vergleichsweise hohen Kosten bei Variante D in Szenario III liegen an dem hohen benötigten Anteil an Anlagen kleiner Leistungsklassen: Hier muss davon ausgegangen werden, dass diese die Brennstoffpreise für Endverbraucher (und nicht für Kraftwerke) zahlen müssen, was den produzierten Strom deutlich verteuert. (Potenzielle Netzentlastungen sind noch nicht berücksichtigt; jüngere Arbeiten aus dem Umfeld von Haubrich, z.B. [Fritz 2005] legen jedoch den Schluss nahe, dass dies nur dann interessant ist, wenn in signifikantem Masse Spitzen- und Engpasskapazität auf der Höchstspannungsebene eingespart werden kann.

Die deutlich geringere Elektrizitätsnachfrage und die damit zusammenhängende Reduzierung des Zubaus gegenüber den anderen Szenarien führt zu durchaus geringeren Gesamtkosten in Szenario IV (8.7 Mrd. CHF in der Variante A). Die Gesamtkosten der dezentralen Varianten (ca. 17 Mrd. CHF) von Szenario IV liegen in der gleichen Grössenordnung wie die zentralen Varianten von Szenario II und sind geringfügig höher als in Szenario I.

Aus den jährlichen Gesamtkosten und dem Zubau ergeben sich die durchschnittlichen Kosten pro kWh_{el}. Nach Diskontierung können die über den Zeitraum betrachteten Durchschnittskosten ermittelt werden. Die Tabellen 9-47 und 9-48 geben eine Übersicht nach Szenarien und Varianten. Diese Gestehungskosten verstehen sich inklusive CO₂-Kosten, aber ohne sonstige externe Kosten und ohne Netzkosten.

Variante A fällt in allen Szenarien am kostengünstigsten aus. Dabei sind die möglichen finanziellen und physikalischen Importrisiken (in den Varianten G sowie A von ca. 2020 - 2030) nicht berücksichtigt.

Ohne Betrachtung der externen Kosten sind die zentralen Angebotsvarianten A, B, C und G im Durchschnitt spezifisch günstiger als die dezentralen Varianten D, E und D&E. Dies heisst nicht, dass alle dezentralen Technologien teurer oder weitaus teurer als die konventionellen zentralen Stromerzeugungstypen sind.

In Szenario II schlägt im Vergleich zu Szenario I der erhöhte Zubau der Erneuerbaren, und in geringerem Masse der verstärkte Zubau von fossilen WKK-Anlagen, in den Durchschnittskosten durch.

In der Variante C des Szenarios III bewirkt die Zufeuerung von Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerken höhere spezifische Kosten im Vergleich zur gleichen Variante in den anderen Szenarien.

Die Höhe der Durchschnittskosten der Variante D wird durch die Ausschöpfung der spezifisch teuren kleinen Leistungsklassen geprägt. Im weiteren sind die spezifischen Investitionskosten und die Brennstoffpreise im Bereich Haushalte wesentlich höher. Darüber hinaus schlägt der frühe starke Zubau wegen der Diskontierung zu Buche.

In der Angebotsvariante E trägt unter anderem die Geothermie wesentlich zur Deckung der Stromlücke bei, und in dieser Variante wurde die Kommerzialisierung der Geothermie vorausgesetzt.

Bei den dezentralen Varianten wurde die Ausschöpfung der Erzeugungspotenziale in gewissem Ausmass kostenoptimiert vorgenommen. In Szenario IV konnten durch die geringere Nachfrage die kostengünstigeren Potenziale genutzt werden.

Die (durchschnittlichen) Kosten der Importe sind im Wesentlichen ähnlich verglichen mit denen in der Variante C, da von der gleichen Technologie ausgegangen wird (ausser im Szenario III wegen der Zufeuerung von Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerken). Die durchschnittlichen Beschaffungskosten der Importe in der Variante G sowie in der Variante A verstehen sich inklusive Zuschlag für CO₂-Kosten, aber ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland.

Insbesondere der Vergleich der einzelnen Varianten innerhalb der Szenarien III und IV zeigt zwar, dass die Gestehungskosten der dezentralen Varianten um bis zu 80 % über denen der konventionellen liegen. Da dies die reinen Erzeugungskosten, ohne Infrastrukturkosten etc. sind, schlägt sich diese relative Differenz bei weitem nicht auf die Verbraucherpreise durch. Bei den Endverbraucherpreisen würde dies bei der teuersten Variante im Haushaltssektor verglichen mit heutigen Preisen ca. 25 bis 30 % Aufschlag bedeuten. Dies ist allerdings weit mehr als beispielsweise für Szenario II mit der Obergrenze des Einspeisegesetzes unterstellt wurde: Dort darf die Differenz lediglich etwa 4 % betragen. Allerdings ist mit der damit erzeugten regenerativen Arbeit auch keine Lückenschliessung möglich.

Tabelle 9-47 **Diskontierte volkswirtschaftliche Gesamtkosten des Zubaus nach Szenarien und Angebotsvarianten in Mrd. Franken (real 2003)**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
		Nuklear *	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import *	Jahr	Wi
Sz. I	„Weiter wie bisher“	15.1	16.4***	16.8	-	-	-	-	16.3	22.3	16.1
Sz. II	„Verstärkte Zusammenarbeit“ 330 Mio. CHF/a für neue Erneuerbare	16.7	17.6	18.0	-	-	-	-	17.5	18.6	14.1
Sz. III	„Neue Prioritäten“	13.2	-	15.2 **/**	27.9***	26.9	19.9 **/**	28.1	13.9	13.5	11.3
Sz. IV	„Weg zur 2000- Watt-Gesellschaft“	8.7	-	9.5	16.7	17.1	-	17.5	9.1	5.0	6.6

Allg.: Exporterlöse sind abgezogen, Zuschlag für CO₂-Kosten (inländische Kraftwerke). Alle Kosten ab Klemme Kraftwerke

Prognos 2006

* Importe in Varianten A und G ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland, mit Zuschlag für CO₂-Kosten (ausländische Kraftwerke)

** mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

*** Im Vergleich zu Tabelle 3.4-4 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Tabelle 9-48 Diskontierte Gestehungskosten der Lückenschliessung (ohne Netzkosten), in Rp. pro kWh_{el}

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
		Nuklear *	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import *	Jahr	Wi
Sz. I	„Weiter wie bisher“	3.9	4.2	4.4	-	-	-	-	4.4	22.3	16.1
Sz. II	„Verstärkte Zusammenarbeit“ 330 Mio. CHF/a für neue Erneuerbare	4.4	4.7	5.0	-	-	-	-	5.1	18.6	14.1
Sz. III	„Neue Prioritäten“	4.4	-	5.1 **/***	8.1	7.2	6.1 **	7.9	4.8	13.5	11.3
Sz. IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	4.3	-	4.7	7.5	7.0	-	7.4	4.8	5.0	6.6

Allg.: Exporterlöse sind abgezogen, Zuschlag für CO₂-Kosten (inländische Kraftwerke). Alle Kosten ab Klemme Kraftwerke

Prognos 2006

* Importe in Varianten A und G ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland, mit Zuschlag für CO₂-Kosten (ausländische Kraftwerke)

** mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

*** Im Vergleich zu Tabelle 3.4-3 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

9.5 Versorgungssicherheit

9.5.1 Energieimporte

Zur Gesamtbeurteilung der Auslandabhängigkeit werden die Importe in der Gesamtbilanz betrachtet, wiederum mit und ohne Kernbrennstoffe. Das Bild ist jeweils in absoluten Einheiten (Energieeinheiten, PJ) und in relativen Einheiten (Anteil an der Gesamtbilanz, in %) leicht unterschiedlich.

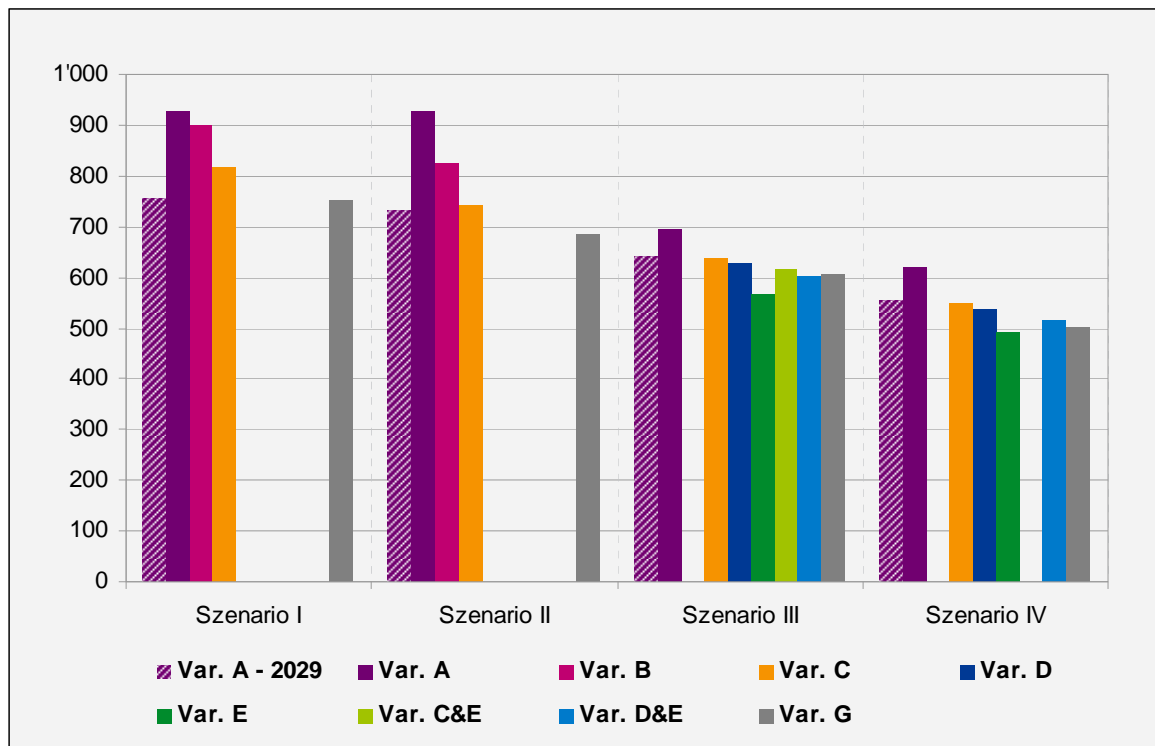
Zur Übersicht wird einmal die Situation 2000 mit derjenigen in 2035 nach Szenarien und Varianten verglichen.

Tabelle 9-49 **Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in PJ**

	2000	Var A 2029	Var A 2035	Var B 2035	Var C 2035	Var D 2035	Var E 2035	Var C&E 2035	Var D&E 2035	Var G 2035
Szenario I	842.5	758.0	929.5	899.0	815.8					751.1
Szenario II	842.5	732.8	928.3	823.9	740.7					684.5
Szenario III	842.5	640.8	696.4		637.0	628.8	564.7	617.7	603.3	604.5
Szenario IV	842.5	557.1	618.3		548.5	537.0	490.1		515.6	502.5

Prognos 2006

Figur 9-53 **Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in PJ**



Prognos 2006

Aufgrund der Zählung der Kernbrennstoffe und der thermischen Wirkungsgrade der Kernkraftwerke weisen die Varianten A jeweils die höchsten Importanteile auf, die Varianten G in den Szenarien I und II jeweils den niedrigsten. Diese scheinbare Paradoxie hat ihre Ursache in der Konvention, dass der importierte Strom einen „impliziten“ Wirkungsgrad von 100 % hat. Jeweils die „grünen“ Varianten E liegen noch niedriger als die Varianten G. Die einzelnen Szenarien dominieren jeweils die Höhe der Importe, die jeweils um einen vom Szenario abhängigen Mittelwert streuen. In Szenario I und II ist das ungefähr die Variante B, in den Szenarien III und IV die Variante C. Hieraus lässt sich schliessen, dass bezogen auf die absoluten Werte die Nachfrage die Importhöhe bestimmt.

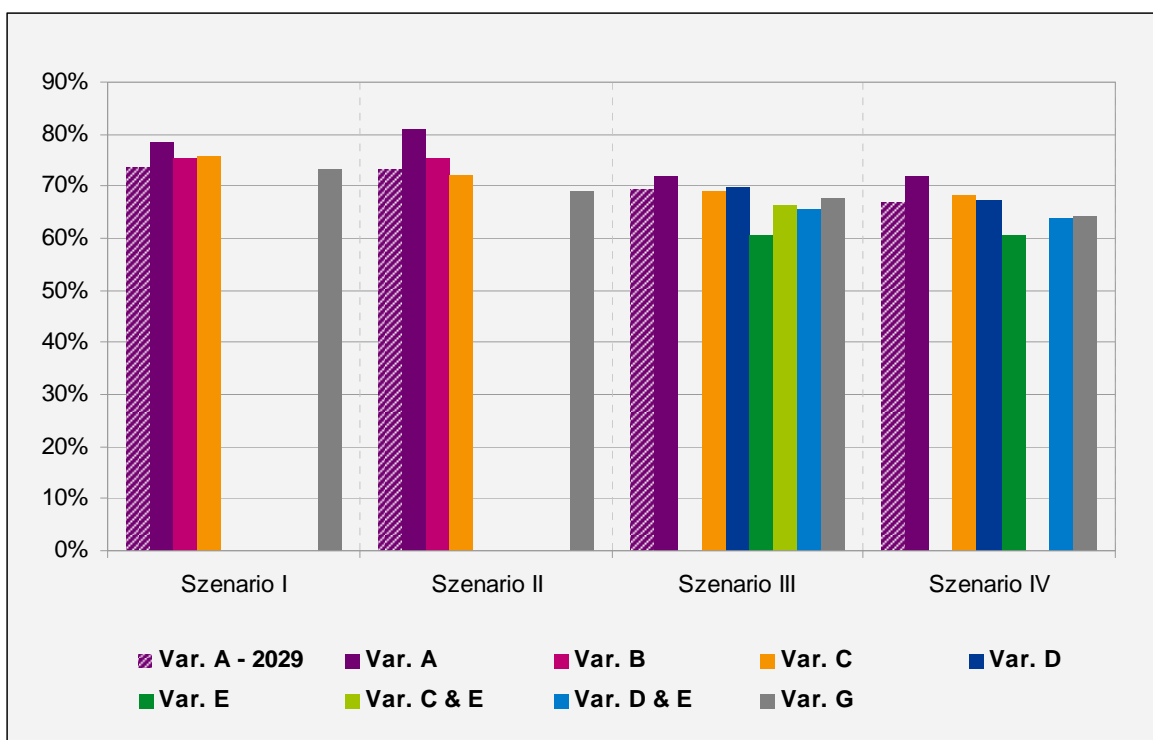
Der relative Anteil der Importe an der Gesamtbilanz hingegen deutet auf Veränderungen im Energieträger-Mix hin: Hat sich zusätzlich zur Gesamtreduktion der Anteil importierter Energieträger zugunsten der heimischen (erneuerbaren) verringert?

Tabelle 9-50 Anteil der Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in Prozent

	2000	Var A 2029	Var A 2035	Var B 2035	Var C 2035	Var D 2035	Var E 2035	Var C&E 2035	Var D&E 2035	Var G 2035
Szenario I	79.9%	73.6%	78.6%	75.5%	75.8%					73.2%
Szenario II	79.9%	73.3%	80.8%	75.5%	72.0%					68.9%
Szenario III	79.9%	69.5%	71.9%		69.1%	69.9%	60.7%	66.1%	65.6%	67.8%
Szenario IV	79.9%	67.1%	71.9%		68.3%	67.5%	60.7%		64.0%	64.2%

Prognos 2006

Figur 9-54 Anteil der Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (mit Kernbrennstoffen), in Prozent



Prognos 2006

Hier sind die Unterschiede zwischen den Szenarien geringer, wenn auch insgesamt eine von Szenario I zu Szenario IV abnehmende Tendenz auszumachen ist. Dies bedeutet einen erhöhten Anteil erneuerbarer im Mix. Der Anteil sinkt von maximal 80 % (Szenario II Var. A) bis auf etwa 60 % (Szenario IV Var. E).

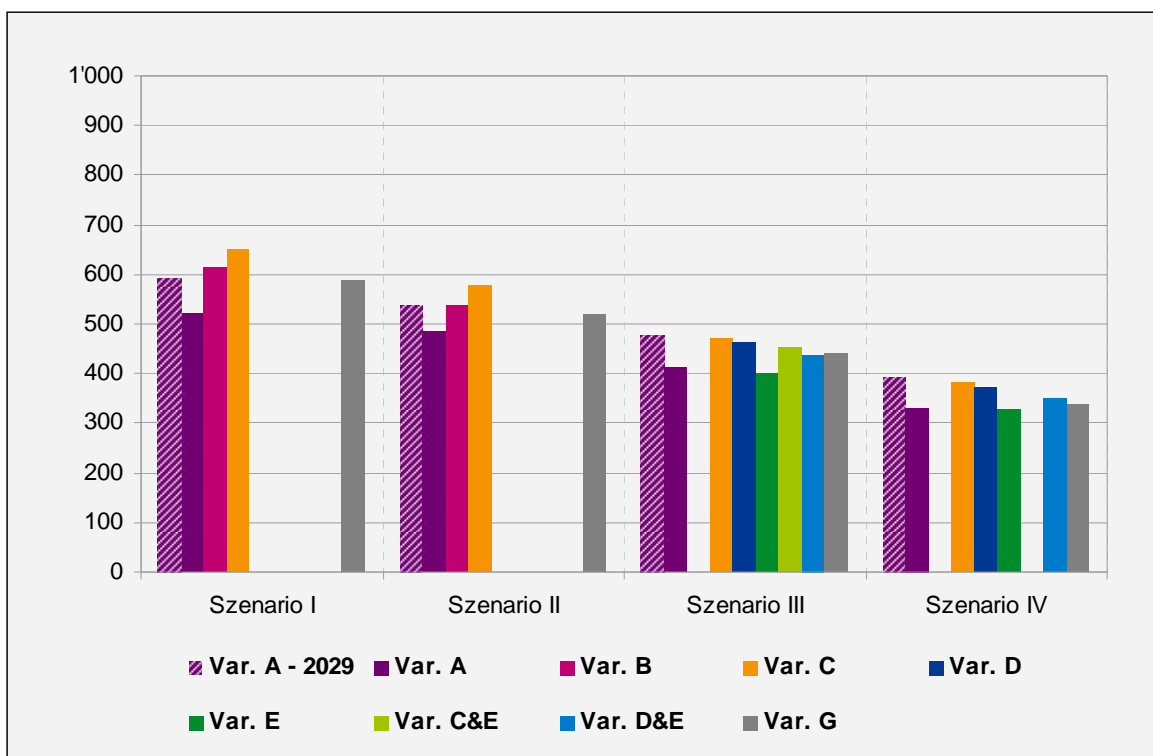
In der Darstellung ohne Kernbrennstoffe zeigt sich folgendes verändertes Bild:

Tabelle 9-51 **Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe), in PJ**

	2000	Var A 2029	Var A 2035	Var B 2035	Var C 2035	Var D 2035	Var E 2035	Var C&E 2035	Var D&E 2035	Var G 2035
Szenario I	581.1	593.4	521.6	612.8	651.1					586.4
Szenario II	581.1	536.3	485.5	537.6	576.0					519.8
Szenario III	581.1	476.1	410.1		472.4	464.1	400.1	453.0	438.6	439.8
Szenario IV	581.1	392.5	332.0		383.8	372.3	325.4		350.9	337.8

Prognos 2006

Figur 9-55 **Importe in der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe), in PJ**



Prognos 2006

Die Nichtzählung der Kernbrennstoffe bei den bestehenden und neuen KKW macht je nach Szenario ca. 300 PJ aus. In diesem Falle erscheinen die Varianten A und E jeweils als die mit den wenigsten Importen. Die grundsätzlich mit aufsteigender Szenarienummerierung abnehmende Tendenz bleibt auch in diesem Falle deutlich sichtbar.

