



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen

Schlussbericht

12. September 2012

Impressum

Empfohlene Zitierweise

Autor: Ecoplan
Titel: Energiestrategie 2050 - volkswirtschaftliche Auswirkungen
Untertitel: Analyse mit einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell für die Schweiz
Auftraggeber: Bundesamt für Energie
Ort: Bern
Datum: 12. September 2012

Begleitung seitens des Auftraggebers

Felix Andrist
Nicole Mathys

Projektteam Ecoplan

André Müller
Christoph Lieb
Patrick Scheuchzer
Corinne Spillmann

unter Mitarbeit von:
Prof. Dr. Christoph Böhringer, Uni Oldenburg
Renger van Nieuwkoop, Modelworks

Der Bericht gibt die Auffassung des Projektteams wieder, die nicht notwendigerweise mit derjenigen des Auftraggebers bzw. der Auftraggeberin oder der Begleitorgane übereinstimmen muss.

Ecoplan AG

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

www.ecoplan.ch

Monbijoustrasse 14
CH - 3011 Bern
Tel +41 31 356 61 61
Fax +41 31 356 61 60
bern@ecoplan.ch

Postfach
CH - 6460 Altdorf
Tel +41 41 870 90 60
Fax +41 41 872 10 63
altdorf@ecoplan.ch

Inhaltsübersicht

	Inhaltsverzeichnis	2
	Abkürzungsverzeichnis	4
	Glossar	5
	Kurzfassung.....	7
1	Einleitung	15
2	Die Szenarien.....	18
3	Das Modell im Überblick.....	22
4	Höhe der CO₂- und Stromlenkungsabgabe	32
5	Auswirkungen auf die Wirtschaft	35
6	Wohlfahrt und Verteilungswirkungen	47
7	Sensitivitätsanalyse	59
8	Schlussfolgerungen.....	64
9	Anhang A: Modell, Daten und Parametrisierung	67
10	Anhang B: Detailresultate der Haushaltbudgetbefragung	87
11	Anhang C: Grundlagen zur Bestimmung der Sekundärnutzen im Bereich externe Kosten	94
	Literaturverzeichnis	153

Inhaltsverzeichnis

	Inhaltsverzeichnis	2
	Abkürzungsverzeichnis	4
	Glossar	5
	Kurzfassung	7
1	Einleitung	15
2	Die Szenarien	18
3	Das Modell im Überblick	22
4	Höhe der CO₂- und Stromlenkungsabgabe	32
5	Auswirkungen auf die Wirtschaft	35
5.1.1	Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung	35
5.1.2	Aussenhandelseffekte	38
5.1.3	Struktureffekte	44
6	Wohlfahrt und Verteilungswirkungen	47
6.1.1	Wohlfahrtseffekte ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen	48
6.1.2	Der Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050.....	49
6.1.3	Wohlfahrtseffekte unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen	51
6.1.4	Soziale Verteilungswirkung	55
7	Sensitivitätsanalyse	59
8	Schlussfolgerungen	64
9	Anhang A: Modell, Daten und Parametrisierung	67
9.1	Einleitung.....	67
9.2	SWISSGEM_E – Gleichgewichtsmodell zur Analyse energie- und klimapolitischer Massnahmen.....	70
9.3	Produktion und Konsum	71
9.4	Daten	86
9.5	Kalibrierung	86
10	Anhang B: Detailresultate der Haushaltbudgetbefragung	87

11	Anhang C: Grundlagen zur Bestimmung der Sekundärnutzen im Bereich externe Kosten	94
11.1	Einleitung.....	94
11.1.1	Ziel und Fragestellungen.....	95
11.1.2	Überblick über die Bereiche der externen Kosten der Energie.....	95
11.2	Grundlegende Methodik und berücksichtigte Kostenbereiche	96
11.2.1	Grundlegende Methodik.....	96
11.2.2	Mögliche Kostenbereiche der externen Kosten	100
11.2.3	Klima	103
11.2.4	Kernkraftrisiken	104
11.2.5	«Secondary Benefits» – berücksichtigte externe Kostenbereiche.....	108
11.3	Externe Kosten der Strom- und Wärmeproduktion.....	110
11.3.1	Vorgehen.....	110
11.3.2	Luftschadstoff-Emissionen	110
11.3.3	Externe Kosten pro Tonne PM10-Äquivalent.....	113
11.3.4	Externe Kosten Luftbelastung für die Stromerzeugung	117
11.3.5	Externe Kosten Luftbelastung für die Wärmeerzeugung	125
11.3.6	Externe Kosten Luftbelastung in der Produktion.....	127
11.4	Externe Kosten des Verkehrs im Jahr 2007	130
11.5	Zusammenfassung – externe Kosten der Luftbelastung in der Schweiz.....	133
11.6	Detailanalyse von NEEDS und CASES	136
11.6.1	Forschungsfragen	136
11.6.2	Wichtigste Ergebnisse zu den externen Kosten	137
11.7	Detailresultate externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz	148
	Literaturverzeichnis	153

Abkürzungsverzeichnis

AHV	Alters- und Hinterlassenenversicherung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BIP	Bruttoinlandprodukt
BPW	Bruttoproduktionswert
CES	Constant Elasticity of Substitution
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlendioxid
ESTV	Eidgenössische Steuerverwaltung
EU	Europäische Union
EU ETS	EU Emission Trading Scheme
GJ	Gigajoule
GuD	Gas Kombikraftwerk
IOT	Input-Output-Tabelle
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
NEP	Szenario "Neue Energiepolitik"
NOGA	Nomenclature Générale des Activités économiques
POM	Szenario „Politische Massnahmen“
t	Tonne
TJ	Terajoule
TWh	Terawattstunde
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WWB	Referenzszenario „Weiter wie bisher“

Glossar

Emissionshandel	Beim Aufbau eines Emissionshandelssystems wird zuerst eine Emissionsgrenze für das gesamte System definiert. Anschliessend werden die Emissionsrechte an die Teilnehmer des Emissionshandels verteilt oder versteigert. Damit erhalten Emissionen einen Preis. Emittiert ein Unternehmen mehr, als ihm Emissionsrechte zugeteilt wurden, muss es auf dem Markt zusätzliche Emissionsrechte erwerben. Emittiert es weniger, kann es die überzähligen Emissionsrechte verkaufen. Unternehmen, deren Reduktionskosten niedriger sind als der Preis für zusätzliche Emissionsrechte, werden ihre Emissionen im eigenen Unternehmen reduzieren. Firmen mit hohen Reduktionskosten werden zusätzliche Emissionsrechte erwerben. Durch den Emissionshandel wird daher sichergestellt, dass die Emissionsreduktion dort erfolgt, wo dies am kostengünstigsten möglich ist.
Externe Effekte	Externe Effekte stellen Interdependenzen zwischen ökonomischen Aktivitäten verschiedener Wirtschaftssubjekte dar, die nicht über marktmäßige Austauschbeziehungen vermittelt werden und sich deshalb nicht im Preissystem niederschlagen.
Faktoreinkommen	Das Faktoreinkommen umfasst das den Produktionsfaktoren aus der Beteiligung am Produktionsprozess zufließende Entgelt, wie z.B. Arbeits- und Kapitaleinkommen in Form von Löhnen, Gehältern, Zinsen, Gewinnanteilen.
Grenzvermeidungskosten	Die Grenzvermeidungskosten drücken aus, wie viel die Vermeidung oder Reduktion einer zusätzlichen Tonne CO ₂ kostet. Sie unterscheiden sich je nach Massnahme und Weltregion erheblich.
Lenkungsabgabe	Im Gegensatz zu einer Steuer verfolgt der Staat mit der Erhebung einer Lenkungsabgabe nicht das Ziel, zusätzliche Einnahmen zu generieren. Mit der Erhebung einer Lenkungsabgabe wird der Preis eines unerwünschten Verhaltens verteuert. Damit schafft der Staat für die Abgabepflichtigen einen Anreiz, dieses unerwünschte Verhalten einzustellen oder zu verringern.
Schattenpreis	Der Schattenpreis ist derjenige Preis, den die Wirtschaftssubjekte (Unternehmen und Haushalte) bspw. bei höheren Verbrauchsstandards oder Verbote implizit bezahlen. Obwohl diese Kosten nicht direkt beobachtbar, entstehen Kosten (sog. Opportunitätskosten).
Zusatzlast	Durch eine Besteuerung entstehen bei einem Wirtschaftssubjekt ausser der Steuerlast weitere (negative) Nutzen- bzw. Wohlfahrtseffekte, die als Zusatzlast, deadweight loss oder excess burden bezeichnet werden. Beispielsweise bei der Verbrauchsbesteuerung trägt der Nachfrager bei angemessener Überwälzung nicht nur teilweise die Steuerlast, sondern er muss wegen veränderter Preisrelationen seine Konsumstruktur anpassen, was typischerweise einen Wohlfahrtsverlust auslöst.

Quellen: UVEK (2007), Klimabericht, Bericht des UVEK über die zukünftige Klimapolitik der Schweiz. Gabler Wirtschaftslexikon (1988).

Kurzfassung

Bundesratsentscheid und die beiden Politiksznarien

Der Bundesrat will in der Schweiz weiterhin eine hohe Stromversorgungssicherheit garantieren – mittelfristig jedoch ohne Kernenergie. Das hat er am 25. Mai 2011 beschlossen. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 auf verstärkte Einsparungen (Energieeffizienz), den Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien sowie wenn nötig auf fossile Stromproduktion (Wärme- und Gaskombikraftwerke) und Importe. Zudem sollen die Stromnetze rasch ausgebaut und die Energieforschung verstärkt werden.

Als Ausgangspunkt der Modellrechnungen dient eine Politikvariante „Weiter wie bisher“. Dieses Szenario ist massnahmenorientiert. Die Wirkung beschlossener und in Kraft gesetzter Instrumente wird dargestellt. Das Szenario „Politische Massnahmen“ überprüft die Energienachfrage- und Stromangebotsvarianten der vom Bundesrat am 18. April 2012 verabschiedeten Massnahmen. Diese Massnahmen verwenden heute vorhandene Technologien. Eine international abgeglichenere Energiepolitik ist deshalb nicht notwendig. Das zielgerichtete Szenario „Neue Energiepolitik“ prüft, wie das Ziel einer Senkung des schweizerischen CO₂-Ausstosses bis 2050 auf rund 1.5 t pro Kopf erreicht werden kann. Notwendige Voraussetzungen für dieses Szenario sind i) Ziele und Instrumente der Energiepolitik werden international harmonisiert; ii) die Effizienzpotenziale und neue Schlüsseltechnologien sind verfügbar und werden im Markt beschleunigt umgesetzt; iii) die Energieforschung wird global verstärkt.

Um die Szenarienziele zu erreichen, sind in der Schweiz Instrumente mit hoher Eingriffstiefe nötig. Ziel der vorliegenden Studie ist es, die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der beiden **Szenarien POM** („Politische Massnahmen“ bzw. „Massnahmen Bundesrat“) und **NEP** („Neue Energiepolitik“) mit Hilfe eines Gleichgewichtsmodells zu analysieren. Die beiden Szenarien sollen hinsichtlich folgender Aspekte untersucht werden:

- Höhe der CO₂- und Stromabgabe
- Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung
- Aussenhandels- und Struktureffekte
- Wohlfahrtseffekte (mit und ohne Berücksichtigung der externen Kosten)
- Soziale Verteilungseffekte

Die hier vorliegenden Berechnungen setzen auf den mittels Bottom-up-Modellen berechneten Energienachfrage- und –angebotsentwicklungen der Referenzentwicklung gemäss „Weiter wie bisher“ an. Das zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen verwendete Gleichgewichtsmodell (vgl. Exkurs) wird auf dieses Referenzszenario „Weiter wie bisher“ kalibriert. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der „verschärften“ Politik in den Szenarien POM und NEP werden im Vergleich zur Referenzentwicklung „Weiter wie bisher“ berechnet.

Die Abbildung 1 zeigt die mit den energiewirtschaftlichen Modellen berechneten Entwicklungen der CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage. Die mit den energiewirtschaftlichen Modellen berechneten Reduktionen der CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage werden als Ziele für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen vorgegeben. So wird bspw. für das Szenario NEP ein CO₂-Minderungsziel gegenüber der Referenzentwicklung WWB von -63% im Jahr 2050 vorgegeben. Für Strom wird ein Reduktionsziel von -23% gegenüber der Referenzentwicklung vorgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt die im Vergleich zur Referenzentwicklung zu erreichenden Reduktionen bei den CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage:

Abbildung 1: Vorgaben für die Reduktion der CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage [in %]

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Reduktion im Vergleich zur Referenzentwicklung WWB						
CO₂-Emissionen (exkl. Stromproduktion, Fernwärme)	-5%	-17%	-26%	-15%	-44%	-63%
Stromnachfrage	-5%	-10%	-12%	-5%	-15%	-23%

Zu beachten ist, dass in der Referenzentwicklung die Stromangebotsvariante C unterstellt ist, bei der keine neuen Kernkraftwerke mehr gebaut werden. Die Kosten der heute bereits implementierten Massnahmen werden nicht berechnet und sind in der Referenzentwicklung enthalten. Mit dem vorliegenden Bericht werden somit die volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der zusätzlichen Massnahmen der Szenarien POM und NEP analysiert.

Exkurs: SWISSGEM_E – ein berechenbares Gleichgewichtsmodell für die Schweiz

Das berechenbare Einländer-Gleichgewichtsmodell für die Schweiz basiert auf der Input-Output-Tabelle 2008, kalibriert auf die unterstellte Rahmenentwicklung gemäss Energiestrategie 2050 und die Referenzentwicklung „Weiter wie bisher“ gemäss den Resultaten der bottom-up-Modellen. Das Gleichgewichtsmodell unterscheidet 62 Wirtschaftssektoren und 15 verschiedene Haushaltstypen. Zentral ist die Erfassung des gesamten Schweizer Steuersystems, so dass die Vorteile der Rückverteilung von CO₂- und Stromabgaben adäquat erfasst werden können.

Die Ergebnisse der Simulationen der beiden Szenarien POM und NEP mit dem Gleichgewichtsmodell SWISSGEM_E sind nicht als Prognose zu verstehen, sondern sind „Wenn-dann-Analysen“.

Höhe der CO₂- und Stromabgabe

Für die Berechnung im Gleichgewichtsmodell müssen wir einige vereinfachende Annahmen treffen. Die Erfassung der vielen einzelnen politischen Massnahmen für die erste Etappe und die Modellierung der Übergangsphase wären sehr aufwendig. Für den Milestone 2020 unterstellen wir im Gleichgewichtsmodell, dass das Lenkungssystem bereits umgesetzt ist. Für das Jahr 2020 zeigen wir somit die „Schattenpreise“ für die vielen Massnahmen des Förder-

systems, unter der Annahme, dass die Massnahmen optimal aufeinander abgestimmt sind. Es kann vermutet werden, dass die „Schattenpreise“ mit einem Massnahmenpaket über den hier berechneten „Schattenpreise“ für das Jahr 2020 liegen. Diese Vermutung leiten wir aus der theoretischen Erkenntnis ab, dass mit einem Lenkungssystem die volkswirtschaftlichen Kosten eines Umbaus der Wirtschaft geringer sind, als mit einem Fördersystem. Gestützt wird die Theorie durch viele von der OECD dokumentierten Praxisbeispiele von erfolgreichen Lenkungssystemen.

Szenario POM: maximale CO₂-Abgabe von 210 CHF/t CO₂ und Stromabgabe von +23%

Damit die im Szenario POM angestrebte CO₂-Minderung und Stromnachfragereduktion mit einem Lenkungssystem erreicht werden kann, ist eine maximale CO₂-Abgabe von 210 CHF/t CO₂ (entspricht 55 Rp./Liter Heizöl EL) und eine maximale Stromabgabe von +23% (als Zuschlag auf dem Strompreis) nötig.

Abbildung 2: CO₂- und Stromabgabe

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Abgabehöhen / Schattenpreise (implizite Kosten) der Politikmassnahmen						
CO₂-Abgabe [CHF/t CO ₂]	70	140	210	150	540	1'140
Stromabgabe [als %-Zuschlag auf dem Strompreis]	11%	23%	22%	12%	31%	40%

Szenario NEP: Hohe Abgaben nötig

Im Szenario NEP („Neue Energiepolitik“) werden ambitionierte Ziele angestrebt. Die CO₂-Reduktion von -63% kann dabei nicht durch einen „fuel switch“ von den fossilen Energieträgern zu Elektrizität erfolgen, da auch für die Elektrizitätsnachfrage ein Reduktionsziel von -23% i. Vgl. zum Referenzszenario WWB vorgegeben wird. Zur Erreichung dieser ambitionierten Ziele wäre für das Jahr 2050 eine hohe zusätzliche CO₂-Abgabe von 1140 CHF/t CO₂ (entspricht 3.05 CHF/Liter Heizöl EL) und eine Stromabgabe von +40% (als Zuschlag auf dem Strompreis im WWB) nötig.

Exkurs: Berechnete und nicht berechnete Auswirkungen

Nicht alle Auswirkungen der beiden Szenarien POM und NEP können quantifiziert werden. Folgende Auswirkungen wurden berechnet:

- Zusatzlasten der CO₂- und Stromabgabe unter Berücksichtigung der Entlastung über die Rückverteilung der Einnahmen an die Bevölkerung (Pro-Kopf) und an die Wirtschaft (Senkung der Lohnnebenkosten).
- Sekundärnutzen des verminderten Verbrauchs von fossilen Brenn- und Treibstoffen sowie Strom. Entspricht dem Rückgang der externen Kosten (bessere Luft, weniger Gesundheitsschäden, weniger Lärm und Unfälle)

Nicht berechnet bzw. berücksichtigt werden:

- Dynamische Wachstumsimpulse (insbesondere „first mover advantages“)
- Klimaexternalitäten
- Atomare Risiken

Auswirkung auf BIP und Beschäftigung

CO₂- und Stromabgaben führen zu einem Niveaueffekt in Bezug auf die Nachfrage nach Arbeit und Kapital (Faktornachfrage) und zu einem Substitutionseffekt, weg von Energie, hin zu Arbeit und Kapital. Der Niveaueffekt zusätzlicher CO₂- und Stromabgaben ist negativ. Die Wirtschaft sieht sich konfrontiert mit einer zusätzlichen Belastung und vermindert die Nachfrage nach Arbeit und Kapital. Der Substitutionseffekt wirkt dagegen positiv auf die Nachfrage nach Arbeit und Kapital: CO₂- und Stromabgabe verringern den Einsatz von Energie in der Produktion und damit die Produktivität der Faktoren Arbeit und Kapital. Dies führt zu einem Sinken der realen Faktorentlohnung und damit zu einer relativen Verbilligung der Faktoren Arbeit und Kapital gegenüber Energie. Da ein Teil der CO₂- und Stromabgaben für eine Senkung der Lohnnebenkosten eingesetzt wird, führt dies zu einer weiteren Verbilligung des Faktors Arbeit gegenüber Energie.

Szenario POM: Moderate BIP- und Beschäftigungs-Einbussen

Insgesamt überwiegt der Niveaueffekt, so dass das Bruttoinlandprodukt (BIP) im Szenario POM im Vergleich zum Referenzszenario WWB um -0.2% (Jahr 2020) bis -0.6% (Jahr 2050) abnimmt. Diese BIP-Abnahme ist so zu interpretieren, dass bspw. das BIP im Jahre 2050 im Szenario POM -0.6% unter dem BIP des Referenzszenarios WWB liegt. Wird dieser Niveauunterschied im BIP in jährliche BIP-Wachstumsraten umgerechnet, so entspricht dies einer Wachstumseinbusse von -0.02% pro Jahr. Aufgrund von Substitutionseffekten fällt der Verlust an Beschäftigung weniger stark aus als der Rückgang des BIPs. Es muss mit Beschäftigungseinbussen von -0.1% (2020) bis maximal -0.2% (2050) gerechnet werden.

Abbildung 3: Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Auswirkungen auf das BIP						
BIP-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB	-0.2%	-0.5%	-0.6%	-0.4%	-1.8%	-2.7%
Veränderung der jährlichen BIP-Wachstumsrate (jeweils bezogen auf das Jahr 2015)	-0.05%	-0.03%	-0.02%	-0.07%	-0.09%	-0.08%
Auswirkungen auf die Beschäftigung						
Beschäftigungs-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB [in %]	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.6%	-0.7%

Szenario NEP: Spürbare BIP-Einbussen

Die Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung sind aufgrund der für die Zielerreichung deutlich höheren CO₂- und Stromabgaben im Szenario NEP grösser als im Szenario POM. Insgesamt muss im Szenario NEP mit BIP-Einbussen von -0.4% (2020) bis maximal -2.7% (2050) gerechnet werden. Wird dieser Niveauunterschied von -2.7 BIP% in jährliche BIP-Wachstumsraten umgerechnet, so entspricht dies einer Wachstumseinbusse von -0.08% pro Jahr. Die Beschäftigung sinkt um -0.2% (2020) bis maximal -0.7% (2050). Zu beachten ist, dass für das Jahr 2050 eine sehr hohe CO₂-Abgabe von über 1000 CHF/t CO₂ berechnet wird. Liegen bis zum Jahr 2050 Backstop-Technologien vor, die den Ersatz von fossilen Brenn- und Treibstoffen zu tieferen Kosten als 1000 CHF/t CO₂ leisten (bspw. eine Backstop-Technologie von rund 500 CHF/t CO₂), so können rund 1/3 der negativen Auswirkungen auf Wirtschaft und Beschäftigung vermieden werden.

Auswirkung auf Aussenhandel und Branchenstruktur

Grössere Effekte auf Exporte und Importe sind sowohl im Szenario POM als auch im Szenario NEP nicht auszuschliessen, betreffen aber im Wesentlichen Sektoren mit kleinerem Export- und Importvolumen. Mit grösseren Exporteinbussen (bis maximal -10% für das Szenario POM und maximal -30% für das Szenario NEP) haben das Textilgewerbe, Bekleidung und Fahrzeugbau zu rechnen.

Für die sechs grössten Sektoren der Schweiz (Chemie, Handel, Kreditgewerbe, Unternehmensdienstleistungen, Immobilienwesen und Baugewerbe) haben die Massnahmen der Energiestrategie 2050 gemäss Szenario POM und NEP kaum Auswirkungen auf das Produktionsniveau. Der grösste Sektor, der mit Produktionsrückgängen von -2% bis -3% rechnen muss, ist der Maschinenbau. Die grössten Einbussen von bis zu -30% im Szenario NEP erleidet der relativ kleine Sektor Textilgewerbe. Eine höhere Nachfrage führt vor allem beim öffentlichen Verkehr zu einer deutlichen Zunahme der Produktion.

Wohlfahrtseffekte

Werden nur die Wohlfahrtseffekte auf Konsum und Freizeit betrachtet, so muss bei den beiden Szenarien POM und NEP im Vergleich zum Referenzszenario mit Wohlfahrtseinbussen gerechnet werden: Für das Szenario POM betragen die Wohlfahrtseinbussen bei dieser noch unvollständigen Betrachtung -0.06% (Jahr 2020) bis maximal -0.16% (Jahr 2050). Für das Szenario NEP ist vor allem längerfristig doch mit spürbaren Wohlfahrtseinbussen von bis zu -0.92% im Vergleich zum Referenzszenario zu rechnen.

Diese auf Konsum und Freizeit fokussierte Sichtweise ist aber zu eng. Die Energiestrategie führt zu einer Abnahme des Verbrauchs fossiler Brenn- und Treibstoffe und Elektrizität im Vergleich zum Referenzszenario. Die externen Kosten des Energieverbrauchs verringern sich. Werden diese sogenannten Sekundärnutzen mitberücksichtigt, verändert sich die Einschätzung zur Wohlfahrt.

Abbildung 4: Wohlfahrtseffekte mit und ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen [in %]

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Auswirkungen auf die Wohlfahrt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB						
Wohlfahrtseffekte exkl. Sekundärnutzen/externe Kosten	-0.06%	-0.13%	-0.16%	-0.01%	-0.49%	-0.92%
Sekundärnutzen/Veränderung der externen Kosten für die Schweiz (exkl. Klima und KKW-Risiken)	0.08%	0.17%	0.22%	0.21%	0.43%	0.52%
Wohlfahrtseffekte inkl. Sekundärnutzen/externe Kosten	0.03%	0.03%	0.06%	0.19%	-0.06%	-0.42%

Werden die Sekundärnutzen in das Wohlfahrtsmass einbezogen, so ergeben sich im Szenario POM per Saldo für die Schweizer Bevölkerung als Ganzes sogar leicht positive Wohlfahrtseffekte: +0.03% (2020 und 2035) bis +0.06% (2050).

Bei den ambitionierten Zielen des Szenarios NEP können längerfristig, im Rahmen der Modellrechnungen, keine positiven Wohlfahrtseffekte erwartet werden. Die Sekundärnutzen vermögen die Wohlfahrtseinbussen bei Konsum und Freizeit nicht zu kompensieren: Maximal ist mit Wohlfahrtsverlusten von -0.42% (2050) zu rechnen.

Bei den oben dargestellten Wohlfahrtswirkungen ist zu beachten, dass der Nutzen einer international koordinierten Klimapolitik für die Schweiz hier nicht berücksichtigt ist. Auch die atomaren Risiken und allfällige Wachstumsimpulse wurden nicht quantifiziert. Weiter wurde unterstellt, dass sowohl in der Referenzentwicklung als auch in den Szenarien POM und NEP die Stromerzeugung auf einen mässigen Zubau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien und einem Zubau von Gaskombikraftwerken setzt (Stromangebotsvariante C). Mit Hilfe einer

Überschlagsrechnung können die Mehrkosten für den höheren Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung auf 0.31 bis 0.54 Mrd. CHF/Jahr beziffert werden. Ausgedrückt in Wohlfahrtsprozente entspricht dies -0.04% bis -0.07%. Auch wenn mit dieser Überschlagsrechnung nicht alle positiven und negativen Rückkoppelungseffekte sowie die externe Kosten berücksichtigt werden, so zeigt sich doch, dass die Mehrkosten eines höheren Anteils erneuerbarer Stromerzeugung – ausgedrückt in Wohlfahrtsprozente – relativ gering sind.

Soziale Verteilungseffekte

Die Auswirkungen der Energiestrategie 2050 auf die soziale Verteilungswirkung illustrieren wir anhand von verschiedenen Haushaltgruppen, die nach sozioökonomischen Kriterien unterteilt werden:

- *NoKids1 bis 5*: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte ohne Kinder. NoKids1 zählt dabei zu den 20% „ärmsten“ Haushalte und NoKids5 zu den 20% reichsten Haushalte.
- *Kids1 bis 5*: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte mit Kindern.
- *Rentner1 bis 5*: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte Rentnerhaushalte.

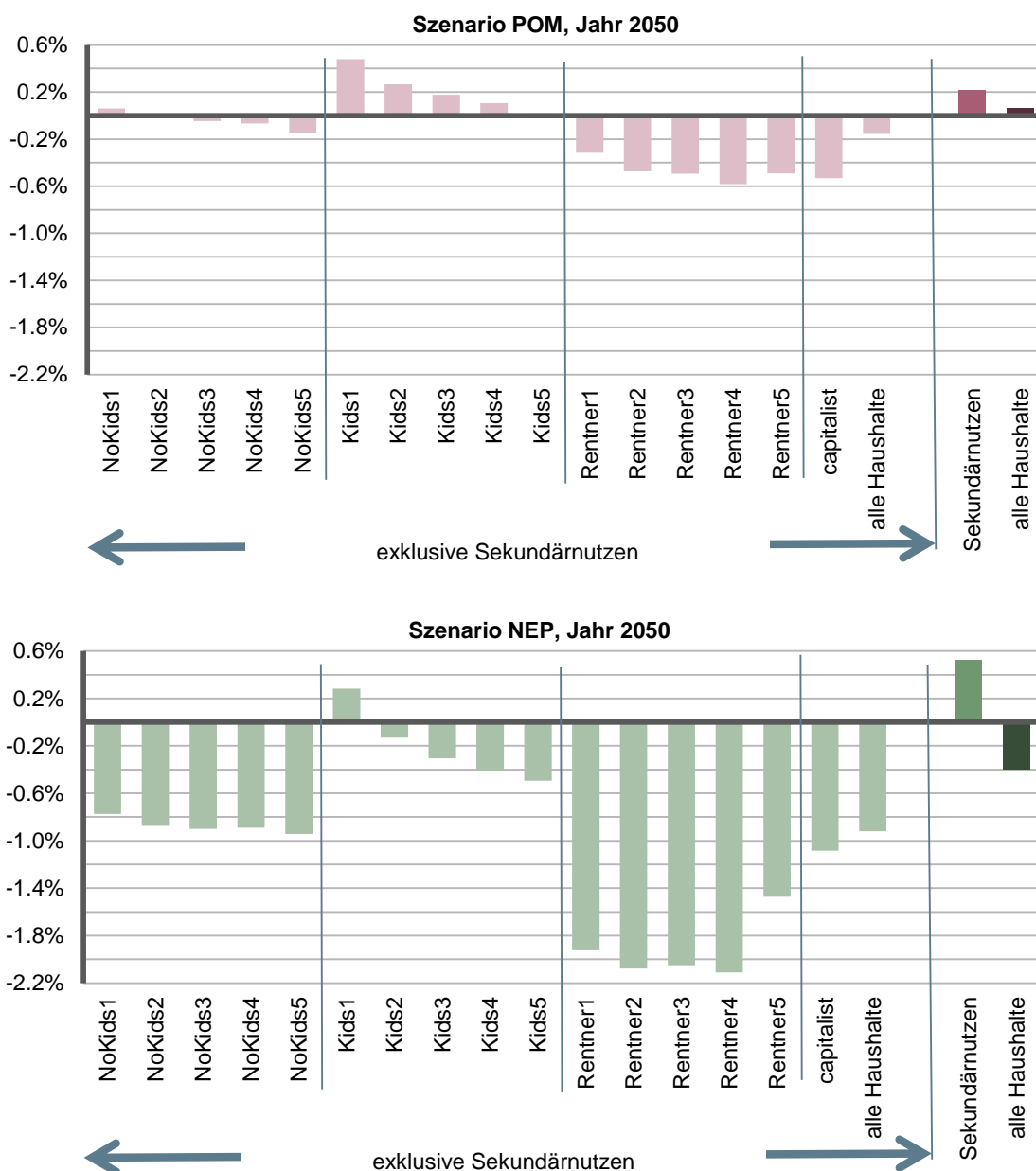
Zusätzlich wurde ein Haushaltstyp „Kapitalist“ eingeführt, der aus den nicht den Erwerbstätigen und Rentnerhaushalten zuweisbaren Kapitaleinkommen gebildet wurde.

Die Wohlfahrtsverluste für die 15 Haushaltgruppen und den „Kapitalisten“ sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Auch hier sind die Wohlfahrtsveränderungen der einzelnen Haushalte im Vergleich zum Referenzszenario WWB dargestellt. Bei den nachfolgend dargestellten Wohlfahrtsveränderungen sind die vorgängig dargestellten Sekundärnutzen noch nicht enthalten, da die Zuordnung der Sekundärnutzen auf die einzelnen Haushalte nicht klar ist. Zur Illustration sind die Sekundärnutzen und die Wohlfahrtsveränderung für alle Haushalte ganz rechts in der Abbildung dargestellt.

Gewinner und Verlierer in den beiden Szenarien POM und NEP

Trotz generellem Wohlfahrtsverlust, kann für die ärmsten Familienhaushalte mit Kindern in beiden Szenarien POM und NEP mit einem Wohlfahrtsgewinn gerechnet werden. Die CO₂-Abgabe selber wird sich regressiv auswirken, belastet also die ärmeren Haushalte prozentual stärker als die reichsten Haushalte. Positiv auf die ärmeren Familienhaushalte wirkt sich hingegen die Pro-Kopf-Rückverteilung der CO₂- und Stromabgabe aus. Am stärksten betroffen sind die „Rentner“: Für diese ist die Wohlfahrtseinbusse vor allem im Szenario NEP spürbar. Sie beträgt im Jahr 2050 um die -2%.

Abbildung 5: Verteilungswirkung die beiden Szenarien POM und NEP im Vergleich zum Referenzszenario, für das Jahr 2050 [in %]



Schlussfazit

Eine längerfristig angelegte Strategie zur Effizienzsteigerung und Reduktion von CO₂-Emissionen und Elektrizitätsverbrauch braucht griffige Instrumente, wie bspw. eine CO₂- und Stromabgabe, die relativ hoch ausfallen müssen. Hohe Abgaben sind keine Gefahr für die Gesamtwirtschaft, können aber einzelne Sektoren empfindlich treffen. Aus Sicht der Wohlfahrt sind für die Schweizer Bevölkerung auch ambitionierte Ziele verkraftbar, insbesondere dann, wenn die positiven Sekundärnutzen des Rückgangs der externen Kosten mitberücksichtigt werden. Wichtig ist, dass die Abgaben schrittweise und für die Akteure absehbar und planbar erhöht werden.

1 Einleitung

Entscheid des Bundesrates zur Neuausrichtung der Energiepolitik vom 25. Mai 2011

Am 25. Mai 2011 hat der Bundesrat den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen und die Energiestrategie 2050 skizziert. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Die Energieversorgungssicherheit der Schweiz soll auch langfristig gewährleistet bzw. weiter gestärkt werden. Der Bundesrat will eine saubere, sichere, weitgehend autonome und wirtschaftliche Stromversorgung. In der von ihm bevorzugten Stromangebotsvariante sollen zum Schliessen des Deckungsbedarfs neben Energieeffizienz, Ausbau der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien auch fossile Stromproduktion (Wärme-Kraft-Kopplung, in zweiter Priorität Gaskombikraftwerke) und Importe zum Einsatz gelangen. Die heutigen Klimaziele werden weiterverfolgt.

Es wird damit gerechnet, dass die Strom-, als auch Öl- und Gaspreise in Zukunft zunehmen. Diese Preissteigerungen werden aber nicht ausreichen, um zu den mit der Energiestrategie anvisierten Einsparzielen zu gelangen und die klimapolitischen Ziele umzusetzen. Zusätzliche Energielenkungsabgaben sind im Hinblick auf einen langfristigen Umbau der Schweizer Wirtschaft zu prüfen.

Bundesrats-Entscheid vom 30. November 2011

Am 30. November 2011 hat der Bundesrat die Stossrichtungen der Energiestrategie 2050 festgelegt. Der Umbau der Schweizer Energieversorgung soll u.a. mit Massnahmen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, fossile Kraftwerke, Netze und Forschung sichergestellt werden.

Weiter hat der Bundesrat das EFD beauftragt, gemeinsam mit dem UVEK im Hinblick auf eine ökologische Steuerreform eine umfassende Lenkungsabgabe auf Energie und insbesondere verschiedene Varianten der Rückverteilung im Sinne einer Machbarkeitsstudie bis Mitte 2012 vertieft zu prüfen. Das EFD wird daraufhin dem Bundesrat aufgrund dieser Prüfungen Bericht erstatten und Empfehlungen zum weiteren Vorgehen unterbreiten. Diese Abklärungen sind Teil eines separaten Berichts, der auf dem vorliegenden Bericht aufbaut (vgl. Exkurs).

Exkurs: Berichte „Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer ökologischen Steuerreform“¹ und „Volkswirtschaftliche Auswirkungen der Energiestrategie 2050“²

Der hier vorliegende Bericht zu den „Volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050“ ist mit dem Bericht „Auswirkungen einer ökologischen Steuerreform“ koordiniert. Die Auswertungen für beide Studien basieren auf demselben Gleichgewichtsmodell. Der Fokus des Berichts „Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer ökologischen Steuerreform“ liegt bei der Analyse unterschiedlicher Rückverteilungen künftiger Lenkungsabgaben auf Wirtschaft und Gesellschaft. Im vorliegenden Bericht wird zur Erreichung der mittel- und längerfristigen Ziele der Energiestrategie 2050 ebenfalls eine Lenkungsabgabe erhoben. Die Einnahmen dieser Lenkungsabgaben werden gemäss dem heute bei der CO₂-Abgabe geltenden Rückverteilungssystem an Wirtschaft und Bevölkerung rückverteilt. Die Rückverteilung an die Wirtschaft erfolgt im Rahmen dieses Berichts über eine Senkung der Lohnnebenkosten (Senkung der AHV-Lohnbeiträge). Die Bevölkerung erhält eine Pro-Kopf-Pauschale.

Bundesrats-Entscheidung vom 18. April 2012 und Szenarien

Am 18. April 2012 hat der Bundesrat ein erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 verabschiedet. Es beruht auf einer konsequenten Umsetzung der Energieeffizienz im Gebäudebereich, bei Elektrogeräten, in der Industrie und in der Mobilität sowie auf dem geplanten Zubau erneuerbarer Energien und auf fossiler Stromproduktion und Importen zur Überbrückung von Deckungslücken. Damit sollen in erster Linie jene Effizienzpotenziale genutzt werden, welche die Schweiz bereits heute mit den vorhandenen bzw. absehbaren Technologien realisieren kann. Dafür ist keine tiefgreifende, internationale Zusammenarbeit mit der EU und Drittstaaten erforderlich. Dabei wird das vorhandene Potenzial der erneuerbaren Energien gänzlich erschlossen.

Als Ausgangspunkt der Modellrechnungen dient eine Politikvariante „Weiter wie bisher“. Dieses Szenario ist massnahmenorientiert. Die Wirkung beschlossener und in Kraft gesetzter Instrumente wird dargestellt. Das Szenario „POM - Politische Massnahmen“ überprüft die Energienachfrage- und Stromangebotsvarianten der vom Bundesrat am 18. April verabschiedeten Massnahmen. Diese Massnahmen verwenden heute vorhandene Technologien. Eine international abgeglichene Energiepolitik ist deshalb nicht notwendig. Das zielgerichtete Szenario „NEP - Neue Energiepolitik“ prüft, wie das Ziel einer Senkung des schweizerischen CO₂-Ausstosses bis 2050 auf rund 1.5 t pro Kopf reduziert werden kann. Notwendige Voraussetzungen für dieses Szenario sind: i) Ziele und Instrumente der Energiepolitik werden international harmonisiert; ii) die Effizienzpotenziale und neue Schlüsseltechnologien sind verfügbar und werden im Markt beschleunigt umgesetzt; iii) die Energieforschung wird global verstärkt.

¹ Ecoplan (2012), Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer ökologischen Steuerreform.

² Ecoplan (2012), Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen.

Ziel der vorliegenden Studie

Ziel der vorliegenden Studie ist, die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 zu untersuchen. Es werden die Auswirkungen der oben kurz beschriebenen Szenarien POM („Politische Massnahmen Bundesrat“) und NEP („Neue Energiepolitik“) mit Hilfe eines Gleichgewichtsmodells analysiert. Die beiden Szenarien sollen hinsichtlich folgender Aspekte untersucht werden:

- Gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt (unter Berücksichtigung der externen Kosten)
- Wirtschaftsaktivität bzw. BIP (Bruttoinlandprodukt)
- Beschäftigung
- Branchenstruktureffekte
- Aussenhandelseffekte
- Soziale Verteilungseffekte

Die vorliegende Analyse ist koordiniert mit den Energiemodellarbeiten von Prognos³. Es werden dieselben Rahmenentwicklungen (Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, Branchenentwicklung⁴, Energiepreisentwicklungen) unterstellt und die von Prognos berechneten autonomen Energieeffizienzfortschritte bis zum Jahr 2050 übernommen.

Berichtsstruktur

Die untersuchten Szenarien werden im nachfolgenden Kapitel 3 vorgestellt. Im Kapitel 2 wird das für die Analyse verwendete Gleichgewichtsmodell kurz vorgestellt (der Anhang A zeigt weitere Details und die Parametrisierung des Modells). Die zur Erreichung der gesteckten Ziele notwendige Höhe der Lenkungsabgabe wird im Kapitel 4 dargelegt. Die Auswirkungen auf Wirtschaft und Wohlfahrt bzw. soziale Verteilung folgen im Kapitel 5 und 6. Kapitel 7 zeigt, welchen Einfluss veränderte Modell- und Parameterannahmen auf die Resultate haben. Die Schlussfolgerungen finden sich im Kapitel 8.

³ Prognos (2012), Energiestrategie 2050.

⁴ Die Branchenentwicklung bis 2030 basiert auf Ecoplan (2011b). Für die Entwicklung nach 2030 wurden Trendfortschreibungen von Prognos (2012) unterstellt.

2 Die Szenarien

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen von zwei Szenarien POM („Politische Massnahmen“, bzw. „Massnahmen Bundesrat“) und NEP („Neue Energiepolitik“) im Vergleich zu einer Referenzentwicklung WWB („Weiter wie bisher“) berechnet (vgl. nachfolgenden Exkurs: Die Szenarien im Überblick). Die wichtigsten Annahmen zur unterstellten Rahmenentwicklung sind in der Abbildung 2-3 zusammengestellt.

Die hier vorliegenden Berechnungen setzen auf den mittels bottom-up-Modellen berechneten Energienachfrage- und –angebotsentwicklungen der Referenzentwicklung gemäss „Weiter wie bisher“ an. Das zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen verwendete Gleichgewichtsmodell wird auf dieses Referenzszenario „Weiter wie bisher“ kalibriert. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der „verschärften“ Politik in den Szenarien POM und NEP werden im Vergleich zur Referenzentwicklung „Weiter wie bisher“ berechnet.

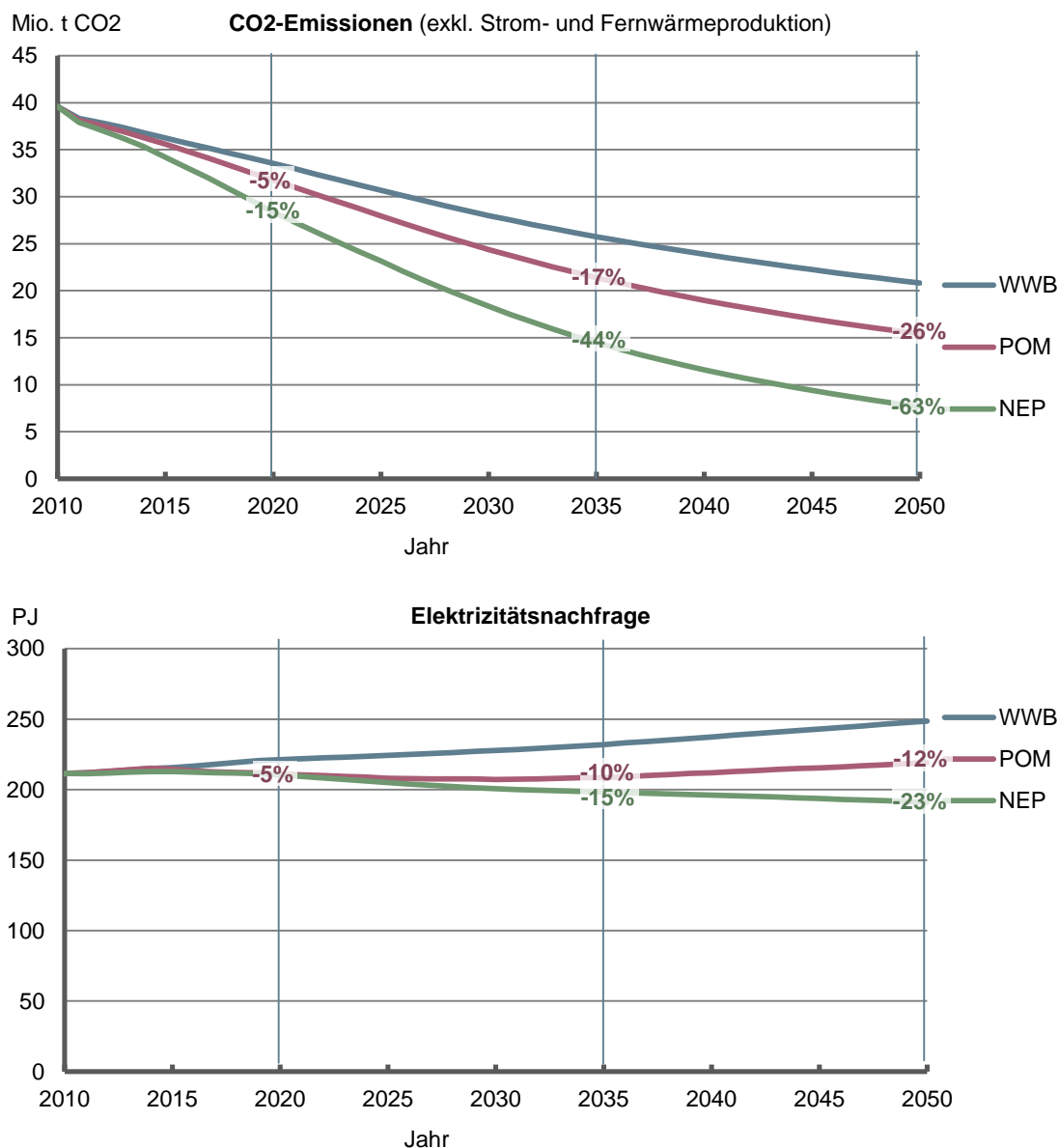
Die Abbildung 2-2 zeigt die mit den energiewirtschaftlichen Modellen berechnete Entwicklung der CO₂-Emissionen und Stromnachfrage. Die mit den energiewirtschaftlichen Modellen berechnete Reduktion der CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage werden als Ziele für die Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen vorgegeben. So wird beispielsweise für das Szenario NEP ein CO₂-Minderungsziel gegenüber der Referenzentwicklung WWB von -63% im Jahr 2050 vorgegeben. Für Strom wird ein Reduktionsziel von -23% gegenüber der Referenzentwicklung vorgegeben. Die nachfolgende Abbildung stellt die im Vergleich zur Referenzentwicklung zu erreichende Reduktion bei den CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage zusammen:

Abbildung 2-1: Vorgaben für die Reduktion der CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage [in %]

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Reduktion im Vergleich zur Referenzentwicklung WWB						
CO₂-Emissionen (exkl. Stromproduktion, Fernwärme)	-5%	-17%	-26%	-15%	-44%	-63%
Stromnachfrage	-5%	-10%	-12%	-5%	-15%	-23%

Zu beachten ist, dass mit den vorliegenden Szenarien die Kosten des Ausstiegs aus der Kernkraft nicht berechnet werden, da bereits in der Referenzentwicklung davon ausgegangen wird, dass keine weiteren Kernkraftwerke mehr gebaut werden (für das Stromangebot wird die Stromangebotsvariante C unterstellt)⁵. Weiter werden auch die Kosten der heute bereits implementierten Massnahmen nicht berechnet. Mit dem vorliegenden Bericht werden also die volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der zusätzlichen bzw. verschärften Massnahmen der Szenarien POM und NEP analysiert.

⁵ Vgl. dazu Prognos (2012).

Abbildung 2-2: Entwicklung der CO₂-Emissionen und der Stromnachfrage**Exkurs: Die Szenarien im Überblick**

Die nachfolgend kurz skizzierten Szenarien sind in Prognos (2012) detailliert beschrieben.

Referenzszenario „Weiter wie bisher“:

Das Referenzszenario „Weiter wie bisher“ zeigt auf, welche Energienachfrage (bzw. welches Energieangebot) sich ergibt, wenn alle heute in Kraft befindlichen energiepolitischen Instrumente, Massnahmen, Gesetze usw., während des betrachteten Zeithorizonts (hier bis 2050) weiter geführt werden. Weiter wird unterstellt, dass in der Referenzentwicklung keine neuen Kernkraftwerke zugebaut werden.

Das Referenzszenario geht von einem Energienachfrageverhalten aus, welches im Grundsatz unverändert bleibt. Die Technologieentwicklung wird in einem „autonomen Effizienzfortschritt“ moderat fortge-

führt. Die bestehenden Vorschriften usw. werden – in der Regel zeitverzögert – dem technischen Fortschritt angepasst. Dies führt zwar beispielsweise im Gebäudebereich zu verbesserten Neubaustandards sowie energetischen Sanierungen, aber die heute beobachtete Sanierungsrate bleibt unverändert. Analoges gilt im Verkehrssektor: Die Anpassungen von internationalen Vorschriften werden passiv übernommen. Bestehende Programme wie energieschweiz oder auch Zielvereinbarungen mit der Industrie werden im heutigen Rahmen fortgesetzt.

Szenario POM - „Politische Massnahmen“

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

Die vom UVEK vorgeschlagenen Massnahmen basieren auf heute bestehenden Technologien sowie absehbaren Weiterentwicklungen dieser Technologien, fördern aber gezielt energetische Massnahmen auf der Energienachfrageseite, den Einsatz erneuerbarer Energien in Gebäuden und erneuerbare Energien auf der Elektrizitätsangebotsseite. Die Priorität liegt auf der Effizienzsteigerung, da Effizienzgewinne in der Regel kostengünstiger sind als der Zubau von Erzeugungstechnologien. Darüber hinaus sind wichtige erneuerbare Energien wie Solarenergie, Windenergie und Biomassen aufgrund der erzielbaren Energie- und Leistungsdichte bezogen auf die Flächeneinheit eine wertvolle und nicht beliebig verfügbare Ressource. Die vorgeschlagenen Massnahmen können in der Schweiz eingeführt werden, unabhängig von der internationalen Energiepolitik mit Ausnahme von Emissionsgrenzwerten im Verkehr. Da die Schweiz keine Fahrzeuge produziert, sind diese Massnahmen von der internationalen Politik abhängig. In den Massnahmen sind folgende Flottengrenzen unterstellt worden: 130 g CO₂/km bis 2015, 95 g CO₂/km bis 2030. Diese Grenzen sind bis 2050 auf 35 g CO₂/km in 2050 gesenkt worden. Diese Senkung ist erreichbar mit einer Elektrifizierung des Fahrzeugparks.

Szenario NEP - „Neue Energiepolitik“

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist das Zielszenario des Bundesrates vom 25. Mai 2011. Es wird ein möglicher Entwicklungspfad des Energieverbrauches und der Stromproduktion der Schweiz bis ins Jahr 2050 dargestellt, welcher ermöglicht, die CO₂-Emissionen bis ins Jahr 2050 auf 1 bis 1,5 t pro Kopf zu senken. Eine wichtige Nebenbedingung ist die Begrenztheit der nachhaltig verfügbaren Biomasseresourcen, nicht nur Schweiz weit, sondern auch global. D.h. auch der „unbegrenzte“ Import von biogenen Energieträgern wird in diesem Szenario nicht zugelassen.

Das Szenario „Neue Energiepolitik“ erfüllt die Zielsetzung des CO₂-Gesetzes, die totalen CO₂-Emissionen bis 2020 um 20% gegenüber 1990 zu reduzieren. Dieses Szenario erfordert im Gegensatz zum Szenario „Politische Massnahmen“ eine international abgeglichene CO₂-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik. Insbesondere ist eine Technologieentwicklung und -einführung in internationaler Arbeitsteilung notwendig. Diese Ziele bedingen zudem eine vertiefte internationale Zusammenarbeit im Bereich Forschung und Entwicklung.