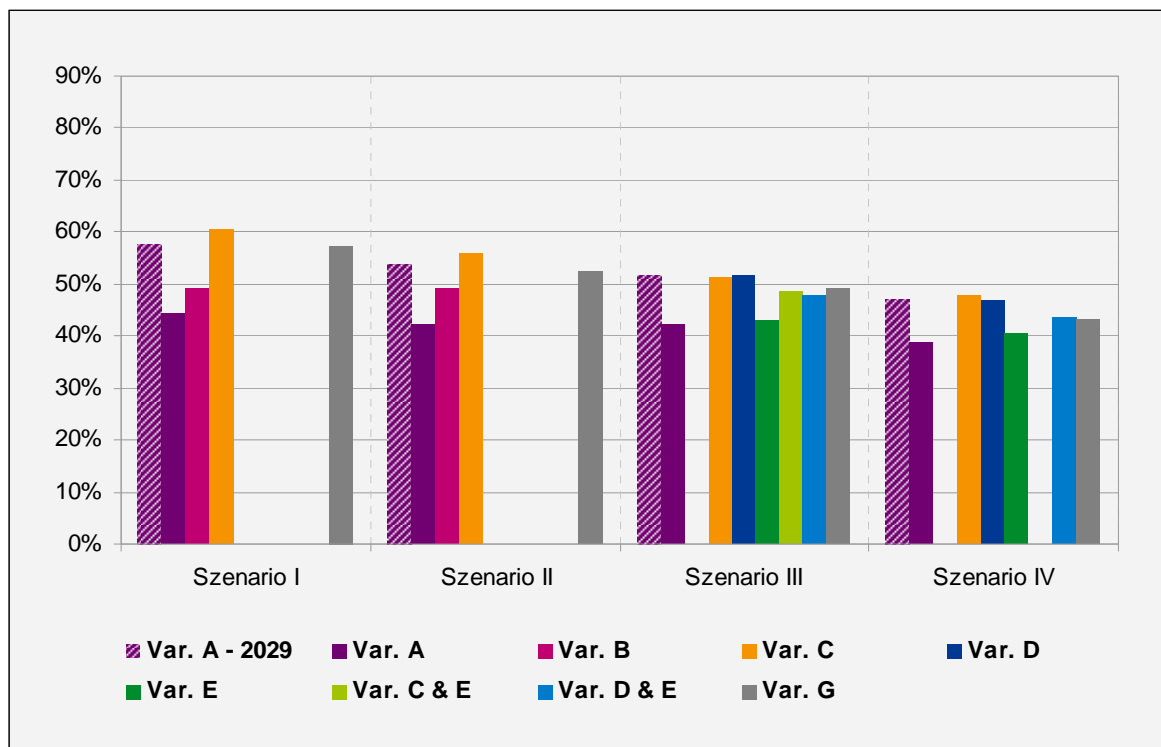
Bezüglich der Importanteile zeigt sich ein ähnliches Bild:

Tabelle 9-52 Anteil der Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe)

	2000	Var A 2029	Var A 2035	Var B 2035	Var C 2035	Var D 2035	Var E 2035	Var C&E 2035	Var D&E 2035	Var G 2035
Szenario I	55.1%	57.7%	44.1%	49.3%	60.5%					57.1%
Szenario II	55.1%	53.6%	42.3%	49.3%	56.0%					52.4%
Szenario III	55.1%	51.7%	42.3%		51.3%	51.6%	43.0%	48.5%	47.7%	49.3%
Szenario IV	55.1%	47.2%	38.6%		47.8%	46.8%	40.3%		43.5%	43.2%

Prognos 2006

Figur 9-56 Anteil der fossilen Importe an der Gesamtbilanz, nach Szenarien und Varianten (ohne Kernbrennstoffe)

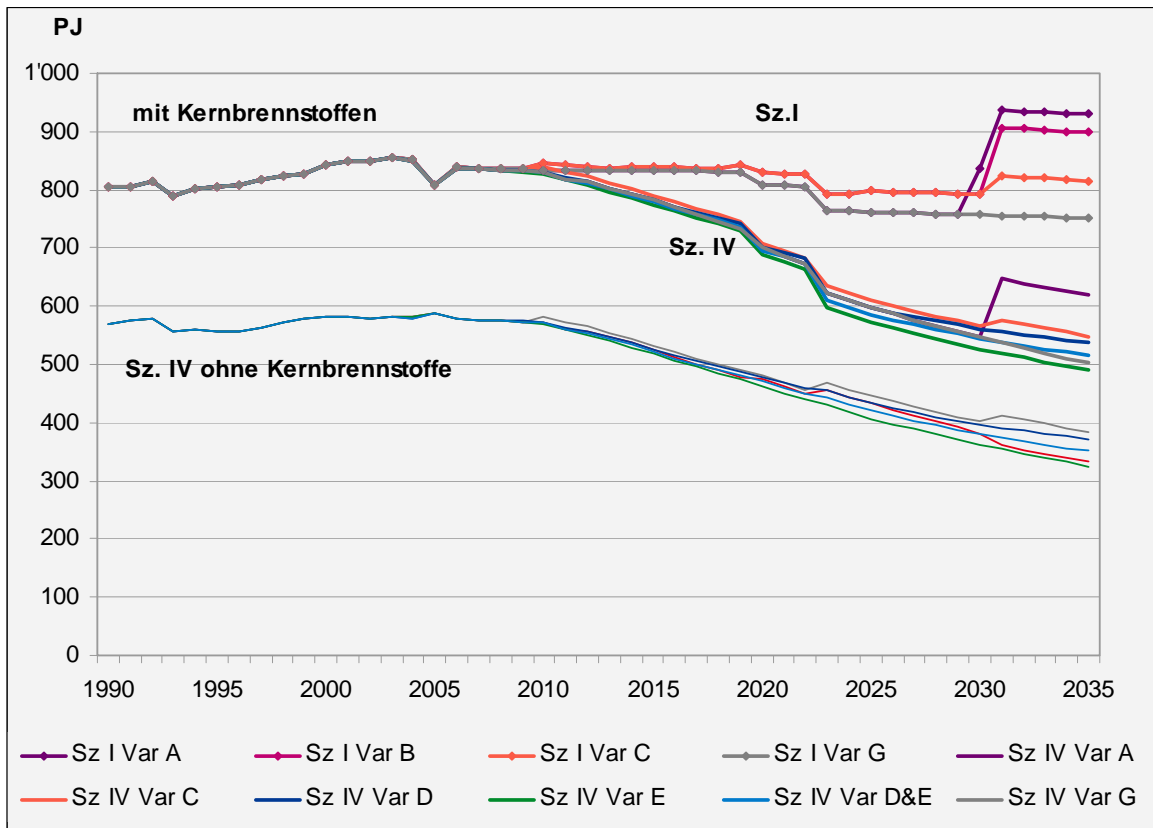


Prognos 2006

Je nach Nachfrageszenario machen die Kernbrennstoffe ca. 20 - 30 % der Importanteile aus. Auch ohne Zählung der Kernbrennstoffe verringern sich die prozentualen Anteile von Szenario I bis Szenario IV.

Der gesamte Korridor, der absolut durch die Szenarien aufgespannt wird, wird durch die Figur 9-57 verdeutlicht. Die obere verzweigte Kurvenschar zeigt die Darstellung mit der Zählung von Kernbrennstoffen zu den Importen, der Übersichtlichkeit ist in der unteren Kurvenschar nur für Szenario IV die Darstellung ohne Kernbrennstoffe gezeigt.

Figur 9-57 **Importe in der Gesamtbilanz in Szenario I und IV nach Varianten, in PJ**



Prognos 2006

Deutlich sichtbar ist, dass die Kurven in der Hauptdynamik der Nachfrage folgen und sich je nach Angebotsvariante unterschiedlich auffächern.

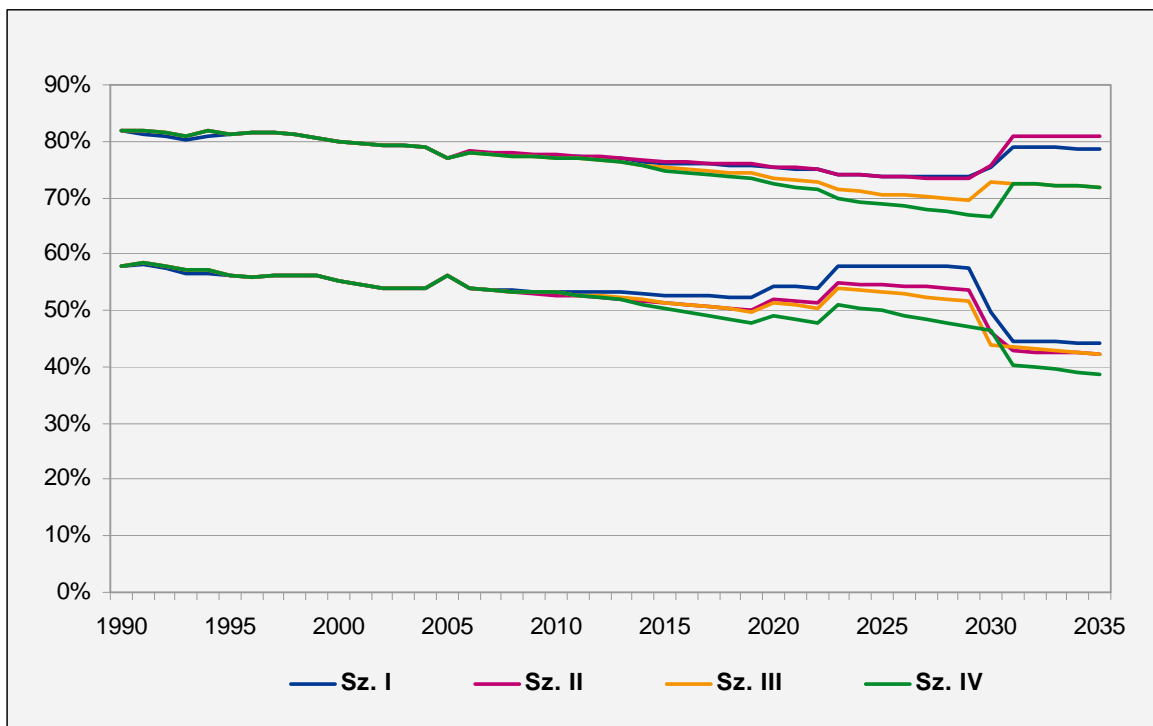
Der zeitliche Verlauf der relativen Importanteile ist in Tabelle 9-53 und Figur 9-58 dargestellt. In diesem Falle wurde der Übersichtlichkeit halber die Variante A gewählt, die nach allen Szenarien jeweils mit und ohne Kernbrennstoffen gezeigt wird.

Tabelle 9-53 **Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien in Variante A**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.3%	76.1%	75.2%	73.9%	75.4%	78.6%
Szenario I - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.4%	52.7%	54.3%	57.9%	49.6%	44.1%
Szenario II - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.5%	76.3%	75.4%	73.8%	75.7%	80.8%
Szenario II - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	52.7%	51.2%	51.9%	54.6%	46.1%	42.3%
Szenario III - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.1%	75.3%	73.4%	70.7%	72.6%	71.9%
Szenario III - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.2%	51.5%	51.5%	53.2%	43.9%	42.3%
Szenario IV - mit KB	81.9%	81.3%	79.9%	77.1%	77.2%	74.9%	72.4%	68.9%	66.5%	71.9%
Szenario IV - ohne KB	57.9%	56.2%	55.1%	56.1%	53.2%	50.3%	49.1%	49.9%	46.4%	38.6%

Prognos 2006

Figur 9-58 Anteil der Importe an der Gesamtbilanz nach Szenarien in Variante A



Prognos 2006

9.5.2 Energieträgerdiversifizierung

Die Aufteilung der Energieträger in der Gesamtenergiebilanz kann ebenfalls als Indikator für Versorgungssicherheit bzw. Abhängigkeit herangezogen werden.

On der folgenden Tabelle und Grafik ist die Aufteilung nach Energieträgergruppen in der Gesamtbilanz nach Szenarien und einigen ausgewählten Varianten dargestellt. Varianten A und C wurden aus Platzgründen nicht für alle Szenarien gezeigt.

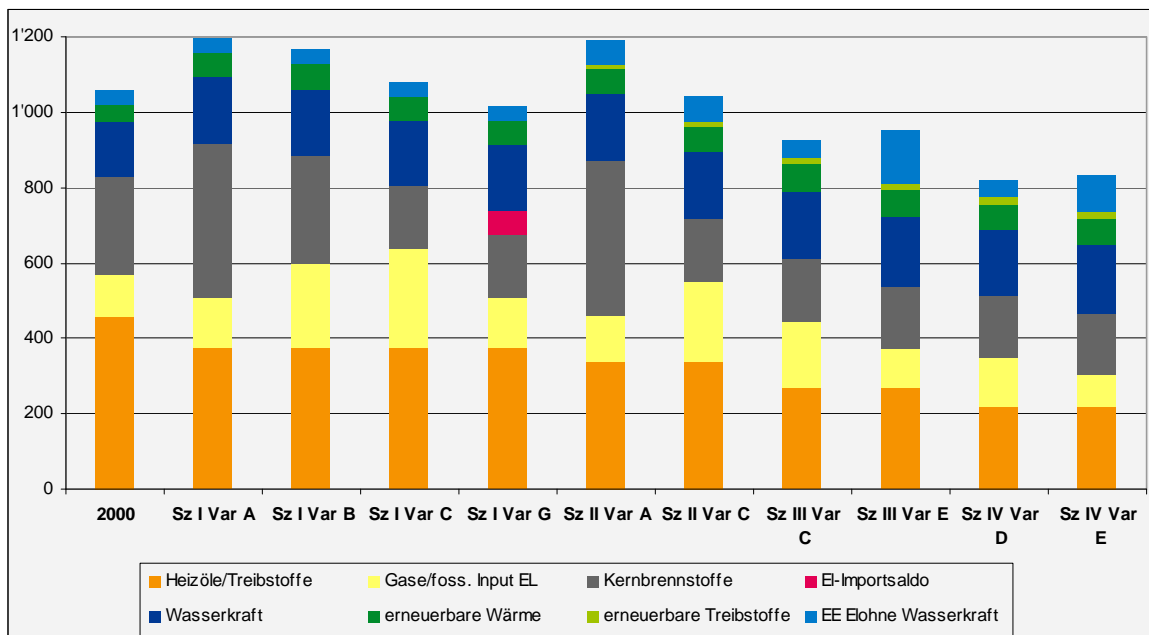
Die Vergleiche werden am besten mit dem nahezu konstanten Wasserkraftanteil als Mass vorgenommen.

Tabelle 9-54 Energieträger in der Gesamtenergiebilanz nach Szenarien und ausgewählten Varianten in 2000 und 2035, in PJ

	2000	Sz I Var A	Sz I Var B	Sz I Var C	Sz I Var G	Sz II Var A	Sz II Var C	Sz III Var C	Sz III Var E	Sz IV Var D	Sz IV Var E
Heizöle/Treibstoffe	458	375	375	375	375	336	336	268	268	217	217
Gase/foss. Input EL	111	134	225	263	134	126	216	177	104	132	85
erneuerbare Wärme	47	65	65	65	65	65	65	71	71	69	69
erneuerbare Treibstoffe	0	1	1	1	1	12	12	18	18	18	18
EI-Importsaldo	0	0	0	0	65	0	0	0	0	0	0
Kernbrennstoffe	261	408	286	165	165	408	165	165	165	165	165
Wasserkraft	145	175	175	175	175	181	181	180	186	175	181
EE EI - ohne Wasserkraft	37	37	37	37	37	65	65	48	138	43	97

Prognos 2006

Figur 9-59 **Energieträger in der Gesamtenergiebilanz nach Szenarien und ausgewählten Varianten in 2000 und 2035, in PJ**



Prognos 2006

Deutlich sichtbar ist die absolute Abnahme der fossilen Brenn- und Treibstoffe. Die Gasmenge ist von der Variante abhängig – in Variante C wird für die Stromerzeugung 70 % mehr Gas verbraucht als in den Varianten, in denen kein Gas zur Stromerzeugung eingesetzt wird, in den Varianten D 55 % mehr. In den Varianten A und B dominieren – aufgrund der Wirkungsgrade – die Kernbrennstoffe der Primärenergiemix. Insgesamt verteilen sich die Anteile zu den Szenarien III und IV sowie den Varianten D und E hin gleichmässiger, die Anteile der erneuerbaren am Strom und an der Wärme werden sichtbar. Grundsätzlich bleiben die drei dominierenden Elemente im Mix die Rohölprodukte (Heizöl / Treibstoffe), gefolgt von Wasserkraft und Kernbrennstoffen und an vierter Stelle Gas.

9.5.3 Leistungsfragen Elektrizität

9.5.3.1 Referenzfall

Die Leistungsdefizite sind ohne Ausfall einer Kraftwerkseinheit auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 im Winter sehr gering und treten im Sommer gar nicht auf. Nach dem Zubau ist die Versorgungssicherheit gewährleistet.

Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass die im Prinzip vorhandene Leistung im Fall ohne Zubau lediglich die Tatsache illustrieren, dass die Schweiz über eine hohe installierte Spitzenlastkapazität verfügt. Die Arbeit ist in diesem Falle dauerhaft nicht gesichert, daher werden die Zubauvarianten betrachtet.

9.5.3.2 Kältewellen

Die Leistung des Parks ist bei einer Kältewelle nach Zubau von inländischen Kraftwerken in allen Fällen gewährleistet. Nur in den Varianten, in denen importiert wird (Varianten A und G), ist die benötigte Leistung nicht immer gesichert, da Importe als nicht gesicherte

Leistung gelten. In der Variante A ist die Leistung jedoch ab dem Zubau eines oder mehrerer Kernkraftwerke wieder gewährleistet.

Die Speicherbelastung aufgrund des Grundlastmankos ist in der Zeit von 2022 bis 2030 in den Szenarien I und II durchgängig höher als der Schwellenwert, ab dem ein besonderes Speichermanagement notwendig wird. Diese Fälle treten auch noch in den Varianten A und G der Szenarien III und IV auf. In diesen Fällen muss bei einer auftretenden Kältewelle mit Kraftwerksausfällen damit gerechnet werden, dass die Speicher in den Folgejahren weniger zur Stromerzeugung herangezogen werden können, damit sich die Füllstände normalisieren.

9.5.3.3 Hitzewellen

Die die inländische Versorgung ist bei einer Hitzewelle – dies versteht sich in diesem Fall inklusive dem Ausfall zweier Kraftwerkseinheiten – auch ohne neue Kraftwerke, und somit unabhängig von den Varianten, gewährleistet.

Die maximale Last mit Exporten kann nach Zubau neuer Kraftwerke oder durch neue Importe in allen Szenarien und Varianten bereitgestellt werden. Bei einer Hitzewelle treten also keine Versorgungsprobleme auf.

In einzelnen Szenarien und Varianten (Sz. I, Var. A, B, G; Sz. II, Var. A, B, G) müsste ein Teil der neuen Pumpspeicherwerke zur Leistungsdeckung beitragen. Aus den Simulationsergebnissen von Piot [2006b] folgt, dass die Pumpen heute bei einer Hitzewelle kaum eingesetzt werden können, ohne die Speicher noch stärker zu belasten. Die Belastung der Speicher hätte für die nächsten Jahren negative Folgen auf den Füllungsgrad. Siehe auch Exkurs 8 Band 4.

In den Tabellen 9-55 und 9-56 sind die Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 9-55 Versorgungssicherheit bei einer Kältewelle: Leistung nach Zubau gesichert?

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Leistungsdefizit in 2035 in GW _{el} **
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import	
Sz. I	„Weiter wie bisher“	nein/ja *	ja	ja	-	-	-	-	nein	2.4
Sz. II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	nein/ja *	ja	ja	-	-	-	-	nein	1.8
Sz. III	„Neue Prioritäten“	nein/ja *	-	ja	ja	ja	ja	ja	nein	1.0
Sz. IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	ja	-	ja	ja	ja	-	ja	ja	-0.3

* Zwischenperiode mit Importen nein, Periode mit Kernkraftwerken ja

** Vor Zubau neuer Kraftwerke

Prognos 2006

Tabelle 9-56 Versorgungssicherheit bei einer Hitzewelle: Leistung nach Zubau gesichert?

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Leistungsdefizit in 2035 in GW _{el} *
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import	
Sz. I	„Weiter wie bisher“	ja	ja	ja	-	-	-	-	ja	4.3
Sz. II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	ja	ja	ja	-	-	-	-	ja	3.5
Sz. III	„Neue Prioritäten“	ja	-	ja	ja	ja	ja	ja	ja	2.5
Sz. IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	ja	-	ja	ja	ja	-	ja	ja	0.8

** Vor Zubau neuer Kraftwerke

Prognos 2006

9.6 Umweltwirkungen

9.6.1 Kohlendioxid CO₂

9.6.1.1 Nachfrage

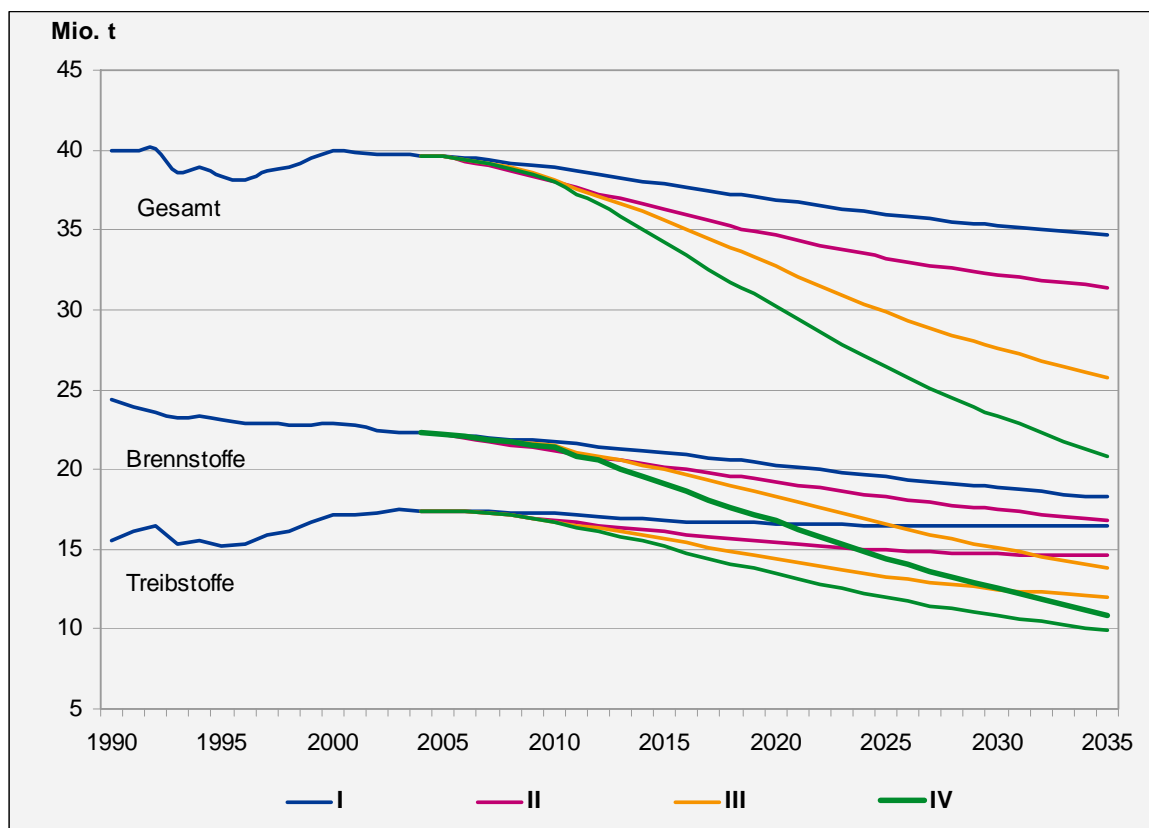
Die folgende Tabelle und Figur zeigt die brenn- und treibstoffbezogenen CO₂-Emissionen auf der Nachfrageseite in 2000 und in den Szenarien in 2035:

Tabelle 9-57 **CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe auf der Nachfrageseite in den Szenarien, in Mio. t**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szenario I	39.9	38.4	39.9	39.6	38.9	37.9	36.9	36.0	35.3	34.7
Szenario II	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	36.2	34.6	33.2	32.2	31.4
Szenario III	39.9	38.4	39.9	39.6	38.1	35.6	32.7	29.8	27.6	25.8
Szenario IV	39.9	38.4	39.9	39.6	38.0	34.2	30.2	26.4	23.4	20.8

Prognos 2006

Figur 9-60 **CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe auf der Nachfrageseite in den Szenarien, in Mio. t**



Prognos 2006

In Szenario I erfolgt zwischen 2000 (bzw. 1990, die temperaturkorrigierten Werte sind nahezu identisch) bis 2035 eine Reduktion um 13 %. Diese Reduktion lässt sich bis in

Szenario IV auf 48 % steigern. In keinem Szenario werden die aktuellen Kyoto-Ziele des CO₂-Gesetzes für 2010 erreicht. Mögliche Post-Kyoto-Ziele wie z.B. eine Reduktion um 20 % zwischen 2000 und 2020 können mit Szenario III und IV erreicht werden.

9.6.1.2 Angebot

In der folgenden Tabelle sind die CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung in 2035 der einzelnen gerechneten Stromerzeugungsvarianten in den Szenarien dargestellt. Diese beinhalten bereits die Wärmegutschriften der gekoppelten Erzeugung.

Tabelle 9-58 **CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in Mio. t**

	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. C&E 2035	Var. D&E 2035	Var. G 2035
Szenario I	0.8	0.9	8.1					0.9
Szenario II	0.8	0.8	5.8					0.8
Szenario III	0.8	0.8	4.3	3.2	0.2	3.2	2.0	0.8
Szenario IV	0.8	0.6	3.5	2.5	0.2		1.4	0.6

Prognos 2006

Bei den hier ausgewiesenen Emissionen handelt es sich um inländische Emissionen noch ohne jede Form von Kompensation. Importe und Exporte werden nicht bewertet.

9.6.1.3 Insgesamt

Die folgende Tabelle zeigt die CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe sowie des Umwandlungssektors (incl. Fernwärme, sonstige Umwandlung und statistische Differenz, ohne Raffinerieeigenverbräuche) in 2035 nach Szenarien und Varianten, in absoluten Werten.

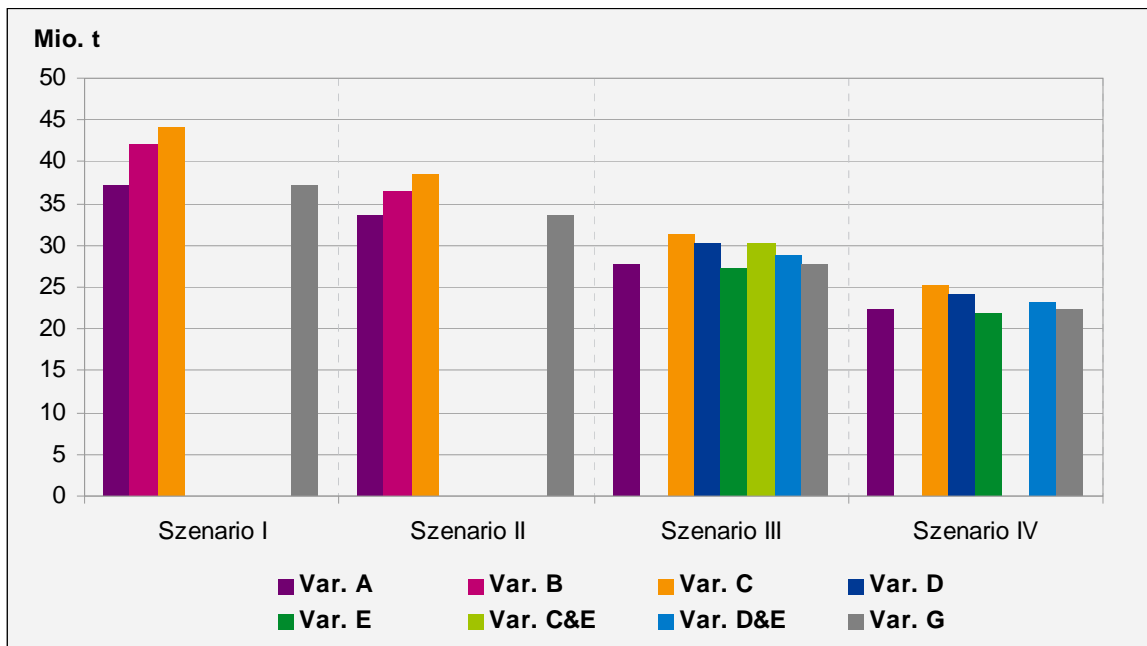
Tabelle 9-59 **CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe sowie des Umwandlungssektors nach CO₂-Gesetz nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in Mio. t**

	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. C&E 2035	Var. D&E 2035	Var. G 2035
Szenario I	42.3	37.1	44.2					37.1
Szenario II	42.3	33.6	38.6					33.6
Szenario III	42.3	27.8	31.2	30.1	27.1	30.1	28.9	27.8
Szenario IV	42.3	22.3	25.2	24.1	21.9		23.1	22.3

Prognos 2006

Die folgende Figur zeigt die gesamten CO₂-Emissionen des Energiesystems nach Szenarien und Varianten in 2035 gemäss CO₂-Gesetz.

Figur 9-61 **CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz von Nachfrage und Angebot nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in Mio. t**



Prognos 2006

Innerhalb der Szenarien streuen die Varianten um einen Mittelwert, der in Szenario I und II etwa von der Variante B gesetzt wird, in den Szenarien III und IV von Variante D. Wenig überraschend tritt innerhalb eines Szenarios der höchste Emissionswert bei Variante C (neue Gaskombikraftwerke) auf. In Szenario I liegen die Emissionen von Variante C über denen des Jahres 2000; in Szenario II um 8 % darunter; falls die mit den Mitteln des Klimarappens erworbenen CO₂-Zertifikate (mit ca. 1.2 Mio. t) angerechnet werden, beträgt die Reduktion ca. 12 %. In Szenario III sind es 25 % und in Szenario IV 39 %. In diesen beiden Szenarien sind also die jeweils gesetzten Ziele auch mit Gaskraftwerken erreichbar.

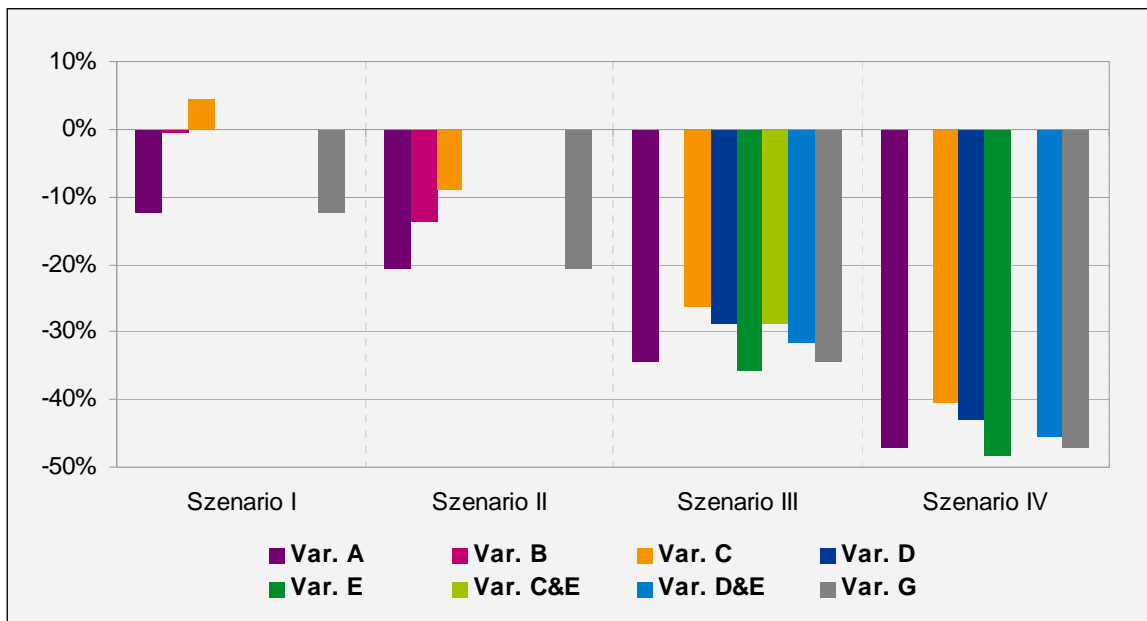
Im folgenden werden die relativen Veränderungen der CO₂-Emissionen des Gesamtsystems (Brenn- und Treibstoffe incl. Umwandlungssektor) illustriert.

Tabelle 9-60 **Verhältnis der CO₂-Emissionen von Nachfrage und Umwandlungssektor in 2035 zu denen von 2000, nach Szenarien und Angebotsvarianten**

	Var. A 2000/2035	Var. C 2000/2035	Var. D 2000/2035	Var. E 2000/2035	Var. C&E 2000/2035	Var. D&E 2000/2035	Var. G 2000/2035
Szenario I	-12.4%	4.4%					-12.4%
Szenario II	-20.6%	-8.8%					-20.6%
Szenario III	-34.4%	-26.3%	-28.9%	-35.9%	-28.8%	-31.7%	-34.4%
Szenario IV	-47.3%	-40.6%	-43.0%	-48.3%		-45.5%	-47.3%

Prognos 2006

Figur 9-62 Verhältnis der CO₂-Emissionen von Nachfrage und Angebot in 2035 zu denen von 2000, nach Szenarien und Angebotsvarianten



Prognos 2006

Die einzige Variante mit einer Emissionserhöhung ist IC.

Die jeweils stärksten Reduktionen sind mit den Varianten A, G und in den Szenarien III und IV Variante E zu erreichen. Die Reduktionen in diesen Varianten sind sogar noch höher als in den Varianten A und G, da ein Teil der erneuerbaren Stromerzeugung aus WKK-Anlagen stammt, bei denen noch Wärmegutschriften erfolgen.

9.6.2 Stickoxide (NO_x)

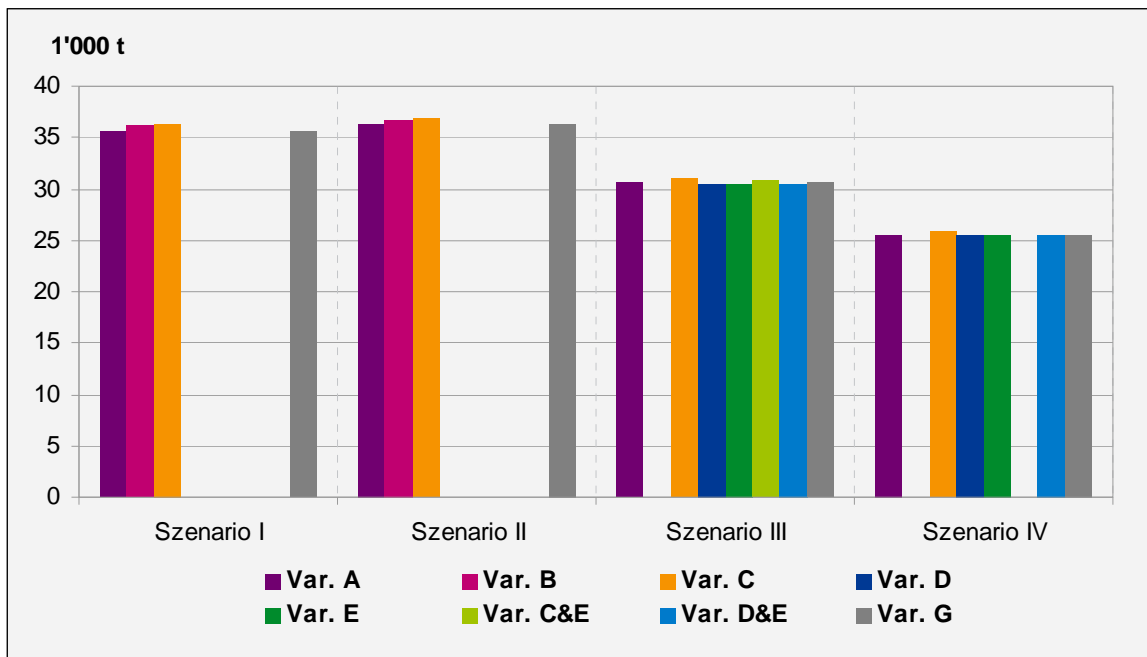
Die Stickoxid-Emissionen hängen im Unterschied zu den CO₂-Emissionen nicht nur von den eingesetzten Brennstoffen, sondern auch von der verwendeten Technik ab. Sei werden instrumentell mit Grenzwerten adressiert, die den jeweiligen technischen Möglichkeiten schnell nachfolgen. Insbesondere Katalysatoren bei den Fahrzeugen sowie bei grossen Verbrennungsanlagen (Kraftwerke, grosse WKK-Anlagen) und optimierte Brenner haben hier in den letzten Jahrzehnten zu erheblichen Verbesserungen bei den Emissionsreduktionen geführt. Wie aus der Tabelle 9-61 und Figur 9-63 hervorgeht, werden in allen Szenarien und Varianten die Stickoxid-Emissionen um mindestens 60 % reduziert.

Tabelle 9-61 Stickoxidemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in 1'000 t

	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. C&E 2035	Var. D&E 2035	Var. G 2035
Szenario I	93.1	35.6	36.1	36.3					35.6
Szenario II	93.1	36.4	36.7	36.9					36.4
Szenario III	93.1	30.6		31.1	30.5	30.4	30.8	30.4	30.6
Szenario IV	93.1	25.6		25.9	25.5	25.5		25.4	25.6

Prognos 2006

Figur 9-63 **Stickoxidemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in 1'000 t**



Prognos 2006

Deutliche Unterschiede bestehen zwischen den Szenarien; die Emissionen sind vor allem durch die Brenn- und Treibstoffe dominiert.

Innerhalb der Szenarien ist der Unterschied zwischen den Varianten sehr gering, da die Stromerzeugung nur einen verschwindend kleinen Teil (ca. 2 %) der Gesamtemissionen ausmacht. Grosskraftwerke, aber auch stationäre motorische WKK (Turbinen und Brennstoffzellen ohnehin) sind mit Abgasnachbehandlungsanlagen (Katalysatoren) ausgestattet, die es erlauben, nur noch Restmengen zu emittieren. Der Hauptteil der Emissionen stammt aus dem Verkehrssektor, wie an den sektoralen Grafiken in den Szenarien nachzuerfolgen ist, dort sind durch die Einführung der Katalysatoren in den 90er-Jahren auch die grössten Reduktionen erfolgt.

Die zeit- und technikabhängigen Emissionsfaktoren, mit denen hier gerechnet wurde, sind in den Anhängen zu Band 2 und 5 dokumentiert.

9.6.3 Feinstäube (PM10)

Bei den Feinstäuben gelten ähnliche Aussagen wie für die Stickoxide: Sie sind neben den Energieträgern und ihrer Menge stark von der Technik und den Grenzwerten abhängig. Grosse Kraftwerke und Verbrennungsanlagen verfügen über Feinstaubfilter, bei den Motorfahrzeugen werden mit den zu erwartenden Euro-Normen Russfilter auch für Diesel-PW eine breite Umsetzung finden. Zu leicht höheren Emissionen können kleine Holzfeuerungsanlagen beitragen. Die Emissionen in 2000 und 2035 nach Szenarien und Varianten sind in der folgenden Tabelle und Figur dokumentiert. In die Berechnung gehen die direkt energiebedingten Feinstäube (PM10) ein, nicht jedoch diejenigen, die durch Reifenabrieb und Verwirbelungen auf den Strassen entstehen.

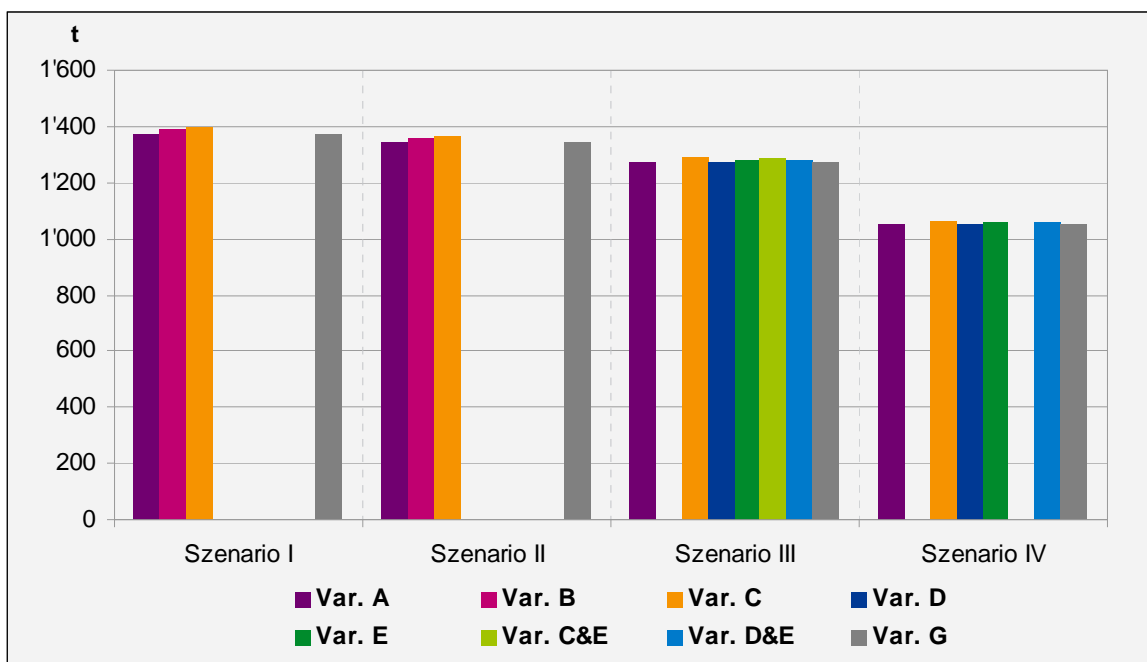
Tabelle 9-62 Feinstaubemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in t

	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. C&E 2035	Var. D&E 2035	Var. G 2035
Szenario I	6'323.2	1'374.9	1'393.1	1'400.7					1'374.9
Szenario II	6'323.2	1'347.2	1'357.7	1'365.3					1'347.2
Szenario III	6'323.2	1'272.6		1'291.6	1'272.6	1'277.6	1'288.2	1'275.4	1'272.6
Szenario IV	6'323.2	1'053.1		1'063.5	1'052.8	1'056.4		1'054.8	1'053.1

Prognos 2006

Die Feinstaubemissionen reduzieren sich zwischen 2000 und 2035 um mindestens knapp 80 %. Den stärksten Anteil hieran hat wiederum der Verkehrssektor. Durch die Verkehrsmengenreduktion und die Verstärkung des Trends zur Schiene in Szenario IV entsteht nochmals eine deutlich höhere Differenz als zwischen den andere Szenarien. Die Streuungen der Varianten innerhalb der Szenarien sind verschwindend gering, die Stromerzeugung trägt zu weniger als 2 % zu den Staubemissionen bei. Am ehesten stammen noch Beiträge aus den kleinen dezentralen Anlagen mit Holz und sonstigen Biomassen / Biogasen, bei denen nicht solche ausgefeilten (und energieintensiven) Filtertechniken eingesetzt werden können wie in den Grosskraftwerken.