Abbildung 2-3: Zentrale Annahmen zur Rahmenentwicklung

		2008	2020	2035	2050
Rahmenentwicklung: Für alle Szenarien					
Bevölkerung	Mio.	7.7	8.4	8.9	9.0
BIP, real in Preisen von 2010	Mrd. CHF	543	618	700	801
EUR/CHF-Wechselkurs		0.63	0.70	0.74	0.81
USDollar/CHF-Wechselkurs		0.92	1.02	1.15	1.33
Preisentwicklung für "WWB" und "POM"					
Rohöl Weltmarktpreis, real in Preisen von 2010	US\$/b	95	100	114	117
Rohöl Weltmarktpreis, real in Preisen von 2010	CHF/t	857	838	953	975
Gas Weltmarktpreis, real in Preisen von 2010	CHF/t	640	757	842	846
CO ₂ -Preis aus ETS, real in Preisen von 2010	\$/t CO ₂	20	38	50	56
CO ₂ -Preis aus ETS, real in Preisen von 2010	CHF/t CO ₂	22	37	44	42
Preisentwicklung für "NEP"					
Rohöl Weltmarktpreis, real in Preisen von 2010	US\$/b	95	91	91	83
Rohöl Weltmarktpreis, real in Preisen von 2010	CHF/t	857	766	766	707
Gas Weltmarktpreis, real in Preisen von 2010	CHF/t	640	708	727	672
CO ₂ -Preis aus ETS, real in Preisen von 2010	\$/t CO ₂	20	45	120	137
CO ₂ -Preis aus ETS, real in Preisen von 2010	CHF/t CO ₂	22	44	105	103

Quelle: Prognos (2012).

3 Das Modell im Überblick

Berechenbares Gleichgewichtsmodell für die Schweiz

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 werden mit dem berechenbaren Gleichgewichtsmodell SWISSGEM_E für die Schweiz berechnet. Das Gleichgewichtsmodell baut auf den energetischen Resultaten der bottom-up-Modelle auf und zeichnet sich durch eine hohe Disaggregation bei den Wirtschaftssektoren (62 Branchen) und den Haushalten (15 Haushaltstypen) aus. Weiter wird das Steuersystem der Schweiz detailliert abgebildet. Es wird differenziert zwischen Mehrwertsteuer, Einkommenssteuern, Lohnnebenkosten, Gewinn- und übrige Steuern.

Nachfolgend werden zuerst die wirtschaftstheoretischen Grundlagen kurz dargelegt und dann auf die wichtigsten Eigenschaften des Modells eingegangen. Weitere Details zur Modellierung und Parametrisierung des Modells finden sich im Anhang A, Kapitel 9.

Wirtschaftstheoretische Grundlagen

Wirtschaftsgeschichtliche Grundlage für die allgemeine Gleichgewichtstheorie ist die (so genannte "neoklassische") Wohlfahrts-Theorie. Sie geht davon aus, dass unter bestimmten Bedingungen (z.B. keine externen Kosten, keine Monopole) die Marktwirtschaft mit freien Wettbewerbsmärkten diejenige Wirtschaftsform ist, die am ehesten einen volkswirtschaftlich optimalen Einsatz knapper Ressourcen gewährleisten kann. In der klassischen Theorie geht man von vollständiger Konkurrenz in den verschiedenen Märkten aus. Die zentralen Annahmen zum Verhalten der Wirtschaftssubjekte sind:

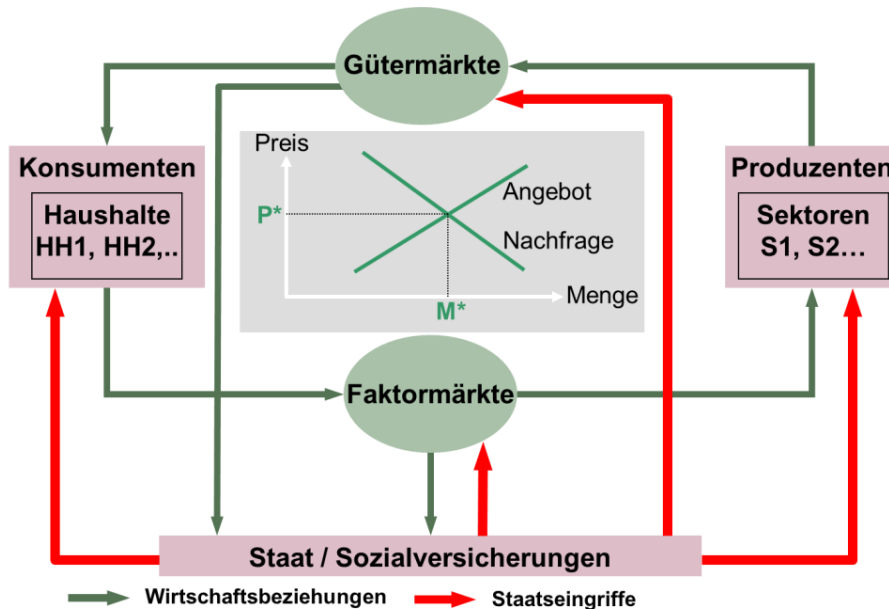
- Haushalte maximieren ihren Nutzen.
- Unternehmen maximieren ihren Gewinn.
- Haushalte und Unternehmen gehen bei ihrer Nutzen- bzw. Gewinnmaximierung zweckrational vor - es gilt das ökonomische Prinzip: Mit gegebenen Mitteln soll ein maximaler Erfolg erzielt werden (Maximierungsprinzip) bzw. ein vorgegebenes Ziel soll mit geringst möglichen Mitteln erreicht werden (Minimierungsprinzip).

Grundstruktur von allgemeinen Gleichgewichtsmodellen

Die Gleichgewichtstheorie ist die mathematisch-analytische Fortführung der mikroökonomisch fundierten Wohlfahrtstheorie. Die Gleichgewichtstheorie kombiniert das Modell des Optimierungsverhaltens mit der Untersuchung von Gleichgewichtszuständen: Es geht darum, auf den Faktor- und Gütermärkten auf Grund von Nachfrage- und Angebotsfunktionen ein Gleichgewicht zu finden (vgl. Abbildung 3-1). Das Verhalten der Haushalte wird dabei mittels Nutzenfunktionen und dasjenige der Unternehmen mittels Produktionsfunktionen beschrieben.

Die Preise spielen bei der Koordination von Angebots- und Nachfrageentscheidungen der Wirtschaftssubjekte eine zentrale Rolle. Über die Preise sind alle Märkte miteinander verknüpft. Im Gleichgewicht bleibt der Preis nach seinem Zustandekommen konstant.

Abbildung 3-1: Staatseingriffe im Gleichgewichtsmodell



Der grosse Vorteil von Gleichgewichtsmodellen liegt in der expliziten Formulierung und modellmässigen Erfassung von Staatseingriffen in das Wirtschaftsgeschehen (vgl. Abbildung 9-1). Für die Modellierung der Szenarien POM und NEP werden folgende zusätzlichen staatliche Eingriffe erfasst:

- Gütermärkte: Die fossilen Energiegüter und der Strom werden mittels einer CO_2 - und Stromlenkungsabgabe verteuert.
- Faktormärkte (Arbeit und Kapital): Ein Teil der Einnahmen aus der CO_2 - und Stromabgabe wird dazu verwendet die Lohnnebenkosten zu senken.
- Haushalte: Ein Teil der Einnahmen aus der CO_2 - und Stromabgabe wird über eine Pro-Kopf-Pauschale an die Haushalte zurückverteilt.
- Produzenten: Ein Teil der Produzenten wird dem EU-ETS unterstellt bzw. wird von der Stromabgabe ausgenommen.

Exkurs: SWISSGEM_E - Modellcharakterisierung

SWISSGEM_E kann wie folgt zusammenfassend charakterisiert werden:

- *Berechenbares Einländer-Gleichgewichtsmodell* für die Schweiz basierend auf der Input-Output-Tabelle 2008 (inkl. Energiedaten 2008), kalibriert auf die unterstellte Rahmenentwicklung gemäss Energiestrategie 2050. Wir unterstellen myopisches Verhalten der Wirtschaftsakteure, d.h. die Wirtschaftsakteure lassen sich in ihren Entscheidungen von den aktuellen Preisen leiten, sind also nicht informiert über die in der Zukunft liegende Preisentwicklung.⁶ Mit der rekursiven Dynamik wird die Veränderung des Kapitalstockes über die Jahre explizit modelliert.
- *Wirtschaftsakteure:*
 - 62 Wirtschaftssektoren
 - 15 verschiedene Haushaltstypen, unterteilt nach Lebensstandard (Quintile), Erwerbsstatus (Erwerbstätige und Rentner), Familientyp (mit/ohne Kinder).
 - Staat (Bund, Kantone und Gemeinde) und Ausland mit Armington-Formulierung (siehe Anhang A)
- Spezielle Berücksichtigung der *Energiesektoren*
- Bottom-up-Formulierung der *Elektrizitätsproduktion* (Unterteilung in folgende Stromerzeugungstechnologien: Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke, Kernkraftwerke, Gasbefeuerte Kraftwerke (Gas Kombikraftwerke, WKK), Rest (KVA, fossile Kraftwerke), Biomasse, Wind, Photovoltaik, Geothermie). Bei der bottom-up-Formulierung wurde auch berücksichtigt, dass die stochastische Einspeisung der Photovoltaik und Windkraft zusätzliche Netzkosten von 0.31 Rp./kWh_{el} verursachen.
- *Kalibrierung der Energienachfrageentwicklung auf die bottom-up-Modellresultate (Prognos 2012)* des Szenarios „Weiter wie bisher“ der Energiestrategie 2050
- *Detaillierte Erfassung des Schweizer Steuersystems:*
 - Mehrwertsteuer, unter Berücksichtigung der Schattenbesteuerung auf Vorleistungen und Investitionen gemäss Input-Output-Tabelle 2008
 - Direkte Bundessteuer für natürliche Personen
 - Einkommenssteuer Kantone/Gemeinde
 - Lohnnebenkosten (AHV-Beiträge usw.)
 - Gewinnsteuer (ad hoc als „Trade tax“ auf dem Kapitaleinsatz)
 - Restliche Outputsteuern und Produktionssubventionen
- Homogener und geräumter *Arbeitsmarkt* (nur freiwillige „Arbeitslosigkeit“) mit flexiblem Arbeitsangebot (Labor-Leisure-Choice). Das Beschäftigungspotenzial wird durch die Bevölkerungsperspektiven vorgegeben. Weiter wird unterstellt, dass die Energiestrategie 2050 die Migration nicht beeinflusst.
- Internationale Kapitalmobilität: Kapital ist international mobil, wobei Kapitalimport und Kapitalexport mit Transaktionskosten im Umfang von 1% verbunden sind. Ist diese Transaktionsschwelle überschritten, gilt vollständige Kapitalmobilität.
- *Möglichkeit zur Berücksichtigung von CO₂-Backstop-Technologien:* Die Berechnungen werden zuerst ohne Backstop-Technologien durchgeführt und nachgelagert der Einfluss einer Berücksichtigung von Backstop-Technologien analysiert (siehe Kapitel 5).

⁶ Bei einem volldynamischen Modell entscheiden die Wirtschaftsakteure auf Basis der heutigen und der künftigen Preise, d.h. die Wirtschaftsakteure sind vollständig informiert („perfect foresight“). Bei einem volldynamischen Modell besteht keine Unsicherheit zur künftigen Preisentwicklung.

Modellierte Massnahmen / Instrumente

Mit dem Gleichgewichtsmodell werden die mittel- bis längerfristigen volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 berechnet. Dabei können die kurzfristig anberaumten Massnahmen des Szenarios POM nicht im Detail abgebildet werden. Die Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen erfolgt auf der Annahme, dass mittel- bis längerfristig, die Energiestrategie von einem Förder- zu einem Lenkungssystem umgebaut wird. Es werden daher die mittel- bis längerfristig eingesetzten Instrumente im Modell erfasst, es sind dies:

- **ETS – Emission Trading Scheme:** In der vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass die energieintensiven Sektoren (siehe Kapitel 5) in einem Schweizer ETS, welches mit dem EU-ETS verknüpft ist, Emissionsrechte frei handeln können. Es wird davon ausgegangen, dass die Emissionsrechte auktioniert werden. Der Preis für die EU-ETS-Allowances wird exogen vorgegeben (vgl. Abbildung 2-3). Zu beachten ist, dass die Stromerzeugung ebenfalls unter das EU-ETS fällt.
- **CO₂-Abgabe:** Für die Schweiz wird eine Lenkungsabgabe nach Massgabe der CO₂-Emissionen erfasst: Die CO₂-Abgabe wird auf Brenn- und Treibstoffen in allen Sektoren, die nicht dem EU-ETS angehören, erhoben. Die CO₂-Emissionsreduktionsziele werden exogen vorgegeben (gemäss Vorgaben für die Szenarien POM und NEP) und die zur Zielerreichung nötige CO₂-Abgabe wird endogen berechnet.
- **Elektrizitätsabgabe mit Ausnahmeregelung:** Auf der Stromseite wird eine Elektrizitätsabgabe nach Massgabe des Stromverbrauchs erfasst. Das Gleichgewichtsmodell wurde so aufgesetzt, dass einzelne Sektoren von der Elektrizitätsabgabe befreit werden können. Da die Ausnahmeregelung noch nicht definiert ist, haben wir für die vorliegende Arbeit die EU-ETS-Sektoren von der Elektrizitätsabgabe befreit.

Die Stromreduktionsziele werden exogen vorgegeben (gemäss Vorgaben für die Szenarien POM und NEP) und die zur Zielerreichung nötige Stromabgabe wird endogen berechnet.

- **Rückverteilung der Einnahmen aus der CO₂- und Stromabgabe:** Die Rückverteilung der CO₂- und Stromabgabe erfolgt nach dem bereits heute angewendeten Rückverteilungsmechanismus der CO₂-Abgabe: Ein Teil wird an die Wirtschaft via Senkung der Lohnnebenkosten und der Rest an die Bevölkerung über eine Pro-Kopf-Pauschale rückverteilt. Vereinfachend werden je die Hälfte an Wirtschaft und Bevölkerung rückverteilt. Weitere Rückverteilungsvarianten sind möglich. Die Analyse der Wahl der optimalen Rückverteilung wird in einem separaten Bericht analysiert.⁷
- **Weitere Massnahmen:** Die bereits implementierten Massnahmen wurden über Energieeffizienzfortschritte erfasst, welche aus den Vorgaben zur Referenzentwicklung („Weiter wie bisher“) abgeleitet werden.

⁷ Ecoplan (2012), Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer ökologischen Steuerreform.

Parametrisierung des Modells

Das Modell verwendet die neuesten ökonometrischen Resultate (Elastizitäten, Mohler und Müller 2012). Sie ermöglichen Aussagen zu mittelfristigen Auswirkungen von Preisänderungen auf die Wirtschaft. Für die Aussagen zum Zeithorizont von 2020 sind die Resultate dieser ökonometrischen Studien im Modell verwendet worden. Langfristig kann die Wirtschaft auf diese Preiserhöhungen flexibler (elastischer) reagieren, deshalb wird im Modell davon ausgegangen, dass die ökonometrisch ermittelten Elastizitäten u.a. auch aufgrund des technischen Fortschritts bis ins Jahr 2035 bzw. 2050 um 25% bzw. 50% zunehmen.

Innovationsanreize und First Mover Vorteile nicht eingerechnet

Empirisch gibt es Belege, dass energiepolitische Massnahmen in Einzelfällen Innovationsanreize auslösen können. In Bezug auf die generelle, gesamtwirtschaftliche Innovationswirkung einer CO₂- oder Stromabgabe gibt es kaum empirische Evidenz. Grundsätzlich darf aber davon ausgegangen werden, dass zumindest das Potenzial bzw. das Umfeld für Innovationen vergrössert bzw. verbessert wird. Verschiedene Berichte der OECD⁸ weisen darauf hin, dass mit Energieabgaben oder allgemeiner Umweltabgaben die Innovation gefördert wird.

Ähnliches wie für die Innovationsanreize gilt auch für die First Mover Vorteile: Grundsätzlich hat die Schweiz – immer noch – eine relativ gute Ausgangslage für Energieeffizienztechnologieexporte (hohe Welthandelsanteile und Patente im Bereich von Energieeffizienz-Technologien).⁹ Allerdings ist festzuhalten, dass durch eine Abgabe veränderte relative inländische Preise lediglich ein einzelner Einflussfaktor für die technologische Leistungs- und Exportfähigkeit der Schweizer Energieeffizienz-Branchen darstellen.

In den nachfolgenden Berechnungen werden Innovationsanreize und First Mover Vorteile nicht berücksichtigt.

Externe Kosten – nachgelagerte Berechnung der eingesparten externen Kosten

Im Gleichgewichtsmodell nicht enthalten sind die externen Kosten des Energieverbrauchs und der Energieproduktion. Die Veränderungen in den externen Kosten werden nachträglich auf Basis der veränderten Energieproduktion und –nachfrage berechnet.¹⁰

⁸ Vgl. bspw. OECD (2006) und OECD (2010).

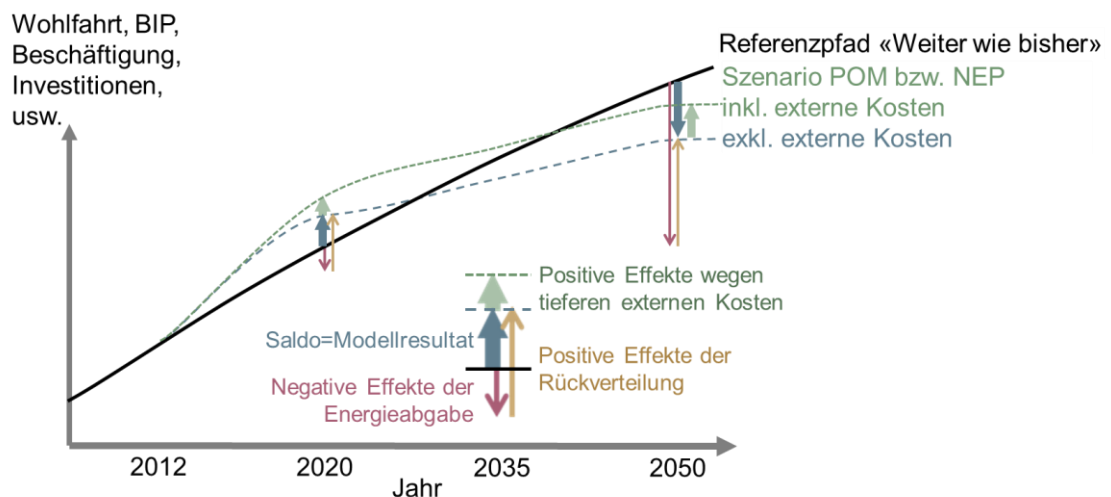
⁹ Vgl. dazu Econcept (2008) oder den Masterplan Cleantech des Bundesamts für Berufsbildung und Technologie (2011) bzw. insbesondere die darin zitierten Studien Ostertag (2011) und Arvanitis, Ley, Wörter (2011). Diese und weitere Studien zu dieser Thematik sind zu finden unter www.cleantech.admin.ch.

¹⁰ Der Nachteil der „nachgelagerten“ Berechnung der externen Kosten ist, dass keine „optimale“ CO₂- oder Energieabgabe unter Berücksichtigung der externen Effekte der Energieproduktion und des Energieverbrauchs berechnet werden kann. Dies ist für die vorliegende Analyse nicht relevant, da wir die CO₂- oder Energieabgabe auf Basis von vorgegebenen CO₂- und Stromzielen berechnen.

Modell berechnet Auswirkungen im Vergleich zum Referenzszenario „Weiter wie bisher“

Mit dem Gleichgewichtsmodell SWISSGEM_E wird berechnet, welche Abweichungen vom Referenzszenario „Weiter wie bisher“ bei einem politischen Eingriff zu gewärtigen sind. Wie im vorgängigen Kapitel dargestellt, werden zwei verschiedene Szenarien berechnet: Szenario POM („Politische Massnahme“) und Szenario NEP („Neue Energiepolitik“). Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Szenarien POM und NEP zeigen sich als Abweichung vom Referenzszenario „Weiter wie bisher“. Die Berechnungen wurden für die drei Milestone-Zeitpunkte 2020, 2035 und 2050 durchgeführt (vgl. nachfolgende Abbildung).

Abbildung 3-2: Auswirkungen im Vergleich zum Referenzszenario WWB „Weiter wie bisher“



Höhere Abgaben auf Energie vermindern das Einkommen der Produzenten und Haushalte und führen zu (erwünschten) Ausweichreaktionen. Eine zusätzliche Abgabe führt also zu Zusatzlasten für Haushalte und Produzenten und ist mit Wohlfahrtsverlusten verbunden. Mit der Rückverteilung der Einnahmen aus der CO₂- und Stromabgabe können Zusatzlasten bestehender Steuern vermindert werden, was zu positiven Auswirkungen führt. Der Saldo der Veränderung der Zusatzlasten wird mit dem berechenbaren Gleichgewichtsmodell berechnet.

Die (erwünschten) Ausweichreaktionen der CO₂- und Stromabgabe führen zu einem geringeren Verbrauch von fossilen Brenn- und Treibstoffen und weniger Stromverbrauch. Es entstehen also Sekundärnutzen durch bspw. weniger Luftverschmutzung, die sogenannten externen Kosten nehmen ab, die Wohlfahrt verbessert sich. Die im berechenbaren Gleichgewichtsmodell berechnete Wohlfahrt ist also hinsichtlich dieser sinkenden externen Kosten zu „korrigieren“. Damit dieser Schritt nachvollziehbar bleibt, haben wir bei der Wohlfahrt jeweils zwei Werte ausgewiesen: Der Wohlfahrtswert aus der Modellberechnung ohne Berücksichtigung der externen Kosten und ein Wohlfahrtswert, der die positiven Effekte der tieferen externen Kosten mitberücksichtigt.

Exkurs: Interpretationshilfe für das Verständnis der Modellresultate aus SWISSGEM_E

Nachfolgend wollen wir einige Aspekte zur Resultatinterpretation aufgreifen, die in der Diskussion von Modellresultaten und dem Vergleich von Resultaten aus anderen Modellen immer wieder auftauchen.

Modelling for insights not for numbers – Resultate sind Orientierungshilfe, keine Absolutaussagen

SWISSGEM_E ist ein optimierendes Systemmodell, das alternative Energieszenarien mit einem Referenzszenario vergleicht. Es werden also keine Prognosen gemacht, sondern szenarische Vergleiche vorgenommen. Hinzu kommt, dass wir einen sehr langen Zeithorizont (bis 2050) abdecken mit grossen Unsicherheiten in Bezug auf die exogene Rahmenentwicklung (Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, Energietechnologiefortschritte usw.). Die Resultate aus SWISSGEM-E werden daher nicht als absolute Grössen dargestellt, sondern dienen als Orientierungshilfe in Form eines Relativvergleichs zwischen alternativen Szenarien (modelling for insights not for numbers).

SWISSGEM_E – kein „starres“ Modell, sondern flexibel reagierende Akteure

Gleichgewichtsmodelle wie SWISSGEM_E basieren auf einem bestimmten Benchmarkjahr (in unserem Fall das Jahr 2008) und bilden die wirtschaftliche Verflechtung im Rahmen der Input-Output-Tabelle detailliert ab. Die Vorleistungskoeffizienten aus der Input-Output-Tabelle sind nur für das Benchmarkjahr 2008 fix, danach sind alle Vorleistungs- und Faktorbeziehungen flexibel, d.h. die Wirtschaftsakteure sind bspw. in der Lage höheren Energiepreisen mit Effizienzmassnahmen auszuweichen. Weiter ist zu erwähnen, dass das Modell keine „starren“ Preiselastizitäten kennt, sondern steigende Grenzkosten aufweist.

SWISSGEM_E – auch ein „free lunch“ ist möglich

Den Gleichgewichtsmodellen wird vorgeworfen, dass sie per Definition nur „negative“ Resultate einer ambitionierteren Energiepolitik berechnen. Dem wäre so, wenn im Gleichgewichtsmodell in der Ausgangslage keine Ineffizienzen wie zum Beispiel verzerrende Steuern, Subventionen oder institutionelle Hemmnisse berücksichtigt werden. In SWISSGEM_E werden u.a. das bestehende verzerrende Steuersystem sowie Subventionen berücksichtigt. Es ist also durchaus möglich, dass energiepolitische Massnahmen sogar ohne Berücksichtigung von externen Kosten positive Resultate berechnet, ein sog. „free lunch“ ist also auch in Gleichgewichtsmodellen möglich.¹¹

SWISSGEM_E – berücksichtigt technologischen Fortschritt, nicht aber endogenen Fortschritt

SWISSGEM_E baut für die kurz- bis mittelfristige Sicht (bis zum Jahr 2020) auf den heute beobachtbaren Substitutionsmöglichkeiten der Akteure auf. In Zukunft werden neue, bessere Effizienz- und Produktionstechnologien zur Verfügung stehen, die ein noch flexibleres Reagieren auf bspw. Energieabgaben ermöglichen. Dies wurde berücksichtigt, indem die Substitutionselastizitäten nach 2020 kontinuierlich erhöht wurden. Nicht berücksichtigt wurde aber der durch die Energiepolitik allenfalls zusätzlich ausgelöste Innovationsimpuls – sogenannter endogene technische Fortschritt (im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurden Berechnungen mit höheren Substitutionselastizitäten durchgeführt).

SWISSGEM_E und die heute bestehende Effizienzlücke

Viele Massnahmen wären heute eigentlich – wenn man sie isoliert betrachtet – für sich rentabel. Dies bedeutet aber nicht, dass energiepolitische Massnahmen zu volkswirtschaftlichen Gewinnen führen müssen. Die Gründe dafür können wir wie folgt zusammenfassen:

¹¹ Vgl. bspw. Ecoplan (2012), in dem bei einigen Rückverteilungsvarianten bei moderaten Energieabgaben auch ohne Berücksichtigung der externen Kosten positive Resultate erzielt werden.

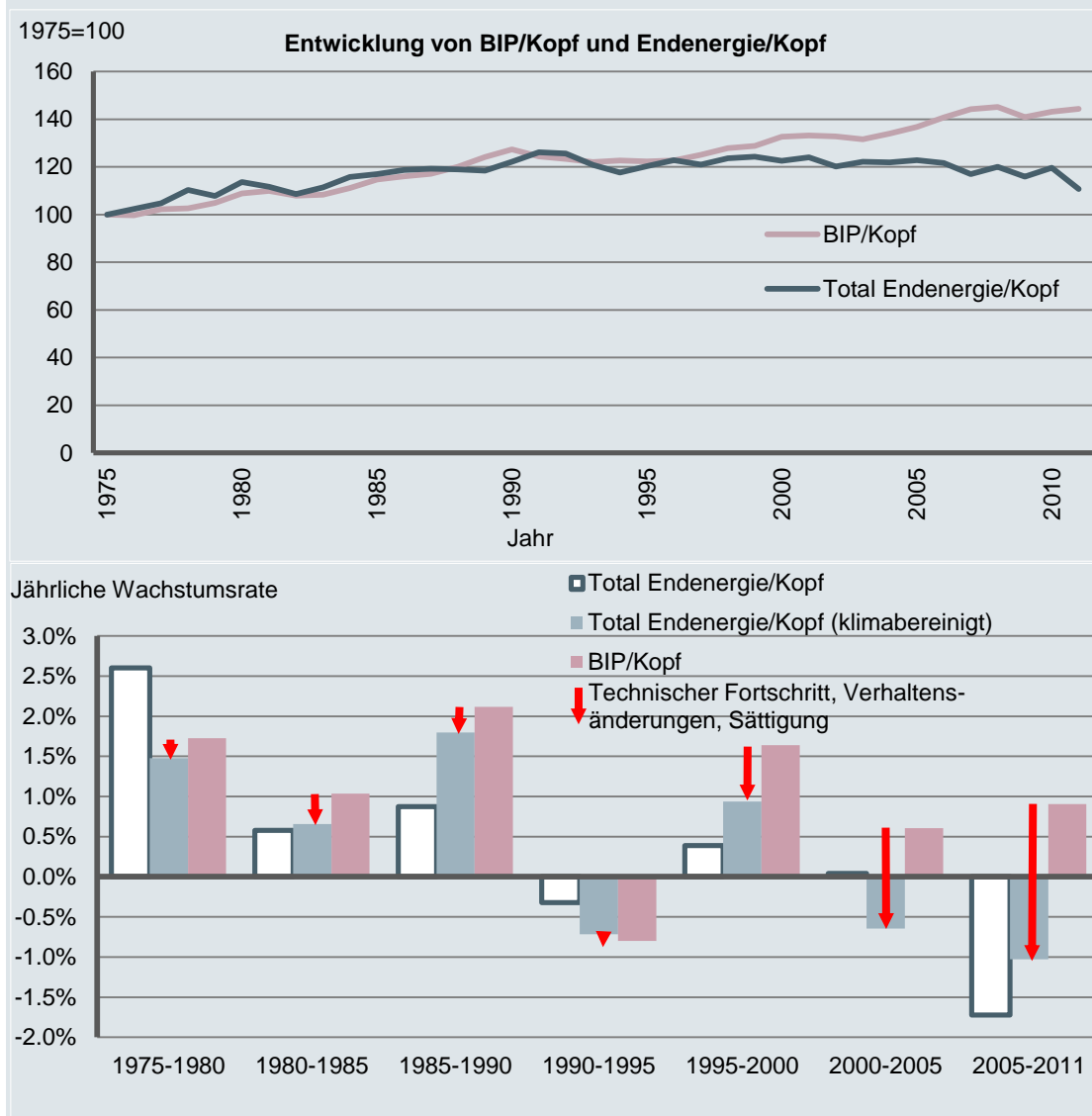
- *Referenzszenario – rechnet mit Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch:* Die heute zur Verfügung stehenden Technologien sind aufgrund des technischen Fortschrittes effizienter als die heute installierte Technologie. Die Energieeffizienzlücke, die sich aus dieser Diskrepanz berechnen lässt, wird aber in der unterstellten Referenzentwicklung bereits ausgeschöpft. Die Berechnungen von Prognos (2012) zeigen, dass die in den letzten Jahren beobachtbare Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch im Referenzszenario weitergeführt wird (vgl. nachfolgenden Exkurs).
- *Technologische Rentabilitätsrechnungen von Energie-Effizienzmassnahmen kalkulieren nicht mit volkswirtschaftlichen Grenzkosten:* Ein illustratives Beispiel: Ein Unternehmen investiert in Stromeffizienzmassnahmen. Die eingesparte kWh kostet das Unternehmen bspw. 12 Rp./kWh. Dies ist aus Sicht des Unternehmens rentabel, weil diese 12 Rp./kWh unter dem vom Unternehmen zu bezahlenden Strompreis liegen. Aus einzelbetrieblicher Sicht ist dies eine heute schon rentable Massnahme mit negativen Vermeidungskosten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht muss diese Massnahme aber nicht rentabel sein, da bspw. hauptsächlich Kosten bei der Stromproduktion (zu Grenzkosten von bspw. 8 Rp./kWh) nicht aber bei den Netzkosten eingespart werden. In diesem Falle lägen die volkswirtschaftlichen Grenzvermeidungskosten unter diesen 12 Rp./kWh und die Massnahme wäre aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht rentabel.
- *Technologische Rentabilitätsrechnungen von Energie-Effizienzmassnahmen berücksichtigt die Opportunitätskosten nicht:* Bei der Rentabilitätsrechnung für Einzelmassnahmen im Energieeffizienzbereich wird davon ausgegangen, dass es keine anderen rentablen Investitionen mehr gibt. Die volkswirtschaftliche Analyse geht aber davon aus, dass es neben den Energieeinspar-Investitionen noch andere rentable Investitionen gibt, die mit den Energieeinspar-Investitionen konkurrieren. Dies gilt insbesondere für Investitionen in das produktive „Kerngeschäft“ bei Unternehmen. Die Berücksichtigung dieser Opportunitätskosten erklärt einen guten Teil der Differenz zwischen der technologischen Rentabilitätsrechnung von Einzelmassnahmen und der gesamtwirtschaftlichen Analyse. Die Opportunitätskosten sind auch einer der wesentlichen Gründe, weshalb aus den technologischen Rentabilitätsberechnungen von Einzelmassnahmen nicht direkt auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten geschlossen werden kann. Negative Einsparkosten bedeuten nicht, dass man gesamtwirtschaftlich Geld spart, wenn man in diese Einsparmassnahmen investiert.
- *Energiepolitische Massnahmen kosten (Vollzugskosten, Transaktionskosten usw.):* Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind auch die Kosten der energiepolitischen Massnahmen zu berücksichtigen. Es sind dies bspw. Vollzugskosten beim Staat, die Transaktionskosten bei den privaten Akteuren (bspw. die Zeit und den Aufwand für die Informationsbeschaffung, Projektorganisation usw.) oder volkswirtschaftliche „verzerrende“ Wirkungen von Abgaben zur Finanzierung von Förderbeiträgen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass wenn „rentabel“ erscheinende Massnahmen nicht freiwillig gemacht werden, irgendwelche Hindernisse vorhanden sind (bspw. Marktversagen bzw. Marktbarrieren in Bezug auf Liquiditätsrestriktionen, Vermieter-Mieter-Dilemma, Informationsdefizite usw.). Im Modell werden implizit die privaten Transaktionskosten berücksichtigt, aber keine Vollzugskosten beim Staat. Diese dürften aber beim vorgeschlagenen Lenkungssystem vernachlässigbar sein. Mit grösseren Vollzugsaufwendungen ist - je nach Ausgestaltung - bei den Ausnahmeregelungen zu rechnen.
- *Rebound-Effekt:* Der technologische Fortschritt ist ein wichtiger Treiber für die sich verbessernde Energieeffizienz. Werden bspw. Geräte immer energieeffizienter, so müssen Haushalte und Unternehmen weniger Geld für den Betrieb dieser Geräte aufwenden. Das frei werdende Geld wird aber anderweitig eingesetzt: Bspw. können dafür mehr solcher Geräte (typisches Beispiel ist die Beleuchtung) oder grössere Geräte (bspw. Kühlschränke) eingesetzt werden. In diesem Fall spricht man von einem Rebound-Effekt. Aber auch dann, wenn das frei werdende Geld nicht direkt in ein

„mehr vom selben“ gesteckt wird, wird der Konsum von anderen Gütern steigen und damit auch der Energieverbrauch. Damit wird selbstverständlich nicht der ganze Energieeinspareffekt kompensiert, was im gesamtwirtschaftlichen Gleichgewichtsmodell SWISSGEM_E berücksichtigt wird.

Exkurs: Entkoppelung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum
Entkopplung beschleunigt sich – Endenergieverbrauch/Kopf sinkt

Wie die Abbildung 3-3 zeigt, ist der klimabereinigte Endenergieverbrauch/Kopf vor allem ab 1995 deutlich weniger stark gewachsen als das BIP/Kopf. Dies ist auf den technischen Fortschritt, Verhaltensänderungen, Sättigungstendenzen oder die bereits implementierten energie- und klimapolitischen Massnahmen zurückzuführen. Weiter ist zu beobachten, dass sich dieser Trend in den letzten 15 Jahren stetig verstärkt: In der Periode 1995 bis 2000 ist das BIP/Kopf um durchschnittlich jährlich 0.7% stärker gewachsen als der Endenergieverbrauch/Kopf, 2000 bis 2005 um +1.3% und 2005 bis 2011 um +1.9%.

Abbildung 3-3: Beschleunigte Entkopplung von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum

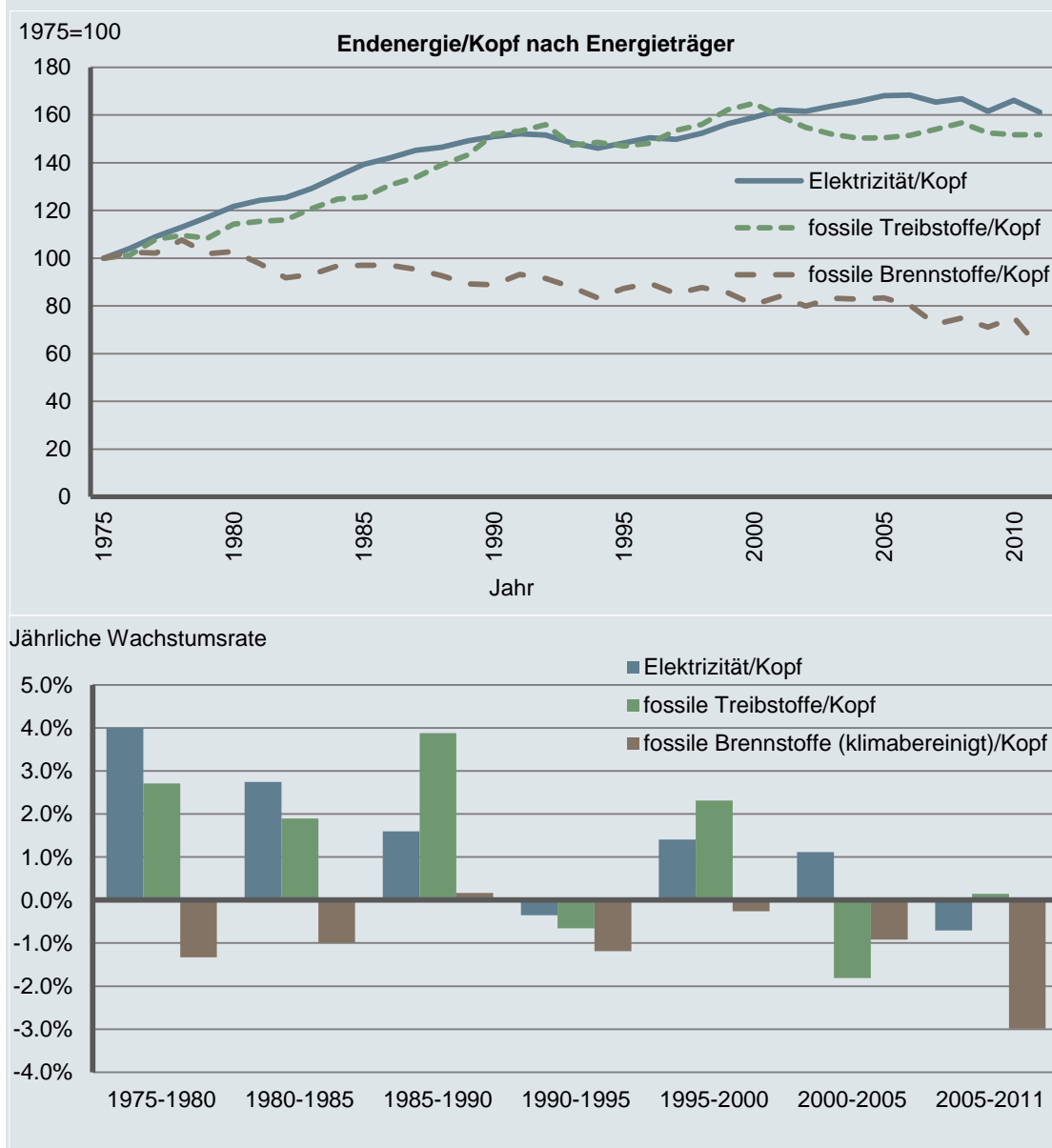


Quelle: Bundesamt für Energie (2012), Gesamtenergiestatistik 2011. Eigene Berechnung zur Klimabereinigung der fossilen Brennstoffe, Holz und Umweltwärme mit Hilfe der Heizgradtage.

Unterschiedliche Entwicklung bei den einzelnen Energieträgern

Für die einzelnen Energieträger ist eine unterschiedliche Entwicklung festzustellen: Der Pro-Kopf-Verbrauch an fossilen Brennstoffen hat seit 1975 mehr oder weniger stetig abgenommen (vgl. Abbildung 3-4). Ab 2005 hat sich dieser Rückgang beschleunigt. Bei den Treibstoffen nimmt der Pro-Kopf-Verbrauch bis zum Jahr 2000 zu, mit Ausnahme der rezessiven Phase Mitte der 90er-Jahre. Zwischen 2000 bis 2005 nimmt der Pro-Kopf-Treibstoffverbrauch ab und stabilisiert sich zwischen 2005 bis 2011. Der Pro-Kopf-Strom-Verbrauch nimmt bis 2005 zu, auch hier wieder mit Ausnahme der rezessiven Phase Mitte der 90er Jahre. Ab 2005 bis 2011 sinkt der Pro-Kopf-Strom-Verbrauch sogar leicht.

Abbildung 3-4: Pro-Kopf-Verbrauch nach Energieträgern



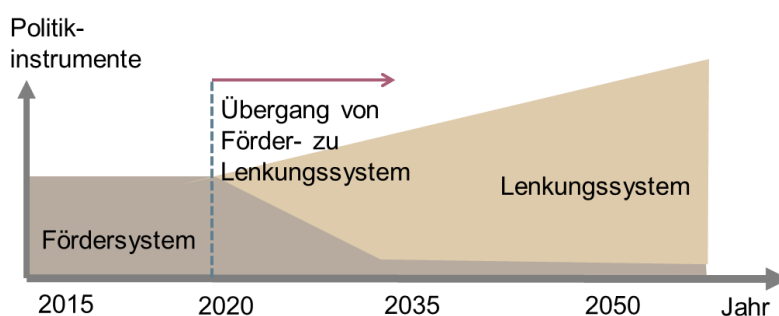
Quelle: Bundesamt für Energie (2012), Gesamtenergiestatistik 2011. Eigene Berechnung zur Klimabereinigung der fossilen Brennstoffe, Holz und Umweltwärme mit Hilfe der Heizgradtage.

4 Höhe der CO₂- und Stromlenkungsabgabe

Vom Förder- zum Lenkungssystem – ein rollender Lernprozess

Für die Bewertung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Szenarien POM und NEP konzentrieren wir uns auf die mittel- bis längerfristigen Milestones 2020, 2035 und 2050. Die aufgeführten Jahresabgrenzungen der Milestones sind als Grössenordnungen zu verstehen. Die effektiven Zeitpunkte der Etappen sind noch nicht definitiv festgelegt. Die nachfolgende Abbildung 4-1 zeigt, wie die Energiestrategie kurz-, mittel- und längerfristig ausgerichtet ist. In einer ersten Etappe soll ein Instrumentenmix von Förderung, Subventionen (bspw. Gebäudeprogramm), wettbewerblichen Ausschreibungen und verschärften Standards zum Einsatz kommen. Dieses „Fördersystem“ soll dann mittel- bis längerfristig in ein Lenkungssystem überführt werden. Dieses etappierte Vorgehen wurde aus folgenden Gründen gewählt: (1) Der mittel- bis langfristige Umbau zu einem weitgehend CO₂-freien und stromeffizienten Wirtschaftssystem gelingt nur, wenn die preislichen Anreize richtig gesetzt werden. Die Energiepreise sind über Lenkungsabgaben zu erhöhen, damit die Energie als „wertvolles“ Gut wahrgenommen wird und damit haushälterisch bzw. effizient umgegangen wird. (2) Die politische Umsetzung eines Lenkungssystems braucht Zeit. Damit die Zeit optimal genutzt werden kann, soll mit aufeinander abgestimmten Fördermassnahmen ein erster Umsetzungsschritt gemacht werden. (3) Auch ein Lenkungssystem stösst in der Umsetzung an seine Grenzen und muss für ein optimales Funktionieren der Lenkungswirkung durch weitere Massnahmen ergänzt werden. Mit den in der ersten Etappe installierten Fördermassnahmen können Erfahrungen gesammelt und das Zusammenspiel von Förder- und Lenkungswirkung in der Übergangsphase in einem Lernprozess optimiert werden.

Abbildung 4-1: Übergang von Förder- zu Lenkungssystem



Modellberechnungen zeigen mittel- bis längerfristige volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Lenkungssystems

Für die Berechnung im Gleichgewichtsmodell müssen wir einige vereinfachende Annahmen treffen. Die Erfassung der vielen einzelnen politischen Massnahmen für die erste Etappe und die Modellierung der Übergangsphase wäre sehr aufwendig. Für den Milestone 2020 unterstellen wir im Gleichgewichtsmodell, dass das Lenkungssystem bereits umgesetzt ist. Für das Jahr 2020 zeigen wir somit die „Schattenpreise“ für die vielen Massnahmen des Fördersystems, unter der Annahme, dass die Massnahmen optimal aufeinander abgestimmt sind. Es kann vermutet werden, dass die tatsächlichen „Schattenpreise“ des Massnahmenpakets über den hier berechneten „Schattenpreisen“ für das Jahr 2020 liegen. Diese Vermutung leiten wir aus der theoretischen Erkenntnis ab, dass mit einem Lenkungssystem die volkswirtschaftlichen Kosten eines Umbaus der Wirtschaft geringer sind, als mit einem Fördersystem.

Szenario POM: maximale CO₂-Abgabe von 210 CHF/t CO₂ und Stromabgabe von +23%

Damit die im Szenario POM angestrebte CO₂-Minderung und Stromnachfragereduktion mit einem Lenkungssystem erreicht werden kann, ist eine maximale CO₂-Abgabe von 210 CHF/t CO₂ (entspricht 55 Rp./Liter Heizöl EL) und eine maximale Stromabgabe von +23% (als Zuschlag auf dem Strompreis im WWB) nötig (vgl. Abbildung 4-2).

Abbildung 4-2: CO₂- und Stromnachfragereduktion und Abgabehöhen

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Reduktion im Vergleich zur Referenzentwicklung WWB						
CO₂-Emissionen (exkl. Stromproduktion, Fernwärme)	-5%	-17%	-26%	-15%	-44%	-63%
Stromnachfrage	-5%	-10%	-12%	-5%	-15%	-23%
Abgabehöhen / Schattenpreise (implizite Kosten) der Politikmassnahmen						
CO₂-Abgabe [CHF/t CO ₂]	70	140	210	150	540	1'140
Stromabgabe [als %-Zuschlag auf dem Strompreis]	11%	23%	22%	12%	31%	40%

Szenario NEP: Hohe Abgaben nötig

Im Szenario NEP („Neue Energiepolitik“) werden ambitionierte Ziele angestrebt. Bis 2050 sind die CO₂-Emissionen um 63% im Vergleich zur Referenzentwicklung WWB („Weiter wie bisher“) zu senken. Die CO₂-Reduktion kann aber nicht durch einen „fuel switch“ von den

fossilen Energieträgern zu Elektrizität erfolgen, da auch für die Elektrizitätsnachfrage ein Reduktionsziel von -23% i. Vgl. zum Referenzszenario WWB vorgegeben wird.

Zur Erreichung dieser ambitionierten Ziele wäre für das Jahr 2050 eine hohe zusätzliche CO₂-Abgabe von 1140 CHF/t CO₂ (entspricht 3.05 CHF/Liter Heizöl EL) und eine Stromabgabe von +40% (als Zuschlag auf dem Strompreis im WWB) nötig.

Backstop-Technologien als Bremse gegen sehr hohe CO₂-Abgaben

Als Backstop-Technologien werden solche Technologien verstanden, die fossile (allgemein erschöpfbare) Energieträger vollständig substituieren können. Die Backstop-Technologie zeichnet sich dadurch aus, dass sie unerschöpflich ist und in unbegrenzter Menge zur Verfügung steht. Wann eine solche Backstop-Technologie zur Verfügung steht und zu welchen Kosten, ist heute schwierig einzuschätzen. Insbesondere ist auch zu beachten, dass eine solche Technologie relativ lange Zeiträume für die Diffusion beansprucht. Im Rahmen dieser Arbeit werden wir untersuchen, wie sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen verändern, wenn im Jahre 2050 eine Backstop-Technologie zu Kosten eines CO₂-Abgabe-Äquivalents von 500 bzw. 800 CHF/t CO₂ zur Verfügung steht.

5 Auswirkungen auf die Wirtschaft

Nachfolgend werden die Auswirkungen der beiden Szenarien POM und NEP auf das Bruttoinlandprodukt (BIP) und auf die Beschäftigung dargestellt. Anschliessend werden die Ausenhandelseffekte (Exporte und Importe) und die Struktureffekte (Auswirkungen auf die Branchen) aufgezeigt.

5.1.1 Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung

Das BIP dient als Indikator für die Wirtschaftsleistung, ist aber nicht gleichzusetzen mit der Wohlfahrt, auf die im Kapitel 6 eingegangen wird. Die in der nachfolgenden Abbildung 5-1 dargestellten Veränderungen des BIPs im Vergleich zum Referenzszenario WWB können als Indikator für die „Belastung“ der Wirtschaft aufgrund der CO₂- und Energieabgabe dienen. Die Abbildung für die Auswirkungen auf das BIP enthält zwei Zeilen:

- Die erste Zeile zeigt den Niveau-Effekt des BIPs für die drei Jahre 2020, 2035 und 2050 und die beiden Szenarien POM und NEP.
- Die zweite Zeile zeigt, wie sich die Umsetzung der Massnahmen gemäss Szenario POM und NEP auf die jährliche BIP-Wachstumsrate auswirken.

Abbildung 5-1: Auswirkungen auf das BIP, Beschäftigung und Konsum [in %]

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Auswirkungen auf das BIP						
BIP-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB	-0.2%	-0.5%	-0.6%	-0.4%	-1.8%	-2.7%
Veränderung der jährlichen BIP-Wachstumsrate (jeweils bezogen auf das Jahr 2015)	-0.05%	-0.03%	-0.02%	-0.07%	-0.09%	-0.08%
Auswirkungen auf die Beschäftigung						
Beschäftigungs-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB [in %]	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.6%	-0.7%
Veränderung des Nettolohns i.Vgl. zum Referenzpfad WWB	-0.2%	-0.4%	-0.5%	-0.2%	-1.5%	-2.4%
Auswirkungen auf den Konsum						
Konsum-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB [in %]	-0.1%	-0.2%	-0.3%	0.0%	-1.0%	-1.9%

Szenario POM: Moderate BIP- und Beschäftigungs-Einbussen

CO₂- und Stromabgaben führen zu einem Niveaueffekt in Bezug auf die Nachfrage nach Arbeit und Kapital (Faktornachfrage) und zu einem Substitutionseffekt, weg von Energie, hin zu Arbeit und Kapital. Der Niveaueffekt zusätzlicher CO₂- und Stromabgaben ist negativ. Die Wirtschaft sieht sich konfrontiert mit einer zusätzlichen Belastung und vermindert die Faktornachfrage. Der Substitutionseffekt wirkt dagegen positiv auf die Faktornachfrage: CO₂- und Stromabgabe verringern den Einsatz von Energie in der Produktion und damit die Produktivität der Faktoren Arbeit und Kapital. Dies führt zu einem Sinken der realen Faktorentlohnung und damit zu einer relativen Verbilligung der Faktoren Arbeit und Kapital gegenüber Energie. Da ein Teil der CO₂- und Stromabgaben für eine Senkung der Lohnnebenkosten eingesetzt wird, führt dies zu einer weiteren Verbilligung des Faktors Arbeit gegenüber Energie.

Insgesamt überwiegt der Niveaueffekt, so dass das Bruttoinlandprodukt (BIP) im Szenario POM im Vergleich zum Referenzszenario WWB um -0.2% (Jahr 2020) bis -0.6% (Jahr 2050) abnimmt. Diese BIP-Abnahme ist so zu interpretieren, dass bspw. das BIP im Jahre 2050 im Szenario POM -0.6% unter dem BIP des Referenzszenarios WWB liegt. Wird dieser Niveauunterschied im BIP in jährliche BIP-Wachstumsraten umgerechnet, so entspricht dies einer Wachstumseinbusse von -0.02% pro Jahr.

Aufgrund von Substitutionseffekten fällt der Verlust an Beschäftigung weniger stark aus als der Rückgang des BIPs. Es muss mit Beschäftigungseinbussen von -0.1% (2020) bis maximal -0.2% (2050) gerechnet werden. Dass die Beschäftigung insgesamt sinkt, hängt mit den sinkenden Nettoeallöhnen zusammen. Hier spielen zwei Effekte eine zentrale Rolle: Einerseits führen die CO₂- und Stromabgaben – wie erwähnt – zu einer Verminderung der Produktivität des Faktors Arbeit. Die Abgabelast wird also – zumindest teilweise – auf den Faktor Arbeit überwältzt. Andererseits führt die Rückverteilung der Einnahmen aus der CO₂- und Stromabgabe zu einer Erhöhung der Reallöhne. Da insgesamt der Verlust an Produktivität überwiegt, sinken die Nettoeallöhne zwischen -0.2% (2025) bis -0.5% (2050): Die Nettolöhne liegen also im Jahr 2050 im Szenario POM um -0.5% tiefer als bei der Referenzentwicklung WWB.