Figur 9-64 Feinstaubemissionen des Gesamtsystems, nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in t



Prognos 2006

9.6.4 Radioaktive Abfälle

Die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden radioaktiven Abfälle sowie die bei der Ausserbetriebnahme und dem Abriss anfallenden Volumina sind in Tabelle 9-58 und Figur 9-65 nach Varianten dargestellt.

Die Werte verstehen sich inklusive der Abfälle der bestehenden Kernkraftwerke. Diese fallen unabhängig von der ausgewählten Variante an. In der Variante A werden in den

Szenarien I und II zusätzlich zwei Kernkraftwerke zugebaut, in den Szenarien III und IV, sowie der Variante B in den Szenarien I und II ein zusätzliches Kernkraftwerk. In den sonstigen Varianten werden keine neuen Kernkraftwerke zugebaut.

Die schwach- und mittelaktiven Abfälle (SMA) fallen im Betrieb der Kernkraftwerke, bei der Stilllegung, bei der Zwischenlagerung in Würenlingen (Zwilag) und bei der Wiederaufbereitung an, darüber hinaus in der Medizin, der Industrie und der Forschung. Die hochaktiven Abfälle (HAA) bilden die abgebrannten Brennstoffelemente (BE) und die verglasten Spaltproduktlösungen aus der Wiederaufbereitung von abgebrannten Brennelementen. Bei der Wiederaufbereitung verbrauchter Brennelemente entstehen auch langlebige mittelaktive Abfälle (LMA), diese werden durch die Nagra, dem geologischen Tiefenlager für hochaktive Abfälle, zugeordnet [Nagra 2006].

Die Rohabfälle werden in den Kernkraftwerken oder am Zwilag konditioniert, d.h. in eine stabile Form gebracht [Nagra 2006], wobei das Volumen reduziert wird. Zur Endlagerung müssen die Abfälle verpackt werden und benötigen damit grössere Volumina.

Tabelle 9-63 **Verpackte Nuklearabfälle nach Szenarien und Varianten, in m³**

			Var. A	Var. B	Var. C, D, E, C&E, D&E, G
Sz. I	„Weiter wie bisher“	SMA	61'753	50'618	39'483
		LMA	1'050	874	698
		HAA/BE	2'764	2'106	1'448
Sz. II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	SMA	61'753	50'618	39'483
		LMA	1'050	874	698
		HAA/BE	2'764	2'106	1'448
Sz. III	„Neue Prioritäten“	SMA	50'618		39'483
		LMA	1'050		698
		HAA/BE	2'106		1'448
Sz. IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	SMA	50'618		39'483
		LMA	1'050		698
		HAA/BE	2'106		1'448

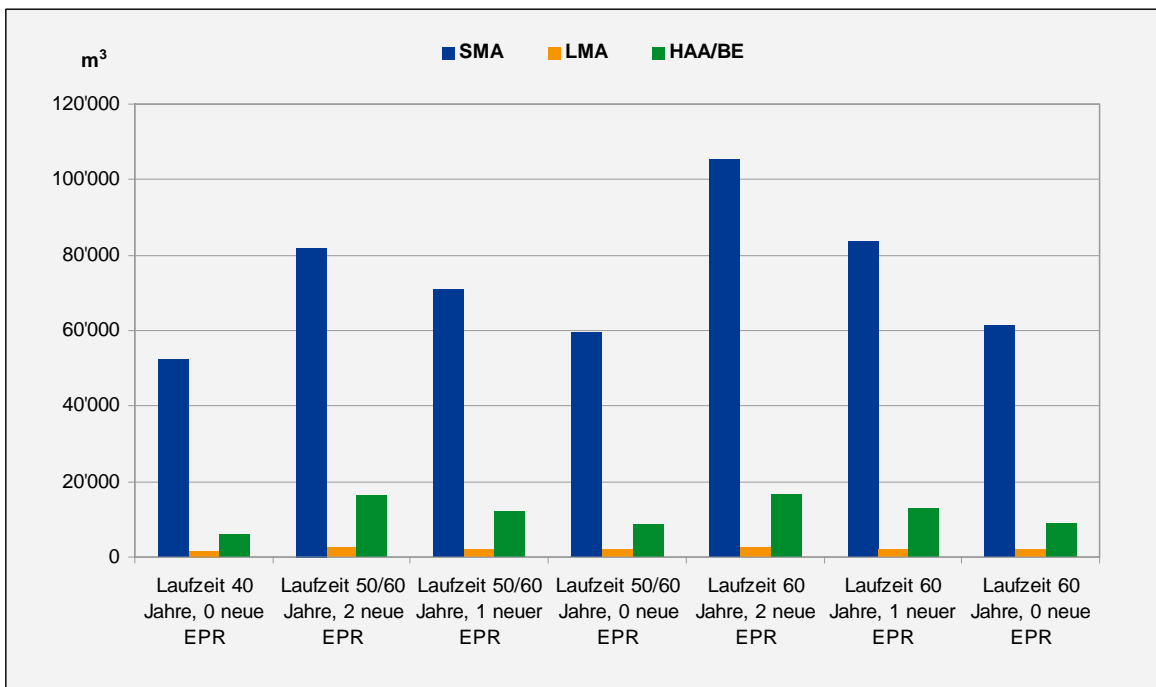
SMA: schwach- und mittelaktive Abfälle

Prognos 2006

LMA: langlebige mittelaktive Abfälle

HAA/BE: hochaktive Abfälle

Figur 9-65 **Verpackte radioaktive Abfallmenge SMA, LMA, HAA/BE, in m³**



Prognos 2006

10 Schlussfolgerungen

10.1 Synopse der Szenarien

Die wesentlichen Ergebnisse der Szenarien in den Kategorien Endenergieverbrauch, Elektrizitätsnachfrage und -angebot, CO₂-Emissionen, Anteil der Erneuerbaren an Brennstoffen, Treibstoffen und Strom, Importe sowie Kosten und Voraussetzungen werden im folgenden synoptisch zusammen gestellt (Tab. 10-1).

Für die Haupttechnologien der Elektrizitätsangebotsvarianten wird eine Zusammenstellung der Charakteristika der Technologien, (Lastcharakteristik, Beitrag zur Versorgungssicherheit, Emissionen, Ressourcenfragen und Kosten) abgebildet (Tab. 10-2).

Die Definition der Szenarien sowie ihre Ergebnisse lassen folgende erste zusammenfassenden Aussagen sowie Schlussfolgerungen zu:

10.1.1 Bedingungen in und Folgerungen aus den einzelnen Szenarien

1. Der autonome technische Fortschritt in Verbindung mit den bisherigen energiepolitischen Strategien kann den durch Wirtschaftswachstum, zunehmenden Wohlstand und Konsum, Ausweitung der beheizten (und gekühlten) Flächen, vermehrte Fahrleistungen und verbesserte Geräteausstattung eigentlich verbundenen Mehrbedarf an Energie durch Energieeffizienz soweit kompensieren, dass die Endenergienachfrage etwa konstant bleibt.
2. In diesem Falle wächst der Stromverbrauch nahezu parallel mit Wirtschaftswachstum und Geräteausstattung; sein Anteil am Energiemix nimmt kontinuierlich zu. Der Verbrauch von Heizöl geht stark zurück, der Gasverbrauch bleibt nahezu konstant. Das gilt auch für den Treibstoffverbrauch, innerhalb dessen es einen „Dieselshiff“ gibt. Die erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe erfahren einen „autonomen“ Zuwachs, bis 2035 von etwa 45 %. Damit tragen sie 2035 mit ca. 11 % zur gesamten Brenn- und Treibstoffversorgung bei.
3. In diesem Fall kann ab 2018 der winterliche Strombedarf nicht mehr allein aus bestehenden schweizerischen Kapazitäten (incl. Bezugsrechten, die definitionsgemäss als inländisch gezählt werden) gedeckt werden. Bis 2035 sind Kraftwerksneubauten (sieben Gaskraftwerksblöcke oder zwei Kernkraftwerke) oder Importe in erheblichem Umfang (20 TWh oder ein Grundlastband von ca. 3'330 MW) erforderlich.
4. Falls von einer Fortsetzung der bisherigen Energiepolitik ohne deutliche Änderungen der Rahmenbedingungen ausgegangen wird (definitionsgemäss in Szenario I), wird es einen autonomen Zubau an neuer erneuerbarer Stromerzeugung und Stromerzeugung aus WKK-Anlagen geben. Obgleich die WKK-Kapazitäten verglichen mit dem heutigen Stand deutlich ausgeweitet werden (+ ca. 50 %), bleibt ihr Beitrag zur Deckung des Landesverbrauchs mit ca. 6 % gering.

Tabelle 10-1 Synopse der Szenarien

		Szenario I „Weiter wie bisher“				Szenario II „Verstärkte Zusammen- arbeit“				Szenario III „Neue Prioritäten“							Szenario IV „Weg zur 2'000 Watt-Gesellschaft“					
Veränderung der End- energienachfrage, 2035 zu 2000	abs.	+15.8 PJ				-31.8 PJ				-115.3 PJ							-221.2 PJ					
	rel.	+1.9 %				-3.9 %				-14.1 %							-27.1 %					
Veränderung der Elekt- rizitätsnachfrage, 2035 zu 2000	abs.	+55.3				+42.8				+25.4 PJ							-4.0 PJ					
	rel.	+29.1 %				+22.5 %				+13.4 %							-2.1 %					
Veränderung der CO ₂ - Emissionen, 2035 zu 2000 (ohne Raff.-EV)	Var.	A	B	C	G	A	B	C	G	A	C	D	E	C&E	D&E	G	A	C	D	E	D&E	G
	abs. Mio. t	-5.2	-0.2	+1.9	-5.2	-8.7	-5.9	-3.7	-8.7	-14.6	-11.1	-12.2	-15.2	-12.2	-13.4	-14.5	-20.0	-17.2	-18.2	-20.4	-19.2	-20.0
	rel. %	-12.4	-0.5	4.4	-12.4	-20.6	-13.8	-8.8	-20.6	-34.4	-26.3	-28.9	-35.9	-28.8	-31.7	-34.4	-47.3	-40.6	-43.0	-48.3	-45.5	-47.3
Anteil Erneuerbare an der Wärme		11.9%				18.6%				19.7%							24.4%					
Anteil Erneuerbare an den Treib- stoffen		0.0%				0.5%				5.9%							10.0%					
Anteil Erneuerbare am Landesverbrauch	Var.	A	B	C	G	A	B	C	G	A	C	D	E	C&E	D&E	G	A	C	D	E	D&E	G
	rel. in %	6.4	6.4	6.4	6.4	12.9	12.9	12.9	12.9	7.8	10.8	10.0	30.6	17.5	19.8	7.8	8.4	8.4	8.6	24.2	16.9	8.4
Veränderung der Im- portanteile, 2035 zu 2000 (mit Kernbrenn- stoffen)	Var.	A	B	C	G	A	B	C	G	A	C	D	E	C&E	D&E	G	A	C	D	E	D&E	G
	Verän- derung, in %	10.3	6.7	-3.2	-10.8	10.2	-2.2	-12.1	-18.8	17.3	-24.4	-25.4	-33.0	-26.7	-28.4	-28.2	26.6	-34.9	-36.3	-41.8	-38.8	-40.4
Relativer Importanteil in 2035 (mit Kern- brennstoffen)	Var.	A	B	C	G	A	B	C	G	A	C	D	E	C&E	D&E	G	A	C	D	E	D&E	G
	Anteil, in %	78.6	75.5	75.8	73.2	80.8	75.5	72.0	68.9	71.9	69.1	69.9	60.7	66.1	65.6	67.8	71.9	68.3	67.5	60.7	64.0	64.2

Abgabe	HEL		35 CHF/tCO ₂ (9 Rp. /l)	51 Rp./l	86 Rp./l
	Treibstoffe			1.40 CHF/l	1.71 Rp./l
	Strom			9 Rp./kWh	19 Rp./kWh
Energierrechnung (2035), in Mrd. CHF (real, 2003)	incl. Abgabe	23.9	22.2	33.4	34.7
	ohne Abgabe	23.9	21.8	19.0	15.8
Einsparkosten	Brennstoffe		Grundsätzlich werden wirtschaftliche Massnahmen mit guten Renditen umgesetzt	≤ 0.60 CHF/l	≤ 0.60 CHF/l
	Treibstoffe			≤ 0.98 CHF/l	≤ 1.01 CHF/l
	Strom			≤ 0.11 CHF/kWh	≤ 0.11 CHF/kWh
Sonstiges, wesentliche Instrumente	Bisherige Energiepolitik		Subventionen, Transaktionsmittel, Kooperationsvereinbarungen (Zielvereinbarungen), Tarifmodelle etc. Förderung von EE-Strom mit Umlageverfahren	Veränderung der gesellschaftlichen Prioritäten; Klimaschutz als gesamtgesellschaftliches Ziel europaweite Harmonisierung; Transaktionsmassnahmen werden über den Markt organisiert	Zusätzlich zu III: global abgestimmte Technologieoffensive; Veränderte Raumplanung verändertes Verkehrsverhalten veränderte Struktur von Leben und Arbeiten

Tabelle 10-2 Charakteristika der Technologien in den Angebotsvarianten

Var.	Technologiegruppe	Technologie	Last	CO ₂ -Emissionen ¹	NO _x -Emissionen ¹	Staub-Emissionen ¹	Neue Nukleare Abfälle	dir. gesamtwirtschaftliche Kosten ²	Versorgungssicherheit	Importabhängigkeit	Brennstoff: Endlicher Ressource?
A	Nuklear	Kernkraftwerk	Grundlast	-	-	-	ja	4-5 Rp./kWh, falls langfristig gesicherte RB	Klumpenrisiko	ja, aber lagerbar	ja
C	Fossil-zentral	Erdgas-Kombikraftwerke	Mittellast (ggf. Grundlast)	ja (ca. 0.34 kg/kWh ³)	ja, beherrschbar	gering	-	6-9 Rp./kWh, sensitiv auf Volatilität Gaspreis	ja	ja	ja, Beimischung Erneuerbarer möglich
D	Fossil-dezentral	Motoren	Mittellast	ja	ja	gering	-	9-28 Rp./kWh	ja, insbes. Winter	ja	ja
		(Mikro)Gasturbine	Mittellast/Spitzenlast	ja	ja	gering	-	7-22 Rp./kWh	ja, insbes. Winter	ja	ja
		Kombikraftwerke	Mittellast	ja	ja	gering	-	7-11 Rp./kWh	ja, insbes. Winter	ja	ja
		Brennstoffzellen ⁴	Mittellast	ja ⁴ / - ⁵	sehr gering	sehr gering	-	14-31 Rp./kWh (Zielwert ab 2020)	ja, insbes. Winter	ja ⁴ / Nein ⁵	ja ⁴ / nein ⁵
		KVA	Grundlast	ja	ja	gering	-	ca. 7 Rp./kWh	ja	nein	nein
E	Erneuerbare Energien	Biogas	Grundlast/Mittellast	neutral	ja	gering	-	13-35 Rp./kWh	ja	nein	nein
		Klärgas	Grundlast/Mittellast	neutral	ja	gering	-	12-21 Rp./kWh	ja	nein	nein
		Biomasse (Holz)	Grundlast/Mittellast	neutral	ja	ja	-	27-42 Rp./kWh	ja	nein	nein
		Windkraft	Mittellast	-	-	-	-	16-21 Rp./kWh	Stochast.	nein	nein
		Photovoltaik	Mittellast	-	-	-	-	27-67 Rp./kWh	Stochast.	nein	nein
		Geothermie	Grundlast	-	-	-	-	7-14 Rp./kWh	ja	nein	nein
G	Import	-	Grundlast	kompensiert	-	-	?	6-9 Rp./kWh	?	ja	-
-	Wasserkraft	Laufwasserkraft	Grundlast	-	-	-	-	7-16 Rp./kWh	ja	nein	nein
		Speicherwasserkraft	Spitzenlast	-	-	-	-	12-16 Rp./kWh	ja	nein	nein

¹ Spezifische Emissionen bei der Stromerzeugung ² Ohne externe Kosten, inkl. Wärmegutschriften ³ Bei 58% Wirkungsgrad ⁴ Mit Erdgas betrieben ⁵ Bei erneuerbaren Brennstoffen Prognos 2007

5. Die CO₂-Emissionen werden ohne den Einsatz von Gaskraftwerken bis 2035 (gegenüber 2000) um etwas mehr als 10 % reduziert. Damit wird weder das Ziel des CO₂-Gesetzes noch ein mögliches Post-Kyoto-Ziel erreicht. Falls für die Deckung der Stromnachfrage neue Gaskombikraftwerke der jeweils effizientesten Generation gebaut werden, steigen die CO₂-Emissionen im genannten Zeitraum um gut 5 %.
6. Es existieren technische Einsparpotenziale, die auch bei niedrigen Energiepreisen wirtschaftlich sind (z. T. sogar nicht- und geringinvestiv), aber durch zahlreiche verschiedene Faktoren gehemmt sind, z.B. Investor-Nutzer-Dilemmata, Informationsdefizite, Organisationshemmnisse. Diese Potenziale sind sowohl im Bereich Wärme als auch beim Strom zu finden und machen nach den Rechnungen bei der Endenergienachfrage in 2035 ca. 5.7 % gegenüber Szenario I aus, bei der Stromnachfrage 5.1 %. Zur Erschliessung dieser Potenziale ist ein Instrumentenmix von Transaktionsinstrumenten, Anreizen und Subventionen (ca. 205 Mio. CHF/a, incl. Transaktionsinstrumente) notwendig. Hinzu kommt für den Treibstoffsektor ein Bonus-Malus-System sowie die fiskalische Förderung von Alternativtreibstoffen. (Szenario II)
7. Ohne Gaskraftwerke führt eine solche Strategie zwischen 2000 und 2035 zu einer CO₂-Reduktion von knapp 20 %, mit Gaskraftwerken von 8 %. Falls mit ca. 30 Mio. CHF/a CO₂-Zertifikate im Ausland eingekauft und angerechnet werden, werden damit – je nach CO₂-Preis – Einsparungen von ca. 0.8 bis 1.3 Mio. t pro Jahr, (nicht kumulierbar), erreicht. Bei der Variante mit Gaskraftwerken würde das zu einer Absenkung der CO₂-Emissionen um bis zu knapp 12 % führen.
8. Mit einer Förderung von 330 Mio. CHF pro Jahr für neue erneuerbare Stromerzeugung (Mehrkostenförderung) sind bis 2035 ca. 5.7 TWh Erzeugung erreichbar, das entspricht dann ca. 12.9 % des Landesverbrauchs. Bei einer Umlage der Mehrkosten auf die Strompreise der Endverbraucher (ohne energieintensive Industrie) entstehen Mehrkosten von bis zu 0.6 Rp./kWh, was knapp 5 % der Endverbraucherpreise entspricht.
9. Auch bei Aktivierung der unter Punkt 6. genannten Einsparpotenziale und der neuen erneuerbaren Erzeugung nach Punkt 8. ist die Stromlücke noch bei Weitem nicht geschlossen. Obwohl in diesem Fall bestehende Strategien und Kooperationen effektiviert sowie durch Anreize und Fördermittel ergänzt werden, sind weiterhin Grosskraftwerke notwendig. In 2035 werden zwei KKW (davon kann ggf. eines in der kleineren Leistungsklasse 1'000 MW gebaut werden) oder fünf Gaskraftwerksblöcke oder neue Importe in Höhe von 12.7 TWh (entsprechend einem Grundlastband von ca. 2.120 MW) benötigt. Der autonome Zubau an WKK-Kapazitäten ist relativ zum derzeitigen Bestand wiederum signifikant, reicht aber zusammen mit den beschränkt geförderten erneuerbaren Kapazitäten bei weitem nicht aus, um die Landesnachfrage zu decken.
10. In allen Sektoren und bei allen nichterneuerbaren Energieträgern bestehen mit heute bekannter bester Technik noch erhebliche Einspar- und Substitutionspotenziale, die mit den unter den Punkten 1 - 9 angewendeten Instrumenten nicht aktivierbar sind. Bei einer unterstellten konsequenten, aber nicht abrupten Diffusion der jeweils besten Version einer Technologie oder Problemlösung sowie einer erheblichen Erhöhung des Anteils energetischer Sanierungen lässt sich in 2035 eine Nachfragereduktion bei Brennstoffen, Treibstoffen, sowie Elektrizität von 14 % gegenüber 2000 und von knapp 16 % gegenüber der Variante I Trend „Weiter wie bisher“ erreichen. Die Stromnachfrage steigt bis 2035 nur mehr um gut 13 %, was gegenüber dem

Szenario „Weiter wie bisher“ eine Reduktion des 2035 erreichten Niveaus um gut 12 % bedeutet. Der Anteil der Erneuerbaren an den Brenn- und Treibstoffen liegt bei 18.9 %, die CO₂-Emissionen der Brenn- und Treibstoffe sind um 35.5 % gegenüber den entsprechenden Emissionen in 2000 abgesenkt.

11. Für die Umsetzung dieser Strategie ist eine Veränderung der Investitionsprioritäten bei nahezu allen Akteuren notwendig, zusätzlich die breite Verfügbarkeit und Weiterentwicklung der entsprechenden „best practice“-Technologien. Hierfür ist es einerseits erforderlich, dass sich das internationale Umfeld ähnlich verhält, damit es nicht zu komparativen Nachteilen für die Schweiz kommt. Andererseits ist davon auszugehen, dass sich in einem solchen Umfeld die gesellschaftlichen Prioritäten so stark verändern, dass die neuen Investitionsprioritäten mit getragen werden. Zur Umsetzung sind Instrumente mit hoher Eingriffstiefe notwendig, für die ein breiter Konsens erforderlich ist, z.B. eine spürbar hohe Lenkungsabgabe, die die Endenergeträgerpreise auf ca. 1.01 CHF/l Heizöl und 2.81 CHF/l Treibstoff ansteigen lässt.
12. Die Investitionen führen zu Einsparkosten von durchschnittlich 40 Rp./l Heizöl (gemittelt und abdiskontiert über alle Investitionen und den gesamten Zeitraum), bis maximal etwa 60 Rp./l. Bei den Treibstoffen betragen die maximalen Einsparkosten ca. 98 Rp./l, die mittleren (diskontiert) ca. 80 Rp./l. Die jährlichen Investitionen machen bis zu 0.5 % des BIP und bis zu 330 CHF pro Kopf aus.
13. In einem solchen Umfeld und bei einer gegenüber einem „Weiter wie bisher“-Szenario deutlich verringerten Stromnachfrage sind wesentlich weniger neue Kraftwerkskapazitäten (nur mehr ein KKW oder vier Gaskraftwerke) oder 11.5 TWh Importe notwendig.
14. Angesichts der Entwicklung der Stromnachfrage und der entsprechenden Lücke ist es dann technisch möglich, die neue Elektrizitätserzeugung vollständig aus neuen erneuerbaren Energien oder dezentraler fossiler Wärme-Kraft-Kopplung zu decken. Hierfür müsste frühzeitig mit einer entsprechenden intensiven Zubaustrategie begonnen werden, damit die stufenartigen Ausserbetriebnahmen der vorhandenen KKW-Kapazitäten kompensiert werden können.
15. Potenziale für eine rein erneuerbare Strategie wären nur vorhanden, wenn auch neue grosse Wasserkraftpotenziale erschlossen würden und etwa ab 2025 die Geothermie die technische Reife für breite Umsetzung erreicht hätte.
16. Zur Umsetzung einer vollständigen WKK-Strategie müssten auch die Potenziale für Kleinanlagen erschlossen und genutzt werden.
17. Die Mehrkosten der Erzeugung einer Erneuerbaren-Strategie gegenüber einer konventionellen Variante bei der neuen Stromerzeugung betragen im Durchschnitt (und abdiskontiert) ca. 2.4 Rp./kWh. Falls von der Annahme ausgegangen wird, dass sich bei einer konventionellen Strategie (KKW, Gaskraftwerke oder neue „graue“ Importe) die realen Endverbraucherpreise gegenüber den heutigen nicht signifikant erhöhen, würde die Preisdifferenz durch die Füllung der Lücke durch Erneuerbare gegenüber einer konventionellen Variante ca. 15-20 % betragen. (Unter der Annahme von realistischen Zielkosten der Geothermie.)
18. Bei einer reinen WKK-Strategie würden die abdiskontierten Mehrkosten aufgrund des hohen Anteils an (kostenintensiven) Kleinanlagen ca. 3.3 Rp./kWh ausmachen, das entspricht einer Erhöhung des Endverbraucherpreises um ca. 20-25 % .

19. Eine Kombination des verstärkten Ausbaus regenerativer Energien mit einer WKK-Strategie, ggf. anfangs gestützt durch einen fossil-zentralen Block mit Holzgaszuführung, wäre aus Gründen der technischen Umsetzung und unter Kostenaspekten empfehlenswert.
20. Die gesamten CO₂-Reduktionen gegenüber 2000 betragen bei einer solchen technologisch getriebenen Entwicklung gut 26 % (neue Gaskraftwerke) bis gut 36 % (rein erneuerbare Strategie).
21. Falls über die Möglichkeiten der heute ausgereiften besten Technologien hinaus weitere Einsparungen und höhere Anteile Erneuerbarer realisiert werden sollten, um das Ziel einer 2'000-Watt-Gesellschaft im Jahr 2100 anzustreben, sind bereits jetzt sowohl technologische als auch strukturelle Initiativen erforderlich.
22. Technologisch wären gezielt die Potenziale der neuen Schlüsseltechnologien unter Effizienzgesichtspunkten zu entwickeln. Hier sind z.B. Beleuchtungstechniken, serienmässige Vakuumdämmungen, Gebäudesteuerung und -optimierung mit lernenden Systemen, biotechnologisch geführte Produktionsprozesse, z. T. mikrominiaturisierte individuelle Produktion, Verkehrsflusssteuerung, IKT-gestützte individuelle Mobilitätsplanung, neue Fahrzeug- und Antriebskonzepte notwendig. Insbesondere im Industriesektor wird eine hohe Diffusion solcher Technologien durchaus für realistisch gehalten.

Strukturell wären raumplanerisch, arbeits- und verkehrsorganisatorisch die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass bei gleicher wirtschaftlicher Entwicklung weniger Flächen und Verkehrsleistungen in Anspruch genommen werden. Hierzu zählen höhere Anteile nichtlokaler und virtueller Arbeitsplätze sowie home-offices, insbesondere im Dienstleistungssektor, die Pendelverkehrsströme verringern und neue Angebote, die weitere Verkehrsleistungen auf die Schiene verlagern. Hinzu kommt eine qualitativ hochwertige, verdichtete Bauweise.

23. Unter solchen Bedingungen sind 2035 Einsparungen bei der Endenergienachfrage um bis zu 27 % gegenüber 2000 und 28.5 % gegenüber der „Weiter-wie-bisher“-Strategie möglich, bei der Elektrizitätsnachfrage ist gegenüber 2000 eine Reduktion um 2 % möglich, was gegenüber der „Weiter-wie-bisher“-Strategie eine Reduktion um 24 % bedeutet.
24. Voraussetzung für eine solche Entwicklung ist ein weltweites Umsteuern mit global koordinierten Technologieoffensiven und ähnlichen Instrumenten hoher Eingriffstiefe in allen Industrieländern. Die Instrumente könnten einen Mix aus einer hohen aufkommensneutralen Lenkungsabgabe, ergänzt durch Standards und Zielvorgaben sein. Um die entsprechenden Investitionen auszulösen und den Nachfragedruck nach entsprechenden Technologien zu erhöhen, ist eine Erhöhung der Endenergieträgerpreise auf ca. 1.36 CHF/l Heizöl, 38 Rp./KWh Strom sowie 3.12 CHF/l Benzin / Diesel notwendig.
25. Die spezifischen Investitionskosten je eingesparter Energieträgereinheit liegen im Mittel zwischen 0.38 und 0.58 CHF/l Heizöl, 0.74 und 1.01 CHF/l Benzin sowie bei 11 Rp./kWh Elektrizität.
26. Die jährlichen Investitionskosten betragen bis zu 0.8 % des BIP und bis zu 550 CHF pro Kopf.

10.1.2 Schlussfolgerungen aus den Sensitivitäten

27. Das gesamte Energiesystem reagiert relativ wenig sensitiv auf Preise: Bei einer Erhöhung der Weltmarktrohölpreise um 66 %, die auf die Endenergieträgerpreise beim Heizöl mit 34 % und beim Benzin mit 11 % durchschlägt, verringert sich die Endenergienachfrage um etwa 3 %. Erst bei einer zusätzlichen Erhöhung durch eine Abgabe, die die Heizölpreise um weitere 15 % und die Benzinpreise um weitere 20 % steigen lässt, ist insgesamt eine Reduktion um knapp 6 % zu beobachten.
28. Die erneuerbaren Wärmeträger profitieren, bezogen auf einen Ausgangswert, deutlich von erhöhten Preisen (im zweistelligen Prozentbereich in 2035 bezogen auf die Referenz). Bezogen auf die gesamte Brennstoffnachfrage bleibt dieser preisgetriebene Beitrag jedoch immer noch vergleichsweise gering.
29. Wärmeres Klima erhöht die Stromnachfrage um ca. 3-4 % aufgrund der kombinierten gegenläufigen Effekte des erhöhten Kühlungsbedarfs und der geringeren Nachfrage nach Elektrowärme. Der sommerliche Spitzenleistungsbedarf kann sich in Hitzeperioden um bis zu 10 % erhöhen.
30. Das kumulierte, zur Stromerzeugung nutzbare Wasserdargebot kann sich bei wärmerem Klima um ca. 7 % verringern. Die Kühlkapazitäten von thermischen Kraftwerken können in Hitzeperioden reduziert sein, so dass genau in den Spitzenzeiten nicht die volle Leistung zur Verfügung steht. Die sommerliche Spitzenleistungsnachfrage erscheint nach Berechnungen zur Speichersimulation dennoch auch in Hitze-situationslagen aufgrund der hohen installierten Spitzenkapazitäten und Speichervolumina deckungsfähig. Jedoch könnte ein Zusammentreffen von Trockenphasen, Hitzewelle und Kraftwerksausfällen die Speicher so stark belasten, dass dies in Folgejahren zu veränderten Anforderungen an das Speichermanagement führen würde.
31. Eine Effizienzstrategie in Bezug auf den sommerlichen Kältebedarf ist dennoch, insbesondere aufgrund des bereits vorhandenen autonomen Trends zu mehr Klimatisierung, sehr sinnvoll, vor allem in Kombination mit grossen erdgekoppelten Wärmepumpen sowie möglichen WKK-Strategien.
32. Wärmeres Klima reduziert die Brennstoffnachfrage um ca. 8 - 9 % und damit auch die CO₂-Emissionen (um ca. 4 %).
33. Stärkeres Wirtschaftswachstum wirkt sich im Allgemeinen steigernd auf Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage aus – eine integrale Steigerung des BIP um 21 % führt zu einer Erhöhung der Endenergienachfrage um knapp 5 % und zu einer Steigerung der Elektrizitätsnachfrage um gut 5 %. Rein rechnerisch kann dies in manchen Szenarien einen weiteren grossen Kraftwerksblock erfordern.
34. Dies ist jedoch nicht zwingend notwendig: Falls bei höherem Wirtschaftswachstum mehr freie Mittel in Energieeffizienz statt in Konsum investiert werden, kann diese Nachfragesteigerung nahezu kompensiert werden.
35. Eine Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre führt zu einem früheren Auftreten und insgesamt zu einer Vergrösserung der Lücke. Dies bedeutet in Szenario I eine Zubaunotwendigkeit von 11 statt 7 Gaskraftwerksblöcken. Selbst in den Szenarien mit starker Effizienzentwicklung lassen sich die entstehenden Lücken

aufgrund fehlender Potenziale nicht mehr allein durch dezentrale (fossile WKK oder erneuerbare) Strategien schliessen.

36. Eine Verlängerung der Laufzeit der KKW führt zum gleichen zeitlichen Auftreten der Lücke (2018) wie in den Trendvarianten und in 2035 zur gleichen Grösse. Damit lässt sich insbesondere in den Effizienzsznarien der dezentrale Zubau etwas längerfristig organisieren und optimieren.

10.1.3 Schlussfolgerungen aus dem gesamten Szenarienfächer

37. Das gesamte Energiesystem ist wenig preissensitiv. Um deutliche Verringerungen der Nachfrage und der CO₂-Emissionen zu erreichen, sind Instrumente mit starker Eingriffstiefe, wie z.B. hohe Energielenkungsabgaben, aber auch hohe Standards und ggf. Änderungen im Mietrecht und Verbote, notwendig.
38. Es ist möglich, die Nachfrage nach Wärme, Treibstoffen und Elektrizität gleichzeitig zu reduzieren. Eine erhöhte Wärme-Effizienz bedingt nicht notwendig einen höheren Stromverbrauch. Der Anteil der Elektrizität im Energieträgermix in 2035 nimmt in den Effizienzsznarien insgesamt nur geringfügig zu, er liegt 2035 zwischen 29.6 % in Szenario I und 31.4 % in Szenario IV.
39. Mit einer Effektivierung der heutigen Energiepolitik und einer Verstärkung um weitere Subventions- und Transaktionsinstrumente, die auch den Strom adressieren, sind Reduktionen bei den CO₂-Emissionen um 8 % (mit Gaskraftwerken, 12 % bei Anrechnung von Zertifikaten) oder 20 % (mit Kernkraftwerken oder Importen, 24 % bei zusätzlicher Anrechnung von Zertifikaten) möglich.
40. Wenn auf der Nachfrageseite intensive Effizienzanstrengungen unternommen werden, sind auch mit Gaskraftwerken oder fossilen WKK-Strategien hohe CO₂-Reduktionen erreichbar (minimal 26 % in Szenario III C – in weiteren Szenarien und Varianten auch deutlich darüber hinaus).
41. Die gesamten Importe spannen je nach Szenario, Variante und Zurechnungskonvention einen grossen Fächer auf:

Maximal wachsen sie bei Zählung der Kernbrennstoffe als Importe in Szenario I Variante A bis 2035 um 10 % gegenüber 2000; den grössten Rückgang weisen sie mit ca. 41 % in Szenario IV Var. E auf (ebenfalls bei Zurechnung der Kernbrennstoffe, die dann noch im Mix enthalten sind).
42. Da von den niedrigen zu den hohen Szenarien insgesamt jeweils der Energiemix sich zu den (inländischen) Erneuerbaren hin verschiebt, sinken auch die relativen Anteile importierter Energieträger im Mix.
43. Bei den Effizienzsznarien zeigt sich die scheinbar paradoxe Situation, dass die durch die aufkommensneutralen Lenkungsabgaben angeregten Effizienzinvestitionen zu durchschnittlichen Einsparkosten (Vollkosten) führen, die sich im Bereich der heutigen Endenergieträgerpreise und darunter (beim Strom 11 Rp./kWh) bewegen.
44. Mit einem aufkommensneutralen Abgabeaufkommen von bis zu 3.5 % (Sz. III) bzw. 5.5 % (Sz. IV) des BIP werden jährliche Investitionen von bis zu 0.5 % (Sz. III) bzw. 0.8 % (Sz. IV) des BIP initiiert. Es wäre zu überlegen, ob unter der Voraussetzung veränderter gesellschaftlicher Prioritäten entsprechend veränderte Investitionspriori-

täten leichter oder mit anderen Instrumenten zu erreichen sind. In jedem Falle sind Prioritätensetzungen notwendig, die von einem breiten Konsens getragen werden: Entweder, um die starken Abgaben- und Vorschrifteninstrumente umzusetzen, oder aber, weil es „dazugehört“, einen Teil der verfügbaren Mittel in langfristige Energieeffizienz zu investieren und damit andere Anlageformen oder Investitionswünsche nicht zu bedienen (Opportunitätsprinzip).

45. Mit den Einsparungen an Treibstoffen sind rein rechnerisch Mineralölsteuerausfälle bis zu einstelliger Milliardenhöhe verbunden. Hier ist es notwendig, nach alternativen Finanzierungen für Infrastrukturausgaben zu suchen.
46. Selbst bei den anspruchsvollen Szenarien III und IV bleibt immer noch ein deutlicher Anteil fossiler Energieträger in allen Sektoren im Mix, auch wenn sie eine Reduktion um ein gutes Drittel (Szenario III) oder fast die Hälfte (Sz. IV) erfahren. Hierbei verliert Heizöl am stärksten, Gas am wenigsten. Eine „Reservierung“ beispielsweise von Erdölprodukten oder der Fossilien für den Verkehrssektor oder nur noch als Grundstoff für bestimmte Industrien, wie sie gelegentlich diskutiert wird, wäre nur mit sehr „harten“ Verbotsinstrumenten erreichbar, für die wahrscheinlich verfassungsrechtliche Grundlagen und internationale Vereinbarungen geändert werden müssten (WTO-Kompatibilität).
47. Eine deutlich höhere Energieeffizienz ist die Voraussetzung dafür, dass die erneuerbaren Energieträger signifikante Anteile an den Brennstoffen, Treibstoffen und am Strom erreichen können. Effizienz und Erneuerbare ergänzen einander und stehen nicht miteinander in Konkurrenz.
48. Um CO₂-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.
49. Selbst die ambitionierteste Elektrizitätseinsparstrategie verhindert nicht, dass ab 2020 im Winterhalbjahr der Arbeitsbedarf nicht mehr allein aus derzeit vorhandenen inländischen Anlagen gedeckt werden kann. Die Frage der Kraftwerks- oder Importstrategie stellt sich weiterhin.
50. Varianten mit hohen Anteilen an Stromimporten können während winterlicher Kälteperioden zu Leistungsdefiziten führen, die die Speicher so stark belasten, dass in den Folgejahren aktiv durch verändertes Speicher- und Systemmanagement für Ausgleich gesorgt werden muss. Dies bedeutet dann z.B. höhere Importanteile, damit sich die Speicherzuflüsse aufkumulieren können.
51. Die grossen Kernkraftwerksblöcke mit 1'600 MW Leistung führen zu einem „Klumpenrisiko“, dessen ungeplanter Ausfall hohe Kompensationsanstrengungen bedeutet.

10.2 Entscheidungsketten

In diesem Kapitel werden kurz die Folgen bestimmter Grundsatzentscheidungen in Form von Entscheidungsketten dargestellt. Die Aufzählung ist nicht vollständig.

10.2.1 Keine gravierenden Veränderungen der Energiepolitik

- ⇒ führt zu einer ungefähren Konstanz der Endenergienachfrage;
- ⇒ führt zu einem deutlichen Anstieg (ca. 30 % bis 2035) der Elektrizitätsnachfrage;
- ⇒ Erneuerbare erfahren in Abhängigkeit von den Energiepreisen gewisse Zuwächse, die Fossilen entwickeln sich insgesamt gemäss ihrem bisherigen Trend – Reduktion bei Heizöl, Wachstum bei Gas, Stabilisierung bei den Treibstoffen.
- ⇒ CO₂-Emissionen verfehlen Ziel des CO₂-Gesetzes, mögliche Post-Kyoto-Ziele werden inländisch nicht angestrebt.
- ⇒ Positionierung gegenüber Klimaschutz notwendig:
 - Entweder wird ein Bekenntnis dazu abgegeben, dass Klimaschutz nicht prioritär ist; oder
 - Kompensation wird in erheblichem Masse über Zertifikate und flexible Mechanismen erfolgen; oder
 - Klimaschutz wird als wichtig erklärt; verstärkte Energie- und Klimapolitik ist erforderlich (weiter in folgenden Teilkapiteln).
- ⇒ Entscheidungen über neue Stromerzeugungskapazitäten werden notwendig:
 - Mehr Import?
 - Gaskraftwerke? ⇒ Genehmigungsverfahren einleiten; CO₂-Kompensation muss geklärt werden.
 - Kernkraftwerke? ⇒ Genehmigungsverfahren einleiten; Endlagerung; Brennstoffbeschaffung.
 - Neue Strategien? (würde Änderung der Energiepolitik bedeuten, weiter dort)
- ⇒ Notwendigkeit der Energieaussenpolitik: Sicherung und Diversifizierung von Energiequellen.

10.2.2 Klimaschutz- und Effizienzpolitik

- ⇒ Harmonisierung mit dem europäischen Umfeld (z.B. EU-Effizienzrichtlinie).
- ⇒ Deutliche Verschärfung vorhandener Instrumente; stärkere Einbeziehung von Elektrizitätseffizienz.

- ⇒ Veränderung von Investitionsprioritäten; Unterstützung dieser Veränderungen, z.B. durch zinsvergünstigte Kredite, Steuer- und Mietrecht.
- ⇒ Transaktionsinstrumente einsetzen, um aktiv für Information und Umsetzung sowie Überwindung organisatorischer Hemmnisse zu sorgen.
- ⇒ Falls die Rahmenbedingungen gleichmässig durch preisorientierte Instrumente wie Steuern oder Lenkungsabgaben oder marktorientierte Instrumente wie Zertifikate mit strenger Verknappung verändert werden, kann sich für die Transaktionsaktivitäten (Beratung, Information, Controlling, Contracting etc.) ein Markt bilden.
- ⇒ Bei den Gebäuden ist der Sanierungszeitpunkt das Schlüsselement, um Effizienzmassnahmen umzusetzen: Zu diesem Zeitpunkt muss der Investor alle notwendigen Informationen vorliegen haben und motiviert sein, in hochwertige energetische Sanierung zu investieren.
- ⇒ Analoges gilt für die Heizungsanlagen. Für die Umsetzung einer WKK-Strategie, aber auch einer regenerativen Wärmestrategie spielt der Zeitpunkt der Erneuerung einer Heizungsanlage eine Schlüsselrolle.
- ⇒ Zur Entwicklung einer WKK-Strategie sollten auch Kältepotenziale betrachtet werden sowie die Möglichkeiten neuer Wärme- und ggf. Kältenetze.
- ⇒ Eine wirksame Effizienzpolitik ist die Voraussetzung für eine wirksame Politik zur Erhöhung der Anteile der erneuerbaren Energieträger.