Sinkende Reallöhne und der leichte Rückgang der Beschäftigung lässt auch den Konsum sinken: Von -0.1% (2020) bis maximal -0.3% (2050).

Szenario NEP: Spürbare BIP-Einbussen

Die Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung sind aufgrund der für die Zielerreichung deutlich höheren CO₂- und Stromabgaben im Szenario NEP grösser als im Szenario POM. Insgesamt muss mit BIP-Einbussen von -0.4% (2020) bis maximal -2.7% (2050) gerechnet werden. Wird dieser Niveauunterschied von -2.7 BIP% in jährliche BIP-Wachstumsraten umgerechnet, so entspricht dies einer Wachstumseinbusse von -0.08% pro Jahr. Die Beschäftigung sinkt um -0.2% (2020) bis maximal -0.7% (2050). Beim Konsum ist mit Einbussen von bis zu -1.9% (2050) zu rechnen. Im Jahr 2020 ist im Szenario NEP mit geringeren Konsumeinbussen zu rechnen als im Szenario POM, obwohl die CO₂-Abgabe im Szenario NEP hö-

her ist als im Szenario POM. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Szenario NEP eine international koordinierte Klimapolitik unterstellt wurde, welche im Szenario NEP tiefere Weltmarktpreise für die fossilen Energieträger zur Folge hat (vgl. dazu Abbildung 2-3).

Zu beachten ist, dass für das Jahr 2050 eine sehr hohe CO₂-Abgabe von über 1000 CHF/t CO₂ berechnet wird. Wie im vorgängigen Kapitel erwähnt, kann bis zum Jahr 2050 eine Backstop-Technologie vorliegen, die den Ersatz von fossilen Brenn- und Treibstoffen zu deutlich tieferen Kosten als 1000 CHF/t CO₂ leisten kann.

Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung mit Backstop-Technologie im Jahr 2050

Nachfolgend untersuchen wir die Auswirkung auf BIP und Beschäftigung unter der Annahme, dass bis 2050 eine CO₂-Backstop-Technologie vorliegt. Die nachfolgende Abbildung zeigt die CO₂-Abgabe, die Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung im Jahr 2050 für das Szenario NEP, unter der Annahme, dass eine Backstop-Technologie von 500 CHF/t CO₂ (entspricht rund 13 Rappen/kWh) bzw. 800 CHF/t CO₂ (entspricht rund 21 Rappen/kWh) vorliegt.

Abbildung 5-2: Auswirkungen auf das BIP, Beschäftigung und Konsum bei einer CO₂-Backstop-Technologie von 500 bzw. 800 CHF/t CO₂

	Szenario NEP		
	2050 ohne Backstop	2050 mit Backstop 500	2050 mit Backstop 800
CO₂-Vermeidungskosten [CHF/t CO₂]	1'140	500	800
BIP-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB [in %]	-2.7%	-1.8%	-2.4%
Beschäftigungs-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB [in %]	-0.7%	-0.5%	-0.6%
Konsum-Niveau-Effekt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB [in %]	-1.9%	-1.3%	-1.6%

Der Vergleich für das Jahr 2050 und das Szenario NEP zeigt, dass wenn 2050 eine CO₂-Backstop-Technologie von 500 oder 800 CHF/t CO₂ vorliegt, die Auswirkungen auf BIP, Beschäftigung und Konsum weniger negativ ausfallen. Die BIP Einbusse beträgt ohne Backstop-Technologie -2.7%. Mit einer Backstop-Technologie von 500 bzw. 800 CHF/t CO₂ beträgt die BIP-Einbusse nur noch -1.8% bzw. -2.4%.

5.1.2 Aussenhandelseffekte

Im Folgenden werden die sektoralen Aussenhandelseffekte analysiert, also die Auswirkungen der Szenarien POM und NEP auf die Exporte und Importe. Bei der Analyse der Aussenhandelseffekte ist zu beachten, dass die energieintensiven Sektoren dem EU ETS unterstellt sind und diese Sektoren auch von der Stromabgabe befreit sind. Die dem EU ETS unterstellten Sektoren bzw. von der Stromabgabe befreiten Sektoren sind: Stromerzeugungssektor, Mineralverarbeitungssektor, Chemie, Kunststoff, Nichtmetalle, Metalle, Papier, Luftverkehr sowie Steine und Erden. Die Diskussion, wie die Ausnahmeregelungen in einem Lenkungssystem ausgestaltet werden sollen, wurde noch nicht geführt. Daher ist die hier unterstellte Ausnahmeregelung als Arbeitshypothese zu verstehen.

Auswirkungen auf die Exporte

Im **Szenario POM** liegen die sektoralen Exporteinbussen im Jahr 2020 im Vergleich zum Referenzszenario WWB bei maximal -5% für den Sektor Metallherzeugung (vgl. Abbildung 5-3), dies obwohl dieser Sektor dem EU ETS unterstellt ist. Die Metallherzeugung ist ein typisches Beispiel für einen Sektor, der stark abhängig ist von der Entwicklung der Vorleistungspreise. Da sich diese aufgrund der CO₂- und Stromabgaben verteuern, ist mit einer Verteuerung der Produktion und als Folge davon mit einer Exporteinbusse zu rechnen. In den Jahren 2035 und 2050 muss – unter der Annahme, dass dieser Sektor nicht von den Abgaben ausgenommen ist – vor allem das Textilgewerbe und der vom Textilgewerbe belieferte Bekleidungssektor mit Exporteinbussen von bis zu 11% rechnen. Das Textilgewerbe ist relativ energieintensiv, hat einen hohen Vorleistungsanteil und einen tiefen Arbeitsanteil am Output, kann also nur unterdurchschnittlich von der Rückverteilung der Einnahmen aus der CO₂- und Stromabgabe via Senkung der Lohnnebenkosten profitieren.

Das **Szenario NEP** zeigt ein ähnliches Bild (vgl. Abbildung 5-4), wobei generell die Exportveränderungen i. Vgl. zum Referenzszenario WWB aufgrund der höheren CO₂- und Stromabgabe grösser ausfallen. Hohe Exporteinbussen sind vor allem beim Textilgewerbe (knapp über -30%) und dem Bekleidungssektor (-22%) zu verzeichnen. Beide Sektoren weisen aber einen kleinen Anteil am gesamten Export auf.

Der grösste Exporteur, der Sektor Chemie, muss mit keiner massgeblichen Veränderung bei den Exporten rechnen (das gilt für den gesamten Sektor, einzelne Chemie-Unternehmen können aber sehr wohl mit Exportrückgängen konfrontiert sein). Dies hat im Wesentlichen damit zu tun, dass der Sektor Chemie derjenige Sektor innerhalb des EU ETS ist, welcher die geringste CO₂-Intensität aufweist.

Abbildung 5-3: Szenario POM: Auswirkungen auf die Exporte i. Vgl. zum Referenzszenario WWB

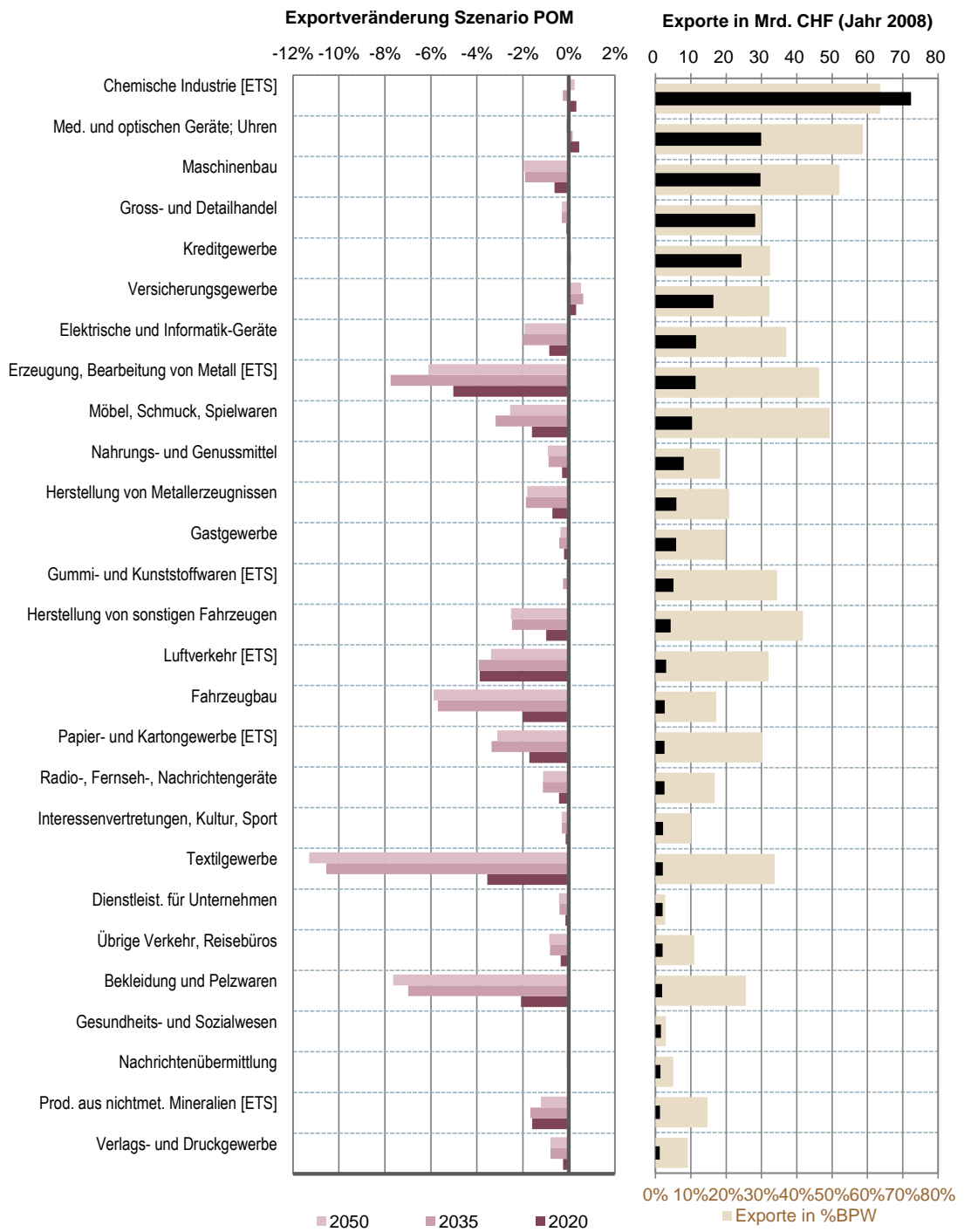
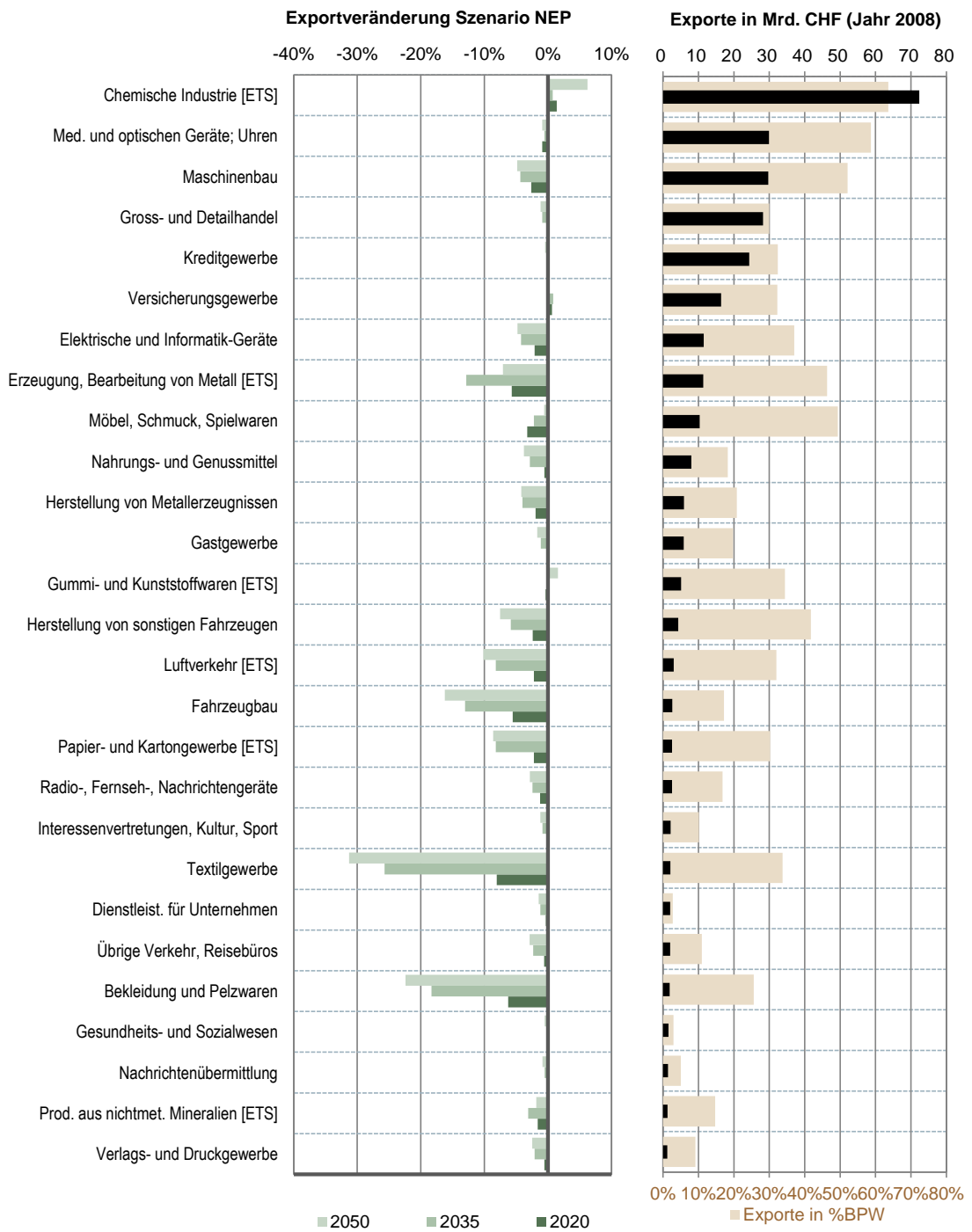


Abbildung 5-4: Szenario NEP: Auswirkungen auf die Exporte i. Vgl. zum Referenzszenario WWB



Auswirkungen auf die Importe

Bei den Importen ist ein massiver Rückgang bei den fossilen Energieträgern zu verzeichnen, der in etwa der CO₂-Reduktion entspricht (vgl. dazu Abbildung 4-2).

Grössere Veränderungen bei den Importen nicht-energetischer Güter sind im **Szenario POM** i. Vgl. zum Referenzszenario WWB nicht zu erwarten (vgl. Abbildung 5-5): Der maximale Importrückgang liegt bei knapp -2% für die Metallherzeugung und das Textilgewerbe.

Im **Szenario NEP** sind die Importveränderungen etwa doppelt so hoch wie im Szenario POM. Der maximale Importrückgang liegt bei rund -4% für die Metallherzeugung und das Textilgewerbe.

Für beide Szenarien sind die Importrückgänge durch die Substitution von energieintensiven Gütern hin zu weniger energieintensiven Gütern zu erklären. Die Nachfrage nach energieintensiven Gütern nimmt ab und damit auch die Importe.

Fazit: Grössere Effekte auf die Exporte sind insbesondere im Szenario NEP nicht auszuschliessen, betreffen aber – mit Ausnahme des Sektors Metallherzeugung – im Wesentlichen Sektoren mit einem relativ geringen Exportvolumina. Die grossen Exportsektoren müssen – wenn überhaupt – nur mit geringen Exporteinbussen rechnen. Die Importe gehen aufgrund der veränderten Binnennachfrage vor allem für die energieintensiven Güter leicht zurück.

Abbildung 5-5: Szenario POM: Auswirkungen auf die Importe i. Vgl. zum Referenzszenario WWB

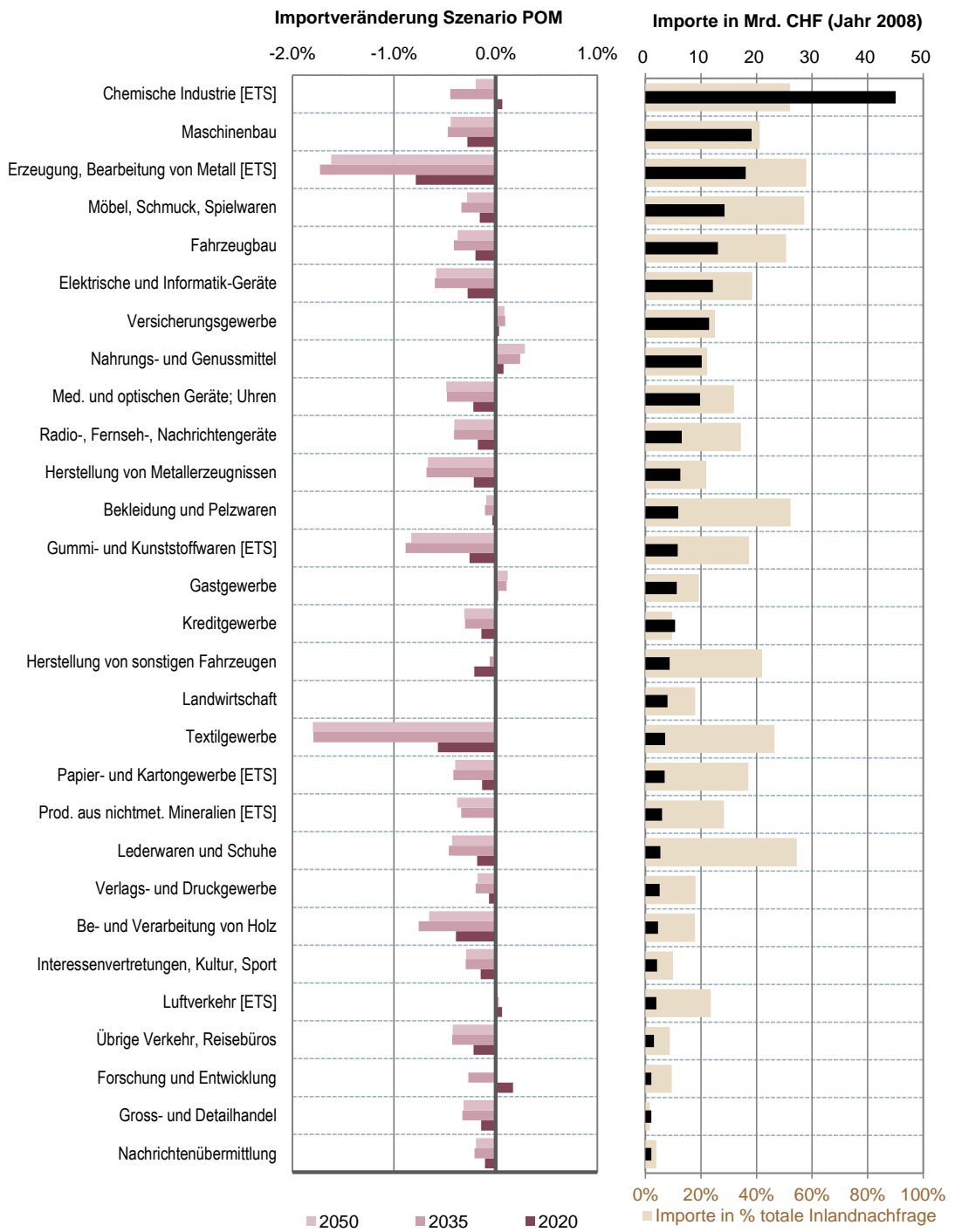
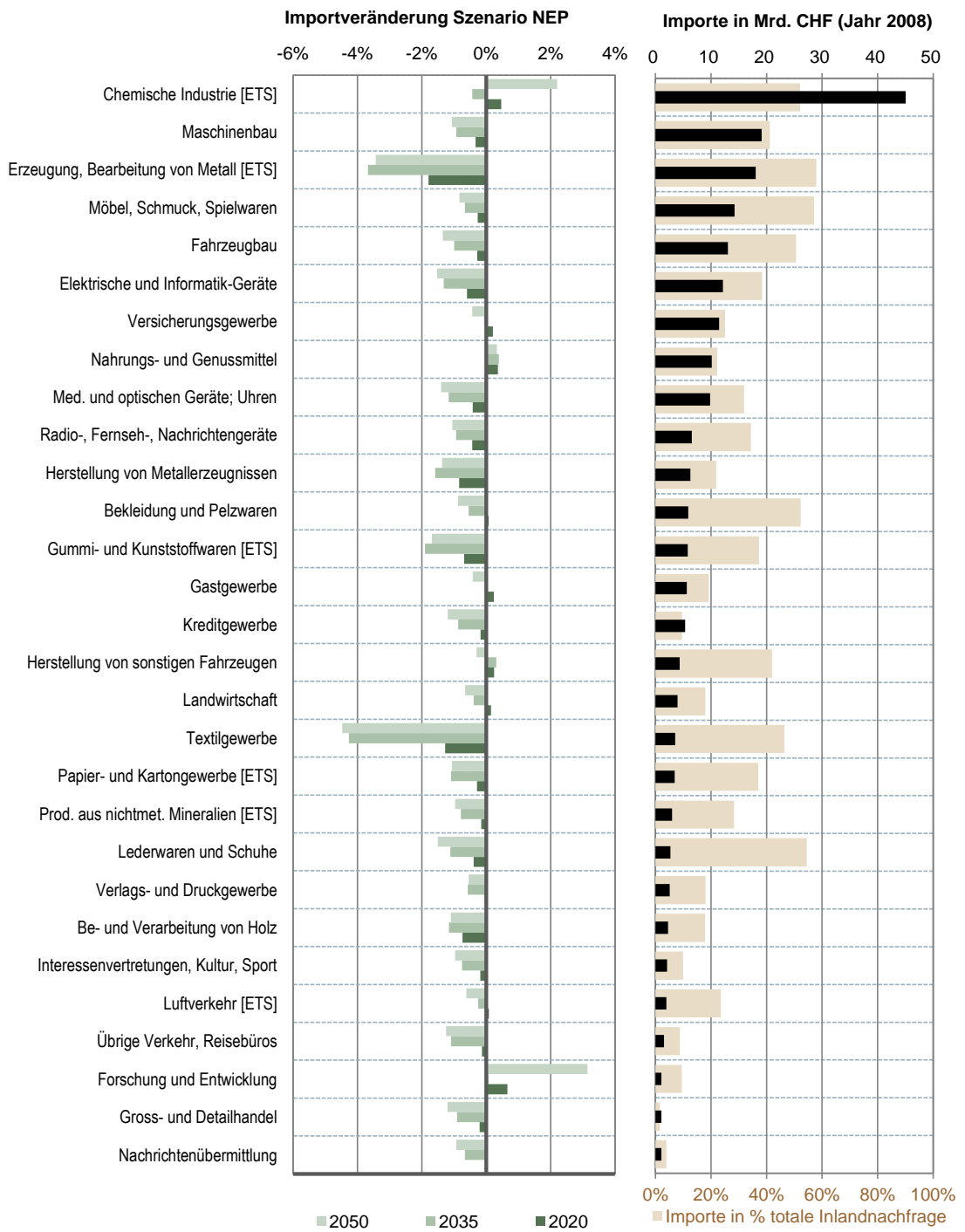


Abbildung 5-6: Szenario NEP: Auswirkungen auf die Importe i. Vgl. zum Referenzszenario WWB



5.1.3 Struktureffekte

Die strukturellen Veränderungen ergeben sich aus (1) der Veränderung der vorgängig diskutierten Aussenhandelseffekte und (2) aus der Veränderung der heimischen Nachfrage. Einleitend muss angemerkt werden, dass strukturelle Veränderungen nicht unerwünscht sind. Es geht ja gerade darum, mit der Energiestrategie zu einer für das Klima und die Energieeffizienz nachhaltigeren Wirtschaft zu finden, d.h. die Nachfrage so zu beeinflussen, dass weniger energie- und damit CO₂- und stromintensive Güter gekauft werden. Struktureffekte, die weg von den energie- bzw. CO₂-intensiven Gütern hin zu Gütern führen, die mit weniger CO₂-Emissionen produziert werden, sind somit geradezu erwünscht.

Erwünschte strukturelle Veränderungen

Die strukturellen Veränderungen in den beiden Szenarien POM und NEP gehen denn auch in die erwünschte Richtung: Die strom- und CO₂-intensiven Sektoren verlieren – mit Ausnahme der Verkehrssektoren – am meisten gemessen am Bruttoproduktionswert und als relative Veränderung zum Referenzszenario WWB (vgl. Abbildung 5-7 für das Szenario POM und Abbildung 5-8 für das Szenario NEP). Bei den Sektoren im EU ETS ist der Produktionsrückgang vorab durch den Rückgang der Inlandnachfrage und durch die Exporteinbussen zu erklären. Eine Ausnahme bildet der Sektor Chemie, der von einer – je nach Zeithorizont – nicht rückläufigen, teils sogar gesteigerten Inlandnachfrage profitiert. Von den gewichtigeren Sektoren haben vor allem Metallerzeugung und Fahrzeugbau mit einem Produktionsrückgang zu rechnen. Der grösste Produktionsrückgang zeigt das Textilgewerbe.

Zunahme bei den Transportsektoren

Der Bahnpersonenverkehr nimmt – trotz relativer Energieintensität – im Szenario POM bis zu +6% und im Szenario NEP um sogar +20% zu, dies immer im Vergleich zum Referenzszenario WWB. Dies ist auf die CO₂-Abgabe auf Treibstoffen zurückzuführen, welche zu einer erhöhten Nachfrage im öffentlichen Verkehr führt.

Beim Güterverkehr ist der Effekt deutlich geringer, da hier zusätzlich zu beachten ist, dass die Nachfrage nach den transportintensiven Gütern tendenziell abnimmt.

Fazit: Für die sechs grössten Sektoren der Schweiz (Chemie, Handel, Kreditgewerbe, Unternehmensdienstleistungen, Immobilienwesen und Baugewerbe) haben die Massnahmen der Energiestrategie 2050 gemäss Szenario POM und NEP kaum Auswirkungen auf das Produktionsniveau. Der grösste Sektor, der mit Produktionsrückgängen von -2% bis -3% rechnen muss, ist der Maschinenbau. Die grössten Einbussen von bis zu -30% erleidet der relativ kleine Sektor Textilgewerbe. Eine höhere Nachfrage führt vor allem beim öffentlichen Verkehr zu einer deutlichen Zunahme der Produktion.

Abbildung 5-7: Szenario POM: Auswirkungen auf den Output i. Vgl. zum Referenzszenario WWB

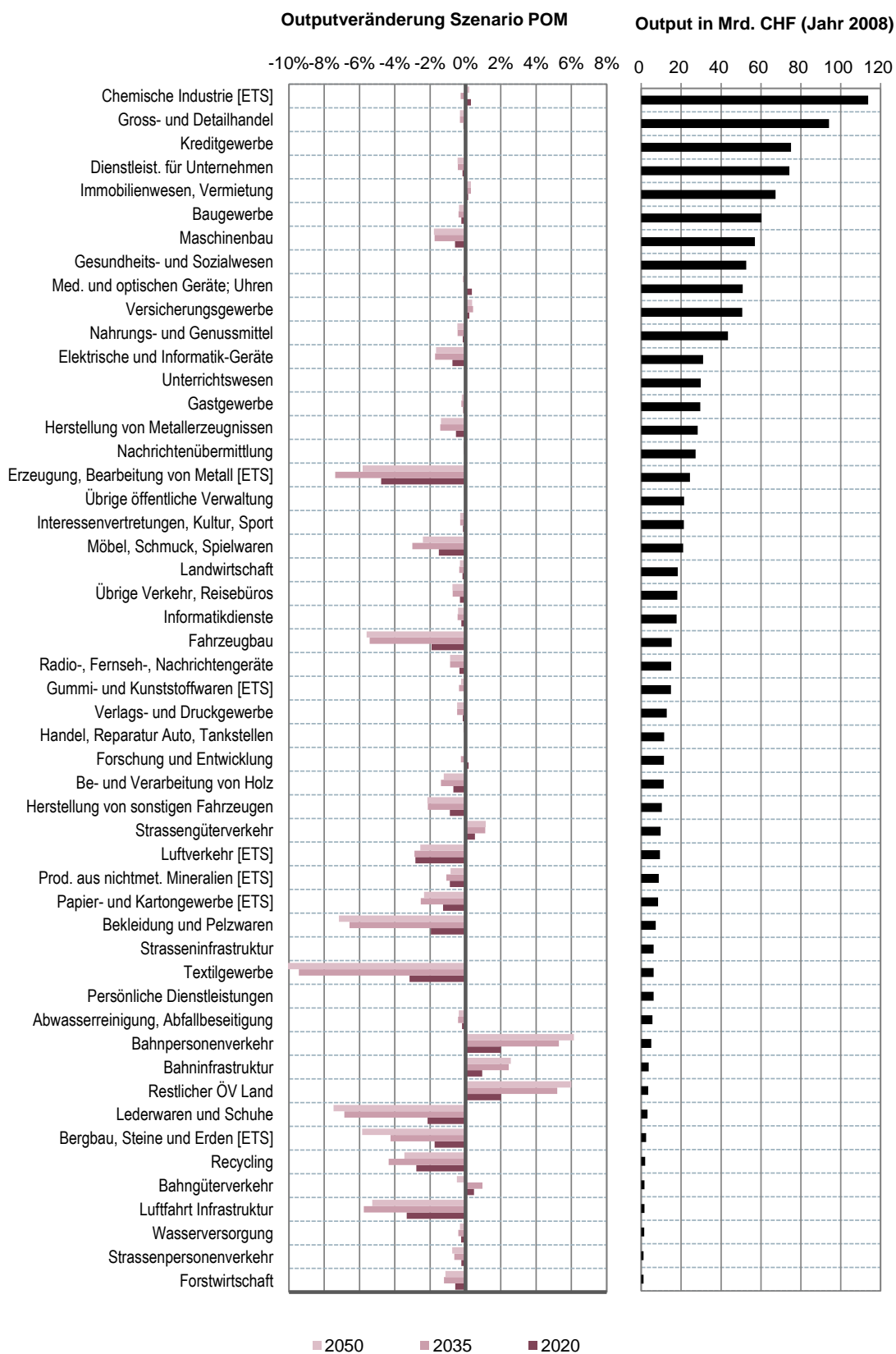
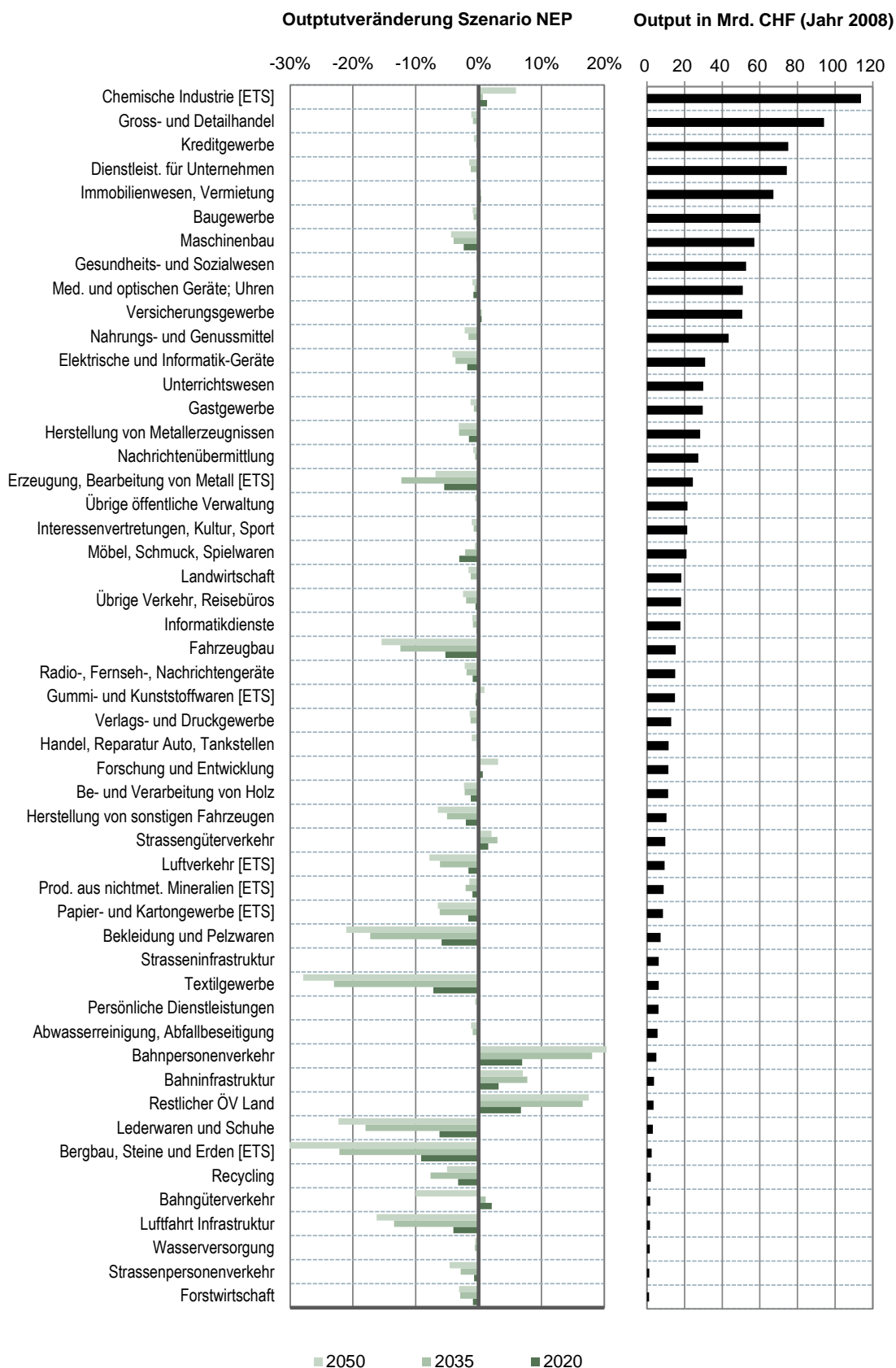


Abbildung 5-8: Szenario NEP: Auswirkungen auf den Output i. Vgl. zum Referenzszenario WWB



6 Wohlfahrt und Verteilungswirkungen

Nachfolgend wird die Wohlfahrtswirkung der beiden Szenarien POM und NEP aufgezeigt (Kapitel 6.1.1). Die Wohlfahrt ist ein besseres Mass zur Beurteilung der politischen Massnahmen als das BIP. Das BIP zeigt einzig die Veränderung der wirtschaftlichen Leistung, die Wohlfahrt hingegen zeigt die Veränderung des Nutzenniveaus der Haushalte.

Das im Kapitel 6.1.1 verwendete Wohlfahrtsmass enthält nur den rein wirtschaftlichen Nutzen (Konsum und Freizeit) und keine Sekundärnutzen (bessere Luft usw.). Die politischen Massnahmen der Energiestrategie 2050 führen aber neben den direkt im Modell berechneten Wohlfahrtseffekten zu einem Rückgang der externen Kosten. Im Kapitel 6.1.2 werden die Sekundärnutzen quantifiziert und qualitativ aufgezeigt, aufgrund deren mit weiterem Nutzen tendenziell zu rechnen ist. Im Kapitel 6.1.3 werden die Wohlfahrtseffekte unter Berücksichtigung dieser Sekundärnutzen zusammengestellt. Kapitel 6.1.4 zeigt die Verteilungswirkungen, also die Auswirkungen der klimapolitischen Massnahmen auf verschiedene Haushaltstypen.

Wichtige Vorbemerkung: Im Rahmen dieser Studie werden die eigentlichen Primärnutzen der Energiestrategie 2050 nicht ausgewiesen. Es sind dies der Beitrag der Schweiz zur internationalen Klimapolitik und die atomaren Risiken. Dies aus folgenden Gründen:

- Der Nutzen des vermiedenen Klimawandels wird nicht angerechnet (also: geringere klimatische Veränderungen in der Schweiz mit entsprechend kleineren Schäden und Anpassungskosten, geringere globale Klimaschäden und damit geringere Rückkoppelungen auf die Schweiz, bspw. über die Migration). Aus einem negativen Vorzeichen der Wohlfahrtsänderungen bei den zwei Szenarien POM und NEP kann somit nicht geschlossen werden, dass die Szenarien negativ zu bewerten sind. Die Vorteilhaftigkeit der Schweizer Minderungen hängt allerdings fast ausschliesslich von der internationalen klimapolitischen Kooperation ab. Wir verzichten also auf eine Berücksichtigung eines allfälligen Klimanutzens, da die Schweizer CO₂-Emissionen keinen massgeblichen Einfluss auf den globalen Klimawandel haben.
- Die Risiken der Kernkraft lassen sich u.E. nicht in einer genügend engen Bandbreite beziffern. Im Anhang C wird diese Sichtweise erläutert.

Bei den nachfolgend dargestellten Wohlfahrtseffekten werden neben den wirtschaftlichen Effekten umweltseitig nur die Sekundärnutzen monetär bewertet. Der eigentliche Primärnutzen der Energiestrategie 2050 (Erreichung der Klimaziele und damit u.U. weniger Klimaschäden und atomare Risiken) werden nicht berücksichtigt. Auch allfällige endogene Wachstumsimpulse und „first mover advantages“ werden nicht berücksichtigt.

6.1.1 Wohlfahrtseffekte ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen

Welche Auswirkungen haben die Szenarien POM und NEP auf die Wohlfahrt, bzw. auf Konsum und Freizeit?¹² Die nachfolgende Abbildung zeigt die Wohlfahrtsverluste für die Szenarien POM und NEP für die drei Zeitpunkte 2020, 2035 und 2050 im Vergleich zum Referenzszenario WWB („Weiter wie bisher“).

Abbildung 6-1: Wohlfahrtseffekte exkl. Sekundärnutzen i. Vgl. zum Referenzszenario WWB [in %]

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Auswirkungen auf die Wohlfahrt i. Vgl. zum Referenzpfad WWB						
Wohlfahrtseffekte exkl. Sekundärnutzen/externe Kosten	-0.06%	-0.13%	-0.16%	-0.01%	-0.49%	-0.92%

Szenario POM: Geringe Wohlfahrtsverluste

Im Szenario POM ist mit maximalen Wohlfahrtsverlusten im Jahr 2050 von -0.16% zu rechnen. Die Wohlfahrt (ohne Berücksichtigung der Sekundärnutzen) liegt im Jahr 2050 im Szenario POM also -0.16% tiefer als bei einem Referenzszenario WWB ohne weitere klima- und energiepolitische Massnahmen. Wie sind diese Wohlfahrtseffekte zu erklären:

- *Negative Wirkung der CO₂- und Stromabgabe:* Die zusätzliche CO₂- und Stromabgabe verteuert die Energie und damit auch die energieintensiven Güter. Der Konsumentenpreisindex steigt, die Realeinkommen sinken. Für die Haushalte steht somit weniger Geld für Konsum zur Verfügung, die Wohlfahrt sinkt.
- *Positive Wirkung der Rückverteilung der Einnahmen aus CO₂- und Stromabgabe:* Werden die Einnahmen an Haushalte (Pro-Kopf) und an die Wirtschaft (mittels Senkung der Lohnnebenkosten) rückverteilt, ergeben sich positive Wohlfahrtswirkungen. Bei der Senkung der Lohnnebenkosten werden heute bestehende Steuern gesenkt, was zusätzlich positiven Anreiz im Hinblick auf die Arbeitsentscheidung der Haushalte ergibt.
- Per Saldo überwiegen die negativen Effekt leicht, so dass im Szenario POM leichte Wohlfahrtseinbußen von -0.06% (Jahr 2020) bis maximal -0.16% (Jahr 2050) entstehen.¹³

¹² Bei der Messung der Wohlfahrts- bzw. Effizienzeffekte benutzen wird die so genannte Hicks' äquivalente Variation (HEV). Die HEV gibt an, wie viel Einkommen, gemessen zu Preisen des Referenzszenarios WWB, den Haushalten gegeben resp. genommen werden müsste, damit sie gleich gut wie in den berechneten Szenarien POM und NEP gestellt werden. Bei der Berechnung der HEV werden somit die veränderten Arbeits- und Kapital- sowie Konsumgüterpreise berücksichtigt.

¹³ Die Wohlfahrtswirkungen sind neben der Höhe der CO₂- und Stromabgabe massgeblich durch die Art und Weise der Rückverteilung bestimmt. In Ecoplan (2012), Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Ökologischen Steuer-

Szenario NEP: Spürbare Wohlfahrtsverluste

Wenn die Sekundärnutzen nicht berücksichtigt werden, so ergeben sich bei hohen CO₂- und Stromabgaben doch relativ spürbare Wohlfahrtsverluste. Im Szenario NEP ist im Jahr 2050 mit maximalen Wohlfahrtsverlusten von -0.92% zu rechnen.

Die im Jahr 2020 im Vergleich zum weniger ambitionierten Szenario POM tieferen Wohlfahrtsverluste sind darauf zurückzuführen, dass im Szenario NEP andere Weltmarktpreise für Energie angenommen werden (vgl. Abbildung 2-3).

6.1.2 Der Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050

Die Energiestrategie 2050 verfolgt die primären Ziele CO₂-Reduktion, Atomausstieg und Erhöhung der Effizienz. Daneben hat die Energiestrategie jedoch weitere, sekundäre Nutzen (secondary benefits): Mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 nehmen auch weitere externe Kosten ab wie z.B. die Kosten der Luftbelastung. Damit diese Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050 berechnet werden können, wurden die externen Kosten des Verbrauchs von Energie und der Produktion von Elektrizität und Wärme abgeschätzt. Im Anhang C wird die Herleitung der spezifischen Kosten zur Ermittlung der Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050 aufgezeigt.

Die Sekundärnutzen wurden auf Basis der erzielten Reduktion an fossilen Brenn- und Treibstoffen sowie der geänderten Stromproduktion bestimmt. Im Gleichgewichtsmodell selber sind die externen Kosten nicht funktional erfasst, d.h. es wird keine „optimale“ Lenkungsabgabe zur Internalisierung der externen Kosten berechnet. Die Höhe der Lenkungsabgabe ergibt sich alleine aufgrund der Vorgabe der Minderungsziele für CO₂-Emissionen und Stromverbrauch.

Welche Sekundärnutzen werden berücksichtigt?

Da wir die oben dargestellten Wohlfahrtswirkungen, die sich für die Schweizer Haushalte aus den Konsum- und Freizeitveränderungen ergeben, ergänzen wollen mit der Berücksichtigung des Rückgangs der externen Kosten des Energieverbrauchs, sind für unsere Betrachtung nur die in der Schweiz anfallenden externen Kosten zu berücksichtigen. Es wird also nur derjenige Teil der externen Kosten berücksichtigt, der auch tatsächlich in der Schweiz anfällt und die Wohlfahrt der Schweizer Bevölkerung direkt beeinflusst.

Die Abschätzung der externen Kosten basiert – soweit vorhanden – auf den offiziellen Zahlen für die Schweiz (vgl. dazu Anhang C, Kapitel 11). Es werden folgende Sekundärnutzen berücksichtigt:

reform, werden verschiedene Rückverteilungsvarianten – unter anderem die hier unterstellte Rückverteilung über eine Pro-Kopf-Pauschale und eine Senkung der Lohnnebenkosten – mit anderen Rückverteilungsvarianten verglichen.

- *Verkehr*: Luft (Gesundheits-, Gebäudeschäden, Ernteauffälle und Waldschäden), Lärm, Unfälle, Staukosten, Zusatzkosten in städtischen Räumen. Weitere externe Kosten werden nicht berücksichtigt, da sie entweder in Bezug auf die Wirkung der Energiestrategie 2050 nicht relevant sind bzw. dazu keine offiziellen Zahlen bestehen. Die für die Sekundärnutzen berücksichtigten Effekte summieren sich für den Verkehr im Jahr 2007 auf 9.3 Mrd. CHF.
- *Energiebereich (Strom- und Wärmeerzeugung)*: Relevant ist hier vor allem der Bereich Luft (Gesundheits-, Gebäudeschäden, Ernteauffälle und Waldschäden).
- *Produktionsprozesse*: Hier beschränken wir uns ebenfalls auf den Bereich Luft, dominant ist hier in erster Linie der Landwirtschaftssektor.

Wie werden die Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050 berechnet?

Leitschadstoffindikator sind die sogenannten PM10-Äquivalente. Für die Strom- und Wärmeerzeugung sowie für die Produktionsprozesse wurden nach Massgabe ihrer Emissionen an PM10-Äquivalenten spezifische externe Kostenkennzahlen berechnet. Dabei wurden nicht Durchschnittskosten, sondern spezifische Grenzkosten berechnet. All diese spezifischen Kennzahlen beziehen sich auf ein aktuelles Jahr. Es sind also Annahmen zu treffen, wie sich die externen Grenzkosten der Luftverschmutzung und anderer Bereiche in Zukunft entwickeln werden. Da für die Schweiz keine Daten vorliegen, haben wir – in Anlehnung an ausländische Studien (NEEDS) – unterstellt, dass die spezifischen Grenzkosten real konstant bleiben.

Wie hoch sind die Sekundärnutzen?

Je mehr fossile Energie verbraucht wird und je weniger Strom erzeugt wird, desto geringer sind die externen Kosten. Die nachfolgende Abbildung zeigt die für die Szenarien POM und NEP berechneten Sekundärnutzen im Vergleich zum Referenzszenario WWB. Damit die Sekundärnutzen direkt vergleichbar sind mit den im vorigen Kapitel berechneten Wohlfahrtsveränderungen, werden sie als Wohlfahrtsprozente ausgedrückt.

Abbildung 6-2: Sekundärnutzen der Szenarien POM und NEP im Vergleich zum Referenzszenario WWB

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Auswirkungen auf die Wohlfahrt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB [in Wohlfahrtsprozenten]						
Sekundärnutzen/Veränderung der externen Kosten für die Schweiz (exkl. Klima und KKW-Risiken)	0.08%	0.17%	0.22%	0.21%	0.43%	0.52%

Im Szenario POM wird die Wohlfahrt der Schweizer Haushalte durch den Rückgang der externen Kosten um +0.08% (2020) bis +0.22% (2050) verbessert. Für das Szenario NEP sind die Sekundärnutzen aufgrund der stärkeren Reduktion der fossilen Brenn- und Treibstoffe sowie der geringeren Stromproduktion aus GuD sogar noch höher: +0.21% (2020) bis +0.52% (2050). Für beide Szenarien POM und NEP gilt, dass sich die positiven Wohlfahrtseffekte vor allem im Bereich Verkehr ergeben. Im Strom- und Wärmebereich wie auch bei den industriellen Prozessen sind die Sekundärnutzen gering.

6.1.3 Wohlfahrtseffekte unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen

Werden die im Gleichgewichtsmodell berechneten Wohlfahrtseffekte ergänzt durch Sekundärnutzen (vgl. nachfolgende Abbildung 6-3), so ergeben sich im **Szenario POM** per Saldo für die Schweizer Bevölkerung als Ganzes sogar leicht positive Wohlfahrtseffekte: +0.03% (2020 und 2035) bis +0.06% (2050).

Abbildung 6-3: Wohlfahrtseffekte inkl. Sekundärnutzen

	Szenario POM			Szenario NEP		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Auswirkungen auf die Wohlfahrt i.Vgl. zum Referenzpfad WWB						
Wohlfahrtseffekte exkl. Sekundärnutzen/externe Kosten	-0.06%	-0.13%	-0.16%	-0.01%	-0.49%	-0.92%
Sekundärnutzen /Veränderung der externen Kosten für die Schweiz (exkl. Klima und KKW-Risiken)	0.08%	0.17%	0.22%	0.21%	0.43%	0.52%
Wohlfahrtseffekte inkl. Sekundärnutzen/externe Kosten	0.03%	0.03%	0.06%	0.19%	-0.06%	-0.42%

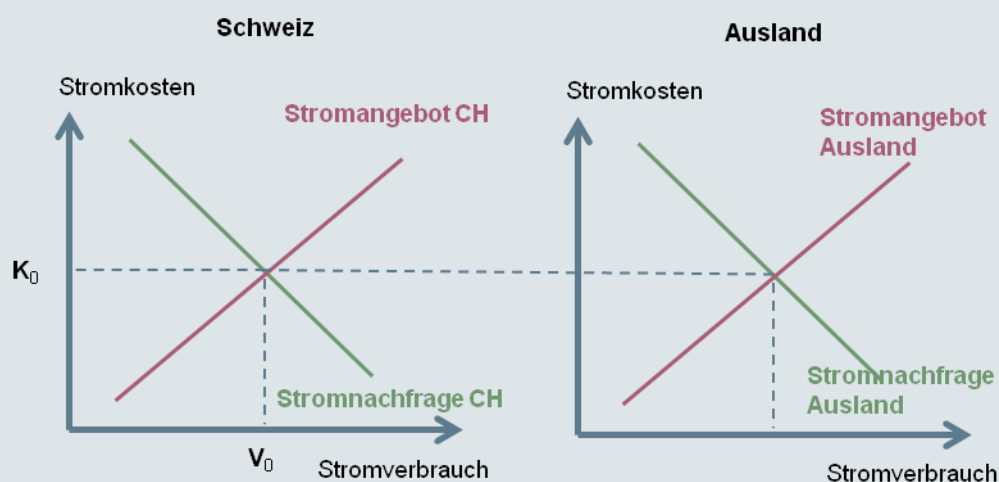
Bei den ambitionierten Zielen können im **Szenario NEP** längerfristig keine positiven Wohlfahrtseffekte erwartet werden. Die Sekundärnutzen vermögen die Wohlfahrtseinbussen bei Konsum und Freizeit nicht zu kompensieren: Maximal ist mit Wohlfahrtsverlusten von -0.42% (2050) zu rechnen.

Es muss hier noch einmal auf folgenden Punkte hingewiesen werden: (1) Die Nutzen einer international koordinierten Klimapolitik für die Schweiz sind hier noch nicht berücksichtigt. (2) Auch die atomaren Risiken wurden nicht monetär bewertet. (3) Weiter ist anzumerken, dass in unserem Referenzszenario WWB keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden. Allfällige Kosten des Kernenergieausstiegs sind hier also nicht berücksichtigt. (4) Nicht berücksichtigt sind auch allfällige Wachstumsimpulse bzw. „first mover advantages“.

Exkurs: Volkswirtschaftliche Zusatzkosten bei einem grösseren Anteil an erneuerbarer Stromproduktion

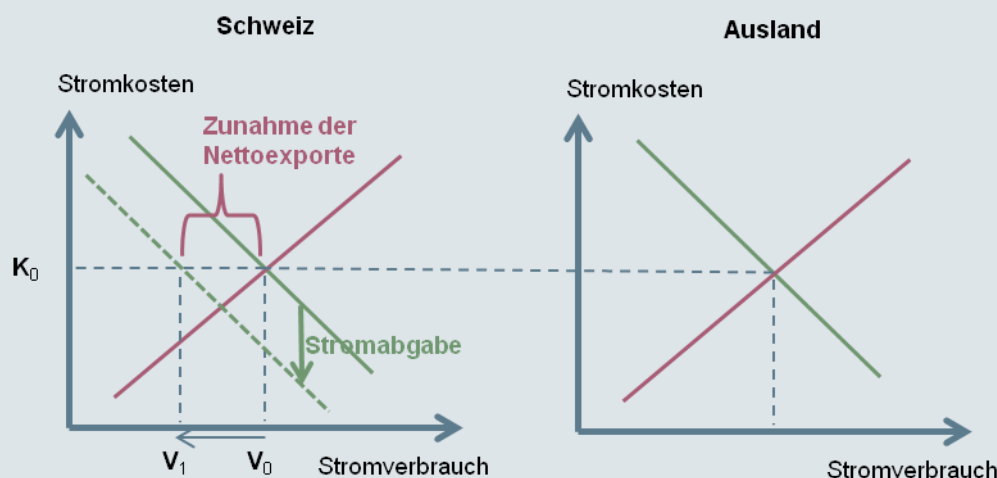
Die Simulationen mit SWISSGEM_E basieren auf der Stromangebotsvariante C („fossil-zentral“). Die Angebotsvariante C basiert auf einem mässigen Zubau erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien und einem Zubau von Gaskombikraftwerken. SWISSGEM_E wurde auf die Referenzentwicklung „Weiter wie bisher“ und die im bottom-up-Modell berechneten Anteile für die einzelnen Stromerzeugungstechnologien kalibriert. Es wurde also im Referenzszenario unterstellt, dass sich die Stromnachfrage und das Stromangebot für die Jahre bis 2050 so entwickeln, wie in den bottom-up-Modellen berechnet. Zusätzlich wird aus Konsistenzgründen unterstellt, dass in diesem Referenzszenario der Stromaussehandel im Gleichgewicht ist (vgl. nachfolgende Abbildung 6-4). In Prognos (2012, Kapitel 2.5.4) werden die notwendigen Rahmenbedingungen für dieses Szenario festgehalten. Eine wesentliche Rahmenbedingung ist, dass die Gaskombikraftwerke am internationalen Markt konkurrenzfähig sind. Dies bedingt eine CO₂-Kompensation, wie sie auch für das Ausland gilt. Für die vorliegenden Simulationen wurde unterstellt, dass sich die Schweiz dem EU ETS anschliesst und damit in Bezug auf die Kosten der CO₂-Kompensation dieselbe Rahmenbedingung hat wie das Ausland. Weiter müssten sich auch die Gaspreise dem internationalen Niveau annähern.

Abbildung 6-4: Stromaussehandel im Gleichgewicht



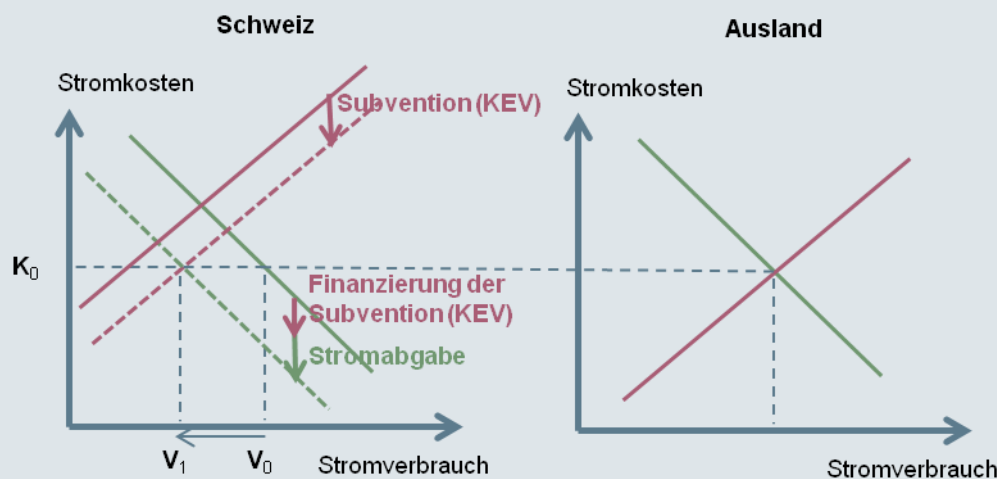
In den Szenarien POM und NEP wird mittels einer Stromabgabe die Nachfrage nach Strom reduziert. Gehen wir davon aus, dass der inländische Strom vollständig substituierbar ist mit ausländischem Strom und die Schweizer Stromproduktion keinen Einfluss auf den internationalen Strommarkt hat (Kleinländerannahme), bleibt der Strompreis auf dem internationalen Niveau. In diesem stark vereinfachten Fall würden sich zusätzliche Nettoexporte im Umfang der Stromeinsparung ergeben (vgl. nachfolgende Abbildung 6-5). In unserem Modell gehen wir von einer hohen, aber nicht vollständigen Substituierbarkeit zwischen inländischem und ausländischem Strom aus (vgl. Annahmen zu den Armingtonelastizitäten in Abbildung 9-16).

Abbildung 6-5: Reaktion auf dem Strommarkt bei einer Nachfragereduktion aufgrund einer Schweizer Stromabgabe (vereinfachte Darstellung bei vollständiger Substituierbarkeit zwischen inländisch und ausländisch produziertem Strom)



Mit welchen Auswirkungen wäre zu rechnen, wenn mehr Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erwünscht ist. Gemäss Annahmen Prognos (2012) ist die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mittelfristig noch teurer als konventionelle Stromproduktion. Zu beachten ist, dass die erneuerbare Stromproduktion aber in den nächsten Jahrzehnten deutlich günstiger und konkurrenzfähiger wird (vgl. dazu Abbildung 9-12). Damit sich ein höherer Anteil an erneuerbarer Stromproduktion in den Stromangebotszenarien C&E („fossil-zentral und Erneuerbare“) sowie E („Erneuerbare und Importe“) einstellt, ist ein Markteingriff nötig (bspw. eine Subventionierung oder eine Quotenregelung). Werden die zur Finanzierung dieser Mehrkosten für die erneuerbare Stromproduktion auf die Strompreise überwälzt (bspw. ähnlich wie mit dem Zuschlag für die Kostendeckende Einspeisevergütung KEV), so ist eine geringere Stromabgabe nötig zur Erreichung des Stromeinsparziels. Dies bedeutet, dass weniger Einnahmen aus der Stromabgabe für die Rückverteilung über eine Pro-Kopf-Pauschale und für eine Senkung der Lohnnebenkosten zur Verfügung stehen (vgl. nachfolgende Abbildung 6-6).

Abbildung 6-6: Subventionierung einer teureren Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (vereinfachte Darstellung)



Die Mehrkosten für den höheren Anteil der erneuerbaren Stromproduktion lassen sich grob aus den Berechnungen von Prognos (2012) herleiten. Wir zeigen die Mehrkosten der Stromangebotsvarianten C&E („fossil-zentral und Erneuerbar“) sowie E („Erneuerbar und Importe“) im Vergleich zur Stromangebotsvariante C („fossil-zentral“). Die nachfolgende Abbildung 6-7 zeigt den Landesverbrauch für das Referenzszenario WWB und die beiden Szenarien POM und NEP sowie die Anteile der Stromerzeugung am Landesverbrauch für die drei Stromangebotsvarianten C, C&E und E für das Jahr 2050.

Abbildung 6-7: Stromangebotsvarianten C, C&E und E im Vergleich: Jahr 2050

	Referenz-szenario WWB	Szenario POM		Szenario NEP			
		C	C	C&E	E	C	C&E
Landesverbrauch in TWh	74.8	66.0	66.0	66.0	57.6	57.6	57.6
davon (in % Landesverbrauch):							
Wasserkraftwerke (abzgl. Pumpstrom)	46%	52%	56%	56%	59%	64%	64%
Kernkraftwerke	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fossile Kraftwerke	41%	33%	16%	5%	23%	10%	6%
Erneuerbare Stromerzeugung	14%	16%	37%	37%	18%	42%	42%
Nettoimporte	0%	0%	-8%	3%	0%	-16%	-12%

Quelle: Prognos (2012).

Da die Mehrkosten jährlich stark schwanken, weisen wir ausnahmsweise nicht die Milestonejahre 2020, 2035 und 2050 aus, sondern berechnen die Annuität der Mehrkosten für die Jahre 2015 bis 2050. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Mehrkosten der beiden Stromangebotsvarianten C&E sowie E im Vergleich zur Stromangebotsvariante C.

Abbildung 6-8: Mehrkosten der Stromangebotsvarianten C&E und E im Vergleich zur Stromangebotsvariante C

	Annuität der Mehrkosten 2015-2050	
	in Mrd. CHF/Jahr	in Wohlfahrts%
Szenario POM		
Mehrkosten Stromangebotsvariante C&E im Vergleich zu C	0.31	0.04%
Mehrkosten Stromangebotsvariante E im Vergleich zu C	0.38	0.05%
Szenario NEP		
Mehrkosten Stromangebotsvariante C&E im Vergleich zu C	0.45	0.06%
Mehrkosten Stromangebotsvariante E im Vergleich zu C	0.54	0.07%

Quelle: Prognos (2012), eigene Berechnung für die Annuitäten (unterstellte Diskontrate = 2%) und der Wohlfahrtsprozente.

Die Mehrkosten für den höheren Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung betragen zwischen 0.31 bis 0.54 Mrd. CHF/Jahr. Ausgedrückt in Wohlfahrtsprozente entspricht dies -0.04% bis -0.07%. Auch wenn mit dieser Übersichtsrechnung nicht alle positiven und negativen Rückkoppelungseffekte sowie die externe Kosten berücksichtigt werden, so zeigt sich doch, dass die Mehrkosten eines höheren Anteils erneuerbarer Stromerzeugung – ausgedrückt in Wohlfahrtsprozente – relativ gering sind.

6.1.4 Soziale Verteilungswirkung

Die Auswirkungen der Energiestrategie 2050 auf die soziale Verteilungswirkung illustrieren wir anhand von verschiedenen Haushaltgruppen, die nach sozioökonomischen Kriterien unterteilt werden. Auf Basis der Haushaltbudgeterhebung (HABE für die Jahre 2007 bis 2009) wurden für insgesamt 15 Haushaltgruppen – unterteilt in erwerbstätige Haushalte mit und ohne Kinder sowie Rentner – die Einkommens- und Ausgabenstruktur ausgewertet. Die Auswertungen und die Charakterisierung der Haushalte sind im Anhang B dargelegt.

Die 15 Haushaltgruppen bezeichnen wir wie folgt:

- *NoKids1 bis 5*: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte ohne Kinder. NoKids1 zählt dabei zu den 20% „ärmsten“ Haushalte und NoKids5 zu den 20% reichsten Haushalte.
- *Kids1 bis 5*: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte mit Kindern.
- *Rentner1 bis 5*: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte Rentnerhaushalte.

Zusätzlich wurde ein Haushaltstyp „Kapitalist“ eingeführt, der aus den nicht den Erwerbstätigen und Rentnerhaushalten zuweisbaren Kapitaleinkommen gebildet wurde.

Die Wohlfahrtsverluste für die 15 Haushaltgruppen und den „Kapitalisten“ sind für das Szenario POM in Abbildung 6-9 und für das Szenario NEP in Abbildung 6-10 dargestellt. Auch hier sind die Wohlfahrtsveränderungen der einzelnen Haushalte im Vergleich zum Referenzszenario WWB dargestellt. Bei den nachfolgend dargelegten Wohlfahrtsveränderungen sind die im den Kapitel 6.1.2 diskutierten Sekundärnutzen noch nicht enthalten, da die Zuordnung der Sekundärnutzen auf die einzelnen Haushalte nicht klar ist. Zur Illustration sind die Sekundärnutzen und die Wohlfahrtsveränderung für alle Haushalte ganz rechts in der Abbildung dargestellt.

Gewinner und Verlierer in den beiden Szenarien POM und NEP

Trotz generellem Wohlfahrtsverlust, kann für die ärmsten Familienhaushalte mit Kindern in beiden Szenarien POM und NEP mit einem Wohlfahrtsgewinn gerechnet werden. Die CO₂-Abgabe selber wird sich regressiv auswirken, belastet also die ärmeren Haushalte prozentual stärker als die reichsten Haushalte. Positiv auf die ärmeren Familienhaushalte wirkt sich hingegen die Pro-Kopf-Rückverteilung der CO₂- und Stromabgabe aus. Am stärksten betroffen sind die „Rentner“: Für diese ist die Wohlfahrtseinbuße vor allem im Szenario NEP spürbar. Sie beträgt im Jahr 2050 um die -2%.

Abbildung 6-9: Verteilungswirkung im Szenario POM – Wohlfahrtsveränderung für „ärmere“ und „reichere“ Haushalte ohne Kinder, Haushalte mit Kindern und Rentnerhaushalte

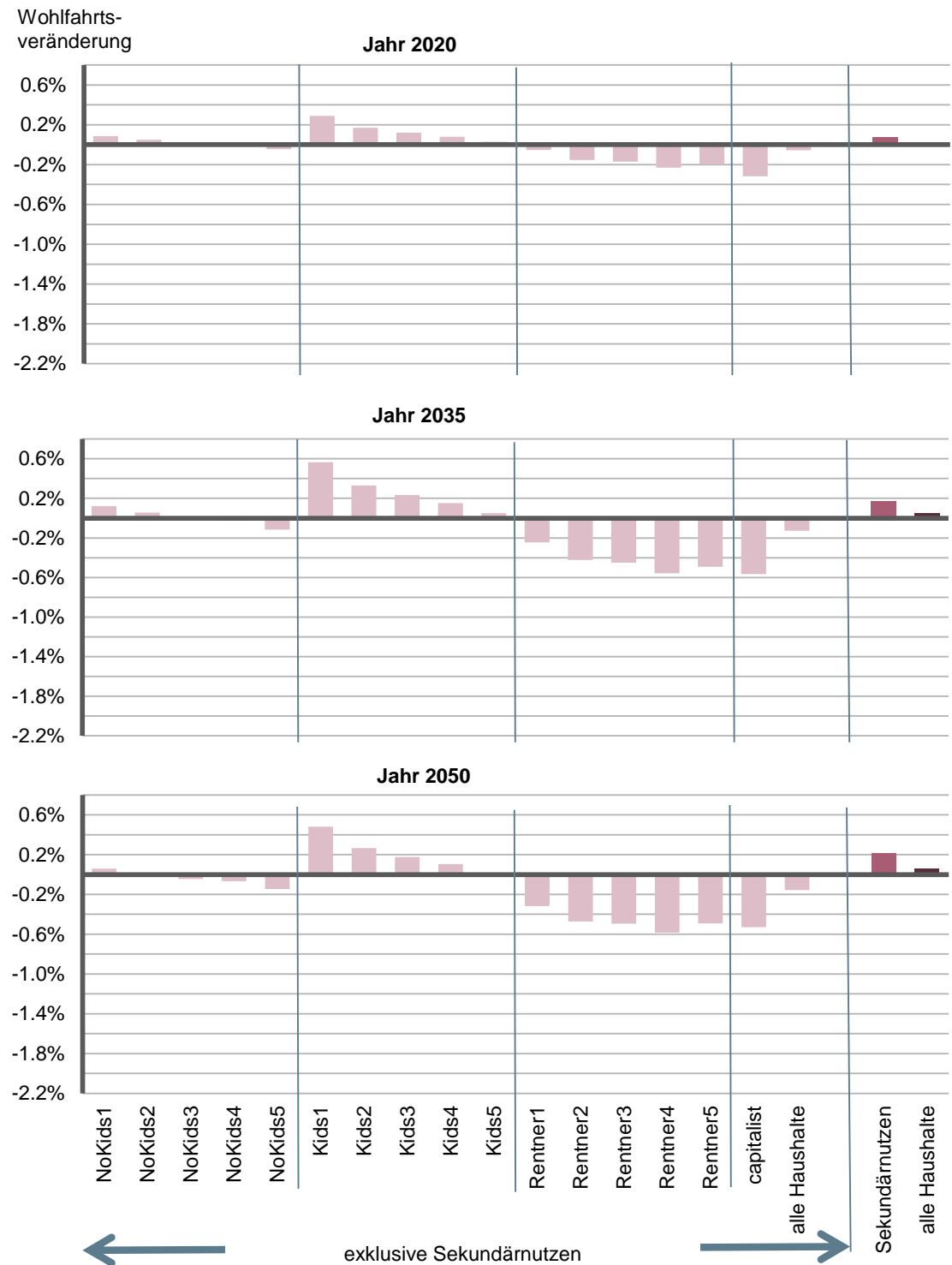
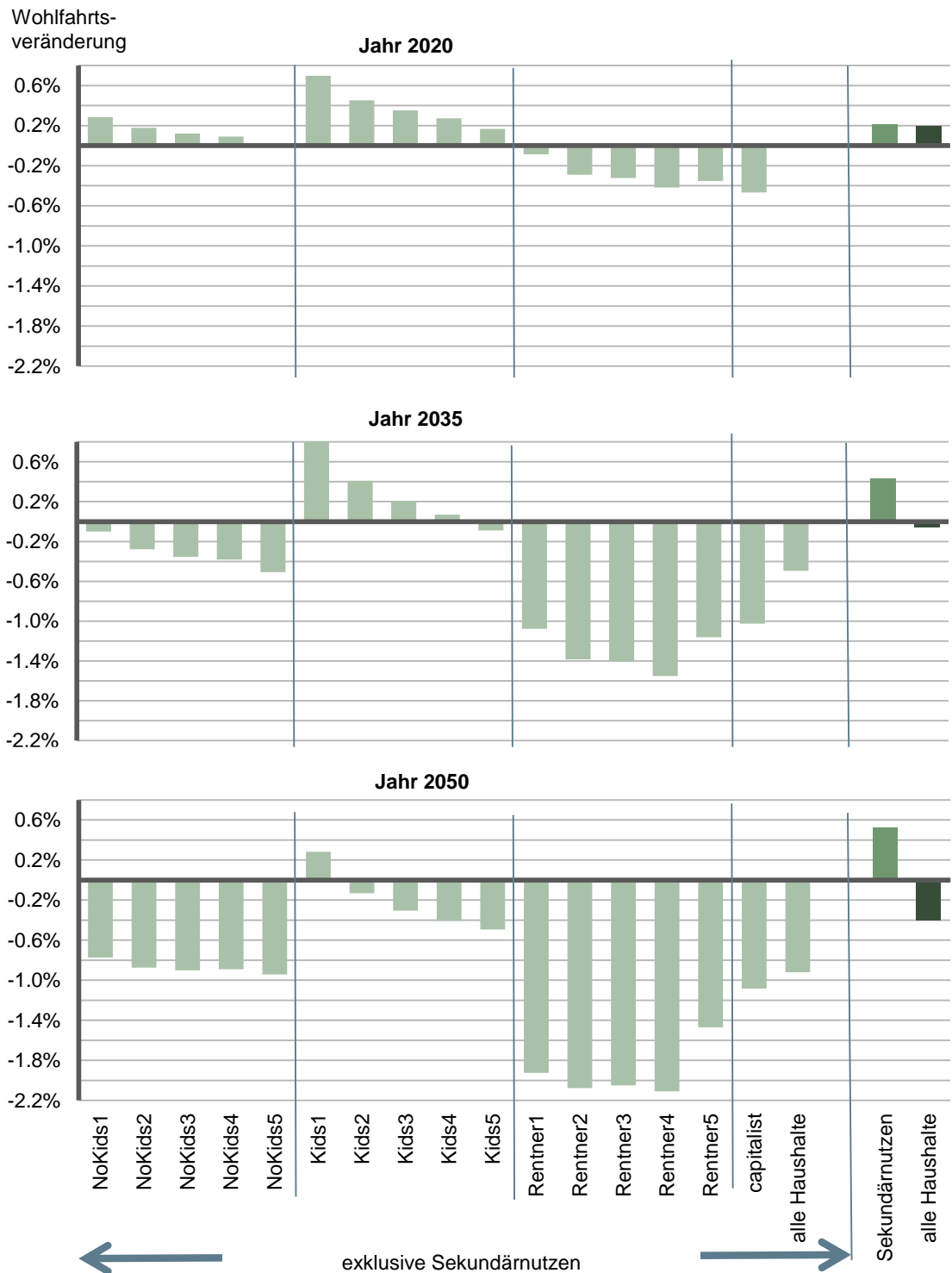


Abbildung 6-10: Verteilungswirkung im Szenario NEP – Wohlfahrtsveränderung für „ärmere“ und „reichere“ Haushalte ohne Kinder, Haushalte mit Kindern und Rentnerhaushalte



Die Wohlfahrtseffekte können für die einzelnen Haushalte auf folgende Teileffekte zurückgeführt werden:

- *Verteuerung der Konsumgüter:* Die CO₂- und Stromabgabe verteuern den Konsum von energieintensiven Gütern, da die CO₂- und Stromabgabe zumindest teilweise auf die Endpreise überwälzt wird. Wie stark die CO₂- und Stromabgabe auf die Endproduktpreise überwälzt wird, hängt von der Nachfrageelastizität ab: Je unelastischer die Nachfrage, desto stärker kann die Abgabe auf die Endpreise überwälzt werden.
- *Lohn- und Kapitalertragseinbusse:* Die CO₂- und Stromabgabe belastet letztlich die beiden Faktoren Arbeit und Kapital, d.h. die Löhne und Kapitalerträge sinken.
- *CO₂- und Stromabgabe:* Die CO₂- und Stromabgabe wird mehr oder weniger direkt auf die Brennstoff-, Treibstoff- und Strompreise überwälzt. Die Konsumenten müssen also mehr für ihren Brenn- und Treibstoff sowie Stromverbrauch bezahlen.
- *Rückverteilung der CO₂- und Stromabgabe:* Alle vorgängig vorgestellten Teileffekte wirken sich negativ auf die Wohlfahrt aus. Die Rückverteilung der CO₂- und Stromabgabe wird sich positiv auf die Wohlfahrt der einzelnen Haushalte auswirken. Da die CO₂-Abgabe im Haushaltbereich pro Kopf zurückverteilt wird, profitieren die kinderreichen Familien und Haushalte mit einem unterdurchschnittlichen Energieverbrauch am meisten.

Für die *armen Haushalte (NoKids1, Kids1 und Rentner1)* spielen die zu bezahlende Abgabe und die Rückverteilung der Abgabe die zentralen Rollen: Die Wohlfahrt der armen Haushalte wird hauptsächlich von diesen beiden Teileffekten bestimmt. Weniger bedeutend sind die Lohneinbussen und die Verteuerung der Konsumgüter. Gar keine Rolle spielen die Kapitalertragseinbussen, da diese Haushalte kaum Kapital haben. Für die reichen Haushalte (NoKids5, Kids5 und Rentner5) beeinflussen vor allem die Veränderungen der Faktorpreise (Nettolöhne und Nettokapitalrendite) die Wohlfahrt.

7 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der vorliegenden Sensitivitätsanalyse untersuchen wir den Einfluss veränderter Elastizitäten, welche im Gleichgewichtsmodell unterstellt wurden. Weiter wird auch der Einfluss einer geänderten Modellstruktur analysiert (es werden verschiedene KLEM-Nestungen analysiert, vgl. Ausführungen zu den Abbildung 9-4 bis Abbildung 9-9 im Anhang). Nicht untersucht werden der Einfluss und die Wahl des Referenzszenarios „Weiter wie bisher“ auf die Resultate.

Elastizitäten bestimmen Modellreaktionen

Das Zusammenspiel zwischen Preis, Angebot und Nachfrage bestimmt in Gleichgewichtsmodellen die Wirkungen und Resultate. Elastizitäten geben an, wie stark Angebots- und Nachfragemengen auf eine Preisänderung reagieren. Im hier verwendeten Modell gibt es eine Vielzahl verschiedener Elastizitäten (vgl. die Modellausführungen im Kapitel 9.3). Wir haben die Sensitivität für jene Elastizitäten geprüft, die für die vorliegenden Fragestellungen besonders wichtig sind. Es sind dies die wichtigsten energiebezogenen Substitutionselastizitäten¹⁴. Wir haben für die KLEM-Elastizitäten (KLEM - Kapital-Arbeit-Energie-Vorleistungen), die Energie- und Transportnachfrageelastizitäten sowie die Armington-Elastizitäten (vgl. Abbildung 9-16 im Anhang) Sensitivitäten gerechnet und den Einfluss geänderter Annahmen auf die CO₂- und Stromabgabe sowie auf die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt und das Beschäftigungsvolumen in der folgenden Abbildung 7-1 dargestellt.

KLEM-Elastizitäten – grosser Einfluss auf die Höhe der CO₂- und Stromabgabe

Je elastischer die Energienachfrage auf Preiserhöhungen bzw. Abgaben reagiert, desto niedriger muss die CO₂- oder Stromabgabe ausfallen, um ein vorgegebenes CO₂- bzw. Stromziel zu erreichen. Dementsprechend führen höhere Elastizitäten zu einer tieferen CO₂- bzw. Stromabgabe und tiefere Elastizitäten (unelastischere Nachfrage) zu einer höheren CO₂-Abgabe. In allen vorgängigen Berechnungen (Basisannahmen) sind wir davon ausgegangen, dass die empirisch ermittelten kurz- bis mittelfristigen KLEM-Elastizitäten längerfristig, bis 2050, um 50% zunehmen. Als Sensitivität berechnen wir zwei Fälle: (1) die kurz- bis mittelfristigen KLEM-Elastizitäten nehmen nicht mehr zu, d.h. die Wirtschaft kann längerfristig nicht flexibler reagieren als kurz- bis mittelfristig (entspricht einer sehr konservativen Einschätzung des technischen Fortschritts), (2) die kurz- bis mittelfristigen KLEM-Elastizitäten verdoppeln

¹⁴ Substitutionselastizitäten haben eine zentrale Funktion in Gleichgewichtsmodellen, in denen die Reaktionen vorwiegend preisgetrieben sind. Sie geben an, um wie viel Prozent sich das Verhältnis der Nachfragemengen zweier Güter ändert, wenn sich das (umgekehrte) Preisverhältnis um ein Prozent ändert. Die Substitutionselastizität zwischen Kapital/Arbeit und Energie gibt also an, um wie viel Prozent die Kapital/Arbeit im Verhältnis zur nachgefragten Energiemenge steigt, wenn Energie gegenüber Kapital/Arbeit um ein Prozent teurer wird.

sich bis 2050, d.h. der technische Fortschritt führt dazu, dass die Wirtschaft flexibler auf hohe Energieabgaben reagieren kann als in den Basisannahmen unterstellt.

Unter diesen Annahmen ergibt sich im Szenario POM eine Bandbreite für die CO₂-Abgabe zwischen 190 bis 240 CHF/t CO₂, für die Stromabgabe von ca. 14% bis 36%. Für das Szenario NEP ergeben sich Bandbereiten von 970 bis 1500 CHF/t CO₂ und für die Stromabgabe von 18% bis 92%.

Auch Wohlfahrt und Beschäftigung sind abhängig von den gewählten KLEM-Elastizitäten. Bei niedrigen Elastizitäten erhöht sich der Wohlfahrtsverlust bspw. im Szenario NEP von -0.92% auf -1.27%. Bei hohen Elastizitäten beträgt der Wohlfahrtsverlust noch -0.74%.

KLEM-Nestung – kleiner Einfluss auf die Resultate

Änderungen der KLEM-Nestung (vgl. die Ausführungen im Kapitel 9.3) haben wenig Einfluss auf die Resultate.

Substitutionselastizität zwischen Strom und fossilen Energieträgern – grosser Einfluss auf das Verhältnis von CO₂- und Stromabgabe

Die Substitutionselastizität zwischen Strom und fossilen Energieträgern zeigt vor allem bei sehr hohen Abgaben (also im Szenario NEP) Auswirkungen auf das Verhältnis von CO₂- und Stromabgabe. Je höher diese Elastizität, desto mehr fossile Energie wird durch Strom substituiert. Auf die Wohlfahrt und Beschäftigung hat diese Substitutionselastizität im vorliegenden Fall wenig Einfluss.

Transportelastizitäten – grosser Einfluss auf die Höhe der CO₂-Abgabe

Die Substitutionselastizitäten zwischen öffentlichem und privatem Verkehr haben einen grossen Einfluss auf die Höhe der CO₂-Abgabe, weniger aber auf die Stromabgabe. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse haben wir bewusst sehr grosse Veränderungen bei den Transportelastizitäten unterstellt, da gerade in diesem Bereich die grössten Unsicherheiten in Bezug auf die Auswirkungen des technischen Fortschritts bestehen.

Im Szenario POM ergibt sich eine Bandbreite für die CO₂-Abgabe zwischen 170 bis 290 CHF/t CO₂, für die Stromabgabe von ca. 19% bis 23%. Für das Szenario NEP ergeben sich Bandbereiten von 920 bis 1830 CHF/t CO₂ und für die Stromabgabe von 29% bis 44%.

Auch Wohlfahrt und Beschäftigung sind abhängig von den Transportelastizitäten. Bei niedrigen Elastizitäten erhöht sich der Wohlfahrtsverlust bspw. im Szenario NEP für die pauschale Rückverteilung von -1.01% auf -1.35%. Bei hohen Elastizitäten beträgt der Wohlfahrtsverlust noch -0.75%.

Backstop-Technologien – positive Wirkung auf Wohlfahrt und Beschäftigung

Als Backstop-Technologien werden solche Technologien verstanden, die fossile (allgemein erschöpfbare) Energieträger vollständig substituieren können. Die Backstop-Technologie zeichnet sich dadurch aus, dass sie unerschöpflich ist und in unbegrenzter Menge zur Verfügung steht.

Als Sensitivität berechnen wir, wie sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen verändern, wenn im Jahre 2050 eine Backstop-Technologie zu Kosten eines CO₂-Abgabe-Äquivalents von 500 (entspricht rund 13 Rappen/kWh) bzw. 800 CHF/t CO₂ (entspricht rund 21 Rappen/kWh) zur Verfügung steht.

Der Vergleich für das Jahr 2050 und das Szenario NEP zeigt, dass wenn 2050 eine CO₂-Backstop-Technologie von 500 oder 800 CHF/t CO₂ vorliegt, die Auswirkungen auf Wohlfahrt und Beschäftigung in der Regel um bis zu einem Drittel weniger negativ ausfallen.

Arbeitsangebotselastizität beeinflusst Beschäftigungsvolumen

Veränderte Annahmen zu den Arbeitsangebotselastizitäten haben wenig Einfluss auf die Höhe der CO₂- und Stromabgabe und auf die Wohlfahrtswirkungen. Hingegen haben geänderte Arbeitsangebotselastizitäten einen Einfluss auf das Beschäftigungsvolumen. Eine höhere Arbeitsangebotselastizität führt vor allem im Szenario NEP zu einem stärker abnehmenden Beschäftigungsvolumen. Die Bandbreite bei den Auswirkungen auf die Beschäftigung beträgt im Szenario NEP -0.57% bis -0.91%.

Internationale Kapitalmobilität – beschränkter Einfluss auf die Resultate

In den Basisannahmen haben wir internationale Kapitalmobilität bei Überschreiten einer Transaktionskostengrenze unterstellt. Die Sensitivitätsrechnung mit (1) vollständiger internationaler Kapitalmobilität, also ohne Transaktionskostenhindernisse, und mit (2) keiner internationalen Kapitalmobilität zeigen kaum einen Einfluss auf die Höhe der CO₂- und Stromabgabe.

Ohne internationale Kapitalmobilität verschlechtert sich das Wohlfahrtsergebnis für die Rückverteilung über die Gewinnsteuer. Die Gewinnsteuer fällt in Bezug auf die Wohlfahrt hinter die Rückverteilung über die MWST und die Lohnnebenkosten zurück.

Armingtonelastizitäten – bei realistischer Bandbreite der Elastizitäten wenig Einfluss

Bei der Analyse der Armingtonelastizitäten bzw. den Transformationselastizitäten haben wir jeweils die Substitutionselastizität zwischen den Importen und der heimischen Produktion bzw. zwischen den Exporten und der Inlandproduktion um die Hälfte reduziert und um 50%

erhöht. Die Resultate in Bezug auf die Armington- und Transformationselastizitäten ändern nur in engen Bandbreiten.

Fazit: Die grösste Unsicherheit besteht bei der Höhe der CO₂- und Stromabgabe, da diese relativ stark von den unterstellten KLEM-, Energie- und Transportelastizitäten abhängig ist. Auch die Wohlfahrt und Beschäftigung ändern sich spürbar, wenn andere KLEM- und Transportelastizitäten unterstellt werden.

Abbildung 7-1: Sensitivitätsanalyse: Szenario POM und NEP, Jahr 2050, Auswirkungen auf CO₂-, Stromabgabe, Wohlfahrt und Beschäftigung

	Basis- annahme	KLEM- Elastizitäten		KLEM-Nestung		Substitutions- elastizität Strom- fossile Eträger (cgo_ele)		Subst. Nichtener- giegüter - Transport (b)	Transport- substitutions- elastizität (tr, otr, ft, fte)		Backstop- Technologie		Arbeits- angebots- elastizität		Kapitalmobilität		Armington- elastizität (esub_dm)		Trans- formations- elastizität (etn)		
		scale = 1	scale = 2	ke_l	le_k	0.4	0.6	0.25	-50%	+50%	500 CHF / tCO2	800 CHF / tCO2	- 50%	+ 50%	keine	volle	- 50%	+ 50%	- 50%	+ 50%	
Szenario POM (Rückverteilungsvariante Lohnnebenkosten 50%, Pauschal 50%)																					
CO2-Abgabe [CHF/t CO2]	210	240	190	210	210	210	200	200	290	170	210	210	210	210	210	200	210	200	210	210	
Stromabgabe [Zuschlag in % auf Konsumentenpreis]	22%	36%	14%	23%	21%	20%	23%	22%	19%	23%	22%	22%	22%	22%	21%	22%	21%	22%	21%	22%	
Wohlfahrt [Veränderung in % zum Referenzszenario WWB]	-0.16%	-0.20%	-0.13%	-0.16%	-0.15%	-0.16%	-0.16%	-0.15%	-0.19%	-0.14%	-0.16%	-0.16%	-0.15%	-0.16%	-0.16%	-0.20%	-0.16%	-0.15%	-0.16%	-0.16%	
Beschäftigung [Veränderung in % zum Referenzszenario WWB]	-0.24%	-0.32%	-0.20%	-0.24%	-0.23%	-0.24%	-0.24%	-0.24%	-0.30%	-0.21%	-0.24%	-0.24%	-0.21%	-0.27%	-0.24%	-0.31%	-0.24%	-0.24%	-0.24%	-0.24%	
Szenario NEP (Rückverteilungsvariante Lohnnebenkosten 50%, Pauschal 50%)																					
CO2-Abgabe [CHF/t CO2]	1'140	1'500	970	1'160	1'130	1'230	1'080	1'090	1'830	920	500	800	1'140	1'130	1'140	1'130	1'180	1'100	1'140	1'140	
Stromabgabe [Zuschlag in % auf Konsumentenpreis]	40%	92%	18%	43%	37%	28%	48%	41%	29%	44%	53%	46%	41%	40%	41%	38%	41%	39%	41%	39%	
Wohlfahrt [Veränderung in % zum Referenzszenario WWB]	-0.92%	-1.27%	-0.74%	-0.95%	-0.91%	-0.95%	-0.90%	-0.88%	-1.35%	-0.75%	-0.68%	-0.84%	-0.88%	-0.97%	-0.88%	-0.99%	-0.90%	-0.91%	-0.92%	-0.92%	
Beschäftigung [Veränderung in % zum Referenzszenario WWB]	-0.74%	-1.18%	-0.53%	-0.76%	-0.72%	-0.74%	-0.74%	-0.71%	-1.09%	-0.62%	-0.47%	-0.61%	-0.57%	-0.91%	-0.67%	-0.85%	-0.74%	-0.71%	-0.74%	-0.74%	

8 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Simulationen der Auswirkungen der Energiestrategie 2050, bzw. der beiden Szenarien POM und NEP mit dem berechenbaren Gleichgewichtsmodell SWISSGEM_E sind nicht als Prognose zu verstehen, sondern sind „Wenn-dann-Analysen“. Die Simulationen geben Auskunft darüber, wie hoch die Kosten der Energiestrategie 2050 sind bei unterstellten Rahmenbedingungen und Annahmen zu Technologieentwicklungen sowie Verhalten der Produzenten und Konsumenten. Die Unsicherheiten nehmen mit längerem Zeithorizont zu, sowohl was die zur Verfügung stehenden Technologien als die Rahmenentwicklung und das Verhalten der Akteure betrifft. Die zentralen Aussagen, die aus der Arbeit zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 abgeleitet werden können, sind:

Wie hoch sind die CO₂- und Stromabgaben zur Erreichung der Ziele?

Für die Simulationen der Auswirkungen der Szenarien POM und NEP gehen wir davon aus, dass das Fördersystem mittel- bis längerfristig in ein Lenkungssystem umgebaut wird. Es werden CO₂- und Stromabgaben berechnet, die zu den in den bottom-up-Modellen berechneten Minderungen von CO₂ und Strom im Vergleich zum Referenzszenario WWB nötig sind.

Damit die im Szenario POM erreichte CO₂-Minderung und Stromnachfragereduktion mit einem Lenkungssystem erreicht werden kann, ist eine maximale CO₂-Abgabe von 210 CHF/t CO₂ (entspricht 55 Rp./Liter Heizöl EL) und eine maximale Stromabgabe von +23% (als Zuschlag auf dem Strompreis) nötig.

Im Szenario NEP („Neue Energiepolitik“) werden ambitionierte Ziele angestrebt. Bis 2050 sind die CO₂-Emissionen um 63% im Vergleich zur Referenzentwicklung WWB („Weiter wie bisher“) zu senken. Die CO₂-Reduktion kann aber nicht durch einen „fuel switch“ von den fossilen Energieträgern zu Elektrizität erfolgen, da auch für die Elektrizitätsnachfrage ein Reduktionsziel von -23% i. Vgl. zum Referenzszenario WWB vorgegeben wird.

Zur Erreichung dieser ambitionierten Ziele wäre für das Jahr 2050 eine hohe CO₂-Abgabe von 1140 CHF/t CO₂ (entspricht 3.05 CHF/Liter Heizöl EL) und eine Stromabgabe von +40% (als Zuschlag auf dem Strompreis) nötig.

Wie die Konsumenten und Produzenten auf die künftige Abgabe reagieren, kann nur aus Vergangenheitsinformationen abgeschätzt werden. Ob diese in der Vergangenheit festgestellte Reaktion auch für die Zukunft angewendet werden kann, ist zumindest mit einer gewissen Unsicherheit versehen. Weiter unterstellen wir, dass der technologische Fortschritt zu einer einfacheren Substitution von fossilen Energieträgern und Strom durch Arbeit und Kapital führt.

Auch Änderungen beim unterstellten Referenzszenario WWB haben einen Einfluss auf die Höhe der notwendigen CO₂- und Stromabgaben. Insgesamt muss also angemerkt werden, dass die zur Erreichung der Ziele nötige CO₂- und Stromabgabe in ihrer Höhe nur mit Unsicherheiten abgeschätzt werden kann und sich die Einschätzung der „richtigen“ Höhe der

CO₂- und Stromabgabe mit der Zeit (bspw. aufgrund einer abweichenden Entwicklung der Rahmenbedingung) wieder ändern kann.

Mit welchen Auswirkungen auf die BIP und Beschäftigung ist zu rechnen?

Moderate Einbussen im Szenario POM: Im Szenario POM nimmt das Bruttoinlandprodukt (BIP) im Vergleich zum Referenzszenario WWB um -0.2% (Jahr 2020) bis -0.6% (Jahr 2050) ab. Diese BIP-Abnahme ist so zu interpretieren, dass bspw. das BIP im Jahre 2050 im Szenario POM -0.6% unter dem BIP des Referenzszenarios WWB liegt. Wird dieser Niveauunterschied im BIP in jährliche BIP-Wachstumsraten umgerechnet, so entspricht dies einer Wachstumseinbusse von -0.02% pro Jahr.

Spürbare Einbussen im Szenario NEP: Die Auswirkungen auf BIP und Beschäftigung sind aufgrund der für die Zielerreichung deutlich höheren CO₂- und Stromabgaben grösser als im Szenario POM. Insgesamt muss mit BIP-Einbussen von -0.4% (2020) bis maximal -2.7% (2050) gerechnet werden. Die Beschäftigung sinkt um -0.2% (2020) bis maximal -0.7% (2050).

Mit welchen Auswirkungen auf die einzelnen Wirtschaftsbranchen ist zu rechnen?

Grössere Effekte auf Exporte und Importe sind sowohl im Szenario POM als auch im Szenario NEP nicht auszuschliessen, betreffen aber im Wesentlichen Sektoren mit kleinerem Export- und Importvolumen. Mit grösseren Exporteinbussen (bis maximal -10% für das Szenario POM und maximal -30% für das Szenario NEP) haben das Textilgewerbe, Bekleidung und Fahrzeugbau zu rechnen.

Für die sechs grössten Sektoren der Schweiz (Chemie, Handel, Kreditgewerbe, Unternehmensdienstleistungen, Immobilienwesen und Baugewerbe) haben die Massnahmen der Energiestrategie 2050 gemäss Szenario POM und NEP kaum Auswirkungen auf das Produktionsniveau. Der grösste Sektor, der mit Produktionsrückgängen von -2% bis -3% rechnen muss, ist der Maschinenbau. Die grössten Einbussen von bis zu -30% im Szenario NEP erleidet der relativ kleine Sektor Textilgewerbe. Eine höhere Nachfrage führt vor allem beim öffentlichen Verkehr zu einer deutlichen Zunahme der Produktion.

Mit welchen Wohlfahrtseffekten und positiven Nebeneffekten (Sekundärnutzen) ist zu rechnen?

Werden nur die Wohlfahrtseffekte auf Konsum und Freizeit betrachtet, so muss bei den beiden Szenarien POM und NEP im Vergleich zum Referenzszenario mit Wohlfahrtseinbussen gerechnet werden: Für das Szenario POM betragen die Wohlfahrtseinbussen – bei dieser noch unvollständigen Betrachtung – -0.06% (Jahr 2020) bis maximal -0.16% (Jahr 2050). Für

das Szenario NEP ist vor allem längerfristig doch mit spürbaren Wohlfahrtseinbussen von bis zu -0.92% im Vergleich zum Referenzszenario zu rechnen.

Diese auf Konsum und Freizeit fokussierte Sichtweise ist aber zu eng. Die Energiestrategie führt zu einer Abnahme des Verbrauchs fossiler Brenn- und Treibstoffe und Elektrizität im Vergleich zum Referenzszenario. Die externen Kosten des Energieverbrauchs verringern sich. Werden diese sogenannten Sekundärnutzen (oder Teile davon) mitberücksichtigt, verändert sich die Einschätzung zur Wohlfahrt.

Werden die Sekundärnutzen in das Wohlfahrtsmass einbezogen, so ergeben sich im Szenario POM per Saldo für die Schweizer Bevölkerung als Ganzes sogar – wenn auch nur sehr geringe – positive Wohlfahrtseffekte: +0.03% (2020 und 2035) bis +0.06% (2050).

Bei den ambitionierten Zielen des Szenarios NEP können längerfristig keine positiven Wohlfahrtseffekte erwartet werden. Die Sekundärnutzen vermögen die Wohlfahrtseinbussen bei Konsum und Freizeit nicht zu kompensieren: Maximal ist mit Wohlfahrtsverlusten inklusive Sekundärnutzen von -0.42% (2050) zu rechnen.

Bei den oben dargestellten Wohlfahrtswirkungen sind folgende Punkte zu beachten: (1) Die Nutzen einer international koordinierten Klimapolitik für die Schweiz sind hier noch nicht berücksichtigt. (2) Auch der Nutzen verminderter Kernkrafttrisiken wurde nicht monetär bewertet. (3) Weiter ist anzumerken, dass in unserem Referenzszenario WWB keine neuen Kernkraftwerke gebaut werden. Allfällige Kosten des Kernenergieausstiegs sind hier also nicht berücksichtigt. (4) Nicht berücksichtigt sind auch allfällige Wachstumsimpulse bzw. „first mover advantages“.

Welche Haushalte gewinnen, welche verlieren?

Für die ärmsten Familienhaushalte mit Kindern darf in beiden Szenarien POM und NEP mit einem Wohlfahrtsgewinn gerechnet werden. Die CO₂-Abgabe selber wird sich regressiv auswirken, belastet also die ärmeren Haushalte prozentual stärker als die reichsten Haushalte. Positiv auf die ärmeren Familienhaushalte wirkt sich hingegen die Pro-Kopf-Rückverteilung der CO₂- und Stromabgabe aus. Am stärksten betroffen sind die „Rentner“: Für diese ist die Wohlfahrtseinbusse vor allem im Szenario NEP spürbar. Sie beträgt im Jahr 2050 um -2%.

Fazit: Eine längerfristig angelegte Strategie zur Effizienzsteigerung, Reduktion von CO₂-Emissionen und zum Elektrizitätsverbrauch braucht griffige Instrumente, wie bspw. eine CO₂- und Stromabgabe, die relativ hoch ausfallen müssen. Hohe Abgaben sind keine Gefahr für die Gesamtwirtschaft, können aber einzelne Sektoren empfindlich treffen. Aus Sicht der Wohlfahrt sind für die Schweizer Bevölkerung auch ambitionierte Ziele verkraftbar, insbesondere dann, wenn die positiven Sekundärnutzen des Rückgangs der externen Kosten mitberücksichtigt werden. Wichtig ist, dass die Abgaben schrittweise und für die Akteure absehbar und planbar erhöht werden

9 Anhang A: Modell, Daten und Parametrisierung

9.1 Einleitung

Wirtschaftstheoretische Grundlagen

Wirtschaftsgeschichtliche Grundlage für die allgemeine Gleichgewichtstheorie ist die (so genannte "neoklassische") Wohlfahrts-Theorie. Sie geht davon aus, dass unter bestimmten Bedingungen (z.B. keine externen Kosten, keine Monopole) die Marktwirtschaft mit freien Wettbewerbsmärkten diejenige Wirtschaftsform ist, die am ehesten einen volkswirtschaftlich optimalen Einsatz knapper Ressourcen gewährleisten kann. In der klassischen Theorie geht man von vollständiger Konkurrenz in den verschiedenen Märkten aus. Die zentralen Annahmen zum Verhalten der Wirtschaftssubjekte sind:

- Haushalte maximieren ihren Nutzen.
- Unternehmen maximieren ihren Gewinn.
- Haushalte und Unternehmen gehen bei ihrer Nutzen- bzw. Gewinnmaximierung zweckrational vor - es gilt das ökonomische Prinzip: Mit gegebenen Mitteln soll ein maximaler Erfolg erzielt werden (Maximierungsprinzip) bzw. ein vorgegebenes Ziel soll mit geringst möglichen Mitteln erreicht werden (Minimierungsprinzip).

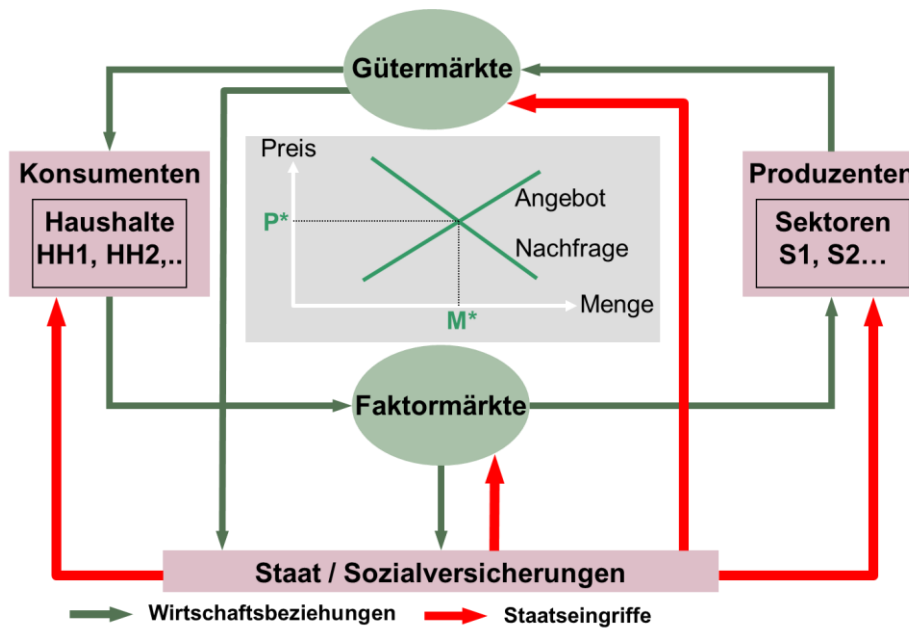
Als wesentlich rudimentärere Vorläufer der Gleichgewichtsmodelle können Input-Output-Modelle bezeichnet werden. In den Input-Output-Modellen werden allerdings nur Verflechtungen der Branchen modelliert, deren Outputs teilweise als Vorleistungen (Inputs) für andere Branchen dienen. Die Produktionsstruktur (Inputbedarf für einen bestimmten Output) ist allerdings starr und reagiert nicht auf Preisänderungen. Ebenso werden die Entscheidungen der Haushalte i.d.R. nicht explizit über Nutzenfunktionen modelliert. Gleichgewichtsmodelle sind also nicht nur viel umfassender (Haushaltsseite, Konsumgüter), sondern bilden auch wesentlich mehr und komplexere Rückwirkungen ab, insbesondere über Preismechanismen.

Grundstruktur von allgemeinen Gleichgewichtsmodellen

Die Gleichgewichtstheorie ist die mathematisch-analytische Fortführung der mikroökonomisch fundierten Wohlfahrtstheorie. Die Gleichgewichtstheorie kombiniert das Modell des Optimierungsverhaltens mit der Untersuchung von Gleichgewichtszuständen: Es geht darum, auf den Faktor- und Gütermärkten auf Grund von Nachfrage- und Angebotsfunktionen ein Gleichgewicht zu finden (vgl. Abbildung 9-1). Das Verhalten der Haushalte wird dabei mittels Nutzenfunktionen und dasjenige der Unternehmen mittels Produktionsfunktionen beschrieben.

Die Preise spielen bei der Koordination von Angebots- und Nachfrageentscheidungen der Wirtschaftssubjekte eine zentrale Rolle. Über die Preise sind alle Märkte miteinander verknüpft. Im Gleichgewicht bleibt der Preis nach seinem Zustandekommen konstant.