10.2.3 Neue Kernkraftwerke

- ⇒ Bei der Betrachtung der Option neuer Kernkraftwerke erscheint es notwendig, einen offenen Kommunikations- und Konsensprozess in Gang zu setzen, um die Genehmigungsverfahren vorzubereiten.
- ⇒ Dauer und Ausgang der Genehmigungsverfahren erscheinen aus heutiger Sicht offen und stark abhängig vom gesellschaftlichen Aushandlungsprozess, der auch verantwortungsethische Dimensionen beinhaltet.
- ⇒ Brennstoffquellen wären nach Möglichkeit zu diversifizieren und zu sichern (Unterstützung durch Energieaussenpolitik).
- ⇒ Entsorgungsfragen (Endlagerung nach heutigem technischem Stand) und Sicherheitsfragen sind zu adressieren.
- ⇒ Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten, müssen planbare Rahmenbedingungen für ca. 60 Jahre Grundlastbetrieb (mindestens 7'600 Stunden pro Jahr) gewährleistet sein (vgl. Exkurs 10, Band 4).

10.2.4 Neue Gaskraftwerke

- ⇒ Bei der Betrachtung der Option neuer Gaskraftwerke ist insbesondere bei gleichbleibender Energiepolitik die Frage der CO₂-Emissionen zu klären: Kompensation durch Teilnahme am internationalen Zertifikathandel oder inländische Kompensation oder Befreiung von Kompensationsverpflichtungen oder Kombinationen?

Ggf. Beteiligung an Forschungs- und Pilotvorhaben zu CO₂-Abscheidungs- und -lagerungstechnologien.

- ⇒ Sicherstellung und Diversifizierung der Quellen (Energieaussenpolitik).
- ⇒ Teilnahmemöglichkeit am internationalen Spitzenlastmarkt zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit (vgl. Exkurs 10 Band 4) oder entsprechender konsensualer inländischer Preismechanismus.

10.2.5 Neue Importe

- ⇒ Netzfragen sowohl bezüglich der Grenzübergangskapazitäten als auch der inner-schweizerischen und der innereuropäischen Transportkapazitäten (vgl. Band 1) dauerhaft bearbeiten.
- ⇒ Kraftwerksanteile zur Sicherung von Arbeit und Leistung erwerben.
- ⇒ Ggf. Stromqualität durch Anteil regenerativer Anlagen im Portfolio oder entsprechende Zertifikate definieren; dies wird mit Mehrkosten gegenüber dem Marktpreis verbunden sein.
- ⇒ Ggf. Markt für differenzierte Produkte entwickeln

10.2.6 Dezentrale Strategien (fossile WKK und /oder erneuerbar)

- ⇒ Es wird Ergebnis eines gesellschaftlichen Aushandlungsprozesses sein, wie hoch der Anteil der dezentralen Erzeugung bei welchen Mehrkosten für den Endverbraucher sein kann.
- ⇒ Ein signifikanter Anteil an dezentraler Erzeugung setzt eine erfolgreiche Effizienzstrategie voraus.
- ⇒ Soll der alterungsbedingte Ausfall der Bezugsrechte und der Grosskraftwerke mit dezentraler Produktion kompensiert werden, sind sehr schnell günstige Rahmenbedingungen zu schaffen, da der entsprechende Zubau nicht sprunghaft geht.
- ⇒ Eine WKK-Strategie erfordert hohe Differenzierungen nach Grössenklassen, Einsatzfeldern, Leistungscharakteristik, Eigennutzungsanteil, Kälteproduktionsanteil und Brennstoffklassen (vgl. Kap.7 / 8) und entsprechend differenziert ausgearbeitete Rahmenbedingungen. Es ist zu diskutieren, welche Akteure aktiviert werden sollen (IPPs, Investitionsanreize für bisherige EVUs mit kundennaher Erzeugung, Eigenerzeuger, Contractoren etc.).
- ⇒ Für Strategien zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sind unterschiedliche Instrumente wie Quoten, Aufnahmeverpflichtungen mit Einspeisevergütung, Ausschreibungsmodelle etc. denkbar. Allen ist gemeinsam, dass ein „möglichst gerechtes“ Umlageverfahren für die entstehenden Mehrkosten entwickelt werden muss sowie ein Konsens über die effektive und effiziente Allokation der Mittel auf die Technologien mit z. T. sehr unterschiedlichen Gesteuerungskosten gefunden werden muss.

10.3 Umsetzungsinstrumente

Je nach Eingriffstiefe und Wirkungsebene (Kantone, Bund) erfordern die Umsetzungsinstrumente

- „einfache“ Beschlüsse und Vereinbarungen,
- Verordnungen als Konkretisierungen und Ausführungsanweisungen zu bestehenden Gesetzen,
- neue Gesetze oder
- Verfassungsänderungen.

Die meisten Förderinstrumente, die direkte aus Steuermitteln finanzierte Subventionen vorsehen, sowie Transaktionsinstrumente wie Etikettierungen, Gebäudepässe etc., erfordern Beschlüsse, ebenso Zielvereinbarungen.

Zulassungsvorschriften erfordern Verordnungen, falls bereits eine Rahmengesetzgebung besteht, wie z.B. Effizienzanforderungen an Wärmepumpen oder Anforderungen an Anlagen gem. Energiegesetz des Bundes.

Bei einer deutlichen Erhöhung von Standards und Zulassungsvorschriften, die den Ausschluss bestimmter bisher zulässiger Produkte aus dem Markt bedingen, z.B. die schnellere Anpassung der SIA Grenz- und Zielwerte an den Stand der Technik, sind Gesetze erforderlich. Änderungen der Rahmenbedingungen im Steuer- und Mietrecht erfordern ebenfalls i. A. neue gesetzliche Grundlagen.

Die Entwicklung neuer Finanzierungsinstrumente mit Gegenfinanzierungen aus neuen Quellen, die keine Steuern sind, erfordert i. A. eine Änderung der Bundesverfassung. Hierzu würde die Verstetigung des Instruments „Klimarappen“ gehören, das bisher eine freiwillige Massnahme mit begrenzter Dauer ist, oder die Einführung eines „Stromrappens“ wie in Szenario II beschrieben. Hierzu macht das BFE deutlich: „Eine Änderung der Bundesverfassung ist aus politischen Gründen erforderlich, wenn die Eingriffstiefe der gesetzlichen Verpflichtung der Energielieferanten als erheblich bewertet wird; je nach Ausgestaltung fehlt auch eine Sachkompetenz des Bundes.“ (vgl. Anhang)

Auch die Umsetzung scharfer ordnungsrechtlicher Massnahmen seitens des Bundes mit fixen Standards anstelle eines Gesetzgebungsauftrages an die Kantone erfordert eine Verfassungsänderung. Dies gilt zum Beispiel für Eingriffe beim Baurecht wie bei der Verankerung des MINERGIE-Standards etc.

Hohe Energielenkungsabgaben, wie sie in den Szenarien III und IV als notwendig eingeschätzt werden, erfordern aufgrund ihrer Eingriffstiefe eine Verfassungsänderung, ebenso Vorgaben an EVU zur Aufnahme bestimmter Quoten von Strom aus erneuerbaren Energien oder die Verpflichtung der EVU zu bestimmten Förderinstrumenten.

Bestimmte Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfordern ebenfalls verfassungsrechtliche Grundlagen, da ggf. in Eigentumsrechte und in die Wirtschaftsfreiheit eingegriffen wird.

In Anhang A ist eine Liste konkreter politischer Instrumente, die in den Szenarien zugrunde gelegt oder benötigt werden, dargestellt. Das BFE hat hier die rechtlichen Grundlagen und die Kompetenzebene ermittelt sowie falls notwendig Begründungen für die Notwendigkeit einer Verfassungsänderung dargestellt.

10.4 (Ethische) Dilemmata und Risiken

Die Umsetzung jeder der genannten Entscheidungen – selbst die Entscheidung für das „Weiter wie bisher“ - beinhaltet mehr und weniger erwünschte Auswirkungen sowie unbekannte Folgen und Risiken. Die wesentlichen Auswirkungspaare sind bekannt und sollen an dieser Stelle plakativ dargestellt werden.

Hier wird die Darstellung in Bezug auf die „drei Fragen“ aus Kapitel 2.5.1 verwendet. Als Kategorie werden benannt:

- „Qualität“: angestrebte Eigenschaften des Systems bzw. der Lösungen.
- „Preis“: absehbare wirtschaftliche Auswirkungen, quantifizierbare Risiken bzw. Schadensrisiken, die in Kauf zu nehmen sind.
- „Verantwortung“: Auswirkungen, die in regionaler und zeitlicher Hinsicht auch Menschen und Regionen treffen können, die nicht am Nutzen der angestrebten Systemlösung teilhaben.

Strategie bzw. Einzellösung	Qualität	Preis	Verantwortung
Weiter wie bisher	Bekanntes System, keine Veränderungen	Entscheidung für Kraftwerksneubau oder Importe muss getroffen werden - entweder öffentlich oder privat; im letzteren Fall entwickelt sich ein Nachfragemarkt. fossile Importe, kein Beitrag zu einem verschärften Klimaschutzziel; Versorgungsqualität kann sinken	Klimawandel; Auswirkungen der Exploration der fossilen Energieträger und des Urans
Verstärkte Klimaschutzstrategie	Reduktion Endenergieverbrauch, Erhöhung der Anteile Erneuerbarer, Allmähliche Reduktion von fossilen Importen und damit auch von Abhängigkeiten von Weltmarktpreisen; ggf. Entlastung der Netze, CO ₂ -Einsparungen, internationale Kooperationen	Veränderung der Investitionsprioritäten, Effizienzinvestitionen in Höhe von 0.5 – 0.8 % des BIP bzw. 330 – 500 CHF/cap. jährlich (keine BIP-Reduktion, da z. T. im Land verbleibend, aber tw. unbekannter Strukturwandel); Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Kosten für Elektrizität; starke energiepolitische Instrumente; verstärkte stochastische Einspeisung kann Netzstabilität beeinflussen	Je nach Importqualität: Nebenwirkungen der Erzeugung von Biotreibstoffen (Flächennutzung, Regenwälder etc.); ggf. Kernkraftrisiken (s.u.)
Gaskraftwerke	Erhöhung der Stromversorgungssicherheit, wenn alles gut geht; in Verbindung mit Effizienzstrategie ggf. einigermassen klimaverträglich (Sz. III / IV, sonst gesonderte Kompensation erforderlich)	Gaspreise; ggf. Erhöhung Strompreise; erhöhte Importabhängigkeit, falls nicht parallel Effizienzstrategie gefahren wird; Kosten für Kompensation bzw. Effizienzstrategie (s.o.)	Je nach Intensität der Kompensation und Effizienzstrategie: Klimawandel

Strategie	Qualität	Preis	Verantwortung
Kernkraftwerke	Gesicherte inländische Grundlast; bei guter Funktion geringe direkte gesamtwirtschaftliche Kosten; keine zusätzlichen CO ₂ -Emissionen	Unfall- und Störfallrisiken (direkte Auswirkungen auf Anwohner und die Schweiz)	Unfall- und Störfallrisiken – im Fall GAU Auswirkungen über die Schweiz hinaus sowie auf zukünftige Generationen; Entsorgung der Abfälle weltweit ungelöst, einzige „Lösung“ bislang Endlagerung; Sicherung über Generationen hinweg unklar; Proliferation; gestiegene Sabotagerisiken mit obigen Auswirkungen
Importe	Möglicherweise kostengünstig; Kraftwerksentscheidung in anderen Ländern ggf. einfacher; Anteil an Erneuerbaren oder WKK-Strom kann über Markt oder Zertifikate eingekauft werden	Preis- und Netzabhängigkeiten, Importe auch für Extremsituationen sollten sichergestellt werden; ggf. Kosten für Zertifikate	Die Verantwortungspunkte der anderen Kraftwerkslösungen fallen im Ausland an; Grundlaststrom im europäischen Umland zumeist aus (neuen) Kohle- oder Kernkraftwerken

Die Risiken des Stromimports sind im wesentlichen Preis- und Verfügbarkeitsrisiken, die mit bekannten Instrumenten der Wahrscheinlichkeitsrechnung und der Versicherungsökonomie adressiert werden können. Die Verantwortungsfragen, die mit den entsprechenden Kraftwerkstechnologien verbunden sind, werden auf diese Weise in das Land verlagert, aus dem der Strombezug erfolgt.

Die Abhängigkeitsrisiken bei den fossilen Energieträgern haben sowohl eine geologische als auch eine (geo-)politische Dimension. Die geologische Dimension der Endlichkeit der Ressourcen wird in Exkurs 2, Band 4 behandelt. Die geopolitische Dimension ist im Rahmen dieser Arbeit nicht abzuhandeln; in den vergangenen Jahren wurde allerdings deutlich, dass sie ein Potenzial zur Verschärfung und zu globalen Auswirkungen beinhalten kann (wovon die Ölpreise noch eine geringere ist, wie die Reaktionen der grossen Volkswirtschaften gezeigt haben). Auch hier wäre die Notwendigkeit einer langfristig angelegten deeskalierenden Energieaussenpolitik eine Schlussfolgerung.

Die Risiken des Klimawandels und der Kernenergie haben besondere Qualitäten, da sie sich der gesicherten (auch statistischen) Quantifizierung entziehen.

Klimawandel-Risiken

Bei Klimawandel handelt es sich um ein in der Klassifizierung des WBGU [WBGU 1998] so genanntes „**Kassandra**“-Risiko:

Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist so hoch, dass es praktisch sicher ist (Kassandras Vorhersagen stimmten immer, die Tragik war, dass ihr nicht geglaubt wurde). Die Auswirkungen sind im Grundsatz bekannt – Erhöhung der mittleren Globaltemperatur, grundsätzlich mehr Energie im atmosphärischen System und seinen Kopplungen. Die Auswirkungen im Einzelnen sind jedoch sehr schwer zu bestimmen, da das „Klima“ eine statistische Gesamtheit von Eigenschaften und Dynamiken beschreibt. Die kausale Zuordnung von Einzelereignissen zu einem Effekt „Klimaerwärmung“ ist per definitionem bislang nahezu unmöglich. Die Auswirkungen werden weltweit voraussichtlich gravierend sein; die Schweiz wird möglicherweise stärker z.B. von Starkwitterungsereignissen mit teilweise katastrophalen Auswirkungen betroffen sein als andere mitteleuropäische Länder.

Als Umgangsstrategien hiermit sind derzeit Anpassung und Begrenzung mit dem Ziel der Vermeidung weiterer Treibhausgasemissionen die einzige Lösung. Das Dilemma besteht in diesem Falle darin, dass insbesondere die Reduktionen weltweit erfolgen müssen. Einzelne Länder und Ländergruppen, insbesondere die Industrieländer, befürchten bei der Einnahme von Vorreiterrollen komparative Nachteile aufgrund der zu tragenden Kosten. Entwicklungs- und Schwellenländer werden an einem internationalen Regime nur teilnehmen, wenn einerseits die Industrieländer sichtbare Klimaschutzanstrengungen unternehmen und entsprechende Technologien entwickeln, und andererseits die wirtschaftlichen Entwicklungsoptionen der Entwicklungsländer nicht grundsätzlich eingeschränkt werden. Mit diesen Dilemmata und möglichen Ausprägungen internationaler Klimaregimes befassen sich aktuell andere Arbeiten, sie können an dieser Stelle nur in den Grundsätzen aufgegriffen werden. Den komparativen Nachteilen werden häufig die so genannten „first mover advantages“ gegenüber gestellt: Hier wird davon ausgegangen, dass diejenigen Länder Vorteile haben, die früh in die Entwicklung effizienter Technologien und Systeme investieren. Diese haben dann bei Inkrafttreten des internationalen Regimes erhebliche Exportchancen sowie geringere Belastungen aus internationalen Instrumenten wie z.B. CO₂-Zertifikatkosten.

Diesem Dilemma kann durch eine Doppelstrategie einer breit abgestützten nationalen Klimaschutzstrategie sowie einer konstruktiven Rolle im internationalen Prozess begegnet werden. Wie die Szenarienrechnungen zeigen, ist für verschärfte Klimaschutzstrategien ein international (zumindest europäisch) harmonisiertes Umfeld notwendig, damit entsprechende Technologien entwickelt werden und komparative Nachteile begrenzt werden.

Bei einer Strategie mit verschärften nationalen Zielen wurden die mittleren Zusatzkosten in den Szenarien III und IV als Korridore ermittelt. Da diese Strategien mit erheblichen Umsteuerungen in den Investitionsprioritäten verbunden sind, wurde davon ausgegangen, dass starke Instrumente notwendig sind, um diese Investitionen einzelwirtschaftlich rentabel zu machen und Anreize zu setzen sind, die Hemmnisse zu überwinden.

Aus heutiger Sicht ist es eine offene – und sehr interessante - Frage, ob der Einsatz dieser Instrumente bei einer veränderten gesellschaftlichen Prioritätensetzung wirklich notwendig ist: Kommt es aufgrund einer weit verbreiteten Einsicht in die Notwendigkeit einer gemeinsamen gesellschaftlichen Anstrengung zur Sicherung der Lebensgrundlagen künftiger Generationen (und zur Vermeidung negativer Entwicklungen während der Lebensdauer der heutigen Generationen) zu entsprechenden Umsteuerungen in den Investitionsprioritäten? Dies würde voraussetzen, dass Klimaschutzinvestitionen auch dann vorgenommen werden, wenn sie einzelwirtschaftlich geringere Renditen versprechen als Konkurrenzinvestitionen. Gesamtwirtschaftlich kann ein solches frühes Umsteuern sinnvoll sein, um zu vermeiden, dass bei hohen Preise für Energieimporte die dann benötigten Investitionsmittel fehlen.

Kernkraft-Risiken

Bei den Kernkraft-Risiken handelt es sich um grundsätzlich verschiedene Risikotypen: Die Störfallrisiken haben die Qualität des „**Damokles**“-Risikos, die Entsorgungsrisiken die Qualität des „**Pandora**“-Risikos (in der Klassifikation von [WBGU 1998]):

Störfallrisiken haben eine extrem geringe Eintretenswahrscheinlichkeit, die von Kraftwerksbauern und -betreibern minimal zu halten gesucht wird. Vollständig ausschließen lassen sie sich bei derzeitigen Reaktortypen sowie den Typen der Generation III/III+ nicht. Diese Option eröffnen erst die so genannten „inhärent sicheren“ Reaktortypen, bei denen aufgrund der physikalischen und technischen Eigenschaften des energiefreisetzenden Zerfallsprozesses ein Kernschmelzunfall ausgeschlossen sein soll. Es wird jedoch nicht damit gerechnet, dass solche Reaktoren vor 2040 einsatzreif sind. (Vgl. hierzu [PSI 2005], [Streffer, 2005]). Das grundsätzliche Problem bei diesem Risiko ist, dass sich eine Kernschmelzdynamik aufgrund der Komplexität der Systeme aufgrund vollkommen „normaler“ Ereignisse entwickeln kann, die in anderen Kraftwerkstypen und unter „normalen“ Umständen beherrschbar sind. Dies soll hier nicht weiter ausgeführt werden (vgl. hierzu z.B. [Perrow (1999)]). Die Schadenshöhe eines solche Unfalls ist jedoch erheblich, und selbst bei Quantifizierung nicht versicherbar. Ethisch problematisch hieran ist, dass ein solcher Unfall Auswirkungen hat, die weit über diejenigen Regionen, Menschen und Generationen hinaus reichen, die von der Technologie durch eine gesicherte Stromversorgung profitieren. Solange die Schäden auf diese Gruppen und Regionen eingrenzbar sind, wäre „lediglich“ die gesellschaftliche Entscheidung zu treffen, ob das Risiko in Kauf zu nehmen ist bzw. genommen werden kann. Bei regional und temporal darüber hinaus gehenden hohen Schadenswirkungen ist das Risiko zu verantworten. Hierzu ist ein breit abgestützter gesellschaftlicher Konsens notwendig, in dem auch der Umgang mit denjenigen verantwortungsvoll ist, die diese Risiken nicht mittragen und verantworten können oder wollen. Ansonsten bleibt ein schwelendes Konfliktpotenzial in der Gesellschaft (vgl. [Perrow. 1999] und [Streffer 2005]).

Entsorgungsrisiken sind langfristige Eintragungsrisiken von Schadstoffen mit teilweise unbekanntem, teilweise schädlichen Auswirkungen auf Umwelt, Gesundheit, Artenvielfalt und insbesondere künftige Generationen durch potenzielle Wirkungen auf das Erbgut. Ihre Eintretenswahrscheinlichkeit ist insbesondere für spätere Zeiten schwer prognostizierbar, auch wenn sie heute minimiert wird. Hier spricht man von einem „Pandora“-Risiko. Dieses ist hauptsächlich gegenüber künftigen Generationen zu verantworten, da davon ausgegangen wird, dass die Lagerung unter heute möglichen maximalen Sicherheitsvorkehrungen getroffen wird. Der gesellschaftliche Umgang mit solchen Risiken ist eine neuzeitliche Herausforderung, die Parallelen in der ethischen Diskussion um die neuen gen- und zelltechnologischen Möglichkeiten, Risiken und Herausforderungen hat. Diese sind vor dem Hintergrund eines möglichst expliziten, wahrscheinlich aber auch unvermeidbar impliziten, gesellschaftlichen Minimalsystems an Werten zu diskutieren. Erste Ansätze zur Methodik einer solchen Explizierung finden sich z.B. bei [Mortensen 1995]. Die Frage zur Verantwortung dieser Risiken muss heute als offen betrachtet werden. Ggf. bietet die Weiterentwicklung (kern-)physikalischer Methoden zur Behandlung der Abfälle oder die extraplanetare Entsorgung künftig Lösungen an.