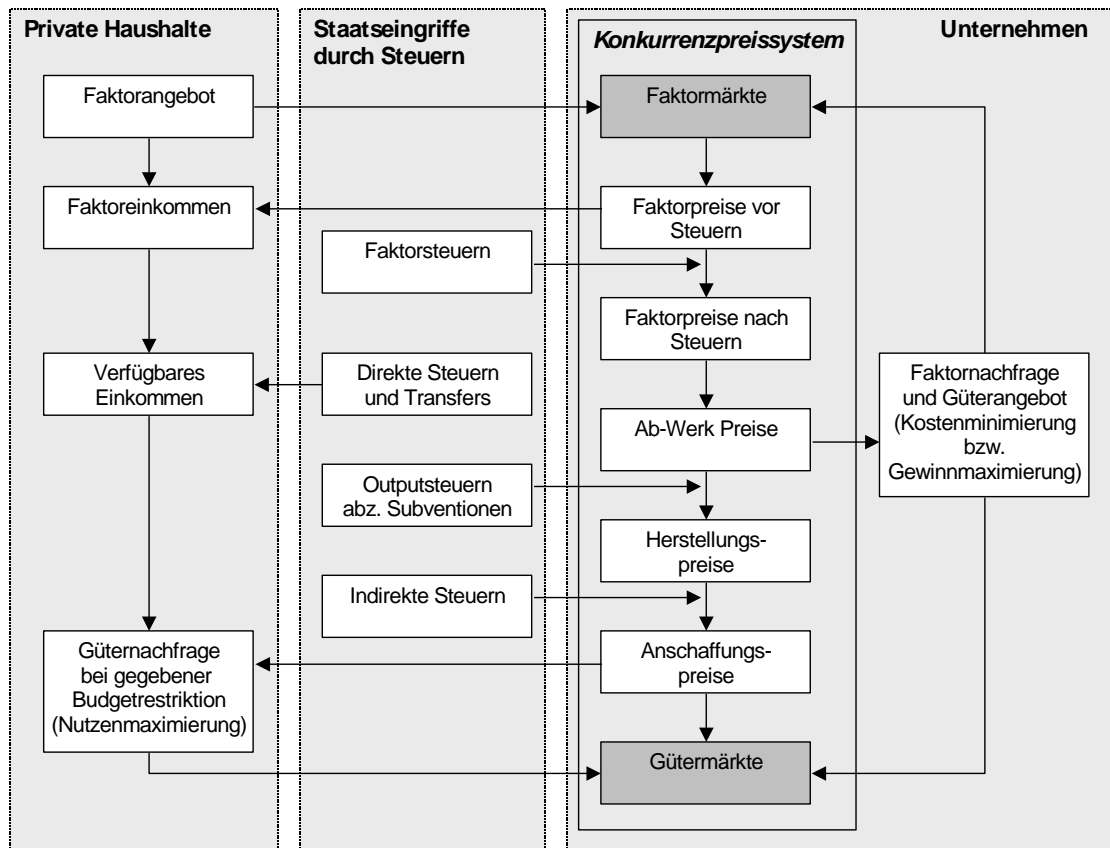
Abbildung 9-1: Staatseingriffe im Gleichgewichtsmodell



Der grosse Vorteil von Gleichgewichtsmodellen liegt in der expliziten Formulierung und modellmässigen Erfassung von Staatseingriffen in das Wirtschaftsgeschehen (vgl. Abbildung 9-1). Das können Eingriffe in die Märkte oder bei Konsumenten und Produzenten sein (bspw. Abgaben, Subventionen, Verbote/Gebote usw.).

Die Abbildung 9-2 veranschaulicht die Grundstruktur eines allgemeinen Gleichgewichtsmodells und stellt einen Staatseingriff im Bereich der Steuern detaillierter dar.

Abbildung 9-2: Grundstruktur eines Gleichgewichtsmodells (Beispiel)



- Haushalte: In der Modellökonomie wählen die Haushalte ihr Faktorangebot und ihre Güternachfrage bei gegebenen Konsumentenpreisen für Faktoren und Güter so, dass die resultierenden Einkommens-Konsum-Kombinationen ihren Nutzen maximieren und konsistent sind mit ihren Budgetrestriktionen.
- Unternehmen: Unter der Berücksichtigung der technologischen Möglichkeiten sowie der Produzentenpreise für Faktoren und Güter treffen die Unternehmen ihre kostenminimierende Faktornachfrage- bzw. gewinnmaximierende Güterangebotsentscheidung.
- Konkurrenzpreissystem: Bei vollständiger Konkurrenz sorgen die Preise für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf den Güter- und Faktormärkten.
- Staatseingriff: Durch eine Änderung von staatlichen Eingriffen (bspw. über Steuern) stellt sich ein neues Konkurrenzgleichgewicht ein, das mit dem Ausgangsgleichgewicht verglichen wird.

Die Gleichgewichtsmodelle berücksichtigen die Reaktionen der Wirtschaftssubjekte auf geänderte Preise und sind in der Lage, alle wesentlichen preisinduzierten Rückkoppelungseffekte (beispielsweise verändertes Arbeitsangebot) zu erfassen. Sie zeigen die Veränderungen in den Wachstumsraten einzelner Branchen und der Volkswirtschaft insgesamt, ermitteln die Einnahmen des Staats und verschiedener Haushaltstypen und geben damit ein Bild über die volkswirtschaftlichen Auswirkungen, die durch politische Massnahmen ausgelöst werden.

9.2 SWISSGEM_E – Gleichgewichtsmodell zur Analyse energie- und klimapolitischer Massnahmen

Modell berechnet Auswirkungen im Vergleich zu einem Referenzszenario

SWISSGEM_E wurde im Auftrag des BFE speziell zur Analyse der wirtschaftlichen Auswirkungen energie- und klimapolitischer Massnahmen entwickelt. Mit SWISSGEM_E kann berechnet werden, welche Abweichungen vom wirtschaftlichen Referenzszenario bei einem politischen Eingriff zu gewärtigen sind.

Die Anwendung von SWISSGEM_E setzt voraus, dass ein wirtschaftlicher Referenzpfad definiert wird. Darauf aufbauend wird als Szenario ein politischer Eingriff definiert – im vorliegenden Fall eine ökologische Steuerreform. Die Ergebnisse zeigen sich als Abweichung vom Referenzpfad.

Modellcharakterisierung

SWISSGEM_E kann wie folgt zusammenfassend charakterisiert werden:

- *Rekursiv-dynamisches Einländer-Gleichgewichtsmodell* für die Schweiz basierend auf der Input-Output-Tabelle 2008 (inklusive detaillierter Energie- und Verkehrsvorleistungsverflechtung), kalibriert auf die unterstellte Rahmenentwicklung gemäss Energiestrategie 2050. Die rekursive Dynamik unterstellt myopisches Verhalten der Wirtschaftsakteure, d.h. die Wirtschaftsakteure lassen sich in ihren Entscheidungen von den aktuellen Preisen leiten, sind also nicht informiert über die in der Zukunft liegende Preisentwicklung.¹⁵
- *Wirtschaftsakteure:*
 - 62 Wirtschaftssektoren
 - 15 verschiedene Haushaltstypen, unterteilt nach Lebensstandard (Quintile), Erwerbsstatus (Erwerbstätige und Rentner), Familientyp (mit/ohne Kinder) und Erwerbsstatus (Rentner, Erwerbstätige), Raumtypologien (Kernstädte, Agglomeration, ländliche Gebiete).
 - Staat (Bund, Kantone und Gemeinde)
 - Ausland mit Armington-Formulierung
- Spezielle Berücksichtigung der *Energiesektoren*
- Bottom-up-Formulierung der *Elektrizitätsproduktion*
- *Kalibrierung der Energienachfrageentwicklung auf die bottom-up-Modellresultate* des Szenarios „Weiter wie bisher“ der Energiestrategie 2050
- *Detaillierte Erfassung der Schweizer Steuersystems:*
 - Mehrwertsteuer, unter Berücksichtigung der Schattenbesteuerung auf Vorleistungen und Investitionen gemäss Input-Output-Tabelle 2008

¹⁵ Bei einem volldynamischen Modell entscheiden die Wirtschaftsakteure auf Basis der heutigen und der künftigen Preise, d.h. die Wirtschaftsakteure sind vollständig informiert („perfect foresight“). Bei einem volldynamischen Modell besteht keine Unsicherheit zur künftigen Preisentwicklung.

- Direkte Bundessteuer für natürliche Personen
- Einkommenssteuer Kantone/Gemeinde
- Lohnnebenkosten (AHV-Beiträge usw.)
- Gewinnsteuer (ad hoc als „Trade tax“ auf dem Kapitaleinsatz)
- Restliche Outputsteuern und Produktionssubventionen
- Homogener und geräumter *Arbeitsmarkt* (nur freiwillige „Arbeitslosigkeit“) mit flexiblem Arbeitsangebot (Labor-Leisure-Choice)
- *Internationale Kapitalmobilität*: Kapital ist international mobil, wobei Kapitalimport und Kapitalexport mit Transaktionskosten verbunden sind.

Im Gleichgewichtsmodell nicht enthalten sind die externen Kosten des Energieverbrauchs und der Energieproduktion. Die Veränderungen in den externen Kosten werden nachträglich auf Basis der veränderten Energieproduktion und -nachfrage berechnet.¹⁶

9.3 Produktion und Konsum

Charakterisierung der Produktionssektoren

Die Abbildung 9-3 zeigt – sortiert nach der Wertschöpfung – einige wichtige Kennzahlen für die einzelnen Sektoren für das Benchmarkjahr 2008:

- *Wertschöpfung*: Zeigt die Wertschöpfung, bzw. das sektorale BIP. Mit 52 Mrd. CHF ist der Gross- und Detailhandel derjenige Sektor mit der grössten Wertschöpfung, gefolgt von den Binnensektoren Immobilienwesen und Unternehmensdienstleistungen.
- *Output*: Der Output entspricht dem Bruttoproduktionswert, umfasst also den gesamten Sektorenumsatz. Der Sektor mit dem grössten Output ist die Chemie gefolgt vom Gross- und Detailhandel.
- *Arbeitsanteil am Output*: Dieser Indikator zeigt, wie viel Arbeit pro Einheit Output eingesetzt wird. Eine hohe Arbeitsintensität weisen die Dienstleistungssektoren auf, wie bspw. Verwaltung oder Unternehmensdienstleistungen und Unterrichtswesen. Auch der Bausektor und mit ihm die Infrastruktursektoren weisen einen hohen Arbeitsanteil auf.
- *Kapitalanteil am Output*: Dieser Indikator zeigt, wie viel Kapital pro Einheit Output eingesetzt wird. Die höchste Kapitalintensität weist naturgemäss der Immobiliensektor auf. Aber auch das Unterrichts- und Gesundheitswesen zeigen relativ hohe Kapitalanteile.
- *Exporte*: Mit Abstand am meisten exportiert der Sektor Chemie (72.4 Mrd. CHF), gefolgt von den medizinisch, optischen Geräten und dem Maschinenbau.

¹⁶ Der Nachteil der „nachgelagerten“ Berechnung der externen Kosten ist, dass keine „optimale“ CO₂- oder Energieabgabe unter Berücksichtigung der externen Effekte der Energieproduktion und des Energieverbrauchs berechnet werden kann. Dies ist für die vorliegende Analyse nicht relevant, da wir die CO₂- oder Energieabgabe auf Basis von vorgegebenen CO₂- und Stromzielen berechnen.

- *Exportanteil am Output:* Dieser Indikator zeigt die Exportsensibilität bzw. Exportabhängigkeit des Sektors. Der exportsensibelste Sektor ist die Chemie, gefolgt von den medizinisch, optischen Geräten, der Luftfahrt und dem Maschinenbau.
- *Importe:* Auch bei den Importen liegt der Sektor Chemie mit 45 Mrd. CHF deutlich vor allen anderen Sektoren, wie Maschinenbau und Metallerzeugung.
- *Importanteil an der gesamten Inlandnachfrage (inkl. Vorleistungsnachfrage):* Dieser Indikator zeigt die Importsensibilität bzw. Importabhängigkeit des Sektors. Relativ importsensibel sind Metallerzeugung, Möbel/Schmuck und auch Chemie.
- *Fossiler Energieeinsatz:* Dieser Indikator misst die Energieintensität der fossilen Energieträger (Öl, Gas, Treibstoffe) und zeigt, wie viel TJ fossiler Energie in 1 Mio. CHF Output stecken.¹⁷ Der Strassengüter- und -personenverkehr braucht relativ viele fossile Energien. Bei den Industriesektoren benötigen insbesondere die Nichtmetalle sowie die Papierindustrie einen relativ hohen Einsatz an fossilen Energien.
- *Stromeinsatz:* Dieser Indikator misst die Stromintensität und zeigt, wie viel TJ Strom in 1 Mio. CHF Output stecken. Hier dominiert der Bahnpersonen- und -güterverkehr. Bei der Industrie ist vor allem die Papierindustrie relativ stromintensiv.
- *Gesamtenergieeinsatz:* Dieser Indikator misst die gesamte Energieintensität (ohne Vorleistungen) und zeigt, wie viel TJ Energie in 1 Mio. CHF Output stecken. Energieintensiv sind insbesondere alle Transportsektoren und die Papierindustrie.

Die Abbildung 9-2 zeigt auch, welche Sektoren dem EU ETS unterstellt wurden (mit der Abkürzung [ETS] bei der Sektorenbezeichnung). Es sind dies – neben dem hier nicht dargestellten Stromerzeugungs- bzw. Mineralverarbeitungssektor – folgende Sektoren: Chemie, Kunststoff, Nichtmetalle, Metalle, Papier, Luftverkehr sowie Steine und Erden.

¹⁷ Der Luftverkehr ist der in Bezug auf fossile Energieträger energieintensivste Sektor. Hier ist allerdings zu beachten, dass zwischen dem Schweizer Output und der dem Luftverkehr angerechnete Verbrauch aufgrund des Fremdbetanken von Flugzeugen von nicht in der Schweiz stationierten Luftverkehrsunternehmen kein direkter Zusammenhang besteht. Daher haben wir bei der farblichen Darstellung den Luftverkehr nicht berücksichtigt.

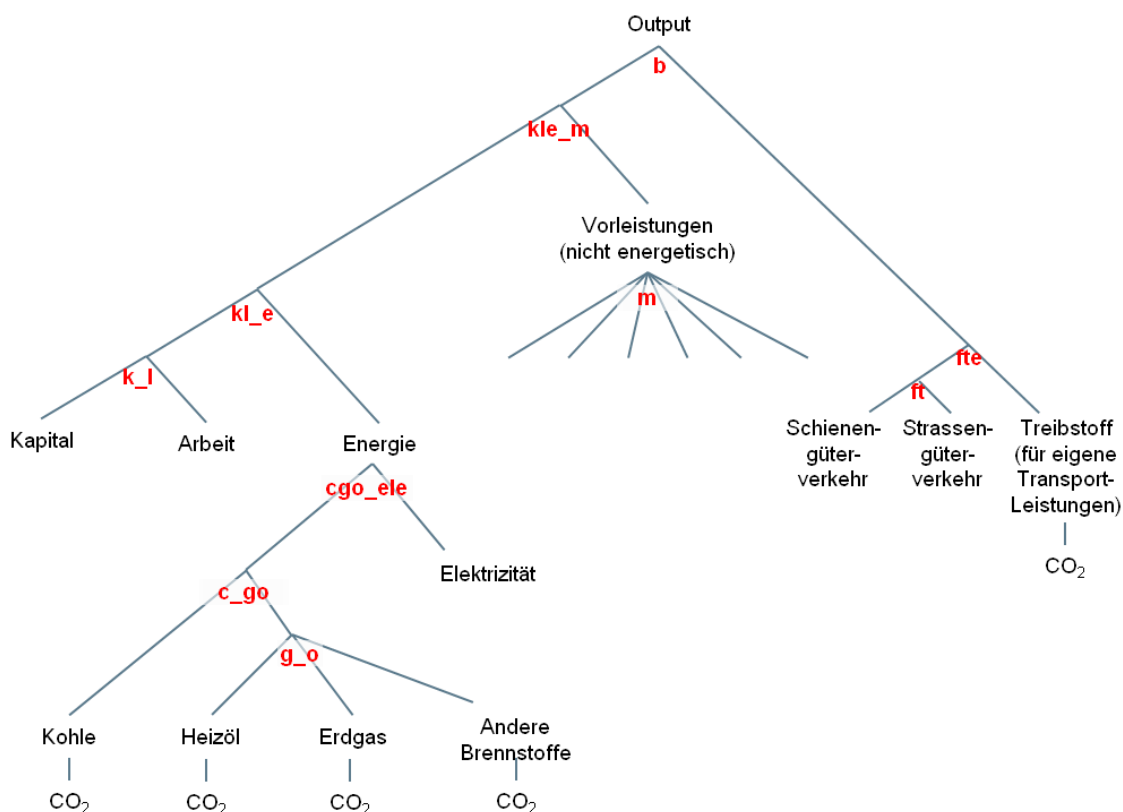
Abbildung 9-3: Die Sektoren im Überblick, Benchmarkjahr 2008 (exkl. Energiesektoren)

	Wertschöpfung [Mrd. CHF]	Output [Mrd. CHF]	Arbeits- anteil am Output	Kapital- anteil am Output	Exporte [Mrd. CHF]	Export- anteil am Output	Importe [Mrd. CHF]	Import- anteil an der totalen heimischen Nachfrage	fossiler Energie- einsatz [TJ / Mio. CHF Output]	Strom- einsatz [TJ / Mio. CHF Output]	Gesamt- energie- einsatz [TJ/Mio. CHF Output]
Gross- und Detailhandel	52.1	94.2	35%	21%	28.2	30%	1.1	2%	0.2	0.1	0.3
Immobilienwesen, Vermietung	47.3	67.3	5%	66%	0.3	0%	0.0	0%	0.0	0.0	0.0
Dienstleist. für Unternehmen	38.0	74.3	43%	8%	2.0	3%	0.2	0%	0.1	0.1	0.2
Kreditgewerbe	36.8	75.1	32%	17%	24.3	32%	5.4	10%	0.0	0.0	0.1
Gesundheits- und Sozialwesen	32.6	52.7	35%	27%	1.5	3%	0.1	0%	0.2	0.1	0.3
Baugewerbe	24.2	60.3	35%	5%	0.1	0%	0.2	0%	0.2	0.0	0.2
Unterrichtswesen	22.1	29.8	42%	32%	0.5	2%	0.0	0%	0.4	0.1	0.5
Chemische Industrie [ETS]	19.3	113.8	8%	9%	72.4	64%	45.0	52%	0.2	0.1	0.3
Versicherungsgewerbe	16.5	50.7	13%	20%	16.4	32%	11.4	25%	0.0	0.0	0.0
Med. und optischen Geräte; Uhren	14.3	50.9	17%	12%	29.9	59%	9.8	32%	0.0	0.0	0.1
Übrige öffentliche Verwaltung	14.2	21.5	48%	18%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0.1	0.4
Maschinenbau	12.0	57.0	16%	6%	29.7	52%	19.1	41%	0.1	0.1	0.1
Nachrichtenübermittlung	11.4	27.2	20%	22%	1.4	5%	1.1	4%	0.1	0.0	0.2
Gastgewerbe	10.3	29.6	30%	5%	5.8	20%	5.6	19%	0.4	0.3	0.7
Herstellung von Metallerzeugnissen	8.7	28.3	23%	7%	5.9	21%	6.3	22%	0.2	0.2	0.3
Informatikdienste	8.3	17.8	39%	8%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0.1	0.2
Interessenvertretungen, Kultur, Sport	7.0	21.4	21%	12%	2.2	10%	2.1	10%	0.1	0.1	0.2
Handel, Reparatur Auto, Tankstellen	6.6	11.5	46%	12%	0.1	1%	0.0	0%	0.3	0.2	0.5
Nahrungs- und Genussmittel	6.6	43.5	9%	7%	8.0	18%	10.1	22%	0.3	0.2	0.5
Landwirtschaft	5.7	18.3	12%	19%	0.1	1%	4.0	18%	0.5	0.2	0.7
Verlags- und Druckgewerbe	4.4	12.8	22%	12%	1.2	9%	2.6	18%	0.1	0.2	0.3
Persönliche Dienstleistungen	4.1	6.1	43%	24%	0.1	2%	0.2	3%	0.2	0.1	0.3
Elektrische und Informatik-Geräten	3.9	30.9	9%	3%	11.5	37%	12.1	38%	0.1	0.1	0.1
Strasseninfrastruktur	3.7	6.2	43%	16%	0.0	0%	0.0	0%	0.1	0.3	0.4
Strassengüterverkehr	3.3	9.7	27%	7%	1.0	11%	0.5	6%	1.7	0.1	1.8
Be- und Verarbeitung von Holz	3.1	11.3	19%	8%	1.0	9%	2.2	18%	0.2	0.3	0.4
Gummi- und Kunststoffwaren [ETS]	2.8	14.9	14%	5%	5.1	34%	5.8	37%	0.1	0.2	0.3
Übrige Verkehr, Reisebüros	2.7	18.1	12%	3%	2.0	11%	1.6	9%	0.2	0.1	0.2
Radio-, Fernseh-, Nachrichtengeräte	2.7	15.0	13%	5%	2.5	17%	6.5	34%	0.1	0.1	0.2
Forschung und Entwicklung	2.6	11.3	16%	7%	1.0	9%	1.1	9%	0.0	0.0	0.1
Möbel, Schmuck, Spielwaren	2.2	21.0	8%	3%	10.4	49%	14.2	57%	0.0	0.1	0.1
Bahnpersonenverkehr	2.1	5.0	32%	9%	0.4	7%	0.2	5%	0.0	1.5	1.5
Prod. aus nichtmet. Mineralien [ETS]	2.0	8.8	16%	7%	1.3	15%	3.0	28%	1.5	0.4	1.9
Erzeugung, Bearbeitung von Metall [ETS]	1.9	24.4	5%	3%	11.3	46%	18.0	58%	0.2	0.3	0.5
Bahninfrastruktur	1.9	3.7	40%	11%	0.0	1%	0.0	1%	0.3	0.3	0.6
Restlicher ÖV Land	1.8	3.5	40%	11%	0.3	10%	0.2	5%	1.4	0.7	2.2
Abwasserreinigung, Abfallbeseitigung	1.8	5.6	20%	11%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0.5	0.7
Herstellung von sonstigen Fahrzeugen	1.6	10.3	13%	3%	4.3	42%	4.4	42%	0.1	0.1	0.2
Papier- und Kartongewerbe [ETS]	1.5	8.5	14%	3%	2.6	30%	3.5	37%	0.9	0.7	1.6
Luftverkehr [ETS]	1.4	9.4	12%	3%	3.0	32%	2.0	23%	7.2	0.0	7.2
Textilgewerbe	0.9	6.2	9%	7%	2.1	34%	3.5	46%	0.2	0.2	0.4
Bergbau, Steine und Erden [ETS]	0.8	2.4	15%	18%	0.1	3%	0.4	15%	0.6	0.4	1.0
Wasserversorgung	0.7	1.5	13%	36%	0.0	0%	0.0	0%	0.0	0.9	0.9
Luftfahrt Infrastruktur	0.6	1.6	31%	9%	0.8	54%	0.5	39%	0.6	0.7	1.3
Fahrzeugbau	0.6	15.3	3%	1%	2.6	17%	13.0	51%	0.0	0.0	0.0
Bahngüterverkehr	0.6	1.7	28%	7%	0.7	40%	0.2	13%	0.1	1.1	1.2
Strassenpersonenverkehr	0.5	1.2	36%	10%	0.2	20%	0.2	14%	1.8	0.1	1.9
Recycling	0.5	2.0	15%	11%	0.0	0%	0.0	0%	0.2	0.4	0.6
Forstwirtschaft	0.5	1.1	17%	25%	0.0	0%	0.1	5%	0.5	0.0	0.6
Bekleidung und Pelzwaren	0.4	7.2	4%	1%	1.9	26%	5.9	52%	0.0	0.0	0.0
Schiffsverkehr	0.3	0.7	29%	8%	0.2	32%	0.1	16%	1.4	0.1	1.4
Lederwaren und Schuhe	0.1	3.1	3%	1%	0.9	29%	2.7	55%	0.0	0.0	0.1
Fischerei, Fischzucht	0.0	0.2	6%	9%	0.0	9%	0.1	46%	0.9	0.2	1.0
Schiffahrt Infrastruktur	0.0	0.0	31%	9%	0.0	22%	0.0	34%	0.1	0.0	0.1

Produktionsfunktion der Nicht-Energie-Sektoren

Die Produktion wird mit einer genesteten separablen CES-Funktion beschrieben: Die Wertschöpfung ergibt sich aus einem CES-Aggregat aus Kapital und Arbeit. Die nachfolgende Abbildung 9-4 zeigt die gewählte Produktionsfunktion.

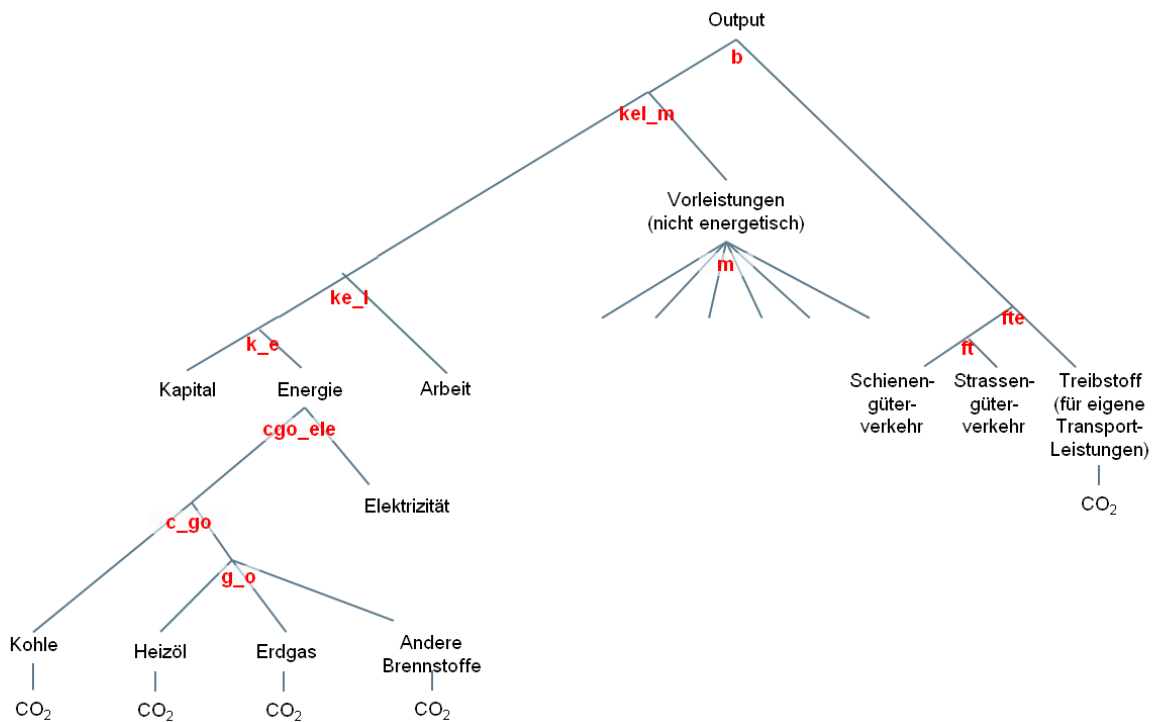
Abbildung 9-4: Produktionsfunktion KL-Nestung



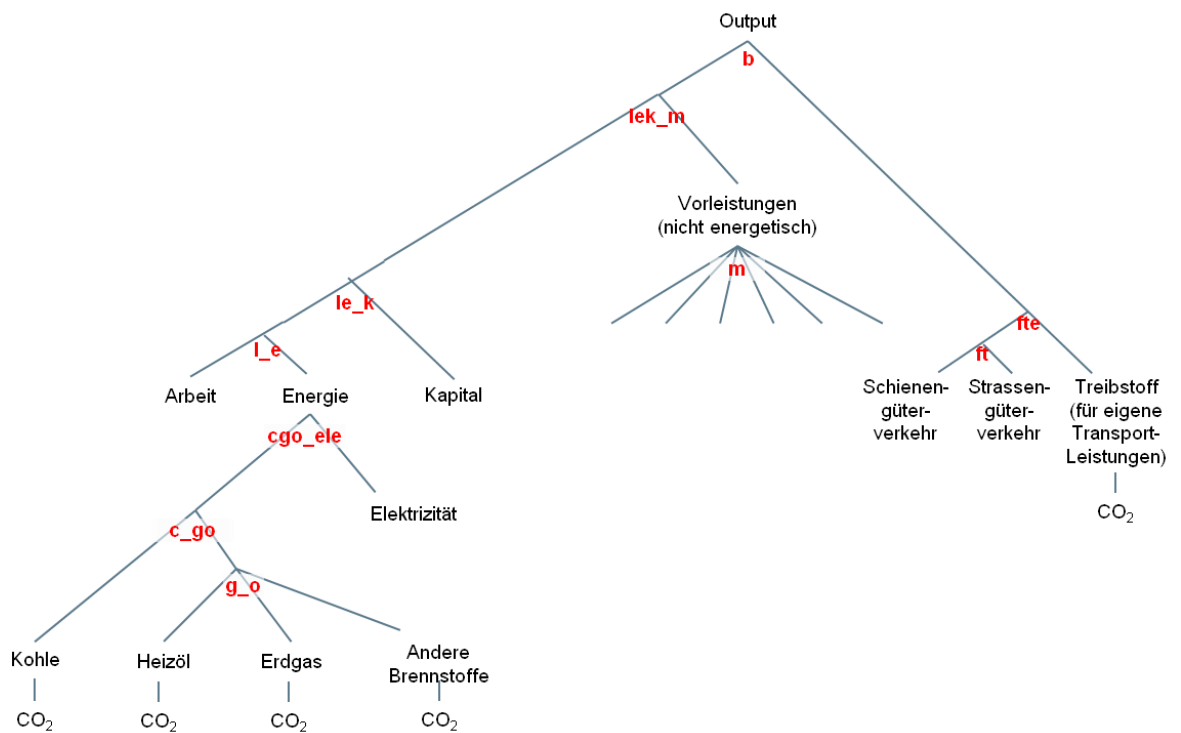
Die CO₂-Emissionen sind in fixen Proportionen (Leontief) gelinkt mit dem Verbrauch fossiler Energieträger, wobei die unterschiedliche CO₂-Intensität der verschiedenen Energieträger berücksichtigt wird. Die wesentlichen Kanäle zur Reduktion der CO₂-Emissionen sind: Fuel-Switching (also der Wechsel von einem CO₂-intensiven Energieträger zu einem weniger CO₂-intensiven Energieträger) und Energieeinsparung bzw. verbesserte Energieeffizienz im Verbrauch, dies betrifft sowohl den Endverbrauch bei den Haushalten als auch die Energievorleistungen in der Produktion.

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss einer unterschiedlichen KLEM-Nestung untersucht. Die Abbildung 9-5 zeigt eine alternative Nestung, bei der Energie zuerst mit Kapital substituiert wird und danach das Aggregat aus Kapital und Energie mit Arbeit substituierbar ist. Abbildung 9-6 zeigt die Nestung, bei der Energie zuerst mit Arbeit substituiert wird und dann das Aggregat aus Arbeit und Energie mit Kapital substituiert ist.

**Abbildung 9-5: Produktionsfunktion KE-Nestung
(alternative Nestung für Sensitivitätsanalyse)**



**Abbildung 9-6: Produktionsfunktion LE-Nestung
(alternative Nestung für Sensitivitätsanalyse)**



Die nachfolgende Abbildung 9-7 zeigt die aktuell von Mohler und Müller (2012) für die Schweiz geschätzten KLEM-Elastizitäten für die drei verschiedenen Nestungen und 12 Industriesektoren.

Abbildung 9-7: KLEM-Elastizitäten gemäss Mohler, Müller (2012)

Nestung	KL			KE			LE		
Sektor	k_l	kl_e	kle_m	k_e	ke_l	kel_m	l_e	le_k	lek_m
Food products and beverages	0.51	0.58	0.52	0.54	0.53	0.52	0.63	0.45	0.53
Textiles, textile products, leather and footwear	0.57	0.58	0.45	0.50	0.61	0.46	0.62	0.52	0.45
Wood and products of wood and cork	0.48	0.50	0.50	0.43	0.51	0.50	0.50	0.49	0.50
Pulp, paper, paper products, printing and publishing	0.54	0.50	0.49	0.22	0.56	0.49	0.65	0.49	0.49
Chemicals and chemical products	0.48	0.51	0.49	0.40	0.58	0.49	0.58	0.55	0.49
Rubber and plastic products	0.57	0.51	0.47	0.52	0.58	0.47	0.59	0.52	0.47
Other non-metallic mineral products	0.51	0.50	0.52	0.34	0.57	0.52	0.60	0.43	0.52
Basic metals and fabricated metal products	0.50	0.52	0.49	0.42	0.55	0.49	0.54	0.46	0.49
Machinery and equipment	0.57	0.48	0.47	0.31	0.58	0.47	0.67	0.49	0.47
Electrical and optical equipment	0.62	0.44	0.48	0.35	0.60	0.47	0.66	0.50	0.48
Transport equipment	0.57	0.52	0.47	0.53	0.58	0.47	0.56	0.53	0.47
Furniture, other manufacturing and recycling	0.53	0.50	0.49	0.49	0.52	0.49	0.52	0.52	0.49

*) Industries according to NOGA 2002 industrial classification of Switzerland, 2-digit (Quelle: Bundesamt für Statistik)

Quelle: Mohler Lukas, Müller Daniel (2012), Substitution Elasticities in Swiss Manufacturing. February 2012, Table 1 and 11.

Das vorliegende Modell unterscheidet mehr Sektoren und ist ein gesamtwirtschaftliches Modell, d.h. auch die Dienstleistungssektoren werden erfasst. Wir haben die KLEM-Elastizitäten gemäss Mohler und Müller (2012) unseren Sektoren zugeordnet. Für Sektoren, bei denen keine Informationen vorlagen, wurde eine Elastizität von 0.5 gewählt. Die nachfolgenden beiden Abbildungen zeigen die gewählten Elastizitäten für die drei verschiedenen Nestungen von Kapital, Arbeit, Energie und Vorleistungen.

Abbildung 9-8: Verwendete KLEM-Elastizitäten im Modell (Landwirtschaft, Industrie, Bau)

Sektor	k _l	k _{l_e}	k _{l_e_m}	k _e	k _{e_l}	k _{e_l_m}	l _e	l _{e_k}	l _{e_k_m}
Landwirtschaft	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Forstwirtschaft	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Fischerei	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Bergbau	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Nahrung, Getränke, Tabak	0.57	0.58	0.45	0.50	0.61	0.46	0.62	0.52	0.45
Textil	0.57	0.58	0.45	0.50	0.61	0.46	0.62	0.52	0.45
Bekleidung	0.57	0.58	0.45	0.50	0.61	0.46	0.62	0.52	0.45
Leder	0.57	0.58	0.45	0.50	0.61	0.46	0.62	0.52	0.45
Holz	0.48	0.50	0.50	0.43	0.51	0.50	0.50	0.49	0.50
Papier	0.54	0.50	0.49	0.22	0.56	0.49	0.65	0.49	0.49
Druck	0.54	0.50	0.49	0.22	0.56	0.49	0.65	0.49	0.49
Mineralölverarbeitung	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Brennstoffe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Chemie	0.48	0.51	0.49	0.40	0.58	0.49	0.58	0.55	0.49
Kunststoff	0.57	0.51	0.47	0.52	0.58	0.47	0.59	0.52	0.47
Glas, Keramik	0.51	0.50	0.52	0.34	0.57	0.52	0.60	0.43	0.52
Metallerzeugung	0.50	0.52	0.49	0.42	0.55	0.49	0.54	0.46	0.49
Metallbearbeitung	0.50	0.52	0.49	0.42	0.55	0.49	0.54	0.46	0.49
Maschinenbau	0.57	0.48	0.47	0.31	0.58	0.47	0.67	0.49	0.47
Computer-, Bürogeräte	0.62	0.44	0.48	0.35	0.60	0.47	0.66	0.50	0.48
Radio-, TV-, Kommunikationsgeräte	0.62	0.44	0.48	0.35	0.60	0.47	0.66	0.50	0.48
Medizinaltechnik, Optik, Uhren	0.62	0.44	0.48	0.35	0.60	0.47	0.66	0.50	0.48
Motorfahrzeugbau	0.57	0.52	0.47	0.53	0.58	0.47	0.56	0.53	0.47
Sonstiger Fahrzeugbau	0.57	0.52	0.47	0.53	0.58	0.47	0.56	0.53	0.47
Möbelindustrie	0.53	0.50	0.49	0.49	0.52	0.49	0.52	0.52	0.49
Herstellung sonstiger Waren	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Elektrizitätsverteilung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fernwärmeversorgung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasversorgung	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Wasserversorgung	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Hoch- und Tiefbau	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50

Abbildung 9-9: Verwendete KLEM-Elastizitäten im Modell (Dienstleistungen)

Sektor	k_l	kl_e	kle_m	k_e	ke_l	kel_m	l_e	le_k	lek_m
Handel, Reparatur Motorfahrzeuge	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Gross- und Detailhandel	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Beherberung und Gastronomie	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Schienenpersonentransport	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Schienengütertransport	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Schieneninfrastruktur	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Restlicher öffentlicher Landverkehr	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Taxi und weiterer Landverkehr	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Strassengütertransport	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Rohrleitungen	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Schifffahrt	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Luftfahrt	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Schifffahrtsinfrastruktur	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Luftverkehrsinfrastruktur	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Weitere Verkehrsdienstleistungen	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Post und Telekommunikation	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Banken	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Versicherungen	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Grundstücks- und Wohnungswesen	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Vermietung beweglicher Sachen	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Informationsdienstleistungen	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Forschung und Entwicklung	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Strasseninfrastruktur	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Öffentliche Verwaltung	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Bildung	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Gesundheitswesen	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Entsorgung	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Unterhaltung, Sport und Kultur	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Haushaldienstleistungen, weitere DL	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50

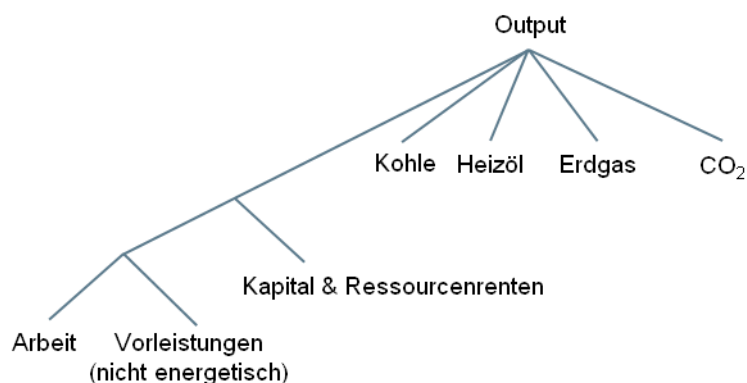
Elektrizitätserzeugungstechnologien

Im Elektrizitätsproduktionsbereich wurde das Modell in folgende Sektoren desaggregiert:

- Laufwasserkraftwerke
- Speicherkraftwerke
- Kernkraftwerke
- Gasbefeuerte Kraftwerke (Gas Kombikraftwerke, WKK)
- Rest (KVA, fossile Kraftwerke)
- Biomasse
- Wind
- Photovoltaik
- Geothermie

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Nestung der Elektrizitätserzeugungstechnologien.

Abbildung 9-10: Nestung der Elektrizitätserzeugungstechnologien



Der Elektrizitätssektor wurde auf das von Prognos (2012) berechnete Szenario „Weiter wie bisher“ und die Stromangebotsvariante C (fossil zentrale Produktion) kalibriert. Für die Kalibrierung des Benchmarkjahres (2008) und für die Vorwärtskalibrierung wurden die Kostenanteile der einzelnen Stromerzeugungstechnologien gemäss Prognos (2012) als gegeben unterstellt. Die Abbildung 9-12 zeigt die unterstellten Kostenanteile und Abbildung 9-11 zeigt die Stromgestehungskosten für Neubauten im jeweiligen Jahr für die einzelnen Technologien.

Abbildung 9-11: Vorgabe der Kostenanteile für die Kalibrierung 2008 und die Vorwärtskalibrierung für die Jahre 2020, 2035 2050¹⁸

Kostenanteile der einzelnen Technologien: Stromerzeugungsvariante C				
	2008	2020	2035	2050
Laufwasserkraftwerke	24.0%	20.5%	12.6%	11.7%
Speicherkraftwerke	38.0%	35.1%	21.7%	20.2%
Kernkraftwerke	34.2%	20.8%	0.0%	0.0%
Gasbefeuerte Kraftwerke (Gas Kombikraftwerke, WKK)	3.2%	12.2%	51.9%	50.2%
Photovoltaik	0.3%	1.8%	4.5%	8.2%
Biomasse	0.1%	8.8%	7.2%	6.8%
Wind	0.1%	0.7%	1.7%	2.5%
Geothermie	0.0%	0.2%	0.5%	0.5%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Abbildung 9-12: Stromgestehungskosten für Zubauten im entsprechenden Jahr¹⁹

	2010	2020	2030	2040	2050
+ Kapitalkosten Rp. pro kWhel					
Speicherwasserkraft	8.1	9.8	10.5	9.9	10.1
Laufwasserkraft	4.3	4.7	5.0	5.0	5.2
Kernkraftwerke	2.3	2.9	2.9	2.9	2.9
GuD	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	13.8	13.0	12.7	12.4	12.4
Photovoltaik	24.3	11.3	9.5	8.4	7.7
Wind	12.8	10.8	8.6	7.6	6.4
Geothermie	7.9	6.7	6.0	5.5	5.0
+ Betriebskosten Rp. pro kWhel					
Speicherwasserkraft	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0
Laufwasserkraft	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
Kernkraftwerke	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
GuD	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	11.1	10.5	9.9	9.3	8.9
Photovoltaik	7.4	5.1	3.5	2.7	2.2
Wind	11.3	9.3	7.1	6.3	5.5
Geothermie	4.4	3.9	3.8	3.7	3.6
+ Energiekosten Rp./kWhel					
Speicherwasserkraft	-	-	-	-	-
Laufwasserkraft	-	-	-	-	-
Kernkraftwerke	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
GuD	7.9	11.8	12.6	12.8	12.5
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	-	-	-	-	-
Photovoltaik	-	-	-	-	-
Wind	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	-	-	-
= Total Stromgestehungskosten Rp./kWhel					
Speicherwasserkraft	8.9	10.8	11.5	10.9	11.1
Laufwasserkraft	5.5	5.9	6.3	6.4	6.6
Kernkraftwerke	6.2	6.8	6.8	6.8	6.8
GuD	9.1	13.0	13.8	14.0	13.7
Erneuerbare WKK: Biomasse gross (2 MW)	24.9	23.4	22.5	21.8	21.2
Photovoltaik	31.7	16.4	13.0	11.1	9.9
Wind	24.1	20.1	15.7	13.9	12.0
Geothermie	12.3	10.5	9.8	9.2	8.6

Anmerkung: Alle Angaben ohne Einrechnung von zusätzlichen Netz-, Regelernergie und weiteren Systemkosten.

¹⁸ Quelle: Prognos (2012).

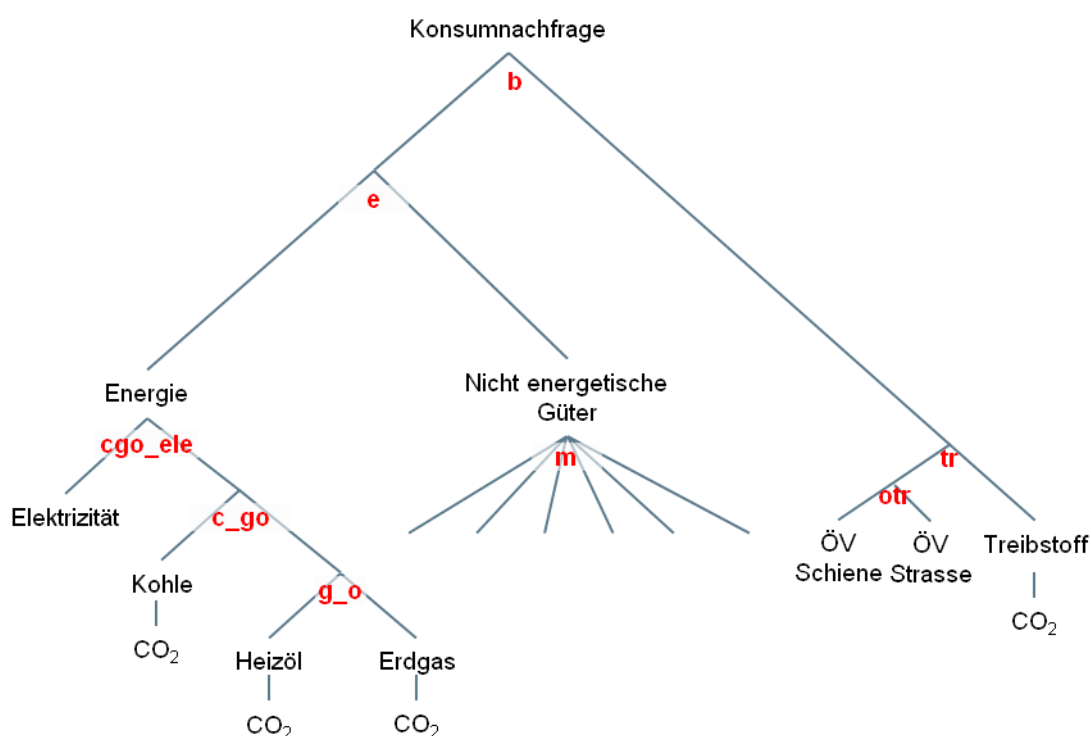
¹⁹ Quelle: Prognos (2012).

Nutzenfunktion der Haushalte

Es gibt mehrere Haushalte unterteilt nach Lebensstandard und Alter, die ausgestattet sind mit Arbeit und Kapital.²⁰ Der Faktor Arbeit ist zwischen den Wirtschaftssektoren mobil. Die Haushalte maximieren ihren Nutzen aus dem Konsum, welcher sich nachfrageseitig mittels konstanter Substitutionselastizitäten²¹ zusammensetzt, aus dem Konsum von Transportleistungen, den Nicht-Energie-Gütern und den restlichen Energiegütern (Elektrizität und die für die Wärmeproduktion benötigten Brennstoffen).

Die nachfolgende Abbildung 9-9 zeigt die unterstellte Nutzenfunktion der Haushalte.

Abbildung 9-13: Nutzenfunktion Haushalte



Die nachfolgende Abbildung fasst die im Modell enthaltenen Substitutionselastizitäten zusammen. Der Einfluss veränderter Elastizitäten auf die wichtigsten Resultate wird im Rahmen der Sensitivitätsanalyse untersucht.

²⁰ Damit für die Schweiz Verteilungseffekte berechnet werden können, wurden die Gesamteffekte des repräsentativen Haushalts auf bis zu 15 Haushaltstypen aufgeteilt. Insgesamt wurden vier verschiedene Disaggregationen durchgeführt und berechnet (vgl. Kapitel 10). Die nicht zuweisbaren Kapitaleinkommen wurden einem speziellen Haushalt – dem sog. „Kapitalisten“ – zugewiesen.

²¹ CES-Funktion, CES = Constant Elasticity of Substitution.

Abbildung 9-14: Substitutionselastizitäten

Substitutionselastizitäten	Bezeichnung	Elastizität
Nicht energetische Güter		
zwischen nicht energetischen Vorleistungen in der Produktionsfunktion	m	0.25
zwischen nicht energetischen Konsumgütern in der Nutzenfunktion	m	0.5
Energie		
zwischen Heizöl und Erdgas	g_o	0.75
zwischen Kohle und dem Aggregat aus Heizöl/Erdgas	c_go	0.15
zwischen Elektrizität und dem Aggregat aus Heizöl/Erdgas/Kohle	cgo_ele	0.5
Transport		
zwischen nicht energetischen Gütern und Transportleistungen	b	0.1
zwischen ÖV Schiene und ÖV Strasse	otr	1.2
zwischen Treibstoff (priv. Transport) und dem ÖV-Aggregat	tr	1.5
zwischen ÖV Schiene und ÖV Strasse	otr	1.2
zwischen Treibstoff (priv. Transport) und dem ÖV-Aggregat	tr	1.5
zwischen Schienengüterverkehr und Strassenverkehr (Fremdleistung)	ft	1.2
zwischen Treibstoff (eigener Strassentransport) und dem Aggregat aus Schienengüterverkehr und Strassenverkehr (Fremdleistungen)	fte	1.5

Disaggregation der Haushalte

Die Haushalte werden in verschiedene Haushaltsgruppen unterteilt (vgl. Kapitel 10). Die Haushalte haben ein flexibles Arbeitsangebot (Labor-Leisure-Choice). Die unterstellten Arbeitsangebotselastizitäten sind in der folgenden Abbildung dokumentiert:

Abbildung 9-15: Arbeitsangebotselastizitäten

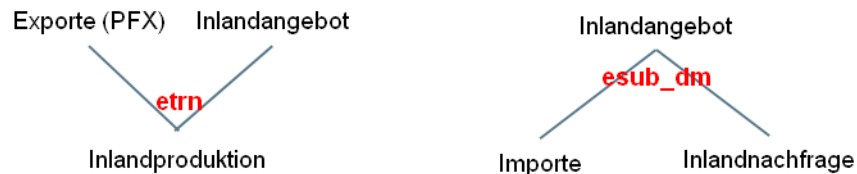
Haushaltsgruppe	Arbeitsangebotselastizität
NoKids1	0.43
NoKids2	0.23
NoKids3	0.17
NoKids4	0.12
NoKids5	0.07
Kids1	0.24
Kids2	0.15
Kids3	0.11
Kids4	0.08
Kids5	0.04
Rentner1	0.57
Rentner2	0.33
Rentner3	0.22
Rentner4	0.17
Rentner5	0.07

Quelle: Evers M., De Mooij R., Van Vuuren D. (2008); Gerfin M. (1993)

Aussenhandel

Der Aussenhandel wird mit dem sogenannten Armingtonansatz modelliert (Armington 1969). Heimisch produzierte und importierte Güter sind dabei unvollständige Substitute.

Abbildung 9-16: Exporte (Transformationselastizität) und Importe (Armingtonsubstitutionelastizität)



Primärer und sekundäre Sektoren	Armington-Elastizität [esub_dm]	Transformations-Elastizität [etrn]	Tertiäre Sektoren	Armington-Elastizität [esub_dm]	Transformations-Elastizität [etrn]
Landwirtschaft	0.8	1.6	Handel, Reparatur Auto, Tankstellen	0.5	0.4
Forstwirtschaft	0.8	1.6	Gross- und Detailhandel	0.5	0.4
Fischerei, Fischzucht	0.8	1.6	Gastgewerbe	0.5	0.4
Bergbau, Steine und Erden [ETS]	4.0	2.0	Bahnpersonenverkehr	1.0	0.4
Rohöl [ETS]	4.0	2.0	Bahngüterverkehr	1.0	0.4
Nahrungs- und Genussmittel	0.8	0.8	Bahninfrastruktur	1.0	0.4
Textilgewerbe	1.2	1.8	Restlicher ÖV Land	1.0	0.4
Bekleidung und Pelzwaren	1.2	1.8	Strassenpersonenverkehr	1.0	0.4
Lederwaren und Schuhe	1.2	1.8	Strassengüterverkehr	1.0	0.4
Be- und Verarbeitung von Holz	1.2	1.8	Rohrfernleitungen	1.0	0.4
Papier- und Kartongewerbe [ETS]	0.9	1.2	Schiffsverkehr	1.0	0.4
Verlags- und Druckgewerbe	1.2	1.8	Luftverkehr [ETS]	0.5	0.4
Rohöl [ETS]	4.0	2.0	Schiffahrt Infrastruktur	1.0	0.4
Treibstoffe	4.0	2.0	Luftfahrt Infrastruktur	1.0	0.4
Heizöl	4.0	2.0	Übrige Verkehr, Reisebüros	1.0	0.4
Anderer fossiler Energieträger	4.0	2.0	Nachrichtenübermittlung	1.0	0.4
Herstellung von nuklearem Brennstoff	4.0	2.0	Kreditgewerbe	0.5	0.8
Chemische Industrie [ETS]	0.9	1.2	Versicherungsgewerbe	0.5	0.8
Gummi- und Kunststoffwaren [ETS]	2.0	1.5	Immobilienwesen, Vermietung	0.5	0.4
Prod. aus nichtmet. Mineralien [ETS]	0.9	1.2	Dienstleist. für Unternehmen	0.5	0.4
Erzeugung, Bearbeitung von Metall [ETS]	0.9	1.2	Informatikdienste	0.5	0.8
Herstellung von Metallerzeugnissen	2.0	2.0	Forschung und Entwicklung	0.5	0.4
Maschinenbau	2.0	2.0	Strasseninfrastruktur	0.5	0.4
Elektrische und Informatik-Geräte	2.0	2.0	Übrige öffentliche Verwaltung	0.5	0.4
Radio-, Fernseh-, Nachrichtengeräte	2.0	2.0	Unterrichtswesen	0.5	0.4
Med. und optischen Geräte; Uhren	2.0	2.0	Gesundheits- und Sozialwesen	0.5	0.4
Fahrzeugbau	2.0	2.0	Fernwärmeerzeugung in KVA	0.5	0.4
Herstellung von sonstigen Fahrzeugen	2.0	2.0	Abwasserreinigung, Abfallbeseitigung	0.5	0.4
Möbel, Schmuck, Spielwaren	1.2	1.8	Interessenvertretungen, Kultur, Sport	0.5	0.4
Recycling	2.0	2.0	Persönliche Dienstleistungen	0.5	0.4
Elektrizitätsversorgung	4.0	2.0			
Fernwärmeversorgung	2.0	2.0			
Gasversorgung	4.0	2.0			
Wasserversorgung	2.0	2.0			
Baugewerbe	1.2	1.8			

Quellen: Dimaranan, B.V., McDougall, R.A. (2002); Saito M. (2004); Welsch H. (2008).

Staat

Es wird unterstellt, dass der Staat seine Leistungen unabhängig von der unterstellten Klima- und Energiepolitik erbringen muss. Dies bedeutet, dass der Staat für alle berechneten Szenarien dieselben Einnahmen generieren muss, wie in der Referenzentwicklung „Weiter wie bisher“ („equal yield“).

ETS – Emission Trading Scheme

In der vorliegenden Studie wird davon ausgegangen, dass sich die Schweiz dem EU-ETS anschliesst. Die Sektoren im EU ETS (vgl. dazu die Abbildung 9-3) können Emissionsrechte frei handeln (die Annahmen zu den exogen vorgegebenen EU-ETS-Preisen sind der Abbildung 2-3 zu entnehmen).

CO₂-Abgabe

Für die Schweiz wird eine Lenkungsabgabe nach Massgabe der CO₂-Emissionen erfasst: Die CO₂-Abgabe wird auf Brenn- und Treibstoffen in allen Sektoren, die nicht dem EU-ETS angehören, erhoben.

Elektrizitätsabgabe mit Ausnahmeregelung

Auf der Stromseite wird eine Elektrizitätsabgabe nach Massgabe des Stromverbrauchs erfasst. Das Gleichgewichtsmodell wurde so aufgesetzt, dass einzelne Sektoren von der Elektrizitätsabgabe befreit werden können. Da die Ausnahmeregelung noch nicht definiert ist, haben wir für die vorliegende Arbeit die EU-ETS-Sektoren von der Elektrizitätsabgabe befreit.

Weitere Massnahmen

Die bereits implementierten Massnahmen wurden über Energieeffizienzfortschritte erfasst, welche aus den Vorgaben zur Referenzentwicklung „Weiter wie bisher“ abgeleitet werden.

Nicht implementiert sind Stromrappen (zur Förderung der Stromeffizienz) und der Zuschlag auf Stromnetztarifen (zur Förderung des Stroms aus Erneuerbaren). Auch weitere Förderinstrumente (Gebäudeprogramm) wurden modellmässig nicht explizit erfasst. Die von Prognos (2012) übernommene Referenzentwicklung beinhaltet diese Instrumente aber, so dass bei der Kalibrierung auf die Referenzentwicklung diese Wirkungen implizit erfasst werden.

9.4 Daten

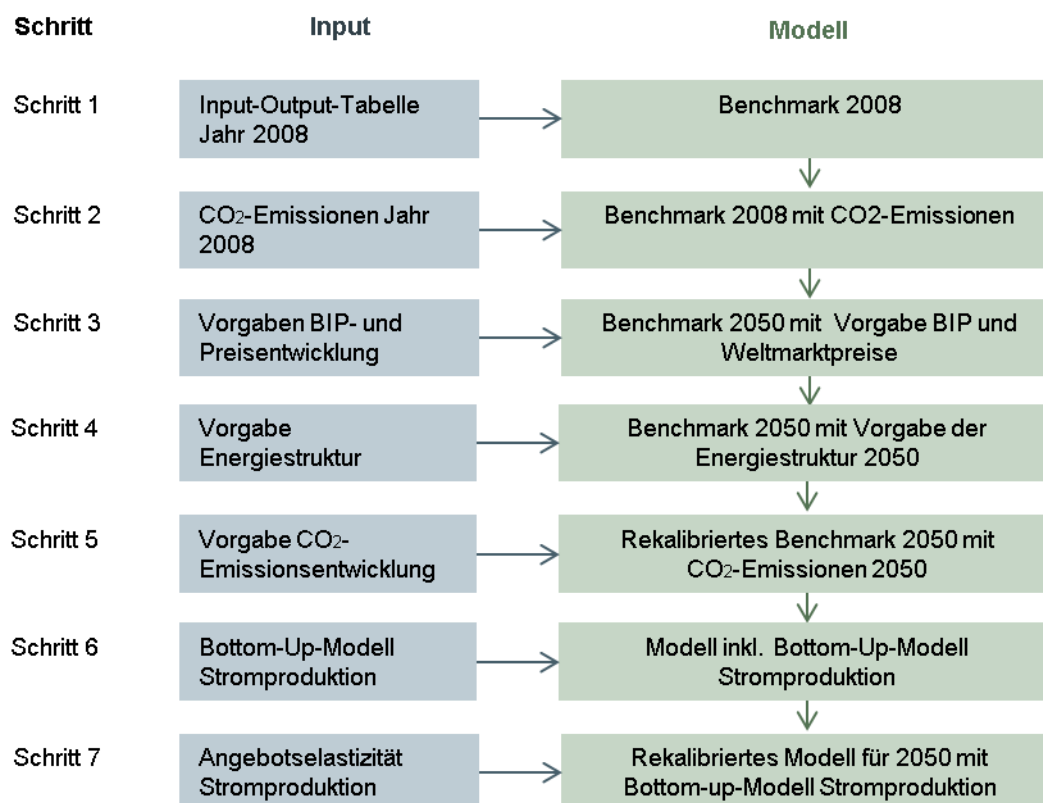
Die ökonomischen und energetischen Grundlagendaten stammen aus der Schweizer Input-Output-Tabelle 2008.²² Weiter wurden auch die neuesten zur Verfügung stehenden Differenzierungen im Energie- und Verkehrsbereich für das Jahr 2008 berücksichtigt.²³ Die Rahmenentwicklung (vgl. Abbildung 2-3) wurden von Prognos (2012) übernommen.

9.5 Kalibrierung

Schrittweise Kalibrierung auf das Referenzszenario

Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie auf das Referenzszenario WWB schrittweise kalibriert wurde.

Abbildung 9-17: Schrittweise Kalibrierung auf das Referenzszenario



²² Vgl. Nathani, C., Schmid, C., van Nieuwkoop, R. (2011).

²³ Vgl. Rütter+Partner, Infrac, EcoPlan (2012).

10 Anhang B: Detailresultate der Haushaltbudgetbefragung

Disaggregation der Haushalte zur Erfassung der Verteilungswirkungen

Die CO₂-Abgabe und die Lenkungsabgabe auf Strom haben durch die Verlagerung der Steuerbelastungen Auswirkungen auf die Wirtschaft und die gesamte Wohlfahrt. Wichtig – und für die politische Beurteilung zentral – sind die Verteilungseffekte: Also der Frage, welche Haushalte wie stark belastet bzw. entlastet werden. Dazu wird der repräsentative Haushalt in verschiedene Einteilungen unterteilt.

Damit wir die Verteilungswirkungen für verschiedene verteilungsrelevante Aspekte berechnen können, wird der repräsentative Haushalt nach den Kriterien **Lebensstandard, Erwerbsstatus und Kinder** aufgeteilt. Insgesamt unterscheiden wir 15 Haushaltstypen:

- 5 nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte ohne Kinder: NoKids1 (ärmste 20% der Haushalte) bis NoKids5 (reichste 20%).
- 5 nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte mit Kindern: Kids1 bis Kids5.
- 5 nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte Rentnerhaushalte: Rentner1 bis Rentner5.

Diese Einteilung nach Lebensstandard (vgl. dazu den nachfolgenden Exkurs), Erwerbsstatus und Kinder zeigt, wie die Familienhaushalte im Vergleich zu kinderlosen Haushalten und die Rentnerhaushalte von den Massnahmen der Energiestrategie 2050 betroffen sind. Die Abbildung 10-4 zeigt die wichtigsten Kennzahlen für die einzelnen Haushaltstypen.

Haushaltbudgeterhebung (HABE) zeigt Einnahmen- und Ausgabenstruktur

Mit Hilfe der Haushaltbudgeterhebung (HABE) können die Haushalte nach den obigen Kriterien eingeteilt und deren Einnahmen- und Ausgabenstrukturen erfasst werden. Für die Auswertung haben wir einen vom Bundesamt für Statistik zur Verfügung gestellten gepoolten Datensatz der HABE 2007, 2008 und 2009 verwendet.²⁴

²⁴ Das Poolen der Befragungen erhöht die Anzahl der befragten Haushalte und verbessert die Qualität der Auswertung. Pro Jahr liegen Einkommens- und Verbrauchsdaten von rund 3000 Haushalten vor, insgesamt wurden im gepoolten Datensatz 2007 bis 2009 10'134 Haushalte ausgewertet. Das Pooling 2007 bis 2009 wurde gewählt, weil sich der Benchmarkjahrsdatensatz für die Modellierung auf das Jahr 2008 bezieht (2008 ist das Zentraljahr des ausgewerteten gepoolten Datensatzes).

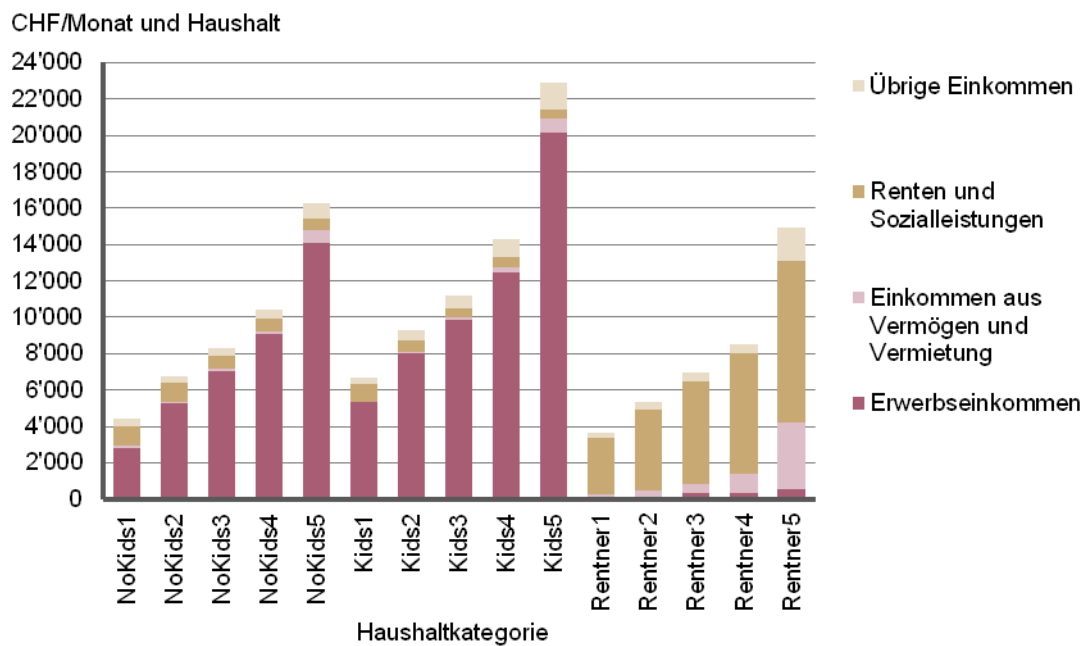
Die Preisentwicklung innerhalb der Jahre 2007 bis 2009 wurde nicht speziell berücksichtigt. Diese kann auch bei grösseren Veränderungen (wie dies bspw. bei den fossilen Energieträgern der Fall war) vernachlässigt werden, da die mittels der HABE ausgewertete Einkommens- und Ausgabenstruktur auf die gesamtwirtschaftlichen Grössen gemäss VGR 2008 (Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung) kalibriert werden.

Für die Auswertung wurde die vom Bundesamt für Statistik mitgelieferte Gewichtung der Haushalte benutzt. Auch die Einteilung in Rentner- und erwerbstätigen Haushalte basiert auf den Angaben und Definitionen des Bundesamts für Statistik: Dabei werden die Rentnerhaushalte aufgrund des Alters des Haushaltsvorstandes identifiziert. Personen in Rentnerhaushalten können somit auch erwerbstätig sein. Die Auswertung der Einkom-

Einnahmen- und Ausgabenstruktur

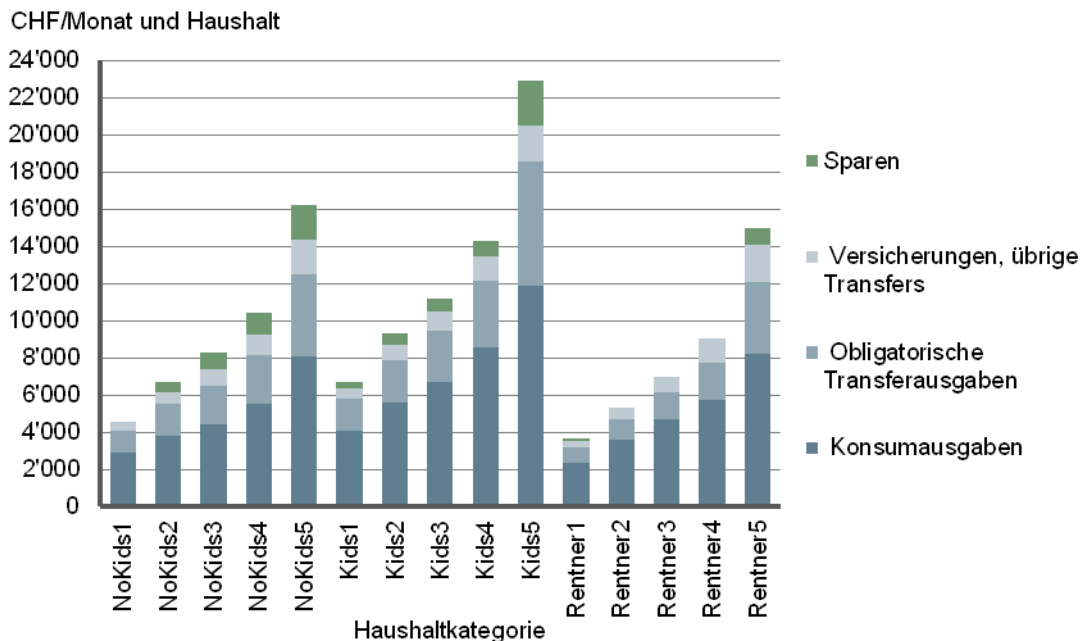
Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen die Einnahmen- bzw. Ausgabenstruktur der 15 Haushaltstypen.

Abbildung 10-1: Einteilung nach Lebensstandard, Erwerbsstatus und Kinder - Einnahmenstruktur



mensstruktur zeigt aber, dass das Arbeitseinkommen der Rentnerhaushalte nur einen sehr kleinen Teil am Gesamteinkommen ausmacht.

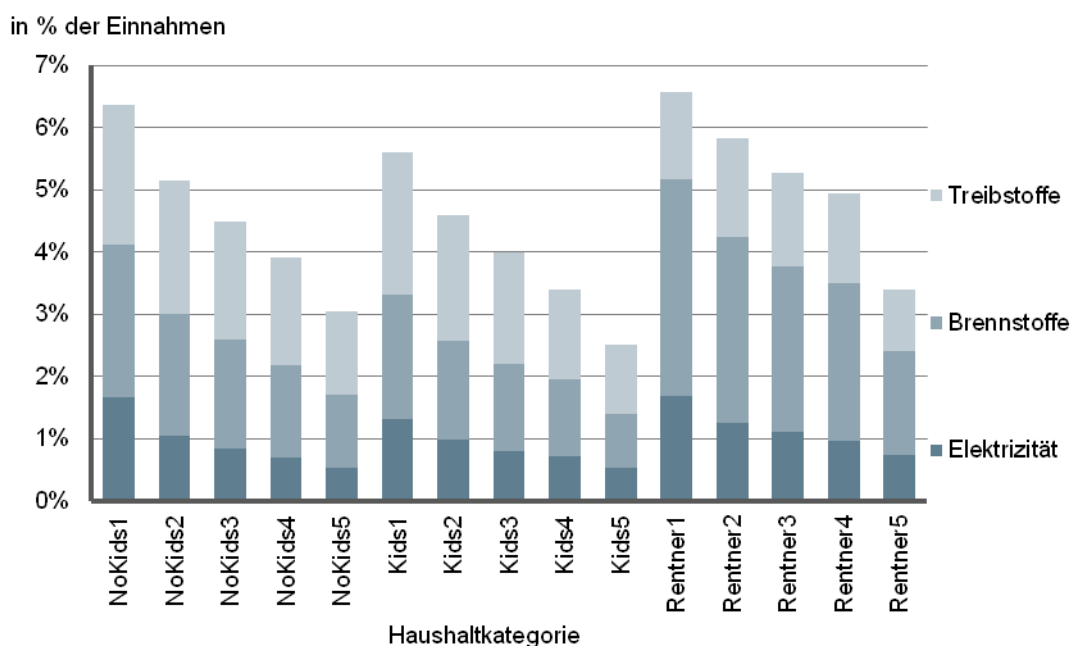
Abbildung 10-2: Einteilung nach Lebensstandard, Erwerbsstatus und Kinder - Ausgabenstruktur



Energiekosten

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Energiekosten in % der Einnahmen. Die ärmeren Haushalte geben gut 6% ihres Einkommens für den Energiekonsum aus. Die reicheren Haushalte wenden dagegen nur rund 3% ihrer Einnahmen für den Energiekonsum auf.

Abbildung 10-3: Einteilung nach Lebensstandard, Erwerbsstatus und Kinder – Struktur des Energiekonsums



Die Detailzahlen zur Einnahmen- und Ausgabenstruktur sind in der Abbildung 10-5 und Abbildung 10-6 zu finden.

Kalibrierung der Mikrodaten der HABE auf die Makrogrössen

Da die Makrodaten aus den Input-Output-Tabellen nicht direkt aus den Mikrodaten der HABE hergeleitet werden können, wurden die Mikrodaten der HABE auf die Makrogrössen aus der Input-Output-Tabelle 2008 kalibriert. Dazu wurde ein neuer Haushaltstyp „Kapitalist“ eingeführt, der aus den nicht den Erwerbstätigen und Rentnerhaushalten zuweisbaren Kapitaleinkommen gebildet wurde. Der Kapitalist erhält rund die Hälfte des gesamtwirtschaftlichen Kapitaleinkommens.

Exkurs: Bestimmung des Lebensstandards

Die Einteilung der Haushalte zu den einzelnen Gruppen basiert unter anderem auf dem Lebensstandard. Wir bestimmen einen Indikator für den Lebensstandard, der auf Haushaltseinkommen und Konsumausgaben basiert und zusätzlich die Haushaltsgrösse – über die Äquivalenzskala²⁵ – berücksichtigt. Formal ausgedrückt ergibt dies einen Indikator des Lebensstandards IL für einen Haushalt i von

$$IL_i = \frac{\frac{1}{2}Y_i + \frac{1}{2}C_i}{E_i}$$

E gibt den Wert der gewählten Äquivalenzskala für einen bestimmten Haushalt wieder. Y gibt das Bruttoeinkommen des Haushaltes an, während C die Konsumausgaben wiedergibt.

Zur Bestimmung des Lebensstandards berücksichtigen wir sowohl das Bruttoeinkommen eines Haushaltes, Y , wie auch die Konsumausgaben, C , und gewichten beide mit je 50%. Diese Entscheidung ist u.a. auf die Erhebungsart der Haushaltbudgeterhebung zurückzuführen.²⁶

²⁵ Wir verwenden die OECD-Äquivalenzskala (1 für 1 Erwachsenen, 0.5 für jeden weiteren Erwachsenen und 0.3 für jedes Kind).

²⁶ Die Wahl dieser Einteilung ist in Ecoplan (2002), Globalisierung und die Ursachen der Umverteilung in der Schweiz – Analyse der strukturellen und sozialen Umverteilungen in den 90-er Jahren mit einem Mehrländergleichgewichtsmodell, ausführlich begründet.

Abbildung 10-4: Einteilung nach Erwerbsstatus, Kinder und Lebensstandard - Kennzahlen

Haushaltskategorie	NoKids1	NoKids2	NoKids3	NoKids4	NoKids5	Kids1	Kids2	Kids3	Kids4	Kids5	Rentner1	Rentner2	Rentner3	Rentner4	Rentner5
Anzahl Haushalte	180'223	279'988	366'224	454'963	517'725	189'683	199'784	159'518	101'676	69'793	295'698	185'668	139'871	108'478	77'870
Anzahl Personen pro Haushalt	2.02	2.00	1.86	1.83	1.77	4.11	3.92	3.64	3.69	3.61	1.47	1.53	1.61	1.52	1.61
Kinder unter 15 Jahren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.81	1.66	1.53	1.58	1.55	0.03	0.01	0.01	0.00	0.00
Rentner	0.11	0.09	0.08	0.06	0.04	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	1.33	1.38	1.44	1.38	1.42
Anzahl Äquivalenzpersonen (OECD-Skala)	1.51	1.50	1.43	1.42	1.39	2.23	2.15	2.03	2.05	2.01	1.23	1.26	1.30	1.26	1.30
Monatseinkommen pro Haushalt	4'405	6'731	8'284	10'401	16'255	6'682	9'327	11'184	14'311	22'896	3'638	5'320	6'950	8'535	14'962
Monatseinkommen pro Äquivalenzperson	2'915	4'485	5'795	7'342	11'736	2'997	4'342	5'502	6'979	11'378	2'956	4'217	5'331	6'787	11'490
Monatseinkommen pro Kopf	2'179	3'362	4'457	5'673	9'183	1'628	2'381	3'076	3'877	6'345	2'475	3'487	4'318	5'633	9'320

Abbildung 10-5: Einteilung nach Lebensstandard, Erwerbsstatus und Kinder - Ausgaben und Einnahmenstruktur [in CHF pro Monat und Haushalt]

Haushaltskategorie	NoKids1	NoKids2	NoKids3	NoKids4	NoKids5	Kids1	Kids2	Kids3	Kids4	Kids5	Rentner1	Rentner2	Rentner3	Rentner4	Rentner5
Total aller Ausgaben	4'547	6'178	7'364	9'263	14'346	6'375	8'681	10'504	13'475	20'501	3'546	5'321	6'954	9'058	14'075
Konsumausgaben	2'886	3'818	4'427	5'533	8'061	4'046	5'609	6'669	8'545	11'889	2'348	3'577	4'667	5'701	8'239
Nahrungsmittel und alkoholfreie Getränke	486	573	584	593	668	737	855	894	987	1'062	451	574	656	663	742
Alkoholische Getränke und Tabakwaren	59	89	96	118	157	65	86	109	108	144	53	70	119	124	192
Bekleidung und Schuhe	97	137	170	236	391	176	275	318	435	681	56	119	175	219	311
Wohnen (exkl. Energie)	806	976	1'089	1'266	1'736	1'051	1'288	1'440	1'765	2'410	696	884	1'000	1'182	1'663
Brennstoffe	108	132	144	154	191	135	149	158	178	199	127	159	185	215	251
Elektrizität	73	70	70	72	85	87	92	89	102	121	61	67	77	83	109
Wohnungseinrichtung und laufende Haushaltsführung	89	141	195	268	491	168	253	369	497	944	82	183	268	314	562
Gesundheitsausgaben	118	151	177	234	310	155	227	290	371	446	161	311	454	504	728
Verkehr (exkl. Treibstoffe)	190	340	424	642	1'128	324	544	720	1'052	1'487	117	248	374	582	747
Treibstoffe	99	145	158	180	219	152	188	199	207	253	51	85	104	124	148
Nachrichtenübermittlung	154	184	185	190	213	202	217	211	228	258	75	92	115	126	170
Unterhaltung, Erholung und Kultur	251	364	480	674	1'076	352	659	831	1'141	1'606	197	377	551	758	1'230
Gast- und Beherbergungsstätten	231	365	465	640	962	268	507	655	862	1'201	137	255	377	492	720
Andere Waren und Dienstleistungen	125	151	190	265	433	173	269	385	611	1'077	84	153	211	313	669
Obligatorische Transferausgaben	1'221	1'726	2'095	2'625	4'406	1'769	2'236	2'794	3'584	6'673	848	1'127	1'480	2'018	3'877
Sozialversicherungsbeiträge	326	631	874	1'147	1'839	654	980	1'262	1'578	2'546	12	18	50	86	81
Obligatorische Krankenversicherung	501	475	451	432	437	645	599	588	585	605	464	489	509	489	519
Direkte Bundessteuern	31	55	73	110	362	41	59	109	184	678	26	49	94	175	527
Restliche Einkommenssteuern	363	565	697	935	1'768	429	597	835	1'238	2'844	345	571	827	1'268	2'750
Versicherungen, übrige Transfers	440	634	843	1'105	1'879	560	837	1'041	1'345	1'939	349	616	807	1'339	1'959
Total aller Einnahmen	4'405	6'731	8'284	10'401	16'255	6'682	9'327	11'184	14'311	22'896	3'638	5'320	6'950	8'535	14'962
Erwerbseinkommen	2'813	5'286	7'056	9'056	14'095	5'334	8'013	9'845	12'492	20'155	76	94	302	326	557
Einkommen aus Vermögen und Vermietung	126	86	136	191	729	38	70	122	283	789	176	415	554	1'036	3'666
Renten und Sozialleistungen	1'095	1'058	720	648	605	934	669	559	562	478	3'134	4'430	5'605	6'640	8'902
Transfers von anderen Haushalten, sporadische Eink.	370	301	371	506	826	376	576	658	975	1'473	251	382	489	533	1'837
Sparen (Einkommen - Ausgaben)	-142	553	920	1'138	1'908	307	646	680	836	2'395	92	-0	-4	-523	887

Abbildung 10-6: Einteilung nach Lebensstandard, Erwerbsstatus und Kinder - Ausgaben und Einnahmenstruktur [in CHF pro Monat und Haushalt]

Haushaltskategorie	NoKids1	NoKids2	NoKids3	NoKids4	NoKids5	Kids1	Kids2	Kids3	Kids4	Kids5	Rentner1	Rentner2	Rentner3	Rentner4	Rentner5
Total aller Ausgaben	103.2%	91.8%	88.9%	89.1%	88.3%	95.4%	93.1%	93.9%	94.2%	89.5%	97.5%	100.0%	100.1%	106.1%	94.1%
Konsumausgaben	65.5%	56.7%	53.4%	53.2%	49.6%	60.5%	60.1%	59.6%	59.7%	51.9%	64.6%	67.2%	67.1%	66.8%	55.1%
Nahrungsmittel und alkoholfreie Getränke	11.0%	8.5%	7.0%	5.7%	4.1%	11.0%	9.2%	8.0%	6.9%	4.6%	12.4%	10.8%	9.4%	7.8%	5.0%
Alkoholische Getränke und Tabakwaren	1.4%	1.3%	1.2%	1.1%	1.0%	1.0%	0.9%	1.0%	0.8%	0.6%	1.5%	1.3%	1.7%	1.4%	1.3%
Bekleidung und Schuhe	2.2%	2.0%	2.0%	2.3%	2.4%	2.6%	2.9%	2.8%	3.0%	3.0%	1.5%	2.2%	2.5%	2.6%	2.1%
Wohnen (exkl. Energie)	18.3%	14.5%	13.1%	12.2%	10.7%	15.7%	13.8%	12.9%	12.3%	10.5%	19.1%	16.6%	14.4%	13.9%	11.1%
Brennstoffe	2.5%	2.0%	1.7%	1.5%	1.2%	2.0%	1.6%	1.4%	1.2%	0.9%	3.5%	3.0%	2.7%	2.5%	1.7%
Elektrizität	1.7%	1.0%	0.8%	0.7%	0.5%	1.3%	1.0%	0.8%	0.7%	0.5%	1.7%	1.3%	1.1%	1.0%	0.7%
Wohnungseinrichtung und laufende Haushaltsführung	2.0%	2.1%	2.4%	2.6%	3.0%	2.5%	2.7%	3.3%	3.5%	4.1%	2.3%	3.4%	3.9%	3.7%	3.8%
Gesundheitsausgaben	2.7%	2.2%	2.1%	2.3%	1.9%	2.3%	2.4%	2.6%	2.6%	1.9%	4.4%	5.9%	6.5%	5.9%	4.9%
Verkehr (exkl. Treibstoffe)	4.3%	5.1%	5.1%	6.2%	6.9%	4.9%	5.8%	6.4%	7.3%	6.5%	3.2%	4.7%	5.4%	6.8%	5.0%
Treibstoffe	2.2%	2.2%	1.9%	1.7%	1.3%	2.3%	2.0%	1.8%	1.4%	1.1%	1.4%	1.6%	1.5%	1.5%	1.0%
Nachrichtenübermittlung	3.5%	2.7%	2.2%	1.8%	1.3%	3.0%	2.3%	1.9%	1.6%	1.1%	2.1%	1.7%	1.7%	1.5%	1.1%
Unterhaltung, Erholung und Kultur	5.7%	5.4%	5.8%	6.5%	6.6%	5.3%	7.1%	7.4%	8.0%	7.0%	5.4%	7.1%	7.9%	8.9%	8.2%
Gast- und Beherbergungsstätten	5.2%	5.4%	5.6%	6.2%	5.9%	4.0%	5.4%	5.9%	6.0%	5.2%	3.8%	4.8%	5.4%	5.8%	4.8%
Andere Waren und Dienstleistungen	2.8%	2.2%	2.3%	2.5%	2.7%	2.6%	2.9%	3.4%	4.3%	4.7%	2.3%	2.9%	3.0%	3.7%	4.5%
Obligatorische Transferausgaben	27.7%	25.6%	25.3%	25.2%	27.1%	26.5%	24.0%	25.0%	25.0%	29.1%	23.3%	21.2%	21.3%	23.6%	25.9%
Sozialversicherungsbeiträge	7.4%	9.4%	10.6%	11.0%	11.3%	9.8%	10.5%	11.3%	11.0%	11.1%	0.3%	0.3%	0.7%	1.0%	0.5%
Obligatorische Krankenversicherung	11.4%	7.1%	5.4%	4.2%	2.7%	9.7%	6.4%	5.3%	4.1%	2.6%	12.8%	9.2%	7.3%	5.7%	3.5%
Direkte Bundessteuern	0.7%	0.8%	0.9%	1.1%	2.2%	0.6%	0.6%	1.0%	1.3%	3.0%	0.7%	0.9%	1.4%	2.0%	3.5%
Restliche Einkommenssteuern	8.2%	8.4%	8.4%	9.0%	10.9%	6.4%	6.4%	7.5%	8.6%	12.4%	9.5%	10.7%	11.9%	14.9%	18.4%
Versicherungen, Transferausgaben	10.0%	9.4%	10.2%	10.6%	11.6%	8.4%	9.0%	9.3%	9.4%	8.5%	9.6%	11.6%	11.6%	15.7%	13.1%
Total aller Einnahmen	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Erwerbseinkommen	63.9%	78.5%	85.2%	87.1%	86.7%	79.8%	85.9%	88.0%	87.3%	88.0%	2.1%	1.8%	4.3%	3.8%	3.7%
Einkommen aus Vermögen und Vermietung	2.9%	1.3%	1.6%	1.8%	4.5%	0.6%	0.7%	1.1%	2.0%	3.4%	4.8%	7.8%	8.0%	12.1%	24.5%
Renten und Sozialleistungen	24.9%	15.7%	8.7%	6.2%	3.7%	14.0%	7.2%	5.0%	3.9%	2.1%	86.2%	83.3%	80.6%	77.8%	59.5%
Transfers von anderen Haushalten, sporadische Eink.	8.4%	4.5%	4.5%	4.9%	5.1%	5.6%	6.2%	5.9%	6.8%	6.4%	6.9%	7.2%	7.0%	6.2%	12.3%
Sparen (Einkommen - Ausgaben)	-3.2%	8.2%	11.1%	10.9%	11.7%	4.6%	6.9%	6.1%	5.8%	10.5%	2.5%	0.0%	-0.1%	-6.1%	5.9%

11 Anhang C: Grundlagen zur Bestimmung der Sekundärnutzen im Bereich externe Kosten

11.1 Einleitung

Energiestrategie 2050: CO₂-Reduktion und Atomausstieg

Mit der Energiestrategie 2050 soll der Ausstieg aus der Kernenergie und die Einhaltung der international koordinierten CO₂-Reduktionsziele ermöglicht werden. Die Energiestrategie 2050 führt zu einem Rückgang der Schweizer CO₂-Emissionen und zu einer Erhöhung der Energieeffizienz – insbesondere auch der Effizienz im Elektrizitätsbereich. Abnehmender fossiler Brenn- und Treibstoffverbrauch verbessert auch die Luftqualität in der Schweiz. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie soll das Risiko von Kernkraftunfällen mit schweren Folgen für Umwelt, Gesellschaft und Wirtschaft vermindert werden.

Was sind externe Kosten?

Sowohl beim Verbrauch von Energie als auch bei der Produktion von Elektrizität und Wärme fallen Kosten an, die nicht von den Verbrauchern bzw. den Produzenten getragen werden, sondern von der Allgemeinheit, z.B. in Form von Erkrankungen aufgrund zu hoher Luftverschmutzung. Werden Kosten nicht von den Verursachern getragen (Verbraucher oder Produzenten), sondern von Dritten, spricht man von externen Kosten.

Der Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050

Die Energiestrategie 2050 verfolgt die primären Ziele CO₂-Reduktion, Atomausstieg und Erhöhung der Effizienz. Daneben hat die Energiestrategie jedoch weitere, sekundäre Nutzen (secondary benefits): Mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 nehmen auch weitere externe Kosten ab wie z.B. die Kosten der Luftbelastung. Damit diese Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050 berechnet werden können, sind die externen Kosten des Verbrauchs von Energie und der Produktion von Elektrizität und Wärme abzuschätzen.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 werden mit einem Gleichgewichtsmodell untersucht. In diesem Anhang werden die Grundlagen dazu erarbeitet. So wird hergeleitet, welche Sekundärnutzen im Bereich der externen Kosten dabei berücksichtigt werden. Dies betrifft praktisch alle Bereiche der externen Kosten im Verkehr (Unfälle, Lärm etc.) ausser diejenigen die bereits als primäre Nutzen der Energiestrategie 2050 berücksichtigt sind (Klima). Im Bereich der Produktion von Strom und Wärme konzentrieren wir uns hingegen auf die Folgeschäden der Luftbelastung, da die weiteren Kostenbereiche entweder unbedeutend oder schwer quantifizierbar sind.

Daneben werden im Folgenden auch die nichtenergetischen externen Kosten in der Produktion (Industrie und Landwirtschaft) grob ermittelt. Führt die Energiestrategie 2050 zu einer Veränderung der Produktionsmengen verschiedener Sektoren, können die daraus resultierenden externen Effekte somit ebenfalls in die Berechnung der Sekundärnutzen mit dem Gleichgewichtsmodell integriert werden.

11.1.1 Ziel und Fragestellungen

Das **Ziel** der vorliegenden Arbeiten ist die Bereitstellung von möglichst aktuellen Daten zu den externen Kosten im Energiebereich in der Schweiz, um die sekundären Nutzen verschiedener energie- und klimapolitischer Szenarien im Rahmen der Energiestrategie 2050 in ihrer Höhe abzuschätzen. Folgende **Fragestellungen** stehen im Vordergrund:

- Wie hoch sind die (für die Sekundärnutzen der Energiestrategie relevanten) externen Kosten in der Schweiz im Verkehr bzw. in der Strom- und Wärmeproduktion für ein möglichst aktuelles Jahr (2007 im Verkehr bzw. 2009 in der Strom- und Wärmeproduktion)?
- Welche externen Kosten pro kWh ergeben sich im Bereich Luftbelastung für die einzelnen Wärme- und Stromerzeugungstechnologien in der Schweiz?
- Wie hoch sind die nichtenergetischen externen Kosten im Bereich Luftbelastung in der Produktion?
- Wie können die berechneten externen Kosten der Stromerzeugung mit Ergebnissen aus dem Ausland verglichen werden (Vergleich mit den Resultaten aus den europäischen Forschungsprogrammen NEEDS – New Energy Externalities Development for Sustainability und CASES – Cost Assessment of Sustainable Energy Systems)?

Die vorliegende Aktualisierung baut auf den vorhandenen Grundlagen insbesondere des Bundesamts für Umwelt (BAFU) und der ecoinvent-Datenbank auf. Neue originäre Erhebungen werden nicht durchgeführt. Im Verkehrsbereich können die Ergebnisse des Bundesamts für Raumentwicklung (ARE) übernommen werden. Die externen Kosten der Strom- und Wärmeproduktion sowie der nichtenergetischen Produktion werden aus verschiedenen Quellen im vorliegenden Bericht neu berechnet. Mit den vorliegenden Ausführungen werden die Arbeiten aus den Energieperspektiven 2035 aktualisiert.²⁷

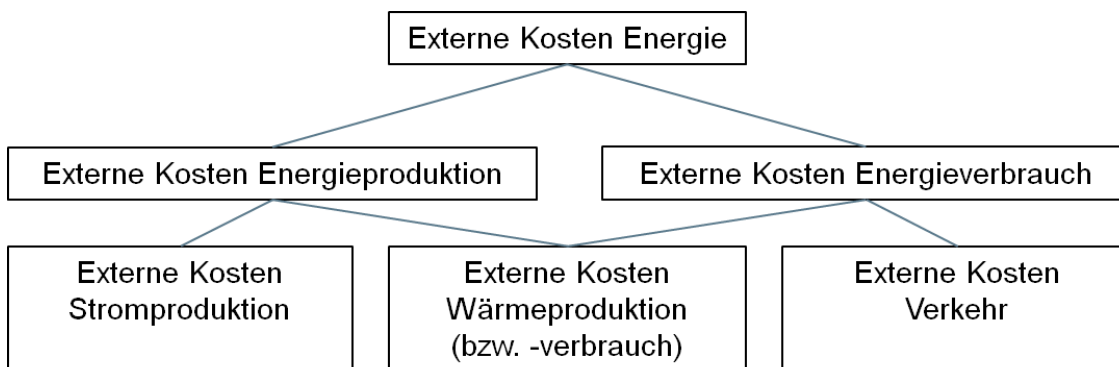
11.1.2 Überblick über die Bereiche der externen Kosten der Energie

Externe Kosten fallen bei Strom-, und Wärmeproduktion sowie im Verkehr an

Externe Kosten fallen im Energiebereich einerseits bei der Energieproduktion²⁸ (Elektrizitäts- und Wärmeproduktion mit unterschiedlichen Technologien inkl. Transport der Elektrizität) und andererseits beim Energieverbrauch an (Verkehr, Wärmeverbrauch – vgl. folgende Abbildung). Daneben werden aber auch die nichtenergetischen externen Kosten in der Produktion (Industrie und Landwirtschaft) grob ermittelt. Ein Schwerpunkt wird bei den externen Kosten der Elektrizitätsproduktion mit verschiedenen Technologien gesetzt.

²⁷ Ecoplan (2007), Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors, Anhang B.

²⁸ Streng genommen kann Energie nicht produziert werden, sondern nur aus einer Form (z.B. Erdgas oder Kohle) in eine andere (z.B. Elektrizität oder Wärme) umgewandelt werden.

Abbildung 11-1: Überblick über die Bereiche der externen Kosten der Energie

Struktur des Anhangs

Der vorliegende Anhang ist wie folgt gegliedert: In Kapitel 11.2 wird kurz die grundsätzliche Methodik zur Bestimmung der externen Kosten erläutert und es wird festgelegt, welche Bereiche der externen Kosten berücksichtigt werden. In Kapitel 11.3 werden die externen Kosten der Strom- und Wärmeproduktion sowie auch die nichtenergetischen externen Kosten in der Produktion basierend auf verschiedenen Grundlagen neu berechnet. In Kapitel 11.4 werden die externen Kosten des Verkehrs dargestellt. Kapitel 11.5 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen. In den Kapiteln 11.6 und 11.7 – sozusagen dem Anhang des Anhangs – werden die detaillierten Ergebnisse der EU-Projekte NEEDS und CASES bzw. der externen Kosten im Verkehrsbereich vorgestellt.

11.2 Grundlegende Methodik und berücksichtigte Kostenbereiche

11.2.1 Grundlegende Methodik

Die Verletzung des Verursacherprinzips führt zu externen Kosten

Bei der Produktion von Energie (oder beim Energieverbrauch) entstehen beträchtliche externe Kosten. Als extern wird jener Teil der Kosten bezeichnet, der nicht von den Verursachenden, sondern von Dritten getragen wird, ohne dass dies in einem Marktverhältnis erfasst wird.²⁹ Die Luftverschmutzung gilt als typisches Beispiel für externe Kosten: Die Luftverschmutzung wird durch den Energieproduzenten verursacht, belastet aber die gesamte Ge-

²⁹ Im Gegensatz zu den externen Kosten werden die internen Kosten vom Energieproduzenten selbst bezahlt (z.B. Personalkosten, Kapitalkosten etc.).

sellschaft. Somit werden die Kosten der Luftverschmutzung nicht vom Energieproduzenten bezahlt.³⁰

Externe Nutzen sind vernachlässigbar

Im Vergleich zu den externen Kosten sind die externen Nutzen der Energieversorgung (und des Verkehrs) vernachlässigbar. Externe Nutzen könnten z.B. durch den Hochwasserschutz von Speicherseen, durch Erschliessungsstrassen von Kraftwerken und durch Speicherseen als Ausflugsziel entstehen.³¹

Methodik zur Berechnung der externen Kosten

Für die Ermittlung der Kosten wird von einer Ursachen–Wirkungskette ausgegangen (Impact-Pathway Approach). Abbildung 11-2 stellt diesen bottom-up Ansatz exemplarisch anhand der Gesundheitskosten der Luftverschmutzung dar. Grundlage für die Ermittlung der Gesundheitskosten ist die Kenntnis über die aktuelle Schadstoffbelastung der Bevölkerung, die sogenannte Bevölkerungsexposition. Die Bevölkerungsexposition ergibt sich aus der Überlagerung der lokalisierten Schadstoffkonzentrationen (Immissions- oder Luftverschmutzungskataster) mit der jeweiligen Bevölkerungsdichte vor Ort (Bevölkerungskataster). Die Schadstoffkonzentrationen werden unter Beachtung verschiedener chemischer Transformations- und physischer Verfrachtungsprozesse aus den Schadstoffemissionen der einzelnen Emittenten (Verkehr, Industrie und Gewerbe, Haushalte, Landwirtschaft) gewonnen.

Die Schadstoffbelastung bewirkt bei der betroffenen Bevölkerung eine Beeinträchtigung des Gesundheitszustandes. Diese Beeinträchtigung kann sich in zusätzlichen Krankheitsfällen äussern und / oder die Lebenserwartung der betroffenen Personen schmälern. Mit dem Zusammenhang zwischen Schadstoffbelastung und der Auftretenshäufigkeit von Morbidität und Mortalität (sogenannte Belastungs-Wirkungsbeziehung oder dose-response-function) lässt sich die Zahl der luftverschmutzungsbedingten Krankheits- und Todesfälle bestimmen.

Um daraus die Gesundheitskosten zu berechnen, wird in einem letzten Arbeitsschritt bestimmt, welche Aufwendungen und (Nutzen-)Verluste für die Betroffenen und die Allgemeinheit durch diese zusätzlichen Krankheits- und Todesfälle entstehen. Mit Kostensätzen pro Krankheitsfall oder verlorenes Lebensjahr lassen sich dann die gesamten Gesundheitskosten der Luftverschmutzung berechnen.

Auch in anderen Kostenbereichen werden die externen Kosten nach derselben Methode berechnet, d.h. ausgehend von der Emission von Schadstoffen oder Lärm wird die Wirkungskette nachverfolgt und die Schäden werden monetarisiert.

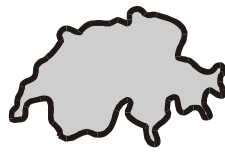
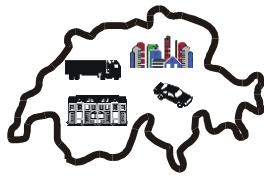
³⁰ Erst ansatzweise werden die externen Kosten der Luftverschmutzung internalisiert wie z.B. die Lenkungsabgabe auf VOC (volatile organic compounds).

³¹ Econcept, Infrac (2005), Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips, S. 98.

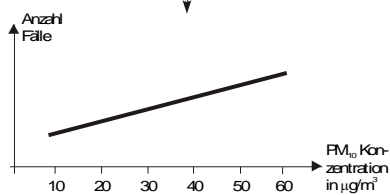
Abbildung 11-2: Ursachen-Wirkungskette am Beispiel der Gesundheitskosten der Luftverschmutzung

Luftverschmutzungs-Kataster

Bevölkerungs-Kataster



Verteilung der Schadstoffbelastung in der Bevölkerung



Belastungs-Wirkungsbeziehung zwischen Luftverschmutzung und Anzahl Todes- und Krankheitsfällen



Anzahl luftverschmutzungsbedingter Krankheits- und Todesfälle

Produktionsausfall
Behandlungskosten
Leiden und Schmerzen

Gesundheitskosten pro Fall



Externe Gesundheitskosten durch Luftverschmutzung

Luftverschmutzung

Epidemiologie

Ökonomie

Quelle: Ecoplan et al. (2004), Externe Gesundheitskosten durch verkehrsbedingte Luftverschmutzung in der Schweiz, S. 4.

Externe Kosten können nur unter Unsicherheit geschätzt werden

Es gilt jedoch zu betonen, dass die Berechnung mit der Ursachen-Wirkungskette mit einigen Unsicherheiten belastet ist:³²

- Unsichere Datengrundlagen (z.B. genaues Aussehen der Belastungs-Wirkungs-Beziehung, Kosten eines verlorenen Lebensjahres)
- Modell-Unsicherheiten (z.B. Ausbreitungsmodell der Schadstoffe in der Atmosphäre, Annahmen zur Belastungs-Wirkungsbeziehung)
- Unsicherheiten über politische und ethische Entscheide (z.B. Diskontrate, Kostensatz pro Tonne CO₂)
- Unsicherheiten über die Zukunft (z.B. Reduktion der Ernteausfälle durch Entwicklung resistenterer Pflanzensorten, Entwicklung des Klimas bei gegebenem CO₂-Ausstoss)

Externe Kosten werden unterschätzt – die tatsächlichen externen Kosten sind höher

Im Verkehr liegen umfangreiche Berechnungen der externen Kosten vor. Dabei wurde der sogenannte at least Ansatz verwendet, d.h. die Kosten wurden so realistisch wie möglich, im Zweifelsfalle jedoch konservativ bestimmt. Dies führt zu einer Unterschätzung der wahren externen Kosten. Dies gilt somit auch für die im Folgenden durchgeführten Berechnungen.

Externe Kosten trotz Unsicherheit berücksichtigen: „Lieber ungefähr richtig, als exakt falsch“

Die Ergebnisse zu den externen Kosten sind also nicht als exakte Werte zu betrachten, sondern als Grössenordnungen. Die Resultate zu den gesamten externen Kosten im Verkehr könnten auch um ca. 25% tiefer oder um ca. 50% höher liegen als berechnet.³³ Die Ergebnisse im EU-Projekt ExternE könnten gar um einen Faktor 2 bis 4 tiefer oder höher ausfallen.³⁴ Trotzdem erlauben diese Grössenordnungen fundiertere Entscheide als wenn keine Ergebnisse vorliegen würden. Zudem zeigen die Berechnungen, welche externen Effekte besonders hohe Kosten verursachen und damit in welchen Bereichen Massnahmen besonders viel bringen. Mit dem Vorliegen neuer Forschungsergebnisse in der Zukunft werden auch die Schätzungen der externen Kosten ändern.

Es zeigt sich, dass trotz den grossen Unsicherheiten in der Berechnung der externen Kosten die Reihenfolge (bezüglich der Höhe der externen Kosten) der verschiedenen Technologien zur Stromproduktion unverändert bleibt, wenn die Annahmen in der Berechnung geändert werden.³⁵

³² European Commission (2003), External Costs, p. 16.

³³ Ecoplan, Infrac (2008), Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2005 mit Bandbreiten, S. 298.

³⁴ ExternE-Homepage: <http://www.externe.info/>

³⁵ ExternE-Homepage: <http://www.externe.info/>

11.2.2 Mögliche Kostenbereiche der externen Kosten

Im Folgenden werden die Kostenbereiche, in denen externe Kosten entstehen können, kurz vorgestellt. Danach wird diskutiert, welche Kostenbereiche in der vorliegenden Untersuchung als Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050 berücksichtigt werden: Zuerst werden in Kapitel 11.2.3 und 11.2.4 der Klimabereich und die Kernkraftrisiken genauer analysiert. Dann werden in Kapitel 11.2.5 die Kostenbereiche festgelegt, die für die Berechnung der sekundären Nutzen der Energiestrategie berücksichtigt werden.

Externe Kosten im Verkehrsbereich bzw. im Bereich Strom- und Wärmeproduktion können in folgenden Bereichen auftreten:³⁶

- **Unfallkosten:** Die Unfallkosten setzen sich zusammen aus Personenschäden (medizinische Heilungskosten, Nettoproduktionsausfall (weil Personen vorübergehend oder dauerhaft nicht als Arbeitskräfte zur Verfügung stehen), Wiederbesetzungskosten (Neubesetzung von Stellen Invalider oder Verstorbener), immateriellen Kosten (Verlust an Wohlbefinden, Schmerz und Leid)), Administrativkosten, sowie Polizei- und Rechtsfolgekosten. Dabei ist zu beachten, dass Teile dieser Kostenbereiche interne Kosten darstellen und deshalb nicht berücksichtigt werden. Entsprechend werden im Verkehrsbereich die Sachschäden vernachlässigt, weil sie vom Unfallverursacher bzw. dessen Haftpflichtversicherung getragen werden und damit interne Kosten darstellen. Im Verkehrsbereich basieren die externen Unfallkosten auf einer detaillierten Untersuchung der Unfälle nach dem Verursacherprinzip. Bei der Stromproduktion sind vor allem Nuklearunfälle sowie die Risiken der nuklearen Strahlung von Bedeutung. Aber auch bei Stauseen könnten Erdbeben zu grossen Schäden führen. Selbst bei der Windenergie sind externe Kosten möglich.^{37, 38}
- **Gesundheitskosten durch Luftverschmutzung:** Die Luftverschmutzung führt zu Atemwegs- und Herz- / Kreislauferkrankungen. Dies führt zu verlorenen Lebensjahren, Spitalaufenthalt, Bronchitis, Asthma und Tagen mit eingeschränkter Aktivität. Dies wiederum führt zu medizinischen Behandlungskosten, Nettoproduktionsausfall und immateriellen Kosten. Die Kosten wurden im Verkehrsbereich mit Hilfe des Leitschadstoffes PM10 ermittelt.
- **Gebäudeschäden durch Luftverschmutzung:** Die Luftverschmutzung führt bei Gebäuden zu einer Verkürzung der Renovationszyklen, einer Verkürzung der Lebensdauer der Gebäudehülle und zu höheren Reinigungskosten. Wiederum wird im Verkehrsbereich von PM10 als Leitschadstoff ausgegangen.