Die Risiken von Sabotage und Proliferation sind weltweit grundsätzlich gestiegen, vgl. hierzu aktuell [Oxford 2007]. Sie lassen sich letztlich durch entsprechende Aussen- und Innenpolitik im Sinne einer stabilen (Welt-)Gesellschaft und höchstmöglicher Anlagensicherheitsstrategien angehen. Auch hier bleibt die Verantwortungsfrage bestehen.

10.5 Schlussbemerkung

Abschliessend ist festzustellen, dass auf mehreren Ebenen schnelles, aber langfristig orientiertes Handeln erforderlich ist:

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.

Dies gilt auch im Hinblick auf die Situation nach 2035. In den meisten der gerechneten Szenarien und Varianten treten bald nach 2035 durch das Ende der Betriebsdauer der Kernkraftwerke Gösgen (2039) und Leibstadt (2044) weitere Lücken im Stromangebot auf. Aufgrund der Blockgrössen (Gösgen 970 MW_{el}, Leibstadt 1'165 MW_{el}) sind die dann entstehenden zusätzlichen Lücken sogar grösser als der kritische Fall mit der Ausserbetriebnahme von Beznau II und Mühleberg (insgesamt 720 MW_{el}) im Jahr 2022.

Bei einer Entscheidung für eine fossil-zentrale Strategie wären Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeiten sowie ggf. die Klärung der Brennstoffbeschaffung und CO₂-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.

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 Chance.

Klimaschutz, Energieeffizienz, Versorgungssicherheit und Reduktion der Abhängigkeit von nicht erneuerbaren oder politisch potenziell instabilen Ressourcen 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.

Energieaussenpolitik

Selbst bei starken Effizienzstrategien (Szenarien III und IV) wird bis 2035 noch ein erheblicher Anteil fossiler Brenn- und Treibstoffe im Energiemix vorhanden sein. Falls eine Entscheidung für einen verstärkten Gaseinsatz in der Stromerzeugung (zentral oder dezentral, gekoppelt oder ungekoppelt) fällt, wird sich der Gasverbrauch deutlich erhöhen. Eine Diversifizierung der Bezugsquellen sowie eine vorausschauende und deeskalierende Energieaussenpolitik trägt 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.

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 IKT-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 Selbststeuerungsmechanismen von hohem Interesse.

Gesellschaftliche Prioritäten

Sowohl eine verstärkte Klimaschutzstrategie als auch eine auf Gaskraftwerke setzende Strategie als auch der 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

- Aebischer, B. (1999). *Analyse und Entwicklung des Energieverbrauchs im Dienstleistungssektor*. In "Energie, Wirtschaft, Nachhaltigkeit", R. Meier, M. Renggli, P. Previdoli (Hrsg.), Verlag Ruediger, Chur/Zürich, ISBN 3 7253 0665 6
- ARE (2004). *Perspektiven des schweizerischen Güterverkehrs bis 2030*. ProgTrans/Infras, im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE), Bern
- ARE (2006). *Perspektiven des schweizerischen Personenverkehrs bis 2030*. Infras/ProgTrans, im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE), Bern
- Axpo (2005). *Strom für heute und morgen - Stromperspektiven 2020*. Axpo, Baden 2005. http://www.axpo.ch/infocenter/stromperspektiven/_pdf/Referate-MK_Karrer-Zepf.pdf
- Basics (2007). *Der Energieverbrauch der Industrie, 1990-2035*. Baumgartner, W. et al., Basics, Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- BFE (2004). *Konzept Windenergie Schweiz - Grundlagen für die Standortwahl von Windparks*. BFE/BUWAL/ARE, Bern
- BFE (2005a) *Schweizerische Gesamtenergiestatistik/Elektrizitätsstatistik*. Ausgabe 2005. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2005b). *Angebotsvarianten Energieperspektiven Schweiz 2035*. Piot, M., Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2006a). *Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues fossil-thermisches Kraftwerk*. Volken, T. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2006b). *Infrastruktur Erdgas*. Volken, T. Internes Dokument, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2006c). *Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk*. Volken, T. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 – Synthese*. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2007 a). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 – Exkurse*. Bundesamt für Energie, Bern
- BFE/Prognos (2005). *Besprechung Prognos-BFE betreffend Klimaänderung und Wasserabfluss im Alpenraum*. Piot, M. (BFE), Kirchner, A. & Rits, V. (Prognos). Protokoll Sitzung BFE/Prognos, 21.06.2005, Basel (internes Dokument).
- BFS (2001). *Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2000-2060*. Bundesamt für Statistik BFS, Neuchâtel 2001, ISBN: 3-303-01133-8.
- CEPE (2007). *Der Energieverbrauch der Dienstleistungen und der Landwirtschaft, 1990 – 2035*. Aebischer, B., Catenazzi, G., Centre for Energy Policy and Economics, Swiss Federal Institute of Technology, Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

- Consentec (2004). *Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark*. Haubrich, H.-J., Schmöller, H., Baur, M., Dany, G., Hartmann, Th., Fritz, W., Ott, W., Feldmann, J., Zimmer, C., im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern
- dena (2005). *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH, Berlin.
- Econcept (2007). *Potenzial erneuerbarer Energien in grösseren fossilen Feuerungen*. Econcept Zürich. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Ecoplan (2005). *Schweizer energie- und klimapolitische Szenarien im internationalen Kontext – Ergebnisse einer CIM-Analyse*, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern
- Ecoplan (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 3. Volkswirtschaftliche Auswirkungen*. Vöhringer, F.; Müller, A.; Ecoplan, Bern. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- EFD (2004). *Fiskalische Förderung von Erd- und Flüssiggas sowie Biogas und anderen Treibstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen (Änderung des Mineralölsteuergesetzes), erläuternder Bericht*, Eidg. Finanzdepartement EFD, 20. 10. 2004
- Electrowatt-Ekono (2004). *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.
- EPFL (2005). *Prediction of Climate Change Impacts on Alpine Discharge Regimes*. Horton, P., Schaeffli, B., Mezghani, A., Hingray, B., Musy, A., im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern
- ExternE (2005). *Externalities of Energy – Methodology 2005*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.
- Fritz, W., Linke, C., Haber, A., *Vermiedene Netzausbaukosten durch Zubau dezentraler Erzeugung*, energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2005
- Granger Morgan, M., Henrion, M. (1990). *Uncertainty. A Guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis*, Cambridge University Press
- 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, Laboratoire Hydrologie et Aménagements (HYDRAM), Lausanne. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- IEA (2003). *World Energy Investments Outlook 2003*. International Energy Agency, Paris.
- IEA (2006). *Energy Technology Perspectives – Szenarien & Strategien bis 2050*. International Energy Agency, Paris
- Infras AG (2003a). *CO₂-Abgabe bei Treibstoffen*, im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft, Bern / Basel.

- Infras AG (2003b). *Strategien für die Stärkung von erneuerbarer Stromerzeugung und effizientem Stromeinsatz. Inputpapier 2*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern, Juni 2003. Interner Bericht.
- Infras AG (2007). *Der Energieverbrauch im Verkehr, 1990-2035*. Keller, M., Infras, Bern. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- IPCC (2005). *IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage*. Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge 2005.
- Kirchner, A., Piot, M & Rits, V. (2006). *Energieperspektiven Schweiz 2035 (Band 4): Exkurs 12: Kälte. und Hitzewellen*. Prognos AG/BFE, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Meadows, Donella; Randers, Jorgen; Meadows, Dennis (2004). *Limits To Growth: The 30-Year Update*. Chelsea Green Publishing Company, Vermont.
- Mortensen, V. (1995). *Life and Death – Moral Implications of Biotechnology*. WCC Publications, Genf, ISBN 2-8254-1170-1.
- Nagra (2006). *Mengen radioaktiver Abfälle*. Harald Maxeiner, Urs Frick, Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle, Wettingen.
<http://www.nagra.ch/downloads/faktenblatt.pdf>
- Novatlantis (2004). *Leichter Leben – die 2000-Watt-Gesellschaft*, Novatlantis, Zürich, www.novatlantis.ch
- Nussbaumer (2005). *Systemoptimierung automatischer Holzheizungen*. Nussbaumer, Th., Good, J., Jenni, A., Bühler, R; Verenum Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- OcCC (2004). *Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050; Ein kurzer Überblick*. Hohmann, R. & Neu, U., OcCC, Organe consultatif pour le Changement Climatique, Bern. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Oxford Research Group (2007). Barnaby, F., Kemp, J. *Too hot to handle? The Future of civil nuclear power, briefing paper*, July 2007
- Perrow, Ch. (1999). *Normal Accidents – Living with High-Risk Technologies*. Princeton University Press, New York, ISBN 0-691-00412-9.
- Piot, M. (2006a). *Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz*. Piot, M., Masterarbeit im Rahmen des Nachdiplomstudiengangs „Master of Advanced Studies in Energy“ an der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Dez. 2006.
- Piot, M. (2006b). *Simulationsergebnisse für Speichereinsatz bei Extremsituationen*. Internes Arbeitspapier, Bern.
- Prognos (1992). Ewers, H.-J., Rennings, 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 AG (2001). *Szenarien zu den Initiativen „Strom ohne Atom“ sowie „Moratorium plus“*. Eckerle, K., Haker, K. und Hofer, P., Prognos AG Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2003). *CO₂-Abgabe bei Brennstoffen*, im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft, Bern / Basel.
- Prognos AG (2004). *Energieprognose angesichts globaler Unsicherheit; Diskussion zentraler Determinanten der sozialen und technologischen Entwicklung, Proceedings der Workshops zur Energiewirtschaftlichen Referenzprognose mit Zeithorizont 2030*, Hrsg. Prognos AG, Basel 2004
- Prognos AG (2005/2006) *Energieraport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose*, Schulz, W., Bartels, M., gatzert, C., Lindenberger, D., Müsgens, F., Peek, M., Seeliger, A., Steuber, D., Wissen, D. (alle EWl, energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) , Hofer, P., Kirchner, A., Scheelhaase, J., Schlesinger, M. (alle Prognos AG) Oldenbourg Industrieverlag 2005;
Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und –nachfrage, Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030, Köln/ Basel 2006, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Berlin.
- Prognos AG (2005). *Bundesratsvarianten zur Umsetzung des CO₂-Gesetzes*. Arbeitspapier zu Modellrechnungen auf der Basis der neuen Referenzentwicklung der Energieperspektiven des BFE. Im Auftrag des BFE und des BUWAL, Bern
- Prognos AG (2006a). *Auswertung des Kompakt-Delphi-Prozesses: Thesen zur langfristigen Technologieentwicklung für das Szenario IV "Wege zur 2000-Watt-Gesellschaft"*. Kirchner, A., Ley, A. und Rits, V., Prognos AG Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2006b). *Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990 - 2035*. Hofer, P., Prognos, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots*. Rits, V. und Kirchner, A.; Prognos AG Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- PSI (2005). *Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen*. Hirschberg, S et al., Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Rose (2007). *Shell Globale Szenarien bis 2025 – energiepolitische Herausforderungen aus Sicht eines globalen Energie-Unternehmens*, Rose, K., Vortrag Shell Energie-Dialog Februar 2007, Berlin.
- Schneider (1999). *Energiewirtschaftsgesetz Erläuterungen 1998*. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH, VWEW Frankfurt am Main.
- SECO (2004). *Scénarios de croissance du PIB à long terme*. Note explicative. Staatssekretariat für Wirtschaft, 7 Septembre, Berne
- Stern (2006), *Stern Review on the economics of Climate Change*, Stern, N., 2006

Streffer, C.; Gethmann, C.F.; Heinloth, K.; Rumpff, K. und Witt, A. (2005). *Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung*. Walter de Gruyter, Berlin/New York, ISBN 978-3-11-018431-0.

Swissnuclear (2006). *Angaben zu Leistungsreduktionen der schweizerischen Kernkraftwerke bei hohen Temperaturen*. Internes Arbeitspapier. Swissnuclear, Olten.

VSE/AES. *Vorschau 2006 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz 2035 - 2050*, Stand August 2005

WGBU (1998). Wissenschaftlicher Beirat globale Umweltveränderungen der Bundesregierung, *Strategien zur Bewältigung globaler Umweltrisiken*, Jahrgutachten 1998

Wüest&Partner, (2004). *Zukünftige Entwicklung der Energiebezugsflächen*. Perspektiven bis 2035. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern

Anhang

Anhang A: Übersicht über Rechtsgrundlagen zur Realisierung der Politikvarianten der Szenarien I – IV und der Varianten des Elektrizitätsangebotes

Im folgenden Dokument wird in einer Ausarbeitung des Bundesamts für Energie dokumentiert, welche Instrumente für die Umsetzung der Szenarien von welchen Rechtsgrundlagen betroffen sind. Es wird systematisiert, welche Rechtsgrundlagen ggf. geändert werden müssen. Damit wird eine Einschätzung über die Eingriffstiefe eines Instruments ermöglicht, und damit auch eine Einschätzung über den Aufwand und die Dauer des Verfahrens, bis es eingeführt werden kann.

Übersicht über Rechtsgrundlagen zur Realisierung der Politikvarianten der Szenarien I – IV und der Varianten des Elektrizitätsangebotes

Bei der praktischen Umsetzung der Politikinstrumente kann die Frage, auf welcher Stufe Rechtserlasse eingeführt oder revidiert werden müssen, in einigen Fällen erst auf Grund der konkreten Ausgestaltung der Politikinstrumente abschliessend beurteilt werden. Für die Modellrechnungen ist eine detaillierte Darstellung der rechtlichen Grundlagen der Instrumente nicht erforderlich. Hingegen werden die in der Praxis auftretenden Wirkungseinbussen, wie z.B. Mitnahmeeffekte bei Förderinstrumenten, sowie der Zeitbedarf für die Umsetzung der Instrumente berücksichtigt. Eine in der Regel zeitaufwändige Revision der Bundesverfassung ist bei fehlender Sachkompetenz des Bundes, wie z.B. im Falle einer Energielenkungsabgabe, oder aus politischen Gründen erforderlich, wenn ein Eingriff als erheblich bewertet wird.

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
Szenario I: Weiter wie bisher						
Ordnungsrechtliche Instrumente						
<ul style="list-style-type: none"> ● Kantonale Vorschriften im umbauten Raum entsprechend der Empfehlung SIA 380/1; ab 2010 regelmässige Anpassung der Vorschriften an den technischen Fortschritt; langsame Umsetzung MINERGIE-Standard und tiefe energetische Sanierungsrate. 		X	X			X
<ul style="list-style-type: none"> ● Kantonale Vorschriften über den spezifischen Stromverbrauch der haustechnischen Anlagen entsprechend der Empfehlung SIA 380/4; ab 2010 regelmässige Anpassung der Vorschriften an den technischen Fortschritt. 		X	X			X
<ul style="list-style-type: none"> ● Abbau von Hemmnissen der effizienten Energienutzung im Steuerrecht (z.B. Abschaffung des „Pendlerabzugs“ bei der Einkommenssteuer), im Miet-, Bau- und Planungsrecht. 		X	X		X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Etikettierung von Elektrogeräten; ab 2010 sukzessive Einführung von neuen 			X		X	

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
Bestgeräteklassen.						
<ul style="list-style-type: none"> Zulassungsvorschriften für Elektrogeräte; ab 2010 verlieren die jeweils schlechtesten Geräteklassen ihre Marktzulassung. 			X		X	
Förderinstrumente						
<ul style="list-style-type: none"> Fortführung des Programms EnergieSchweiz bis 2035 (Kreditbeschluss); eine CO2-Abgabe wird nicht eingeführt, bleibt aber als subsidiär mögliches Instrument bestehen. Budget 45 Mio CHF p. a. 				X	X	X
<ul style="list-style-type: none"> Fortführung der Globalbeiträge an die Kantone für die Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien bis 2035 (Kreditbeschluss; auf Basis Energiegesetz). Budget 40 Mio CHF p. a. 				X	X	X
<ul style="list-style-type: none"> Fortführung der Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien (2005: 23,3 Mio. CHF). 				X	X	X
<ul style="list-style-type: none"> Fortführung der Zielvereinbarung mit den Autoimporteuren über die Absenkung des spezifischen Treibstoffverbrauchs: -2% p. a. bis 2012, anschliessend -1% p. a. 				X	X	

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
Szenario II: Verstärkte Zusammenarbeit						
Ordnungsrechtliche Instrumente						
● Gesetzgebungsauftrag (im Energiegesetz des Bundes) an die Kantone betr. Vorschriften im umbauten Raum (Wärmebereich SIA 380/1, Elektrizitätsbereich SIA 380/4); raschere Anpassung an den technischen Fortschritt als im Szenario I.		X	X		X	X
● Gesetzgebungsauftrag (im Energiegesetz des Bundes) an die Kantone betr. Einführung der verbrauchsabhängigen Heiz- und Warmwasserkostenabrechnung auf Bundesebene für bestehende Gebäude.		X	X		X	X
● Gesetzgebungsauftrag (im Energiegesetz des Bundes) an die Kantone betr. Energieausweis für Gebäude (Neubau und Sanierung); finanzielle Unterstützung, wenn die Energieeffizienz die Vorschriften übertrifft.		X	X		X	X
● Abbau von Hemmnissen für eine effiziente Energienutzung im Steuer-, Miet-, Bau- und Planungsrecht.		X	X		X	X
● Zulassungsvorschriften für Elektrogeräte; raschere Anpassung an den technischen Fortschritt als im Szenario I; Etikettierung der Geräte und Förderaktionen für A++ - Geräte.			X		X	
● Gesetzgebungsauftrag (im Energiegesetz des Bundes) an die Kantone betr. Bewilligungspflicht für neue, ortsfeste elektrische Widerstandsheizungen.		X	X		X	X
● Effizienzanforderungen an Wärmepumpen (SIA 380/4; Anforderungen an Anlagen gemäss Energiegesetz des Bundes).			X			

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
Preisliche Instrumente						
<ul style="list-style-type: none"> ● Einführung einer CO₂-Abgabe von 35 CHF pro Tonne CO₂ auf Brennstoffen, nominal konstant bis 2035, insbesondere als Anreiz für Zielvereinbarungen (Abgabebefreiung, wenn Reduktionsziel erreicht wird). 		X	X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Aufkommensneutrales Bonus-Malus-System der (bei der Inverkehrsetzung geschuldeten) Automobilsteuer des Bundes zur Förderung energieeffizienter Fahrzeuge; ergänzend dazu jährliche, verbrauchsabhängige kantonale Motorfahrzeugsteuern. 		X	X		X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Aufkommensneutrale Mineralölsteuerbefreiung für Alternativtreibstoffe und Mineralölsteuererleichterung für Erdgas als Treibstoff. 		X	X		X	
Förderinstrumente						
<ul style="list-style-type: none"> ● Fortführung des Programms EnergieSchweiz bis 2035 (Kreditbeschluss; Basis Energiegesetz); Koordination des Mitteleinsatzes mit den Förderprogrammen Klima- und Stromrapen, u.a. Weiterführung der Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern und KMUs. Budget 45 Mio CHF p. a. 				X	X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Fortführung der Globalbeiträge an die Kantone bis 2035 (Kreditbeschluss; auf Basis des Energiegesetzes), die Programme werden mit Klima- und Stromrapen koordiniert. Budget 40 Mio CHF p. a. 				X	X	X

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw..	Bund	Kanton
<ul style="list-style-type: none"> ● Fortführung des Förderprogramms Klimarappen bis 2035, z.B: <ul style="list-style-type: none"> - Finanzielle Beiträge an die Kosten der Energieausweise für Gebäude bei energetischen Verbesserungen; - Finanzielle Förderung u. a. Minergiesanierungen, energieeffiziente Bauteile; - Förderung von Effizienzmassnahmen im Produktionssektor, wie z.B. mit Audits und Energieberatung für KMUs (20 Mio. CHF p.a.); - Finanzielle Förderung von Einzeltechniken, wie z.B. Elektromotoren, Pumpen, Drucklufteinrichtungen, Abwärmenutzung usw. (10 Mio. CHF p.a.); - Finanzielle Förderung von Massnahmen im Mobilitätsbereich (z.B. Ecodrive, Carsharing). <p>Budget insgesamt 100 Mio. CHF p. a. (davon 30 Mio. CHF p. a. für den Kauf von CO₂-Zertifikaten im Ausland).</p>	X ¹	X	X	X	X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Einführung eines Förderprogramms Stromrappen für Stromeffizienz, z.B. finanzielle Förderung von <ul style="list-style-type: none"> - Elektrosanierungen; - Betriebsoptimierungen; - Optimierung der Klimatisierung, Beleuchtung und Lüftung; - Förderprogramme für A++-Geräte. <p>Budget 50 Mio CHF p. a.</p>	X ²	X	X	X		X

¹ Eine Änderung der Bundesverfassung ist nötig, wenn die Finanzierung über eine zweckgebundene Abgabe erfolgt.
Für „freiwillige“ Massnahmen zur CO₂-Reduktion ist Art 4 des CO₂-Gesetzes die Rechtsgrundlage.