³⁶ Ecoplan, Infras (2008), Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2005 mit Bandbreiten.

³⁷ Beispielsweise würde auf dem Mt. Racine (NE) die vielbegangene Langlauf-Loipe unbenutzbar wegen Eisschlaggefahr (Auskunft BAFU). Solche Effekte wie auch andere Verluste von Standortqualität (z.B. Verlust an Eignung für den sanften Tourismus) können jedoch im vorliegenden Bericht nicht quantifiziert werden, da sie sehr standortabhängig sind und dazu keine Datengrundlagen vorliegen.

³⁸ Zudem können auch durch die Ölpreisvolatilität oder Mengeneinbrüche bei Kohle- oder Gasversorgung externe Kosten entstehen, die jedoch klein sind und hier vernachlässigt werden (Markandya und Hunt 2004, ExternE-Pol Externalities of Energy: The Externalities of Energy Insecurity S. 31).

- **Lärm:** Der Lärm führt einerseits zu Mietzinsausfällen. Andererseits ist er Verursacher von Krankheits- und Todesfällen aufgrund von Bluthochdruck und ischämischen Herzkrankheiten (mangelnde Versorgung mit Blut), die mit derselben Methodik wie die Gesundheitskosten der Luftverschmutzung monetarisiert werden (vgl. auch Abbildung 11-2). Die Kostenschätzung basiert im Verkehrsbereich auf einer detaillierten Untersuchung der Lärmbelastung. Bei der Stromproduktion ist der Lärm meist irrelevant, kann aber bei der Windenergie eine Rolle spielen.
- **Klima:** Der Ausstoss von Treibhausgasen führt weltweit zu einer Klimaerwärmung. Es werden gravierende Folgen (Überschwemmungen, Wirbelstürme, Gletscherabbrüche etc.) befürchtet. Im Verkehrsbereich werden die Treibhausgasemissionen bestimmt und mit einem Kostensatz von 90 CHF pro Tonne CO₂ monetarisiert. Der Kostensatz ist ein Mittelwert aus einer kurz- und langfristigen Betrachtung. Kurzfristig wird ein Vermeidungskostensatz³⁹ verwendet, langfristig ein Schadenskostensatz⁴⁰.
- **Natur und Landschaft:** Verkehrsinfrastrukturen führen zu Habitatsverlusten (Bodenversiegelung) und Habitatfragmentierungen (Zerschneidung). Für die Quantifizierung wird ein Ersatzkostenansatz gewählt, d.h. es werden die Kosten berechnet, die anfallen, wenn die Habitatverluste andernorts ersetzt werden und die Fragmentierungen aufgehoben werden (Wildtierbrücken etc.). Auch die Strom- und Wärmeproduktion kann zu Habitatsverlusten insbesondere bei der Wasserkraft (Stauseen) führen. Wind und Wasserkraft können zudem eine Veränderung des Landschaftsbildes und eine Beeinträchtigung von aquatischen oder terrestrischen Habitaten (Auswirkungen von Windturbinen auf Vögel und Fledermäuse) zur Folge haben.
- **Biodiversitätsverluste:** Sowohl Luftschadstoff-Depositionen als auch Landnutzungsänderungen können zu einer Reduktion der Biodiversität führen. Econcept und ESU-services haben 2006 in einer Pilotrechnung im Rahmen des EU-Projektes NEEDS Kostensätze pro Tonne Schadstoff für Biodiversitätsverluste berechnet.⁴¹ Ausserdem wurden Biodiversitätsverluste infolge von Landnutzungsänderungen mithilfe eines Wiederherstellungskostenansatzes monetarisiert.⁴²
- **Ernteauffälle durch Luftverschmutzung:** Die Ernteauffälle werden getrennt für verschiedene Pflanzenarten aufgrund der Ozonbelastung ermittelt und mit deren Marktpreisen bewertet.

³⁹ Gemäss dem Vermeidungskostenansatz wird ausgehend von einem bestimmten CO₂-Vermeidungsziel (z.B. die Kyoto-Ziele oder 20% bis 2020) ermittelt, wie hoch die Vermeidungskosten pro Tonne CO₂ sind, um dieses Vermeidungsziel zu erreichen.

⁴⁰ Beim Schadenskostenansatz wird versucht, die Klimaschäden pro Tonne CO₂ zu ermitteln. Diese Schätzungen sind meist nicht einfach und vernachlässigen grosse Risiken (wie z.B. das Kippen des Golfstroms).

⁴¹ Econcept und ESU-services (2006), Externe Kosten von Biodiversitätsverlusten infolge von Landnutzungsänderungen sowie infolge von Luftschadstoffdepositionen.

⁴² Im Rahmen der Biodiversitätsstrategie werden auch sogenannte Ökosystemleistungen (z.B. Reinigung Regenwasser durch Boden, CO₂-Speicherung durch Wälder, Erholungsnutzen intakter Landschaften etc.) betrachtet. Die Quantifizierung dieser Ökosystemleistungen ist jedoch zu wenig weit fortgeschritten als dass sie hier berücksichtigt werden könnten (Econcept, BAFU 2011, Indikatoren für Ökosystemleistungen).

- **Waldschäden durch Luftverschmutzung:** Die Waldschäden entstehen aufgrund von erhöhtem Windwurfisiko und Holzminderertrag. Die Bodenversauerung führt dazu, dass bei starken Winden die Schäden grösser sind. Ausserdem lassen die Ozonbelastung und die Bodenversauerung die Bäume langsamer wachsen, womit der Holzernteertrag sinkt.⁴³
- **Bodenqualität:** Der Verkehr führt auch zur Emission von Schwermetallen (Zink, Cadmium, Blei, Kupfer) und PAK (polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen), die sich im Boden ansammeln. Dies führt nach einigen Jahren zu Sanierungskosten (Entsorgung des belasteten Materials und Ersatz mit unverschmutztem Material). Die Kosten werden mit einem Reparaturkostenansatz⁴⁴ ermittelt. Die Bodenqualität ist bei der Strom- und Wärmeproduktion nicht relevant.
- **Zusatzkosten in städtischen Räumen:** Dabei handelt es sich vor allem um räumliche Trennungseffekte, die Fussgängern beim Überqueren von Verkehrsinfrastrukturen entstehen (Zeitverluste). Die Zusatzkosten sind bei der Strom- und Wärmeproduktion nicht relevant.
- **Vor- und nachgelagerte Prozesse:** Damit wird der Ausstoss von Treibhausgasen in vor- und nachgelagerten Prozessen bewertet. Im Verkehrsbereich geht um den Ausstoss von Klimagasen bei Herstellung, Unterhalt und Entsorgung von Fahrzeugen und Verkehrsinfrastrukturen sowie um Herstellung, Transport und Bereitstellung von Treibstoffen bzw. der Traktionsenergie.

Es werden nur die Klimaeffekte der vor- und nachgelagerten Prozesse betrachtet. Grund dafür ist, dass der Klimaeffekt ein globales Problem ist, bei dem es unerheblich ist, wo die Emissionen stattfinden. Bei lokalen Umweltbelastungen wie Luftbelastung, Gewässerverschmutzung etc. ist eine Quantifizierung jedoch schwierig, da es auf die lokalen Gegebenheiten ankommt, die je nach Herstellungsort sehr verschieden sein können. Mangels Datengrundlagen konnten diese Effekte nicht miteinbezogen werden. Da somit nicht alle im Lebenszyklus anfallenden externen Kosten berücksichtigt werden, handelt es sich um eine (möglicherweise deutliche) Unterschätzung der gesamten externen Kosten. Da die Umweltgesetzgebung (oder deren Einhaltung) im Ausland teilweise deutlich schlechter ist als in der Schweiz, können die externen Kosten im Ausland deutlich höher sein als sie in der Schweiz unter Einhaltung der Gesetze wären.

- **Stau:** Im Strassenverkehr kann ein grosses Verkehrsvolumen zu stockendem Verkehr oder Stau führen und damit zu Zeitverlusten. Stau ist bei der Strom- und Wärmeproduktion nicht relevant.

⁴³ Zur Monetarisierung werden der Holzpreis sowie die Häufigkeit und die Kosten des Sturmes Lothar verwendet.

⁴⁴ Dabei werden die Kosten bestimmt, die bei der Reparatur des entstandenen Schadens entstehen.

Externe Kosten im Verkehrsbereich aus Sicht Verkehrsteilnehmende

Es ist zudem zu betonen, dass die externen Kosten im Verkehrsbereich aus zwei Sichtweisen berechnet werden können:⁴⁵

- **Sicht Verkehrsteilnehmende:** Bei dieser Sicht wird für die Abgrenzung von internen und externen Kosten vom einzelnen Verkehrsteilnehmenden ausgegangen. Alle Kosten, die der Verursacher nicht selbst trägt, werden als extern betrachtet.

Bei der Sicht Verkehrsteilnehmende steht die volkswirtschaftlich **effiziente** Nutzung der Strassen im Zentrum. Bei entsprechender **Internalisierung** der so ermittelten externen Kosten (Anlastung der externen Kosten auf die Verursachenden – Verursacherprinzip) kann das Ziel einer effizienten Nutzung der Verkehrswege erreicht werden. Aus verkehrsökonomischer Sicht ist die Sicht Verkehrsteilnehmende zu favorisieren.

- **Sicht Verkehrsträger:** Im Gegensatz zur Sicht Verkehrsteilnehmende werden aus Sicht Verkehrsträger Kosten, die der eine Verkehrsteilnehmende dem anderen Verkehrsteilnehmenden verursacht, als intern angesehen. Externe Kosten ergeben sich bei dieser Sicht nur dann, wenn die Kosten ausserhalb des Verkehrsträgers anfallen, z.B. bei der Bevölkerung, bei den Steuerzahlenden oder bei einem Unternehmen.

Bei der Sicht Verkehrsträger geht es um die **Verteilung** der Kosten. Sie beantwortet die Frage, wie die Kosten zwischen Verkehrsteilnehmenden und Nicht-Verkehrsteilnehmenden aufgeteilt werden. Die Sicht zeigt auf, mit welchen Kosten die Nicht-Verkehrsteilnehmenden belastet werden. Für eine optimale Steuerung des Verkehrssystems ist sie nicht geeignet, da die externen Kosten zwischen den verschiedenen Fahrzeugkategorien und den einzelnen Verkehrsteilnehmenden vernachlässigt werden.

Diese Unterscheidung ist nur bei den Unfallkosten und bei den Staukosten relevant, weil in den anderen Kostenbereichen keine Kosten bei den anderen Verkehrsteilnehmern anfallen (bzw. berechnet werden). Im vorliegenden Bericht steht die (rechnerische) Internalisierung aller externen Kosten im Zentrum und damit die **Sicht Verkehrsteilnehmende**.⁴⁶

11.2.3 Klima

Die im Folgenden durchgeführte Ermittlung der externen Kosten dient dazu, die sogenannten „secondary benefits“ der Energiestrategie 2050 zu bestimmen. Um die primären Nutzen („primary benefits“) der Energiestrategie zu bestimmen, wird ein allgemeines Gleichgewichtsmodell eingesetzt. Dieses soll ergänzt werden, um weitere Vorteile durch die Redukti-

⁴⁵ Um die externen Kosten des Schwerverkehrs zu ermitteln, wird auch eine dritte Sicht – nämlich die Sicht Verkehrsart – verwendet. Dabei gelten alle Kosten als extern, die nicht bei der eigenen Verkehrsart anfallen. Im Unterschied zur Sicht Verkehrsträger werden also Kosten, die ein Lastwagen einem Personenwagen verursacht, als extern betrachtet, nicht so aber Kosten die innerhalb der gleichen Verkehrsart anfallen wie dies zwischen Lastwagen und Sattelschlepper bei einem Unfall stattfinden kann.

⁴⁶ Im Rahmen der Berechnungen des ARE und in der Transportrechnung des BfS wird hingegen die Sicht Verkehrsträger eingenommen bzw. im Zusammenhang mit der LSVA (leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe) die Sicht Verkehrsart.

on externer Kosten zu bestimmen („secondary benefits“). In der Energiestrategie 2050 werden CO₂-Ziele vorgegeben, die aus einer international koordinierten Klimapolitik zur Erreichung einer maximalen Erwärmung von +2 Grad Celsius abgeleitet wurden. Die CO₂-Vermeidungskosten zur Erreichung der von der Schweiz zu erreichenden CO₂-Minderungsziele werden mit dem volkswirtschaftlichen Gleichgewichtsmodell, das zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 eingesetzt wird, berechnet. Die externen Kosten im Klimabereich sind somit – in der Sichtweise der Energiestrategie 2050 – über die Vermeidungskosten quantifiziert (wie dies auch international oft getan wird, vgl. Kapitel 11.6). Im Gleichgewichtsmodell sind die Auswirkungen auf die Klimagase (als primäre Nutzen) also bereits enthalten, entsprechend dürfen sie bei der Ermittlung der sekundären Nutzen nicht nochmals berücksichtigt werden.

Folglich werden auch die vor- und nachgelagerten Prozesse vernachlässigt, da diese ebenfalls Klimagase betreffen. Auf Basis der Resultate des zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 verwendeten Gleichgewichtsmodells werden die externen Kosten in der Produktion (gesamter Lebenszyklus in der Schweiz) abgeschätzt. Bei der Endverwendung der Produkte müssen also die externen Kosten der vor- und nachgelagerten Prozesse nicht noch einmal berücksichtigt werden. Allerdings sind im Gleichgewichtsmodell nur die in der Schweiz anfallenden vor- und nachgelagerten Prozesse enthalten. Die Treibhausgasemissionen von vor- und nachgelagerten Prozessen im Ausland müssen somit vernachlässigt werden.⁴⁷

Die direkten Folgekosten einer Klimaveränderung, wie bspw. der instabilere Untergrund oder international auftretende Folgeschäden, die direkt oder indirekt auch die Schweiz betreffen (Migrationsströme, höhere Preise für Agrargüter, usw.) werden im Rahmen dieser Studie nicht thematisiert.

11.2.4 Kernkraftrisiken

Kernkraftrisiko ist ein Damokles-Risiko: Risikoaversion spielt eine zentrale Rolle

Im Folgenden soll auf die Risiken der Kernkraft eingegangen werden.⁴⁸ Beim Kernkraft-Risiko handelt es sich um ein sogenanntes Damokles-Risiko – ein Risiko mit sehr hohen Kosten aber sehr kleiner Wahrscheinlichkeit. Solche Risiken sind problematisch (selbst wenn der Erwartungswert gleich ist, wie bei einem Risiko mit kleinen Folgen, aber grosser Wahrscheinlichkeit). Für Damokles-Risiken besteht in der Bevölkerung eine Risikoaversion. Das Ausmass der Risikoaversion ist jedoch unklar. Es kann aber beträchtlich sein. So wird z.B. in der

⁴⁷ Bei der Luftbelastung konzentrieren wir uns ebenfalls auf die Auswirkungen in der Schweiz. Es werden jedoch zur Information auch die Emissionen / Auswirkungen im Ausland dargestellt (da die Datengrundlagen im Gegensatz zum CO₂ vorliegen).

⁴⁸ Dabei werden die Erläuterungen aus Ecoplan (2007, Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, S. 119-120) teilweise übernommen.

Schweiz⁴⁹ der Kostensatz bei Risikoneutralität um einen Faktor 100 vergrössert, um Risiken zu bewerten, die zu nationalen Katastrophen führen können. Dieser Risikoaversionsfaktor geht auf eine umfangreiche Diskussion mit Beteiligung der relevanten Entscheidungsträger zurück. Die Methode kann jedoch nicht als international akzeptiert gelten. So kam die Europäische Kommission 2005 zum Schluss, dass eine Methode, um diese Risiken zu bewerten, noch entwickelt werden muss.⁵⁰ Zudem gab es seit den 90er-Jahren im Rahmen der EU-Forschung keine neuen Studien zu den externen Kosten der Kernkrafttrisiken.⁵¹

Kernkraftunfälle - Unterschiedliche Bewertung der Schadens- und Eintretenswahrscheinlichkeit

Bei einem Kernkraftunfall kommt neben der schwierigen Bestimmung der externen Kosten aufgrund der Risikoaversion noch dazu, dass die Schätzungen des Schadens und der Eintretenswahrscheinlichkeit sehr unterschiedlich sind. Zur Illustration mögen folgende Zahlen dienen: Die Schätzung der Schäden eines Kernschmelzunfalls in Deutschland variieren von 500 Mrd. € bis 5 Bill. €, die geschätzten Eintrittswahrscheinlichkeiten liegen zwischen 1:33'000 bis zu 1: 10'000'000.⁵² Deshalb gehen auch die Schätzungen der externen Kosten der Nuklearenergie weit auseinander und liegen zwischen 0.0001 Rp / kWh und 321 Rp / kWh – Schätzungen für die Schweiz schwanken zwischen 0.2 und 35.7 Rp / kWh).⁵³ Der Höchstwert von 321 Rp / kWh beruht auf versicherungsmathematischen Überlegungen zur Absicherung seltener, grosser Schäden.⁵⁴

Multikriterienanalyse zur Bewertung der Stromerzeugungstechnologien

Da die Risiken der Kernkraft in den meisten Schätzungen der externen Kosten nur zu geringen Kosten führen, wurde im Rahmen des Projektes NEEDS eine Diskrepanz zwischen der Akzeptanz in der Bevölkerung und den externen Kosten festgestellt.⁵⁵ Dies zeigt sich insbesondere in den Ergebnissen der Multikriterienanalyse mit 36 Indikatoren (11 Umwelt-, 9 Wirtschafts- und 16 Gesellschaftsindikatoren) aus RS2b (vgl. Kapitel 11.6.1). Dabei können verschiedene Stakeholder die verschiedenen Indikatoren unterschiedlich gewichten. Je nach Gewichtung kann die Kernenergie dabei am besten oder am schlechtesten abschneiden.⁵⁶

⁴⁹ KATARISK (2002), KATARISK - Katastrophen und Notlagen in der Schweiz. Erläuterung der Methode, S. 6 und KATARISK (2002), KATARISK - Katastrophen und Notlagen in der Schweiz. Ergebnisse der Risikobewertung, S. 1.

⁵⁰ European Commission (2005), ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update, S. 1.

⁵¹ NEEDS (2009), External costs from emerging electricity generation technologies, Anhang S. 6.

⁵² Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 27.

⁵³ Ecoplan (2007), Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, S. 119 und 148.

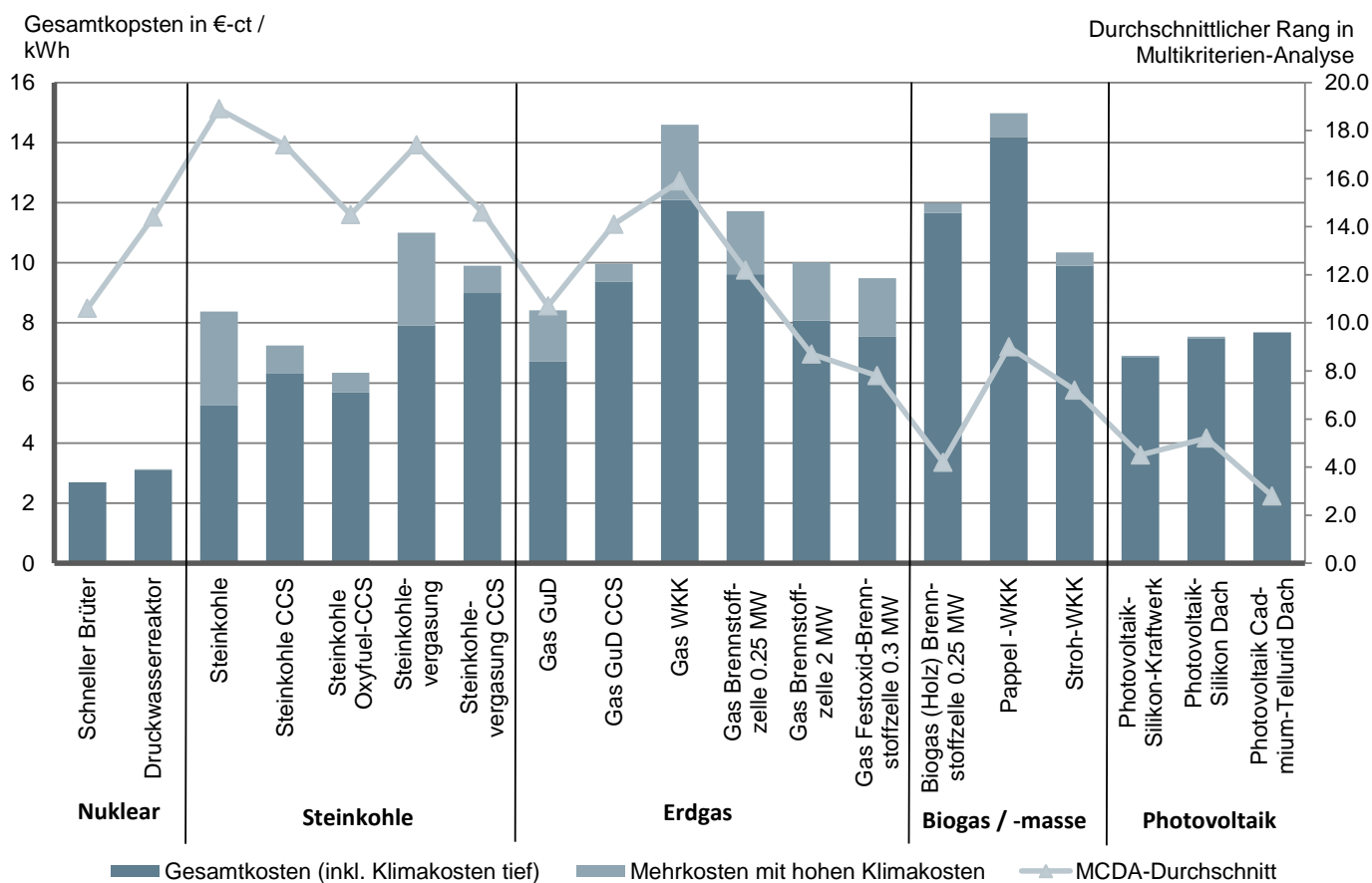
⁵⁴ B,S,S. (2009), Literaturübersicht Kernenergie, S. 60.

⁵⁵ NEEDS (2009), External costs from emerging electricity generation technologies, Anhang S. 2.

⁵⁶ NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 45-46.

Die folgende Abbildung zeigt für verschiedene Stromproduktionstechnologien in der Schweiz im Jahr 2050 einerseits die erwarteten Gesamtkosten (inkl. externe Kosten) sowie den durchschnittlichen Rang aus der Multikriterienanalyse (MCDA = multi-criteria decision analysis). Der durchschnittliche Rang bezieht sich dabei auf den Durchschnitt verschiedener Stakeholder, wobei 26 mögliche Technologien rangiert wurden (in der Abbildung sind nur 19 Technologien abgebildet, da für die anderen keine Kostendaten für die Schweiz vorliegen).

Abbildung 11-3: Erwartete Gesamtkosten in der Schweiz im Jahr 2050 und den durchschnittliches Rang aus der Multikriterienanalyse



CCS = CO₂ Capture and Storage (=CO₂-Abscheidung und -Speicherung), WKK = Wärmekraftkopplung. Quelle: NEEDS (2009), Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options, S. 56-57 und 19.

Die Abbildung lässt erkennen, dass die ausgewiesenen Kosten der Kernenergie deutlich am tiefsten sind. In der MCDA hingegen schneidet die Kernenergie nur mittelmässig ab, weil auch weitere Aspekte – wie Unfälle und Endlagerung – berücksichtigt und relativ stark gewichtet werden, die in den externen Kosten fehlen.⁵⁷ In der MCDA schneidet die Kohle am

⁵⁷ PSI (2010), Energie-Spiegel: Nachhaltige Elektrizität, S. 3.

schlechtesten ab (Braunkohle noch etwas schlechter als Steinkohle⁵⁸), Erdgas je nach Technologie besser oder schlechter als Kernenergie. Am besten schneiden eindeutig erneuerbare Technologien ab, insbesondere die Photovoltaik (Windkraft an der Meeresküste (offshore) erreicht einen Rang von 8.5⁵⁹ – Schweizer Windkraft einen ähnlichen Rang⁶⁰). In einer analogen Studie für die Schweiz im Jahr 2030 erreichen Geothermie und Wasserkraft, insbesondere Laufkraftwerke die besten Ränge, während die Photovoltaik noch schlechter bewertet wird (etwas besser als Erdgas, aber schlechter als Erneuerbare und Kernkraft).⁶¹ Grund dafür ist, dass bis 2050 eine deutliche Reduktion insbesondere der internen Kosten erwartet wird, vor allem bei der Photovoltaik.⁶²

Kernenergie: Verzicht auf eine ökonomische Bewertung über externe Kosten – demokratischer Entscheid als Alternative

Zu einer ähnlichen Schlussfolgerung kommt auch das deutsche Umweltbundesamt: Es tritt für eine getrennte Ausweisung von Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenshöhe von Nuklearunfällen ein.⁶³ Auf die ökonomische Bewertung solle verzichtet werden, denn dies würde bedeuten, dass man den möglichen Schaden (die Katastrophe) und den Nutzen der risikobehafteten Aktivität gegeneinander abwägen könne. Entscheidungen über den Umgang mit solchen Katastrophenrisiken müssten letztlich in einem gesellschaftlichen und politischen Diskurs gefällt werden, da das Ausmass der Risikoaversion schwer zu bestimmen ist.

Auch im NEEDS-Projekt wurde gezeigt, dass die Vorteilhaftigkeit der Kernenergie von der Gewichtung der Indikatoren bzw. Auswirkungen abhängt. Diese Gewichtung muss im Rahmen der politischen Diskussion gewählt werden. Das Ergebnis kann in unterschiedlichen Ländern sehr unterschiedlich ausfallen:⁶⁴ So ist Italien schon 1986 nach Tschernobyl aus dem Atomstrom ausgestiegen, in Deutschland wurde ein stufenweiser Ausstieg bis 2022 beschlossen (nachdem der Ausstieg zuerst beschlossen und dann wieder rückgängig gemacht wurde) und auch in der Schweiz ist der Ausstieg geplant. In Frankreich hingegen soll lediglich der Anteil des Atomstroms von heute etwa 75 Prozent auf 50 Prozent verringert werden.

Risiken der Wasserkraft

Damokles-Risiken treten in weniger extremem Ausmass auch in der Wasserkraft auf, da ein sehr unwahrscheinlicher Dambruch ebenfalls zu hohen Kosten führen kann. In diesem Fall

⁵⁸ NEEDS (2009), Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options, S. 56-58.

⁵⁹ NEEDS (2009), Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options, S. 56-58.

⁶⁰ Berechnung für 2030 mit anderen Technologien (PSI 2010, Energie-Spiegel: Nachhaltige Elektrizität, S. 3).

⁶¹ PSI (2010), Energie-Spiegel: Nachhaltige Elektrizität, S. 3.

⁶² NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 45-46.

⁶³ Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 26.

⁶⁴ Wikipedia (2012), Atomausstieg.

handelt es sich jedoch meist nur um lokale oder regionale Katastrophen, nicht um nationale. Zudem handelt es sich um eine einmalige Wirkung, während bei einem Nuklearunfall noch über Jahrzehnte der Boden verseucht bleibt. Nach einem Dammbbruch kann also das betroffene Gebiet im Prinzip sofort wieder bewohnt werden, bei einem grösseren Kernkraftunfall hingegen nicht. Deshalb dürfte die Risikoaversion bei der Wasserkraft kleiner sein als bei der Kernkraft. Solche Risiken der Wasserkraft werden im Folgenden vernachlässigt.

11.2.5 «Secondary Benefits» – berücksichtigte externe Kostenbereiche

In Kapitel 11.2.2 haben wir gezeigt, welche Kostenbereiche bei der Bestimmung der Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050 einbezogen werden könnten. In Kapitel 11.2.3 wurde erläutert, dass die Effekte auf das Klima (inkl. Effekten von vor- und nachgelagerten Prozessen) im vorliegenden Kontext nicht einbezogen werden dürfen. In Kapitel 11.2.4 haben wir dargelegt, dass die Kernkraftrisiken nicht als externe Kosten miteinbezogen werden. Vielmehr sollte die Akzeptanz der Kernkraftrisiken in einem demokratischen Prozess bestimmt werden.

Im **Verkehrsbereich** werden ansonsten alle in Kapitel 11.2.2 aufgeführten Kostenbereiche miteinbezogen, mit zwei Ausnahmen:⁶⁵

- Natur und Landschaft: Es interessieren nur diejenigen Kostenbereiche, die durch die Energiestrategie 2050 massgeblich beeinflusst werden: Die Kosten für Natur und Landschaft des Verkehrs wurden deshalb nicht berücksichtigt.⁶⁶
- Biodiversität: Im Bereich Verkehr halten wir uns an die offiziellen Zahlen des ARE zu den externen Kosten. Diese beinhalten keine Kosten betreffend Biodiversität (bisher lagen keine Quantifizierungsmethoden dazu vor).

Für die Schweiz hat das ARE im Verkehrsbereich aktuelle und dem neuesten Stand des Wissens entsprechende Schätzungen zu den externen Kosten erarbeiten lassen. Die Ergebnisse werden in den Kapiteln 11.4 und 11.7 dargestellt.

Im Bereich der **Strom- und Wärmeerzeugung** beschränken wir uns hingegen auf die externen Kosten der Luftbelastung (Gesundheitskosten, Gebäudeschäden, Ernteauffälle und Waldschäden). Im Folgenden werden die Gründe für den Ausschluss der übrigen Kostenkategorien kurz erläutert:

⁶⁵ Zudem werden auch die Veränderungen der nicht gedeckten Infrastrukturkosten (bspw. Unterdeckung in der Schienenrechnung) aufgrund der Energiestrategie 2050 im Gleichgewichtsmodell ganz grob implizit berücksichtigt: Bei einer höheren Nachfrage im Verkehr nehmen auch die betreffenden Subventionen bzw. Abgeltungen entsprechend zu.

⁶⁶ Die externen Kosten im Bereich Natur und Landschaft werden durch die Verkehrsinfrastruktur und nicht durch deren Benützung hervorgerufen. Es ist nicht auszuschliessen, dass Strassen weniger schnell ausgebaut werden, wenn die Energiestrategie 2050 zu einer stärkeren Verlagerung auf den öffentlichen Verkehr führt. Für eine adäquate Berücksichtigung der Veränderung der externen Kosten im Bereich Natur und Landschaft aufgrund der Energiestrategie 2050 müssten umfassendere Abklärungen vorgenommen werden.

- Unfallkosten: Wie in Kapitel 11.2.4 erläutert, werden die Kernkraftrisiken hier nicht miteinbezogen.
- Lärm: Der Bereich Lärm wird nicht miteinbezogen, da er im Energiebereich praktisch vernachlässigbar ist.
- Natur und Landschaft: Die Auswirkungen auf Landschaftsbild und Habitatverluste müsste detaillierter sowie technologie- und standortbezogen erarbeitet werden, was den Rahmen der vorliegenden Aktualisierung sprengen würde.
- Biodiversität: Wir vernachlässigen Biodiversitätsverluste durch Luftschadstoff-Depositionen hier, weil die Ergebnisse im Vergleich zu den im Folgenden berechneten Kostensätzen pro Tonne Schadstoff eher gering sind⁶⁷ und weil die Biodiversitätsverluste auch beim Verkehr nicht berücksichtigt werden. Biodiversitätsverluste durch Landnutzungsänderungen können im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht berechnet werden, da dafür die einzelnen Kraftwerk-Projekte standortbezogen analysiert werden müssten.
- Die Bodenqualität, die Zusatzkosten in städtischen Räumen sowie der Stau sind bei der Strom- und Wärmeproduktion wie erläutert nicht relevant (vgl. Kapitel 11.2.2).

Ausserdem beschränken wir uns auf die Sekundärnutzen in der Schweiz: Mit dem Gleichgewichtsmodell sollen die Auswirkungen der Energiestrategie auf die Schweiz ermittelt werden. Entsprechend werden auch die externen Effekte nur in der Schweiz betrachtet. Analog werden andere Auswirkungen der Energiestrategie auf das Ausland (z.B. über Importe und Exporte) im Gleichgewichtsmodell ebenfalls nicht analysiert.

Fazit: Für die Berechnung der externen Kosten im Bereich Strom- und Wärmeerzeugung können wir uns für die vorliegende Aufgabenstellung auf den Bereich **Luftbelastung (Gesundheitskosten, Gebäudeschäden, Ernteauffälle und Waldschäden)** in der Schweiz beschränken. Die externen Kosten der Strom- und Wärmeproduktion mit verschiedenen Produktionstechnologien müssen im Rahmen dieses Anhangs neu erarbeitet werden. Die Ergebnisse werden in Kapitel 11.3 hergeleitet.

Im Vergleich zu Ecoplan (2007⁶⁸) werden damit neu auch die Ernteauffälle und die Waldschäden durch die Luftbelastung miteinbezogen.

⁶⁷ Econcept und ESU-services (2006, Externe Kosten von Biodiversitätsverlusten infolge von Landnutzungsänderungen sowie infolge von Luftschadstoffdepositionen, S. 11, eigene Umrechnung) weisen Kosten von 900 CHF / t SO_x, 5'500 CHF / t NO_x und 16'300 CHF / t NH₃ aus. Dies entspricht 3%, 15% bzw. 31% der Kostensätze, die wir im Folgenden herleiten werden (vgl. Abbildung 11-5). Obwohl wir dies vernachlässigen, sind die von uns verwendeten Kostensätze höher als die internationalen Kostensätze, welche die Biodiversität berücksichtigen (vgl. Kapitel 11.3.3).

⁶⁸ Ecoplan (2007), Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors.

11.3 Externe Kosten der Strom- und Wärmeproduktion

11.3.1 Vorgehen

Die Abschätzung der externen Kosten der Stromerzeugungs- und Wärmeerzeugungstechnologien in der Schweiz soll auf Basis der im Verkehrsbereich vorgelegten Berechnungen zu den externen Kosten vorgenommen werden. Damit erfolgt eine Aktualisierung der Berechnungen in EcoPlan (2007⁶⁹). Es muss hier klar festgehalten werden, dass die nachfolgend präsentierten Berechnungen keine originäre Herleitung der externen Kosten im Energiebereich sind.

Die nachfolgend präsentierte Aktualisierung der externen Kosten für die Schweiz wird in 3 Schritten vorgenommen:⁷⁰

1. Herleitung der Emissionen von Luftschadstoffen (Kapitel 11.3.2): Es werden die Grundlagen für die Berechnung der externen Kosten pro Tonne Schadstoff zusammengestellt.
2. Herleitung der Kosten pro Tonne Schadstoff (Kapitel 11.3.3): In diesem Schritt werden die gesamten externen Kosten (vom ARE berechnet) auf die in Schritt 1 aufbereiteten Emissionen angewandt und externe Kosten pro Tonne Schadstoff berechnet.
3. Berechnung der externen Kosten für verschiedene Stromerzeugungstechnologien (Kapitel 11.3.4), Wärmeproduktionstechnologien (Kapitel 11.3.5) und in der Produktion von Gütern (Kapitel 11.3.6), indem der Kostensatz aus Schritt 2 mit den entsprechenden Emissionen multipliziert wird.

In allen Kapiteln wird zudem ein kurzer Vergleich mit den bisherigen Ergebnissen aus EcoPlan (2007)⁷¹ gezeigt.

11.3.2 Luftschadstoff-Emissionen

PM10-Äquivalente als Leitschadstoff

Die externen Kosten im Bereich Luftbelastung sind direkt abhängig von den Schadstoffemissionen. Als Leitschadstoff gilt gemäss den aktuellsten epidemiologischen Erkenntnissen PM10 (lungengängige Partikel mit einem Durchmesser von weniger als 10 µm).⁷² Es interessieren also die primären PM10-Emissionen und die Vorläufersubstanzen für sekundäres PM10. Dies sind in erster Linie NO_x (Stickoxide), SO₂ (Schwefeldioxid) und NH₃ (Ammoniak). Auch NMVOC (flüchtige Kohlenwasserstoffe ohne Methan) ist eine Vorläufersubstanz von PM10. In den im Folgenden verwendeten aktualisierten Datengrundlagen (basierend auf

⁶⁹ EcoPlan (2007), Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, Anhang B.

⁷⁰ Ein ähnliches Vorgehen wurde auch von Krewitt und Schlomann (2006) zur Berechnung der externen Kosten der Stromerzeugung gewählt.

⁷¹ EcoPlan (2007), Die Energieperspektiven 2035 – Band 3, Anhang B.

⁷² Bei der Berechnung der Gesundheitskosten der Luftverschmutzung wird das Ozon vernachlässigt (bei Ernteausfällen und Waldschäden nicht), was zu einer Unterschätzung der Gesundheitskosten in der Grössenordnung von 10% führen könnte (EcoPlan, Infras 2008, Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz, S. 169).

der ecoinvent-Datenbank) zu den Emissionen von Technologien der Stromproduktion (vgl. Kapitel 11.3.4) wird NMVOC jedoch vernachlässigt, so dass auch wir für unsere Berechnungen NMVOC vernachlässigen müssen (fehlende Datengrundlagen).⁷³ Die datengrundlagen weisen nur PM10-Äquivalente aus, eine Aggregation der vier Schadstoffe PM10, NOx, SO2 und NH3 (vgl. unten). Deshalb müssen auch wir PM10-Äquivalente als Leitschadstoff verwenden. In der nachfolgenden Tabelle sind die Emissionen für die betrachteten vier Luftschadstoffe nach Territorialprinzip⁷⁴ im Jahr 2009 zusammengestellt.

Detaillierte Erfassung der einzelnen Emissionsprozesse

Die Daten wurden vom BAFU sehr detailliert berechnet, indem jeder Emissionsprozess einzeln betrachtet wurde (die Daten könnten somit noch deutlich detaillierter dargestellt werden). Es wurde also ein sogenannter „bottom-up Ansatz“ verwendet. Es ist zu beachten, dass diese Daten auf Erhebungen, Annahmen und komplexen Modellrechnungen basieren. Diese sind naturgemäss mit zum Teil grossen Unsicherheiten verbunden, was bei der Verwendung der Daten und bei deren Interpretation zu berücksichtigen ist.

Geschätzte Emissionen

Insgesamt wurden im Jahr 2009 knapp 85'000 t NOx und knapp 63'000 t NH3 emittiert (vgl. Abbildung 11-4). Beim PM10 sind die Emissionen mit gut 20'000 t deutlich tiefer. SO2 wurden nur knapp 13'000 t ausgestossen. Werden die vier Emittentengruppen Verkehr, Haushalte, Industrie und Gewerbe sowie Land- und Forstwirtschaft betrachtet, so zeigt sich, dass Industrie und Gewerbe beim SO2 mit 58% die Hauptemittenten sind. Beim NOx ist der Verkehr mit 59% am bedeutendsten. Beim PM10 sind drei Emittentengruppen etwa gleich wichtig (Industrie und Gewerbe 32%, Land- und Forstwirtschaft 28%, Verkehr 26% – damit verbleiben 14% für Haushalte). Die Landwirtschaft ist vor allem beim NH3 Hauptemittent mit 92%, bei den anderen beiden Schadstoffen ist die Landwirtschaft jedoch relativ unbedeutend (Anteile von gut 10%).

Zusammenfassung der Schadstoffe zu PM10-Äquivalenten

Die Emissionen der betrachteten vier Schadstoffe können in sogenannte PM10-Äquivalente zusammengefasst werden. Die dazu verwendeten Umrechnungsfaktoren werden unten in Abbildung 11-4 angegeben. Dabei bedeutet z.B. der Wert beim NOx, dass eine Tonne NOx zu 0.22 Tonnen (sekundärem) PM10 führt. Mit Hilfe dieser Umrechnungsfaktoren kann man berechnen, dass im Jahr 2009 insgesamt knapp 62'000 Tonnen PM10-Äquivalent ausgestossen wurden (vgl. letzte Spalte in Abbildung 11-4). Hauptemittent ist mit 44% die Land- und

⁷³ NMVOC ist auch wichtig für die Bildung von Ozon, dessen Auswirkungen auf die Gesundheit hier vernachlässigt werden. NMVOC entsteht insbesondere auch bei der Verbrennung von Holz in kleineren Öfen. Die Verbrennung von Holz wird jedoch im vorliegenden Bericht nicht genauer betrachtet (die Emissionen sind aber in Abbildung 11-4 enthalten).

⁷⁴ Gemäss Territorialprinzip werden alle Emissionen auf Schweizer Territorium berücksichtigt.

Forstwirtschaft (insbesondere die Nutztierhaltung mit 31%). Weiter werden 28% der PM10-Äquivalente durch den Verkehr ausgestossen, 20% durch Industrie und Gewerbe und 9% durch Haushalte. Die Elektrizitätsproduktion verursacht insgesamt 704 Tonnen PM10-Äquivalente (1.1% des Totals), die Wärmeproduktion (alle Feuerungen und Fernwärme) 8'024 Tonne (13%).

Abbildung 11-4: Emissionen von primärem PM10, NOx, SO2, NH3 und PM10-Äquivalente in der Schweiz (Territorialprinzip) im Jahr 2009 (in Tonnen)

	PM10	NOx	SO2	NH3	PM10-Äquivalente	
Verkehr	5'388	49'771	703	2'948	17'421	28.2%
Strassenverkehr	3'935	40'853	80	2'947	13'881	22.5%
Schieneverkehr	1'243	556	0	0	1'366	2.2%
Flugverkehr	165	7'180	619	0	1'869	3.0%
Schifffahrt	44	1'182	4	1	306	0.5%
						0.0%
Haushalte	2'784	6'933	3'352	963	5'288	8.6%
Feuerungen Öl und Gas	27	5'118	2'829	0	1'719	2.8%
Feuerungen Holz und Kohle	1'787	1'680	488	163	2'307	3.7%
Rest	969	136	34	800	1'262	2.0%
						0.0%
Industrie und Gewerbe	6'477	17'266	7'470	956	12'075	19.5%
Industrie Steine Erden	1'627	4'284	2'268	140	3'068	5.0%
Abfallindustrie	7	290	60	425	219	0.4%
Baugewerbe	1'730	2'927	2	3	2'375	3.8%
Industrielle Maschinen	95	1'196	1	1	358	0.6%
Raffinerien	131	1'363	2'247	0	880	1.4%
Prozesse weitere	360	297	39	138	477	0.8%
Elektrizität	230	1'882	235	41	704	1.1%
Fernwärme	85	360	36	8	174	0.3%
Feuerungen Industrie	949	3'592	1'989	80	2'163	3.5%
Feuerungen GD	587	789	126	57	804	1.3%
Industrie Gewerbe andere	676	286	466	63	852	1.4%
						0.0%
Land- und Forstwirtschaft	5'786	11'005	1'304	57'970	27'018	43.7%
Nutztierhaltung	2'276	2'436	0	51'282	19'223	31.1%
Feuerungen	66	2'501	1'195	6	857	1.4%
Maschinen Geräte	2'350	4'063	3	4	3'246	5.3%
Rest	1'093	2'006	106	6'679	3'693	6.0%
Gesamttotal	20'434	84'975	12'829	62'837	61'803	100.0%
1t Emissionen ergeben x t PM10-Äquivalente						
	1.00	0.22	0.20	0.32		

Quelle: Datenlieferung des BAFU bzw. ecoinvent (persönliche Kommunikation mit ESU-Services) für Umrechnungsfaktoren in PM10-Äquivalente.

In Ecoplan (2007) wurde NMVOC statt NH₃ als vierter Schadstoff berücksichtigt. Der Wechsel des Schadstoffs wird jedoch durch die neuen Datengrundlagen erforderlich. Gegenüber den bisherigen Berechnungen für das Jahr 2000 haben die Emissionen der drei übrigen Schadstoffe bis 2009 abgenommen (PM₁₀ um 3%, NO_x um 20%, SO₂ um 57%).

11.3.3 Externe Kosten pro Tonne PM₁₀-Äquivalent

Die spezifischen externen Kosten pro Tonne PM₁₀-Äquivalent wurde wie folgt bestimmt:

$$\text{Spezifische externe Kosten [CHF / Tonne]} = \frac{\text{externe Kosten Luftbelastung Schweiz [CHF]}}{\text{Gesamtemissionen Schweiz [Tonnen]}}$$

Dazu müssen zuerst die gesamten externen Kosten durch die Luftbelastung ermittelt werden:

- **Gesundheitskosten:** Im Aktualisierungstool für die Berechnung der externen Kosten des Strassen- und Schienenverkehrs⁷⁵ werden auch die gesamten Gesundheitskosten durch die Luftbelastung in der Schweiz ermittelt (inkl. von Haushalten, Industrie und Landwirtschaft verursachten Schäden). Im Jahr 2009 betragen diese 5.5 Mrd. CHF. Bei der Berechnung der Gesundheitskosten wurde angenommen, dass die Schäden linear mit den Immissionen zunehmen, dass aber die Schadensgrenze bei 7.5 Mikrogramm PM₁₀ / m³ liegt, d.h. dass eine PM₁₀-Schadstoffkonzentration unterhalb dieser Grenze keinen Gesundheitsschaden anrichtet. Hier sollen nicht die durchschnittlichen Kosten pro Tonne PM₁₀ berechnet werden, sondern die zusätzlichen Kosten für ein zusätzliche Tonne PM₁₀, d.h. die sogenannten Grenzkosten. Die berechneten Gesundheitskosten von 5.5 Mrd. CHF beruhen auf Immissionen von 11.57 µg PM₁₀ / m³ (nämlich der Immission im Berechnungsmodell von 19.07 µg PM₁₀ / m³ abzüglich der Schadensgrenze von 7.5 µg PM₁₀ / m³). Für die Berechnung der Grenzkosten ist es am einfachsten die externen Gesundheitskosten ohne Schadensuntergrenze (bzw. mit einer Schadensuntergrenze von 0 µg PM₁₀ / m³) zu berechnen. Diese betragen gut 9 Mrd. CHF (= 5.5 Mrd. CHF / 11.57 µg PM₁₀ / m³ * 19.07 µg PM₁₀ / m³).
- **Gebäudeschäden:** Im Rahmen der Studie zu den verkehrsbedingten Gebäudeschäden⁷⁶ wurden auch die Gebäudeschäden durch die gesamte Luftbelastung ermittelt. Dies wurden mit Hilfe des Aktualisierungstools externe Kosten⁷⁷ auf 2009 hochgerechnet.⁷⁸ Insgesamt fielen im Jahr 2009 luftverschmutzungsbedingte Gebäudeschäden von ca. 664 Mio. CHF an.
- **Ernteauffälle und Waldschäden:** Die externen Kosten im Bereich Ernteauffälle und Waldschäden wurden für den Strassen- und Schienenverkehr detailliert ermittelt (vgl. Abbil-

⁷⁵ Ecoplan, Infrac (2010), Benutzerhandbuch zum Aktualisierungstool externe Kosten.

⁷⁶ Infrac, Wüest & Partner (2004), Verkehrsbedingte Gebäudeschäden in der Schweiz, S. Z-4.

⁷⁷ Ecoplan, Infrac (2010), Benutzerhandbuch zum Aktualisierungstool externe Kosten.

⁷⁸ Zudem stand das Ergebnis für das Jahr 2005 zur Verfügung (aus nicht veröffentlichten Arbeitsunterlagen zur Studie Ecoplan, Infrac (2008, Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2005 mit Bandbreiten).

dung 11-16 unten). Aus diesen Ergebnissen wurde im Rahmen der Herleitung der SN 641 828 (2009) ein Kostensatz von 3'100 CHF / t NO_x⁷⁹ (Preise 2005) berechnet. Für die Emittentengruppen ausserhalb des Strassen- und Schienenverkehrs wurden die NO_x-Emissionen aus Abbildung 11-4 mit diesem Kostensatz (angepasst auf Preisniveau 2009 gemäss SN 641 828) multipliziert, was insgesamt zu Kosten von 290 Mio. CHF führt.

Die Summe der externen Kosten dieser drei Bereiche (Gesundheitskosten mit Schadensgrenze 0 µg PM₁₀ / m³) kann nun durch die in Abbildung 11-4 hergeleiteten knapp 62'000 Tonnen PM₁₀-Äquivalente dividiert werden, um die Grenzkosten pro Tonne PM₁₀-Äquivalent zu bestimmen. Es ergeben sich 162'000 CHF pro Tonne (vgl. folgende Abbildung). Aufgrund der Umrechnungsfaktoren in PM₁₀-Äquivalente lassen sich daraus die Kosten pro Tonne Schadstoff berechnen: Diese betragen für PM₁₀ 162'000 CHF, für NO_x 36'000 CHF, für SO₂ 32'000 CHF und für NH₃ 52'000 CHF.

Abbildung 11-5: Berechnung der externen Grenzkosten für Luftbelastung im Jahr 2009

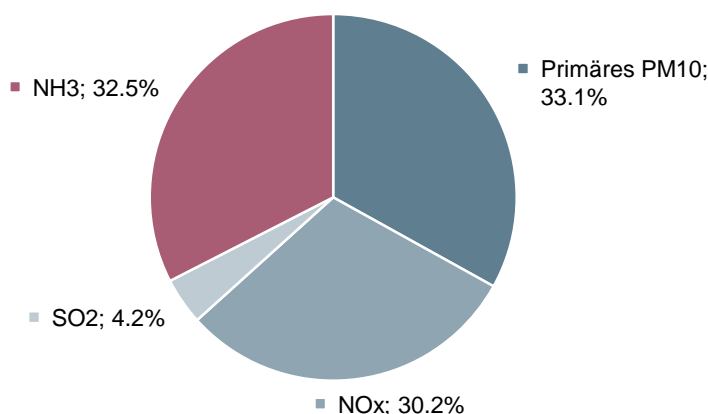
Externe Kosten in Mio. CHF			
Gesundheitskosten, Jahr 2009 (Schadensgrenze 7.5 µg/m ³)	5'500	Mio. CHF	
Gebäudeschäden, Jahr 2009	664	Mio. CHF	
Ernteausfälle und Waldschäden, Jahr 2009	290	Mio. CHF	
Total externe Kosten Luftbelastung mit Schadensgrenze 7.5 µg/m³	6'453	Mio. CHF	
Total externe Kosten Luftbelastung mit Schadensgrenze 0 µg/m³	10'018	Mio. CHF	
Berechnung externe Kosten pro Tonne PM₁₀-Äquivalente			
Schadensgrenze	7.50	µg/m ³	
Konzentrationswert Immissionen, Jahr 2009	19.07	µg/m ³	
Total PM ₁₀ -Äquivalente, Jahr 2009	61'800	Tonnen	
Externe Grenzkosten für PM ₁₀ -Äquivalente	162'000	CHF/Tonne	
Dies bedeutet: Kosten pro Tonne		Umrechnungsfaktor	
PM ₁₀	1.00	162'000	CHF/Tonne
NO _x	0.22	35'640	CHF/Tonne
SO ₂	0.20	32'400	CHF/Tonne
NH ₃	0.32	51'840	CHF/Tonne

⁷⁹ NO_x ist für Ernteausfälle und Waldschäden entscheidend, weil die Ozonbildung auf dem Lande NO_x-limitiert ist.

Externe Kosten Luftbelastung – hauptverantwortlich sind primäres PM10, NH3, NOx

Verbindet man diese Kostensätze mit den Emissionen in Abbildung 11-4, so zeigt sich (vgl. folgende Abbildung), dass SO₂ aufgrund der vergleichsweise tiefen Emissionen nur 4% der Schäden verursacht und dass die anderen drei Schadstoffe (primäres PM10, NO_x und NH₃) je ca. einen Drittel der Schäden hervorrufen.