² Eine Änderung der Bundesverfassung ist nötig, wenn die Finanzierung über eine zweckgebundene Abgabe erfolgt.
Aufgrund der Sachkompetenz im bestehenden Art. 15 des Energiegesetzes kann der Bund zur Förderung u.a. der effizienten Stromnutzung nur Globalbeiträge an die Kantone ausrichten.

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
<ul style="list-style-type: none"> ● Förderinstrumente der Energieversorgungsunternehmen: <ul style="list-style-type: none"> - Rabatte auf den Elektrizitätspreisen (z.B. „Effizienztarife“) bei effizienter Stromverwendung im Rahmen von Zielvereinbarungen mit Grossverbrauchern; - Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (z.B. „Ökostromtarife“ für Endverbraucher), sofern die Stromeinspeiser nicht bereits eine kostendeckende Vergütung beziehen; - Förderprogramm für den Einsatz von Wärmepumpen in bestehenden Bauten, Förderung von Wärmepumpen-Tumblern usw. 	X ³	X	X	X	X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Optimierte, kostendeckende Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien; Finanzierung der Mehrkosten durch Zuschlag auf Netznutzungstarifen. Mehrkosten 330 Mio CHF/a. (Var. 110 Mio. CHF p.a.) 		X	X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Fortführung der freiwilligen Vereinbarung mit Autoimporteuren bis 2035; Absenkung des spezifischen Verbrauchs wie Szenario I. 				X	X	

³ Eine Änderung der Bundesverfassung ist aus politischen Gründen erforderlich, wenn die Engriffstiefe der gesetzlichen Verpflichtung der Energielieferanten als erheblich bewertet wird; je nach Ausgestaltung fehlt auch eine Sachkompetenz des Bundes.

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
Szenario III Neue Prioritäten und Szenario IV Wege zur 2000-Watt-Gesellschaft Ziele						
<ul style="list-style-type: none"> ● Schaffen von Investitionssicherheit durch gesetzlich festgelegte, quantitative Ziele (im Szenario IV verschärfte Ziele und Instrumente): <ul style="list-style-type: none"> - Reduktion des Endenergieverbrauchs pro Kopf; - Anteile der erneuerbaren Energien an der Versorgung; - Klimaschutzziel (CO₂-Reduktion). 		X			X	
Internationale Zusammenarbeit						
<ul style="list-style-type: none"> ● Internationale Harmonisierung der schweizerischen Energielenkungsabgabe und der inländischen Zulassungsvorschriften für Geräte, Anlagen und Fahrzeuge zur Vermeidung von Wettbewerbsnachteilen und zur Gewährleistung der WTO- und GATT-Konformität. 				X	X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Einflussnahme auf internationale Programminhalte und Zielsetzungen im Energiebereich; verstärkte Teilnahme an innovativen, internationalen Forschungs- und Entwicklungsprogrammen. 				X	X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Einflussnahme auf internationale Gremien im Verkehrssektor: <ul style="list-style-type: none"> - Einbindung des Luftverkehrs in das europäische Emissionshandelsystem (Alternative oder Erweiterung: international harmonisierte Einführung einer Kerosinabgabe); - Anpassung der Normverbrauchsmessung und der Vorschriften für Motorfahrzeuge (Einbezug Klimaanlagen und Bereifung in die Verbrauchsmessung; Etikettierung der Bereifung und Einsatz von Systemen zur Reifendruck Kontrolle); - Einführung von Verbrauchsmonitoring-Systemen im Motorfahrzeugen. 				X	X	

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
Ordnungsrechtliche Instrumente						
<ul style="list-style-type: none"> ● Gegenüber Szenario II verschärfte Vorschriften bei Neubauten und Sanierungen: <ul style="list-style-type: none"> - Szenario III: Anforderungen an Neubauten und Sanierungen nach MINERGIE-Standard. - Szenario IV: Weitere Verschärfung der MINERGIE-Anforderungen und Durchsetzung eines hohen Vollzugsgrades. 	X ⁴	X	X		X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Obligatorische Energie-Effizienzprüfung bei Grossinvestitionen, d.h. Neubauten und grössere bauliche Erneuerungen müssen energetische Anforderungen erfüllen; obligatorische Energieaudits für Unternehmen. 	X ⁵	X	X		X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Einführung der „Besten Praxis“: Gegenüber Szenario II verschärfte und beschleunigt eingeführte Zulassungsvorschriften für Geräte und Anlagen (Elektromotoren usw.). 			X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Absenkung des spezifischen Verbrauchs der Motorfahrzeuge: Energielenkungsabgabe auf den Treibstoffen (als Alternative zu Zulassungsvorschriften). 			X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Anpassung der Luftreinhalteverordnung an den technischen Fortschritt (Feinstaubfilter bei Holzheizungen, Anforderungen an Nutzungsgrade von Heizsystemen usw.) 			X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Weitergehender Abbau von Hemmnissen der effizienten Energienutzung im Steuer-, Miet-, Bau- und Planungsrecht. 		X	X		X	X

⁴ Eine Verfassungsänderung ist nötig, wenn der Bund entsprechende Vorschriften erlässt (statt eines Gesetzgebungsauftrages an die Kantone).

⁵ Eine Verfassungsänderung ist nötig, wenn der Bund entsprechende Vorschriften erlässt (statt eines Gesetzgebungsauftrages an die Kantone).

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
Preisliche Instrumente						
<ul style="list-style-type: none"> ● Energielenkungsabgabe: Die Lenkungswirkung entsteht durch die Preiserhöhung, welche zukünftige Verknappungen der nicht-erneuerbaren Energien vorwegnimmt und damit zu Investitionen in Effizienzmassnahmen und erneuerbare Energien anreizt. Der Ertrag der Abgabe wird an die Haushalte und Unternehmen zurückerstattet. Allenfalls wird ein Teil des Ertrages für die Kompensation des Ertragsrückgangs der Mineralölsteuer zweckgebunden (Mehrzweckabgabe). Da eine internationale Harmonisierung unterstellt wird, sind für energieintensive Unternehmen, die dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, nicht von vorneherein Sonderregelungen erforderlich. 	X ⁶	X	X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Beteiligung der Schweiz am europäischen und allenfalls globalen Handel mit CO₂-Zertifikaten mit verpflichtenden Reduktionsquoten (nationaler Allokationsplan); Ausdehnung auch auf den Strassen- und Luftverkehr (EU-Initiative). 	X ⁷	X	X		X	
Förderinstrumente						
<ul style="list-style-type: none"> ● Nachfolgeprogramm EnergieSchweiz, mit Schwerpunkt auf Transaktionsinstrumenten, wie Energieaudits, Energieberatung, Contracting, Aus- und Weiterbildung von Fachleuten usw.; 			X	X	X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Förderinstrumente der Energieversorgungsunternehmen: 	X ⁸	X	X		X	X

⁶ Eine Änderung der Bundesverfassung ist nötig, weil dem Bund die erforderliche Sachkompetenz fehlt. Die Eingriffstiefe ist erheblich.

⁷ Eine obligatorische CO₂-Quote mit Emissionshandel entspricht von der Wirkung her einer CO₂-Lenkungsabgabe (Mengen- an Stelle der Preissteuerung)

⁸ Eine Verfassungsänderung ist aus politischen Gründen nötig, wenn die Eingriffstiefe (gesetzliche Verpflichtung der Energielieferanten) als erheblich bewertet wird.

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
<ul style="list-style-type: none"> -- Nachfragemanagement zur Verminderung von Spitzenlasten durch entsprechende Gestaltung der Elektrizitätspreise und Netznutzungstarife; - Wärmepumpenförderung: Vergünstigte Elektrizitätspreise oder Investitionsbeiträge zum Ersatz von ortsfesten, elektrischen Widerstandsheizungen und Heizöl-Heizungen; ● Investitionsbeiträge und allenfalls Anschlusszwang im Falle von WP-Grossanlagen in Verbindung mit neuen Nahwärmesystemen. 						
<ul style="list-style-type: none"> ● Förderung klimaverträglicher Brenn- und Treibstoffe: <ul style="list-style-type: none"> - Obligatorische Quoten für die Beimischung von Bioenergieträgern zu fossilen Brenn- oder Treibstoffen; - Qualitätslabel für international gehandelte Biotreibstoffe. 	X ⁹	X	X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Finanzielle Förderung der Biomasselogistik (Ernte, Aufbereitung, Lagerhaltung, Verteilung). 		X	X		X	X
Szenario IV: Weitere Politikbereiche						
<ul style="list-style-type: none"> ● Verkehrs-Management und Verkehrs–Finanzierung: <ul style="list-style-type: none"> -Förderung der Einführung von Verkehrleitsystemen mit Verkehrslenkungssystemen; -Kombination von Verkehrslenkungs- und Verkehrsfinanzierungssystemen (Mobility-Pricing, Schwerverkehrsabgabe usw.). 	X	X	X		X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Verkehrsinfrastruktur: <ul style="list-style-type: none"> - Gegenüber der aktuellen Planung wesentlich verstärkter Ausbau des öffentlichen Verkehrs: „S-Bahn Schweiz“, Kapazitätsausbau auf Hauptachsen Ost-West und Nord-Süd für Personen- und Güterverkehr; 		X	X		X	X

⁹ Eine Verfassungsänderung ist nötig, wenn die Eingriffstiefe (Quotenverpflichtung) als erheblich bewertet wird sowie bei fehlender Sachkompetenz.

	Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenz-Bereiche	
	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen usw.	Bund	Kanton
- Verstärkte Förderung des Langsamverkehrs, wie z.B. Integration des Langsamverkehrs bei allen Verkehrsinfrastrukturinvestitionen.						
<ul style="list-style-type: none"> ● Raumordnung: <ul style="list-style-type: none"> - Siedlungspolitische Massnahmen zur Energieverbrauchs-reduktion, wie z.B. Entwicklungsschwerpunkte, verdichtetes Bauen, Quartiersanierungen, „intelligente“ Gebäude; - integrale Förderung von Siedlungsplanung und effizienter Mobilität, wie z.B. Mobilitätszentralen an ÖV-Haltestellen, Parkplatzbewirtschaftung; - Ausbau der Nah- und Fernwärmenetze. 	?	X	X		X	X
Forschung, Innovation und Bildung:						
- Schwerpunkt der Forschung und Entwicklung auf Gebiete mit weitgehender Ressourcenschonung, wie z.B. Entwicklung ressourcenschonender Motorfahrzeug-Antriebssysteme usw.;				X	X	X
- Bereitstellung von Risikokapital zur Innovationsförderung, zur Beschleunigung des Technologietransfers und zur Verbesserung der Kooperation zwischen Hochschulen und Industrie;		X	X		X	X
- Bildungs- und Weiterbildungsoffensiven mit Schwerpunkt auf Ressourcenschonung;				X	X	X
- Kampagnen zur Sensibilisierung für Energie- und Klimaschutzfragen und zur Förderung von Verhaltensänderungen, vor allem im Freizeit- und Mobilitätsverhalten.				X	X	X

Politikinstrumente, die den Varianten des Stromangebotes zu Grunde liegen	Vorwiegend betroffene Angebotsvarianten							Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenzbereiche	
	A	B	C	D	E	F	G	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Polit. Beschlüsse, Richtlinien usw.	Bund	Kanton
Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (inkl. Wasserkraft < 10 MW) durch: <ul style="list-style-type: none"> ● Optimierte, kostendeckende Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien (Alternativen: obligatorische Lieferquote mit Zertifikatehandel oder wettbewerbliche Ausschreibungen). 					X	X			X	X		X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Beteiligung an ausländischen Kraftwerken die erneuerbare Energien nutzen oder langfristige Bezugsverträge; inkl. Beschaffung der nötigen Reserveenergie und Regelleistung im Falle von intermittierenden Energiequellen. 					X	X	X	X ¹⁰	X	X	X		

¹⁰ Eine Änderung der Bundesverfassung ist im Falle einer gesetzlichen Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen allein schon aus politischen Gründen nötig (Eingriff in Eigentumsgarantie und Wirtschaftsfreiheit). Nach dem Entwurf zum Stromversorgungsgesetz kann der Bund subsidiär Massnahmen treffen im Falle einer mittel- oder längerfristigen Gefährdung der Stromversorgung oder der Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze. Insbesondere kann er wettbewerbliche Ausschreibungen für entsprechende Investitionen oder zur Steigerung der Energieeffizienz durchführen. Auf Grund des Landesversorgungsgesetzes kann der Bund im Fall einer schweren Mangelage, der die Wirtschaft nicht selber begegnen kann, eingreifen, z.B. mit Netzabschaltungen. Diese Instrumente sind allerdings nur eine ultima ratio.

Politikinstrumente, die den Varianten des Stromangebotes zu Grunde liegen	Vorwiegend betroffene Angebotsvarianten							Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenzbereiche	
	A	B	C	D	E	F	G	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Polit. Beschlüsse, Richtlinien usw.	Bund	Kanton
Förderung der dezentralen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen durch:				X				X	X	X		X	
● Reduktion oder Erlass der Energielenkungsabgaben auf fossilen Energieträgern als Input-Energie;				X					X	X		X	
● Einspeisevergütung für Elektrizität aus WKK;				X					X	X		X	
● Ausbau der Wärmenetze im Rahmen der Ortsplanung, ggf. mit Anschlusszwang.				X				X ¹¹	X	X		X	X
Förderung der Wasserkraftnutzung, insbesondere durch:													
● Flexibilisierung der Abgaben, z.B. tiefe Wasserzinse zu Beginn der Konzessionsdauer;					X	X			X	X		X	X
● Verzicht auf Verschärfung der Restwasserbestimmungen;					X	X			X	X		X	X
● Verzicht auf Bestimmungen über Schwall und Sunk, welche den Betrieb einschränken;					X	X			X	X		X	X
● Ausreichend lange Konzessionsdauer zur Sicherstellung der Rentabilität;					X	X			X	X	X	X	X

¹¹ Eine Verfassungsänderung ist nötig, wenn die Eingriffstiefe (z.B. Ausschusszwang) als erheblich bewertet wird oder die Sachkompetenz des Bundes fehlt.

Politikinstrumente, die den Varianten des Stromangebotes zu Grunde liegen	Vorwiegend betroffene Angebotsvarianten							Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenzbereiche	
	A	B	C	D	E	F	G	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Polit. Beschlüsse, Richtlinien usw.	Bund	Kanton
<ul style="list-style-type: none"> ● Vermehrte Beteiligung der Wasserrechtsverleiher bei Heimfällen oder Neukonzessionen. 					X	X					X	X	X
Wettbewerbsfähige Erdgasverstromung als Übergangsstrategie: <ul style="list-style-type: none"> ● Europakompatible CO₂- und Umweltvorschriften für Gaskraftwerke; 		X	X						X	X		X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Förderung der Versorgungssicherheit durch Holzgaszuführung in Gaskraftwerken; 		X	X						X	X		X	X

Politikinstrumente, die den Varianten des Stromangebotes zu Grunde liegen	Vorwiegend betroffene Angebotsvarianten							Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenzbereiche	
	A	B	C	D	E	F	G	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Polit. Beschlüsse, Richtlinien usw.	Bund	Kanton
<ul style="list-style-type: none"> ● Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, z.B. Beteiligung an ausländischen strategischen Erdgasspeichern. 		X	X					X ¹²	X	X	X	X	
Vereinfachte Rahmenbedingungen für die Kernenergienutzung <ul style="list-style-type: none"> ● Vereinfachung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für neue Kernkraftwerke evtl. durch Änderung des Kernenergiegesetzes (zur Verkürzung einer Übergangszeit mit vermehrten Stromimporten) 	X								X	X		X	

¹² Eine Änderung der Bundesverfassung ist im Falle einer gesetzlichen Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen allein schon aus politischen Gründen nötig (Eingriff in Eigentumsgarantie und Wirtschaftsfreiheit).

Politikinstrumente, die den Varianten des Stromangebotes zu Grunde liegen	Vorwiegend betroffene Angebotsvarianten							Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenzbereiche	
	A	B	C	D	E	F	G	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Polit. Beschlüsse, Richtlinien usw.	Bund	Kanton
<ul style="list-style-type: none"> ● Beteiligung an KKW's der III und IV Generation im Ausland oder langfristige Bezugsverträge; 	X						X	X ¹³	X	X	X		
<ul style="list-style-type: none"> ● Die Abfallfrage muss unabhängig von der zukünftigen Nutzung der Kernenergie gelöst werden (Sachplan Nukleare Entsorgung). 	X	X	X	X	X	X	X					X	

¹³ Eine Änderung der Bundesverfassung ist im Falle einer gesetzlichen Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen allein schon aus politischen Gründen nötig (Eingriff in Eigentumsgarantie und Wirtschaftsfreiheit). Nach dem Entwurf zum Stromversorgungsgesetz kann der Bund subsidiär Massnahmen treffen im Falle einer mittel- oder längerfristigen Gefährdung der Stromversorgung oder der Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze. Insbesondere kann er wettbewerbliche Ausschreibungen für entsprechende Investitionen oder zur Steigerung der Energieeffizienz durchführen. Auf Grund des Landesversorgungsgesetzes kann der Bund im Fall einer schweren Mangelage, der die Wirtschaft nicht selber begegnen kann, eingreifen, z.B. mit Netzabschaltungen. Diese Instrumente sind allerdings nur eine ultima ratio.

Politikinstrumente, die den Varianten des Stromangebotes zu Grunde liegen	Vorwiegend betroffene Angebotsvarianten							Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen				Kompetenzbereiche	
	A	B	C	D	E	F	G	Verfassung	Gesetz	Verordnung	Polit. Beschlüsse, Richtlinien usw.	Bund	Kanton
Ausbau und Verstärkung der Netze:													
<ul style="list-style-type: none"> ● Ausbau und Verstärkung der Hochspannungsnetze, z.B. aufgrund gesamtschweizerischer, rollender Planung (Strategisches Netz 2015) Netzverstärkungen sind allerdings auch im Ausland erforderlich. 							X			X ¹⁴	X	X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Vereinfachung und Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für Hochspannungsnetze (Sachplan SÜL, Plangenehmigungsverfahren). 							X			X ¹⁵	X	X	X
<ul style="list-style-type: none"> ● Investitionsanreize, insbesondere durch entsprechende Gestaltung der Netznutzungsentgelte und Einsatz der Erlöse aus der Auktionierung von Engpässen zur Netzverstärkung gemäss Stromversorgungsgesetz. 							X			X ⁱ	X	X	
<ul style="list-style-type: none"> ● Punktuelle Verstärkung der Erdgasnetze im In- und allenfalls Ausland; Bezug von Speicherleistungen im Ausland. 		X	X					X	X	X ⁱⁱ	X		

¹⁴ ¹⁵ ¹⁶ Nach dem Entwurf zum Stromversorgungsgesetz kann der Bund im Falle einer mittel- oder längerfristigen Gefährdung der Leistungsfähigkeit, u.a. der Übertragungsnetze, subsidiäre Massnahmen treffen, insbesondere wettbewerbliche Ausschreibungen. Dies allerdings nur als ultima ratio.

¹⁷ Evtl. Anreizregulierung im Rahmen eines Gasversorgungsgesetzes

Anhang B: Mitglieder der Arbeitsgruppen

Mitglieder der Arbeitsgruppe

- Martin Renggli, BFE, Leitung der Arbeitsgruppe
- Dr. Almut Kirchner, Prognos AG, Leitung der Modellarbeiten und Redaktion der Inputberichte
- Hans Achermann, EGL
- Conrad U. Brunner, CUB Zürich
- Prof. Daniel Favrat, EPFL
- Dr. Paul Filliger, BAFU
- Dr. Andreas Grossen, VSG
- Dr. Rolf Hartl, Erdölvereinigung
- Kurt Infanger, ARE
- Prof. Eberhard Jochem, CEPE, ETH Zürich
- Dr. Tony Kaiser, ALSTOM
- Dr. Ruedi Meier, Experte
- Dr. Georg Müller-Fürstenberger, Universitäten Bern und Trier
- Hans Ulrich Schärer, BFE
- Kurt Wiederkehr, VSE

Modellexperten

- Dr. Bernard Aebischer, CEPE, ETH-Zentrum WEC (Dienstleistungen und Landwirtschaft)
- Dr. Walter Baumgartner, Basics AG (Industrie)
- Peter Hofer, Prognos AG (Haushalte)
- Mario Keller, Infrast AG (Verkehr)
- André Müller, Dr. Frank Vöhringer, Ecoplan (Dynamisches Gleichgewichtsmodell)
- Vincent Rits, Prognos AG (Elektrizitätsangebot)

BFE-Projektgruppe

- Dr. Felix Andrist, Leitung der Projektgruppe
- Dr. Lukas Gutzwiller
- Dr. Matthias Gysler
- Dr. Michel Piot
- Thomas Volken

Anhang C: Energieeinheiten und weitere benutzte physikalische Einheiten

Energieeinheiten

Energie (Arbeit) wird 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 ist die Einheit kWh (Kilowattstunde) gängig und wird in dieser Arbeit für die Darstellung der Daten des Kraftwerksparks verwendet.

Zur Umrechnung der Arbeitseinheiten:

$$1 \text{ J} = 1 \text{ Ws}$$

$$1 \text{ kWh} = 3.6 \text{ MJ}$$

$$1 \text{ J} = 2.78 \cdot 10^{-7} \text{ kWh}$$

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)