Abbildung 11-6: Anteil der Luftschadstoffe an den externen Kosten der Luftbelastung



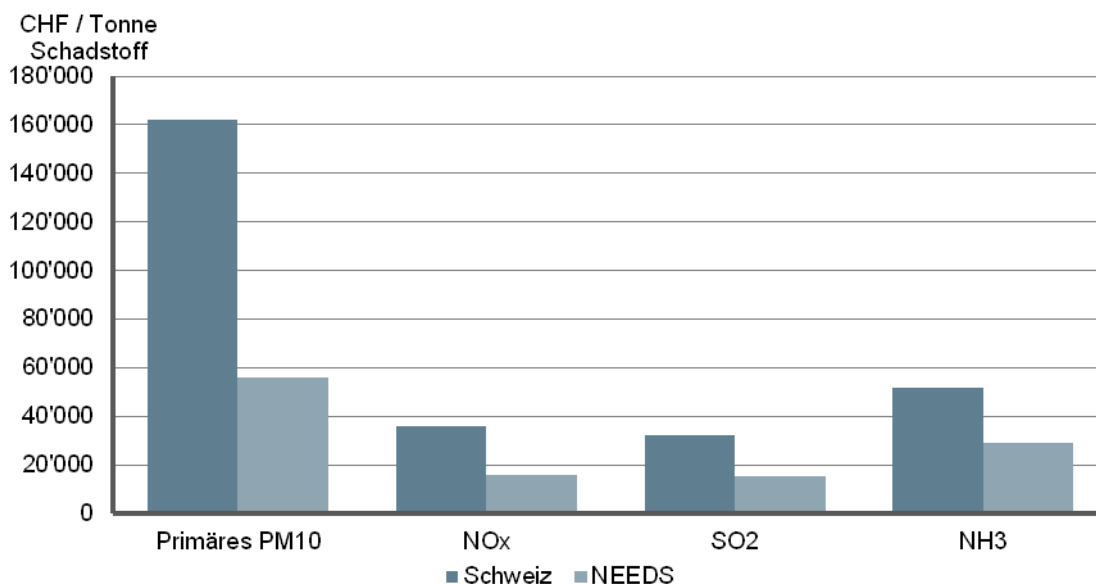
Vergleich mit der EU (Projekt NEEDS und CASES)

Ein Vergleich der oben berechneten Ergebnisse in EcoPlan (2007) mit den Ergebnissen aus dem EU-Projekt NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability)⁸⁰ in Abbildung 11-7 zeigt, dass die Schweizer Werte je nach Schadstoff 1.8 bis 2.9 mal höher sind als die Werte aus NEEDS (vgl. auch unten – Vergleich zu bisherigen Werten). Es ist allerdings zu beachten, dass in NEEDS zusätzlich noch NMVOC berücksichtigt wird (2'400 CHF pro Tonne NMVOC). Im EU Projekt CASES werden dieselben Kostensätze verwendet wie in NEEDS.⁸¹ Eine ausführlichere Diskussion der Ergebnisse von NEEDS und CASES findet sich in Kapitel 11.6.

⁸⁰ NEEDS (2009), External costs from emerging electricity generation technologies, S. 7. Umrechnung der €-Werte mit dem Wechselkurs von 2008 (gemäss SNB) und der Kaufkraftparität gemäss Eurostat.

⁸¹ CASES (2008), External costs database (Euro/ton values).

Abbildung 11-7: Vergleich der Kostensätze Schweiz – NEEDS



Vergleich zu bisherigen Werten

Wie bereits erwähnt wurden bisher⁸² die Berechnungen über die vier Schadstoffe, PM10, NOx, SO2 und NMVOC erstellt. Aufgrund der neuen Datengrundlagen zu den Emissionen der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien basierend auf der ecoinvent-Datenbank wird jetzt hingegen NMVOC durch NH3 ersetzt. Für die drei gleichbleibenden Schadstoffe haben sich die Kostensätze pro Tonne Schadstoff wie folgt verändert:⁸³

- PM10: bisher 127'000 CHF, neu 162'000 CHF, Veränderung um 28%
- NOx: bisher 33'000 CHF, neu 35'640 CHF, Veränderung um 8%
- SO2: bisher 34'000 CHF, neu 32'400 CHF, Veränderung um -5%

Aufgrund der neuen Datengrundlagen (Umrechnungsfaktoren in PM10-Äquivalente) gab es eine gewisse Verschiebung der Bedeutung der unterschiedlichen Schadstoffe. Die Zunahme ist teilweise auf die Preiszunahme (Inflation, Nominallohnwachstum) zwischen 2000 und 2009 zurückzuführen.

Betrachtet man die Aufteilung der Kosten auf die vier Schadstoffe, erkennt man, dass der bisherige vierte Schadstoff NMVOC rechnerisch nur 4% der Kosten verursachte,⁸⁴ der neue

⁸² EcoPlan (2007), Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, S. 134-136.

⁸³ Die bisherigen Werte für NOx und SO2 würden sich ergeben, wenn der Kostensatz pro Tonne PM10-Äquivalente 150'000 bzw. 170'000 CHF betragen würde.

⁸⁴ Dabei wird nur der Beitrag von NMVOC als Vorläufersubstanz von PM10 berücksichtigt. NMVOC verursacht aber auch als Vorläufersubstanz von Ozon Schäden.

vierte Schadstoff NH₃ hingegen 33%. Gesamthaft haben die Kostensätze also deutlicher zugenommen als der Vergleich der drei gleichbleibenden Schadstoffe aufzeigt. Grund für die Zunahme der Kostensätze ist, dass die Kosten zugenommen, die Emissionen hingegen abgenommen haben: Bereits in Ecoplan, Infrac (2008)⁸⁵ wurde festgestellt, dass die gemessenen Immissionen zwischen 2000 und 2005 zunahmen, aber die modellierten Emissionen abnahmen. Ausschlaggebend sind die Immissionen, die zu Gesundheits- und Gebäudeschäden führen, nicht die Emissionen, deren Abnahme zwischen 2000 und 2005 wahrscheinlich zu optimistisch modelliert wurde.

Der frühere Vergleich mit Kostensätzen der EU – damals mit den Kostensätzen von ExternE – zeigte, dass die damals berechneten Schweizer Kostensätze um den Faktor 5 – 6 mal höher sind als die Werte von ExternE. Nun beträgt die Differenz zu NEEDS (und CASES) „nur“ noch einen Faktor 1.8 bis 2.9. Grund dafür ist, dass sich im Vergleich zu ExternE die Kostensätze in der EU mit dem Projekt NEEDS mehr als verdoppelt haben. In Ecoplan (2007, S. 135) wurde bereits betont, dass die Schweizer Werte für die externen Kosten im Bereich Luftbelastung nach dem neuesten Stand des Wissens ermittelt wurden und vermutlich ein realistischeres Bild der Untergrenze der externen Kosten zeigen als die europäischen Werte.

11.3.4 Externe Kosten Luftbelastung für die Stromerzeugung

a) Methodik

Mit Hilfe der im vorgängigen Kapitel hergeleiteten Kostensätze (genauer: Grenzkostensätze) können die externen Kosten der Luftbelastung für verschiedene Stromerzeugungstechnologien berechnet werden. Dazu werden die Emissionen von PM₁₀-Äquivalenten pro produzierte kWh Elektrizität mit dem Kostensatz multipliziert.

Die Emissionen der wichtigsten Stromerzeugungstechnologien

Grundlage für diese Berechnungen bilden die Emissionen von PM₁₀-Äquivalenten gemäss aktualisierten Ergebnissen basierend auf der ecoinvent-Datenbank.⁸⁶ Dabei wird der gesamte Lebenszyklus berücksichtigt (von der Bereitstellung der Brennstoffe und dem Bau der Kraftwerke bis zur Entsorgung der Abfälle). Es werden die folgenden Technologien miteinbezogen:

- Kernenergie*
- Erdgas GuD (Gas- und Dampfturbine)*
- Erdgas WKK 160 kWe (WKK = Wärme-Kraft-Kopplung)*
- Photovoltaik (Multi-Si Paneel)*

⁸⁵ Ecoplan, Infrac (2008), Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2005 mit Bandbreiten, S. 154-156.

⁸⁶ ESU-services und PSI (2012), Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz.

- Speicherwasserkraftwerk*
- Laufwasserkraftwerk*
- Kehrichtverbrennungsanlage (KVA)
- Windturbine 800 kW
- Biogas WKK 160 kWe
- Geothermie (Hot Dry Rock)⁸⁷

Die Emissionen beruhen auf dem ecoinvent Datenbestands v2.2. Bei den mit „*“ gekennzeichneten Anlagen wurden die Datengrundlagen von ESU-services und PSI (2012) umfassend aktualisiert. Diese aktualisierten Daten beschreiben heute in Betrieb stehende bzw. moderne auf dem Markt verfügbare Technologien und den heutigen Marktmix in Bezug auf die Bereitstellung von Erdgas, Kernbrennstoff und Photovoltaik-Panels und Silizium. Die Erdgas-GuD- und WKK-Anlagen bilden die beste heute verfügbare Technologie ab. Der Modulwirkungsgrad der Photovoltaikanlagen entspricht dem Marktdurchschnitt und deren Ertrag demjenigen von Schräg- und Flachdachanlagen der Schweiz; die Referenztechnologien für die Kernkraftwerke (Reaktoren) stammen aus den 1980'er Jahren. Bauaufwendungen und Betriebsverhalten der Wasserkraftanlagen entsprechen dem Durchschnitt der in der Schweiz betriebenen Anlagen.

Die nicht aktualisierten Emissionen beschreiben Anlagen, die um das Jahr 2000 installiert wurden und sind damit nicht auf dem neusten Stand. Je nach technologischer Entwicklung seit 2000 könnten für modernere Anlagen grössere Veränderungen eingetreten sein. Künftige technische Entwicklungen und Veränderungen der Marktsituation können die Umweltbilanz aller hier untersuchten Technologien deutlich verändern. So ist z.B. in der Geothermie bis 2020 mit einer Reduktion der Emissionen um 30 bis 40% zu rechnen.⁸⁸

Noch zwei zusätzliche Bemerkungen:

- Emissionen von Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen (Erdgas und Biogas) werden entsprechend dem Exergiegehalt⁸⁹ von Strom und Wärme diesen beiden Produkten zugeordnet.⁹⁰
- Strom aus Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) wird als belastungsfrei betrachtet, da alle Aufwendungen und Emissionen der Abfallentsorgung zugeordnet werden. Damit entstehen nur durch Stromverteilung und Netz externe Kosten.

⁸⁷ Zur Geothermie gibt es keine Daten in ESU-services und PSI (2012). Deshalb wurden die bereits in EcoPlan (2007) verwendeten Emissionsfaktoren aus Nitsch et al. (2004, Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, S. 113) entnommen.

⁸⁸ Nitsch et al. (2004), Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, S. 90.

⁸⁹ Exergie bezeichnet den Teil der Gesamtenergie eines Systems, der Arbeit verrichten kann.

⁹⁰ Denkbar wäre auch eine Zuordnung nach der ökonomischen Verursachung, was durch den Anteil am Wert von Strom bzw. Wärme angenähert werden könnte.

Kostensatz für die Berechnung der externen Kosten

Schliesslich sind die Emissionen mit einem Kostensatz zu multiplizieren, um die externen Kosten zu ermitteln. Für die Emissionen in der Schweiz kann dazu der oben hergeleitete Kostensatz von 162'000 CHF pro Tonnen PM10-Äquivalent verwendet werden (vgl. Abbildung 11-5). Die Verwendung desselben Kostensatzes für die ausländischen Emissionen wäre jedoch falsch: Denn je nach Bevölkerungsdichte, genauem Emissionsort, Entwicklungsstand etc. können die Kostensätze im Ausland deutlich von den Schweizer Werten abweichen. Um trotzdem zur Information eine Grobschätzung der gesamten weltweit verursachten Kosten der Luftbelastung durch die Stromproduktion in der Schweiz berechnen zu können, verwenden wir für die ausländischen Emissionen einen Kostensatz von 51'000 CHF pro Tonnen PM10-Äquivalent, der aus dem EU-Projekt NEEDS (oder CASES) für die EU27 abgeleitet wurde.⁹¹

Für die Sekundärnutzen werden nur die in der Schweiz anfallenden Emissionen berücksichtigt

Für die weiteren Berechnungen im Rahmen des Gleichgewichtsmodells sind wir nicht an den gesamten Emissionen / Kosten interessiert, sondern nur an den in der Schweiz anfallenden Emissionen (territoriale Sicht für allfällige secondary benefits), weil wir uns auf die Sekundärnutzen in der Schweiz konzentrieren.⁹² Deshalb werden die Emissionen zuerst in Stromverteilung und Netz, Brennstoffbereitstellung und -entsorgung sowie Kraftwerk / WKK aufgeteilt (teilweise liegen noch genauere Aufteilungen vor).⁹³ Dann wird für alle Emissionsbestandteile der Anteil der Emissionen in der Schweiz bestimmt. Dazu haben ESU-services spezifisch für dieses Projekt die Datengrundlagen analysiert, um die Anteile (auf 5% genau) zu bestimmen. Dazu werden folgende Annahmen getroffen:⁹⁴

- Herstellung von Zement und Beton: in der Schweiz

⁹¹ Dieser Kostensatz beruht auf den in Abbildung 11-7 dargestellten Kostensätzen aus NEEDS. Die für Abbildung 11-7 berücksichtigte Anpassung mit der Kaufkraftparität wird hier jedoch vernachlässigt, weil hier ein Kostensatz für die EU27 verwendet werden soll (in Abbildung 11-7 hingegen ein Vergleich mit einem Schweizer Kostensatz). Zudem weist das NEEDS-Projekt keinen Kostensatz pro Tonne PM10-Äquivalent aus, sondern vier Kostensätze für die vier zugrundeliegenden Schadstoffe PM10, NOx, SO2 und NH3. Berechnet man aus den vier Kostensätzen mit Hilfe der Umrechnungsfaktoren in Abbildung 11-4 einen Kostensatz pro Tonne PM10-Äquivalent, so schwankt dieser je nach Schadstoff zwischen 39'000 und 63'000 CHF. Deshalb haben wir die Gewichtung in Abbildung 11-6 verwendet, um den Durchschnitt von 51'000 CHF pro Tonne PM10-Äquivalent zu bestimmen. Es ist zu beachten, dass die Kosten möglicherweise noch deutlich tiefer sein könnten, wenn sich das Ausland nicht auf die EU, sondern auf ein Entwicklungsland bezieht. Beziehen sie sich hingegen auf ein weit entwickeltes und dicht bevölkertes Land, wäre der Kostensatz für das Ausland höher als hier verwendet.

⁹² Die PM10-Äquivalent-Emissionen in der Schweiz führen nicht nur zu Schäden in der Schweiz, sondern auch zu Schäden im Ausland, da die Schadstoffe in der Luft über grosse Distanzen transportiert werden können. Wie in Ecoplan et al. (2004, Externe Gesundheitskosten durch verkehrsbedingte Luftverschmutzung in der Schweiz, S. 5-6) gehen wir davon aus, dass Import und Export von PM10 sich die Waage halten.

⁹³ Diese Aufteilung wurde uns durch ESU-services direkt geliefert (da es in den Abbildungen in ESU-services und PSI (2012) nicht genau ablesbar ist).

⁹⁴ Für die Geothermie wird basierend auf den Angaben von Nitsch et al. (2004, Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, S. 90) und den vergleichbaren Prozentsätzen bei Erd- und Biogas eine Grobschätzung des Schweizer Anteils vorgenommen.

- Herstellung der Metalle (Chromstahl, Kupfer, Konstruktionsstahl): im Ausland
- Deponierung Inertstoffe⁹⁵: in der Schweiz

Es zeigt sich, dass innerhalb der Emissionen des Kraftwerksbaus die Herstellung der Metalle und des Zements die wichtigsten Komponenten und die Baumaschinen nur von untergeordneter Bedeutung sind.⁹⁶

b) Ergebnisse

Emissionen der Stromerzeugungstechnologien

Die Emissionen von PM10-Äquivalenten werden in Abbildung 11-8 und Abbildung 11-9 dargestellt. Es fällt auf, dass Biogas die mit Abstand höchsten Emissionen von gut 500 mg / kWh verursacht. Dies ist auf das verwendete Biogas bzw. dessen Bereitstellung zurückzuführen.⁹⁷ Emissionen zwischen 130 und 210 mg / kWh verursachen Photovoltaik, Erdgas und Kernenergie. Bei der Photovoltaik ist dies vor allem auf die Herstellung der Solarzellen zurückzuführen, beim Erdgas und der Kernkraft auf die Bereitstellung der Brennstoffe. KVA (per Annahme) und Wasserkraft verursachen (beinahe) nur aufgrund der Stromverteilung Emissionen von 35 bis 50 mg / kWh. Geothermie und Wind führen zu Emissionen von 70 bis 90 mg / kWh.

Anteil der Emissionen in der Schweiz

Die Anteile der Emissionen in der Schweiz können in Abbildung 11-8 und Abbildung 11-9 abgelesen werden. Es zeigt sich, dass meist ein Grossteil der Emissionen im Ausland ausgestossen wird. Dies ist insbesondere in der Photovoltaik der Fall, wo weniger als 1% der Emissionen in der Schweiz anfallen, weil die Emissionen der Herstellung der Solaranlagen vollständig im Ausland anfallen. Zudem sind die Emissionen der Stromverteilung (für alle Technologien) zu 95% dem Ausland anzulasten (Kupferherstellung für Kabel).

⁹⁵ Gesteinsähnliche, schadstoffarme Abfälle, die beim Auswaschen mit Wasser wenig Schadstoffe abgeben.

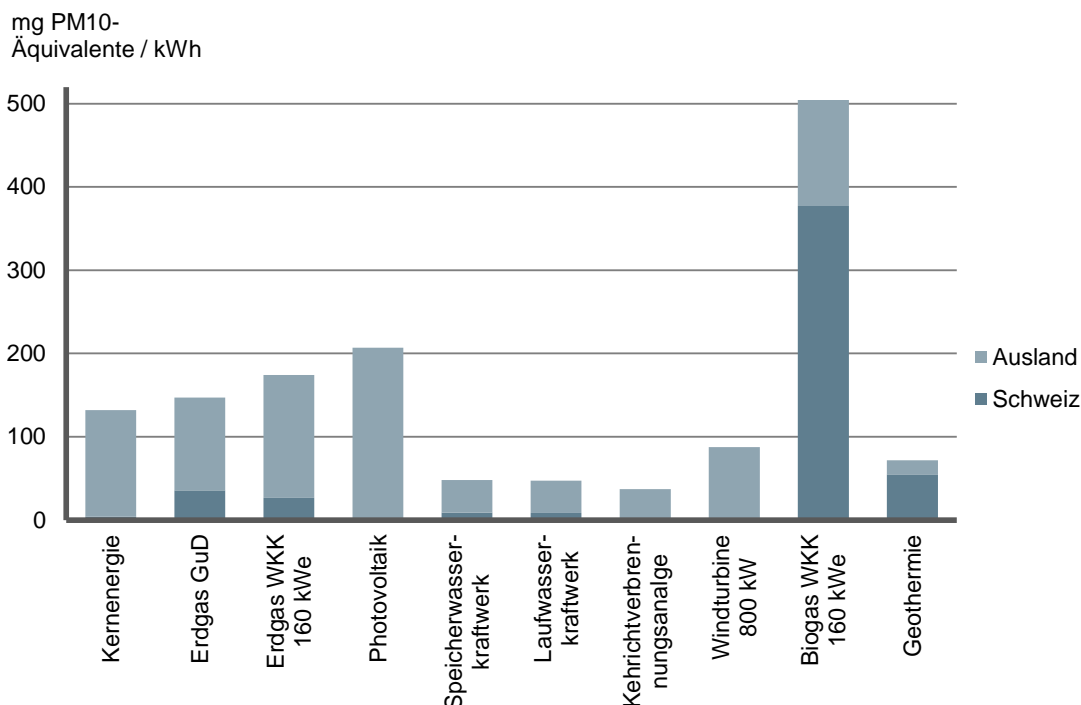
⁹⁶ Bei den Baukosten besteht die Gefahr, dass Doppelzählungen entstehen, da diese im Gleichgewichtsmodell teilweise bereits berücksichtigt sind. Der bereits im Gleichgewichtsmodell berücksichtigte Anteil der durch den Bau verursachten externen Kosten ist aber relativ gering (insbesondere bei Kern- und Wasserkraftwerken). Ein weiterer Grund zur Berücksichtigung der beim Bau entstehenden Emissionen ist, dass wir keine Aufteilung auf Bau und Betrieb haben.

⁹⁷ Die Referenzanlage für Strom aus Biogas ist ein Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 160 kW_{el}, welches landwirtschaftliches Biogas aus Gülle, organischen Abfällen und Altöl nutzt. Der Mix entspricht dem Schweizer Durchschnitt. Die hohen Emissionen von PM10-Äquivalenten bei der Brennstoffbereitstellung sind zu 80% auf NH₃-Emissionen zurückzuführen, die im Vergärungsprozess bei der Herstellung der Biogase entstehen. Insbesondere bei der Vergärung von Gülle sind die Emissionen hoch (beim Altöl dafür kein NH₃ – d.h. Grundlage des Biogases entscheidend für Höhe der Emissionen). Die höheren Emissionen des Biogases bei der Stromverteilung sind darauf zurückzuführen, dass von ca. 10% Verlusten beim Stromtransport ausgegangen wird. Ist die Herstellung des verlorenen Stroms wie beim Biogas mit hohen Emissionen verbunden, so sind auch die Emissionen der Stromverteilung höher. Die Angaben basieren auf dem Jahr 2000. Gemäss momentan laufenden Aktualisierungen sind jedoch mit moderneren Technologien nur gewisse Reduktionen zu erwarten (vor allem beim Biogas aus organischen Abfällen – gemäss persönlicher Kommunikation mit Erstellern der Datengrundlagen).

Abbildung 11-8: Externe Kosten der Luftbelastung durch Stromerzeugung

	Stromverteilung und Netz	Brennstoffbereitstellung und -entsorgung	Kraftwerk / WKK	Total
Kernenergie				
mg PM10-eq pro kWh Strom	40.0	87.2	4.8	132.0
Anteil in der Schweiz	5%	1.3%	20%	3.1%
Rappen / kWh in Schweiz	0.032	0.019	0.016	0.067
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.194</i>	<i>0.439</i>	<i>0.020</i>	0.652
Erdgas GuD (Gas- und Dampfturbine)				
mg PM10-eq pro kWh Strom	45.0	65.0	37.0	147.0
Anteil in der Schweiz	5%	0.0%	90%	24.2%
Rappen / kWh in Schweiz	0.036	-	0.540	0.576
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.218</i>	<i>0.332</i>	<i>0.019</i>	0.569
Erdgas WKK 160 kWe				
mg PM10-eq pro kWh Strom	49.0	88.0	37.0	174.0
Anteil in der Schweiz	5%	0.0%	65%	15.2%
Rappen / kWh in Schweiz	0.040	-	0.390	0.430
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.238</i>	<i>0.449</i>	<i>0.066</i>	0.753
Photovoltaik				
mg PM10-eq pro kWh Strom	36.8	-	169.9	206.8
Anteil in der Schweiz	5%	-	0%	0.9%
Rappen / kWh in Schweiz	0.030	-	-	0.030
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.178</i>	-	<i>0.867</i>	1.046
Speicherwasserkraftwerk				
mg PM10-eq pro kWh Strom	36.9	-	11.0	47.9
Anteil in der Schweiz	5%	-	65%	18.8%
Rappen / kWh in Schweiz	0.030	-	0.116	0.146
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.179</i>	-	<i>0.020</i>	0.199
Laufwasserkraftwerk				
mg PM10-eq pro kWh Strom	36.9	-	10.3	47.2
Anteil in der Schweiz	5%	-	65%	18.1%
Rappen / kWh in Schweiz	0.030	-	0.109	0.138
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.179</i>	-	<i>0.018</i>	0.197
Kehrichtverbrennungsanlage (KVA)				
mg PM10-eq pro kWh Strom	36.9	-	-	36.9
Anteil in der Schweiz	5%	-	0%	5.0%
Rappen / kWh in Schweiz	0.030	-	-	0.030
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.179</i>	-	-	0.179
Windturbine 800 kW				
mg PM10-eq pro kWh Strom	50.8	-	36.9	87.7
Anteil in der Schweiz	5%	0.0%	0%	2.9%
Rappen / kWh in Schweiz	0.041	-	-	0.041
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.246</i>	-	<i>0.188</i>	0.434
Biogas WKK 160 kWe				
mg PM10-eq pro kWh Strom	100.9	366.2	37.3	504.4
Anteil in der Schweiz	5%	95.0%	65%	74.8%
Rappen / kWh in Schweiz	0.082	5.639	0.393	6.114
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>	<i>0.489</i>	<i>0.093</i>	<i>0.067</i>	0.649
Geothermie (Hot Dry Rock)				
mg PM10-eq pro kWh Strom				71.9
Anteil in der Schweiz				76.3%
Rappen / kWh in Schweiz				0.889
<i>Rappen / kWh im Ausland</i>				0.087

Grobschätzungen kursiv.

Abbildung 11-9: Emissionen von PM10-Äquivalenten durch Stromerzeugung

Auch die Emissionen der Brennstoffbereitstellung betreffen beinahe vollständig das Ausland: Beim Erdgas sind es 100%, bei der Kernenergie ist nur die Endlagerung der radioaktiven Abfälle zu 50% der Schweiz zuzuordnen (Endlagerung zu 100% in der Schweiz, aber Metallbeschaffung im Ausland – für Brennstoffbereitstellung und -entsorgung zusammen nur 1.3% im Inland). Nur beim Biogas werden 95% der Emissionen der Brennstoffbereitstellung im Inland ausgestossen, da das Biogas in der Schweiz produziert wird.

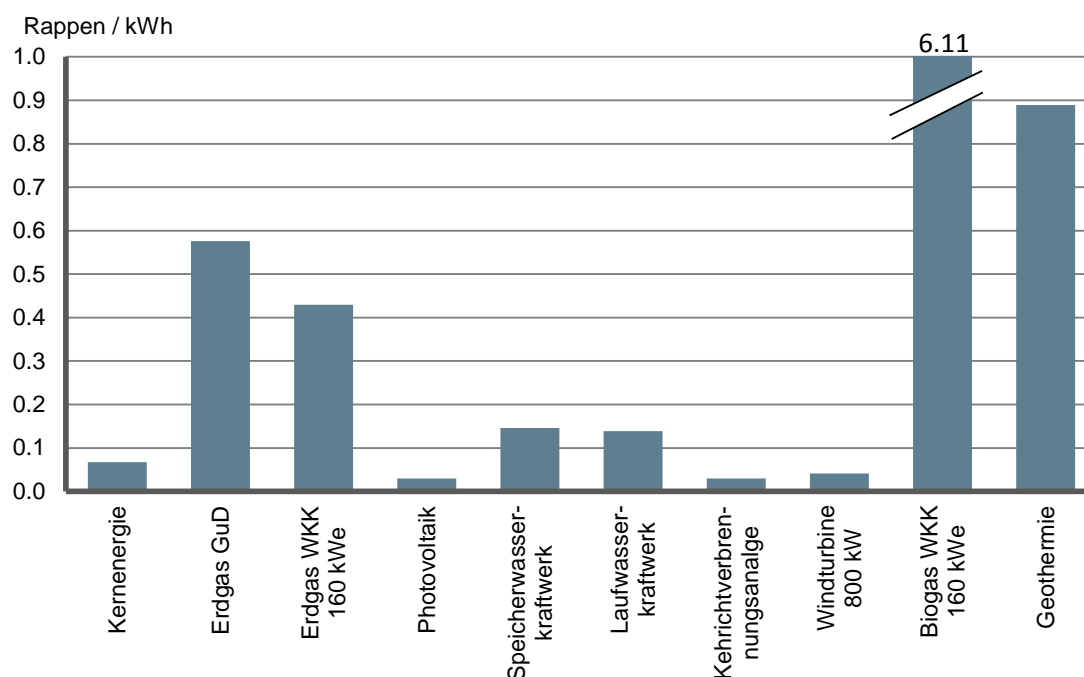
Die Kraftwerksemissionen setzen sich aus Bau und Abriss des Kraftwerks sowie dem Betrieb zusammen. Der Betrieb ist allerdings nur beim Erd- und Biogas relevant, weshalb hier der Prozentsatz in der Schweiz 65% bis 90% hoch ist. Bei den anderen Technologien hängt der inländische Anteil von der Zusammensetzung der verwendeten Baustoffe ab (Zement / Beton versus Metalle) und liegt zwischen 0% und 65%. Gesamthaft liegt der Anteil der inländischen Emissionen nur bei Biogas und Geothermie bei ca. 75%, bei allen andere Technologien jedoch (weit) unter 25% (vgl. Abbildung 11-9).

Externe Kosten der Luftbelastung in der Schweiz

Die Abbildung 11-8 und Abbildung 11-10 stellen die für die Berechnungen im Gleichgewichtsmodell relevanten in der Schweiz anfallenden externen Kosten dar. Die externen Kosten des Biogases fallen mit 6.1 Rp / kWh am höchsten aus – nämlich beinahe 7-mal höher als die zweithöchsten Kosten. Alle anderen Technologien liegen damit unter 1 Rp / kWh. Bei der Geothermie sind die externen Kosten von 0.89 Rp / kWh vor allem auf den Energiebedarf

bei der Tiefbohrung zurückzuführen. Erdgas führt – vor allem aufgrund der Emissionen im Betrieb – zu Kosten von ca. 0.5 Rp / kWh. Die Wasserkraft verursacht Kosten von 0.14 Rp / kWh, was vor allem auf den Kraftwerkbau zurückzuführen ist. Die Kernkraft verursacht luftbelastungsbedingte Kosten von 0.07 Rp / kWh. Schliesslich verursachen Photovoltaik, KVA (Emissionen werden der Kehrichtverbrennung zugerechnet) und Windkraft nur externe Kosten aufgrund der Stromverteilung von 0.03 bis 0.04 Rp / kWh.

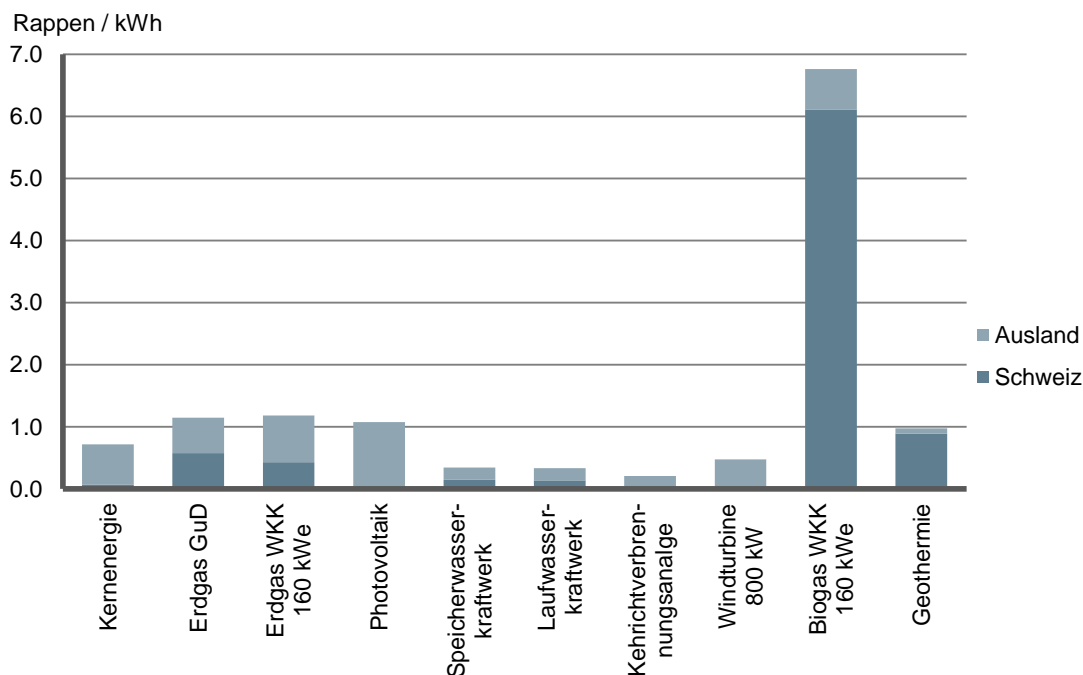
Abbildung 11-10: Externe Kosten der Luftbelastung in der Schweiz für Stromerzeugungstechnologien



Gesamte externe Kosten der Luftbelastung in der Schweiz und im Ausland

Schliesslich wird zur Information auch noch eine Grobschätzung der gesamten weltweit anfallenden externen Kosten durch die Luftbelastung durch Stromerzeugung in der Schweiz dargestellt. Wie oben erläutert werden die ausländischen Emissionen dabei mit einem Kostensatz für die EU27 (aus NEEDS) bewertet, der – obwohl deutlich tiefer als der Schweizer Kostensatz – tendenziell zu hoch sein könnte (es liegen jedoch keine besseren Daten vor). Abbildung 11-11 und Abbildung 11-8 zeigen, dass auch hier das Biogas mit 6.76 Rp / kWh die weitaus grössten Kosten verursacht (zu 90% in der Schweiz). Erdgas und Photovoltaik führen zu Kosten von 1.08 bis 1.18 Rp / kWh, Geothermie und Kernenergie folgen mit 0.98 und 0.72 Rp / kWh. Die übrigen erneuerbaren Technologien lösen externe Kosten von 0.21 bis 0.48 Rp / kWh aus.

Abbildung 11-11: Weltweite externe Kosten der Luftbelastung durch Stromerzeugung in der Schweiz



c) Vergleich zu bisherigen Werten

Die folgende Abbildung zeigt den Vergleich zu den Ergebnissen in Ecoplan (2007). Im rechten Teil der Abbildung zeigt sich, dass die in der Schweiz anfallenden externen Kosten im Vergleich zur Schätzung Ecoplan (2007) für fast alle Technologien tiefer liegen. Einzig bei Biogas sind die aktuell ermittelten externen Kosten aufgrund der höheren Emissionen höher als die im Jahr 2007 ermittelten. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass unterschiedliche „Biogase“ untersucht wurden (bisher Biogas aus Gülle, neu aus Gülle, organischen Abfällen und Altöl) oder auf andere Datengrundlagen in Deutschland bzw. der Schweiz.

Bei allen anderen Technologien sind die tieferen externen Kosten vor allem auf die Neueinschätzung des in der Schweiz anfallenden Emissionsanteils zurückzuführen. Im Rahmen von Ecoplan (2007) lagen dazu keine Angaben vor, so dass pragmatische Annahmen basierend auf weniger differenzierten Datengrundlagen als den heutigen getroffen wurden. Neu beruht die Zuteilung auf einer Auswertung der Ecoinvent-Datenbank (bzw. ESU-services und PSI 2012) und ist damit genauer als bisher. Zudem fällt ein Grossteil der Bauemissionen (Herstellung Metalle) im Ausland an, während bisher der gesamte Bau der Schweiz zugeschrieben wurde. Die Emissionen von PM10-Äquivalenten liegen in der aktuellen Schätzung hingegen für die meisten Technologien höher als bei der Abschätzung 2007. Dies dürfte auf unterschiedliche Datenquellen zurückzuführen sein und möglicherweise auf eine bessere Berücksichtigung des gesamten Lebenszyklus der Technologien. Zudem wurden bisher die Emissionen von NH3 nicht miteinbezogen (und es lagen bisher keine Daten zu NMVOC vor).

Abbildung 11-12: Vergleich zu den bisherigen Ergebnissen

	PM-10-Äquivalente [g / kWh]			Anteil in Schweiz [%]			Kosten in Schweiz [Rp / kWh]		
	bisher	neu	Diff.	bisher	neu	Diff.	bisher	neu	Diff.
Kernenergie	0.04	0.13	0.09	60%	3%	-57%	0.35	0.067	-0.28
Erdgas GuD	0.09	0.15	0.06	73%	24%	-49%	0.96	0.576	-0.39
Erdgas WKK 160 kWe	n.a.	0.17		n.a.	15%		n.a.	0.430	n.a.
Photovoltaik	0.27	0.21	-0.06	22%	1%	-21%	0.89	0.030	-0.86
Speicherwasserkraftwerk	0.09	0.05	-0.04	84%	19%	-65%	1.12	0.146	-0.97
Laufwasserkraftwerk	0.05	0.05	0.00	84%	18%	-66%	0.56	0.138	-0.42
Kehrichtverbrennungsanlage	0.02	0.04	0.02	100%	5%	-95%	0.31	0.030	-0.28
Windturbine 270 kW bzw. 800 kW	0.08	0.09	0.01	63%	3%	-60%	0.71	0.041	-0.67
Biogas WKK 160 kWe	0.22	0.50	0.29	100%	75%	-25%	3.43	6.114	2.68
Geothermie	0.07	0.07	0.00	100%	76%	-24%	1.06	0.889	-0.17

n.a. = not available. Quellen: Eigene Berechnung aus Tabellen 9-16 und 9-17 in Ecoplan (2007).

d) Vergleich zu internationalen Werten

In Kapitel 11.6.2d) vergleichen wir die hier berechneten Werte zu den externen Kosten mit den Ergebnissen der beiden EU-Projekte NEEDS und CASES. Es zeigt sich, dass die Berechnungen der EU zu sehr ähnlichen Ergebnissen gelangen. Ausnahmen sind die Kern-, Wasser- und Windkraft, bei denen NEEDS / CASES tiefere externe Kosten berechnet.

Es mag überraschen, dass die externen Kosten im Bereich Luftbelastung in den Berechnungen etwa gleich hoch sind, da doch die verwendeten Kostensätze pro Tonne Schadstoff im NEEDS- und CASES-Projekt deutlich tiefer sind als die hier verwendeten Kostensätze (vgl. Abbildung 11-7). Der Grund für die Differenz zwischen NEEDS und der auf Basis derecoinvent-Datenbank hergeleiteten externen Kosten der Stromerzeugung liegt in der Zurechnung der Emissionen auf die einzelnen Stromproduktionstechnologien und in der Methodik der Bewertung der einzelnen Schadstoffe. Zudem werden in NEEDS / CASES einige zusätzliche Effekte berücksichtigt (Schwermetalle, Radioaktivität). Die Unterschiede konnten jedoch im Rahmen dieses Projektes nicht genauer analysiert werden.

11.3.5 Externe Kosten Luftbelastung für die Wärmeerzeugung

Die externen Kosten der Wärmeerzeugung wurden in der Schweiz in den 90-er Jahren untersucht. Die damals verwendeten Datengrundlagen sind jedoch mittlerweile veraltet, so dass die damals ermittelten Ergebnisse nicht einfach übernommen werden können.

Aktuelle Zahlen für die externen Kosten in der Schweiz liegen nicht vor. Das BAFU hat jedoch aktuelle Emissionen durch die Wärmeerzeugung bestimmt (allerdings ohne Emissionen im Ausland während dem Lebenszyklus, die wir mangels Daten also vernachlässigen müs-

sen).⁹⁸ Deshalb können die externen Kosten der Luftbelastung durch die Wärmeerzeugung mit Öl oder Gas in ganz analoger Weise zur Berechnung der externen Kosten der Stromerzeugung grob ermittelt werden. Wiederum werden also Emissionsfaktoren mit den oben bestimmten Kostensätzen (vgl. Abbildung 11-5) multipliziert. Bei der Wärmeerzeugung beziehen sich die Emissionsfaktoren der vier Schadstoffe auf eine kWh Inputenergie (bzw. den Energiegehalt des Öl- bzw. Gasinputs). Die folgende Abbildung zeigt die Berechnungen, die auf den aktuellsten verfügbaren Emissionsfaktoren beruhen. Das Heizöl verursacht luftbelastungsbedingte Kosten von 0.77 Rp / kWh, das Erdgas solche von 0.29 Rp / kWh.

Abbildung 11-13: Externe Kosten der Luftbelastung durch Wärmeerzeugung mit Öl und Gas

Heizöl	Kostensatz [CHF/kg]	Emissionen [kg/TJ]	Ext. Kosten [Rp./kWh Inputenergie]
NOx	36	37.41	0.48
SO2	32	24.00	0.28
PM10	162	0.22	0.01
NH3	52	0.0017	0.00
Total (PM10-Äquivalente)	162	13.25	0.77
Erdgas	Ext. Kosten [CHF/kg]	Emissionen [kg/TJ]	Ext. Kosten [Rp./kWh Inputenergie]
NOx	36	21.29	0.27
SO2	32	0.50	0.01
PM10	162	0.10	0.01
NH3	52	0.0014	0.00
Total (PM10-Äquivalente)	162	4.89	0.29

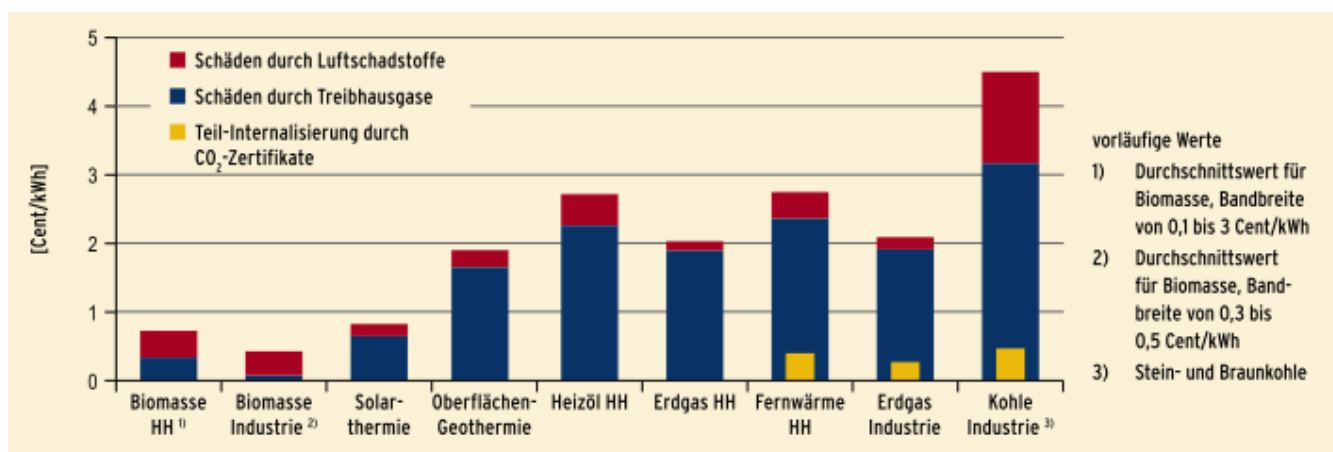
Quelle für Emissionen: BAFU (2012), Switzerland's Informative Inventory Report 2012 (IIR), S. 77-78. Gewichteter Durchschnitt „Commercial / Institutional“ und „Residential“ und verschiedener Wärmeerzeugungs-Technologien 2009.

Der **Vergleich zu den bisherigen Werten** in Ecoplan (2007) zeigt Folgendes: Beim Öl werden aktuelle um ¼ tiefere SO₂-Emissionen und um rund 13% höhere NO_x-Emissionen geschätzt. Zusammen mit dem etwas höheren Kostensatz ergibt sich aktuell ein leicht tieferer Wert für die externen Kosten als bisher (aktuell 0.77, bisher 0.81 Rp. / kWh). Beim Gas werden aktuell die NO_x-Emissionen um 42% höher eingeschätzt, die anderen Emissionen sind konstant geblieben. Gesamthaft haben sich die externen Kosten für Gas erhöht (von bisher 0.20 auf aktuell 0.29 Rp. / kWh). Teilweise dürften die Veränderungen zu bisher auch darauf beruhen, dass nicht wie bisher Technologien mit tiefem NO_x-Ausstoss gewählt wurden, sondern Gesamtdurchschnitte für die Schweiz (aufgrund der Datenverfügbarkeit).

⁹⁸ BAFU (2012), Switzerland's Informative Inventory Report 2012 (IIR), S. 77-78.

Der **Vergleich zu internationalen Werten** ist insofern schwierig, als es kaum Studien dazu gibt. Neue Ergebnisse wurden vom deutschen Bundesministerium für Umwelt (2011) publiziert und werden in der folgenden Abbildung dargestellt. Die erneuerbaren Technologien (Biomasse und Solarthermie) schneiden dabei am besten ab (Ausnahme: gewisse Biomasse Technologien in Haushalten). Sie verursachen Kosten unter 1 €-ct / kWh (= 1.4 Rp / kWh⁹⁹). Die externen Kosten von Heizöl, Erdgas und Fernwärme hingegen verursachen Kosten von 2 bis 3 €-ct / kWh (= 2.8 bis 4.1 Rp / kWh – Kohle sogar ca. 4.5 €-ct / kWh = 6.2 Rp / kWh). Die Unterschiede zwischen den Anlagen in Haushalten bzw. in der Industrie sind sehr gering (dies gilt auch für die Schweiz wie unsere Detailresultate zeigen). Einzig bei der Biomasse schneidet die Industrie etwas besser ab – wobei bei den Haushalten die Streubreite mit 0.1 bis 3.0 €-ct / kWh (= 0.14 bis 4.1 Rp / kWh) gross ist. Die deutschen Ergebnisse beruhen bzgl. Kostensätzen zu weiten Teilen auf dem EU-Projekt NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability – vgl. Kapitel 11.6).

Abbildung 11-14: Externe Kosten durch Luftschadstoffe und Klimagase durch die Wärmeerzeugung in Deutschland im Jahr 2010



Quelle: BMU (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, S. 47.

In unseren Berechnungen in Abbildung 11-13 werden die Klimakosten nicht berücksichtigt, sondern nur die Kosten der Luftbelastung. Die Ergebnisse für die Luftbelastung stimmen in etwa mit den deutschen Ergebnissen in Abbildung 11-14 (rote Balken) überein.

11.3.6 Externe Kosten Luftbelastung in der Produktion

Im Gleichgewichtsmodell sollen auch die Auswirkungen auf die Luftbelastung von Veränderungen in andern Produktionssektoren berücksichtigt werden. Deshalb sind insbesondere für verschiedene Industriesektoren sowie für die Land- und Forstwirtschaft die luftbelastungsbe-

⁹⁹ Umrechnung mit durchschnittlichen Wechselkurs von 2010 von 1.3805 CHF / € (SNB 2012).

dingten externen Kosten zu berechnen. Es handelt sich dabei um nichtenergetische externe Kosten.

Dazu verwenden wir die Emissionen von PM10-Äquivalenten aus Abbildung 11-4 sowie den Kostensatz von 162'000 CHF pro Tonne PM10-Äquivalente (vgl. Abbildung 11-5), um die Ergebnisse in der folgenden Abbildung herzuleiten. Damit wird für die gesamten Emissionen in der Schweiz der Grenzkostensatz verwendet. Wie in Kapitel 11.3.3 erläutert, ist dies gleichbedeutend mit der Annahme, dass auch unterhalb einer Schadensgrenze von $7.5 \mu\text{g} / \text{m}^3$ Gesundheitsschäden auftreten. Es gibt jedoch keine Studien, die dies bestätigen würden (weil es in keinem Studiengebiet so tiefe PM10-Konzentrationen gibt), so dass für die Berechnung der gesamten Kosten der Luftbelastung normalerweise gemäss dem at least Ansatz angenommen wird, dass unterhalb von $7.5 \mu\text{g} / \text{m}^3$ keine Gesundheitsschäden auftreten, womit Kosten von 6.45 Mrd. CHF (statt 10.02 Mrd. CHF) resultieren. Hier geht es jedoch letztendlich darum, die Veränderungen im Output gewisser Wirtschaftssektoren (in der folgenden Abbildung grau hinterlegt) im Gleichgewichtsmodell in Veränderungen der luftbelastungsbedingten Kosten umzurechnen. Dabei wird die Schadensgrenze von $7.5 \mu\text{g} / \text{m}^3$ nicht unterschritten. Oberhalb dieser Schadensgrenze gilt jedoch der oben bestimmte Grenzkostensatz von 162'000 CHF pro Tonne PM10-Äquivalent. Die Ergebnisse in Abbildung 11-15 weichen beim Strassen- und Schienenverkehr von den tatsächlichen, berechneten Werten aus Abbildung 11-16 unten ab: Im Strassenverkehr um -5% , im Schienenverkehr um $+51\%$. Dies gibt einen Hinweis auf die Genauigkeit der Schätzung: Die tatsächlichen Ergebnisse einzelner Sektoren könnten durchaus auch um 50% (oder mehr) von den Schätzungen in Abbildung 11-15 abweichen.

Die im Rahmen der Berechnungen im Gleichgewichtsmodell interessierenden Sektoren (in Abbildung 11-15 grau hinterlegt) summieren sich auf 5.71 Mrd. CHF (davon 1.33 Mrd. CHF Industrie und Gewerbe sowie 4.38 Mrd. Landwirtschaft). Diese nichtenergetischen externen Kosten werden im Gleichgewichtsmodell (stark vereinfachend) an den Output der einzelnen Sektoren mit einer Leontief-Beziehung verknüpft. Dies bedeutet, dass eine lineare Beziehung zwischen Output und externen Kosten unterstellt wird: Wenn die Produktion in einem Sektor um 5% zurückgeht, gehen auch die externen Kosten dieses Sektors um 5% zurück.

Abbildung 11-15 zeigt auch, dass durch die Produktion von Elektrizität lediglich externe Kosten von gut 0.1 Mrd. CHF entstehen. Die Wärmeproduktion (Feuerungen in Haushalten, Landwirtschaft, Industrie und Gewerbe sowie Fernwärme) verursacht luftbelastungsbedingte Kosten von 1.3 Mrd. CHF. Die externen Kosten im Verkehr gut 2.8 Mrd. CHF sind also etwa doppelt so hoch wie diese Werte. Ausserdem verursacht der Verkehr noch weitere externe Kosten wie z.B. Lärm, Stau und Unfälle (siehe Kapitel 11.2.3 bzw. Kapitel 11.4), die im Energiesektor kaum von Bedeutung sind – mit Ausnahme der Unfälle, insbesondere in der Kernenergie (vgl. Kapitel 11.2.4).

Vergleich zu bisherigen Werten

In der Schätzung von 2007 ging man lediglich von 2.23 Mrd. CHF aus (davon 1.49 Mrd. CHF Industrie und Gewerbe sowie 0.73 Mrd. Landwirtschaft). Der Hauptunterschied liegt in den

luftbelastungsbedingten Kosten der Landwirtschaft. Dies ist insbesondere auf die Berücksichtigung von NH₃ (Ammoniak) zurückzuführen, denn 3.00 der 4.38 Mrd. CHF werden durch NH₃ verursacht, das bisher vernachlässigt wurde. Bei den Industriesektoren stimmen die bisherigen und neuen Ergebnisse relativ gut überein (neu 1.33 statt 1.49 Mrd. CHF), obwohl aufgrund unterschiedlicher Datenquellen der Industriesektor anders unterteilt wurde und obwohl neue Datengrundlagen vorliegen (gilt auch für die Landwirtschaft).

Abbildung 11-15: Gesamte externe Kosten der Luftbelastung ohne Schadensgrenze bei Gesundheitskosten
(für Energiestrategie 2050 relevante Sektoren grau hinterlegt)

	t PM10-Äquivalente	ext. Kosten in Mio. CHF
Verkehr	17'421	2'824
Strassenverkehr	13'881	2'250
Schienenverkehr	1'366	221
Flugverkehr	1'869	303
Schifffahrt	306	50
Haushalte	5'288	857
Feuerungen Öl und Gas	1'719	279
Feuerungen Holz und Kohle	2'307	374
Rest	1'262	205
Industrie und Gewerbe	12'075	1'957
Industrie Steine Erden	3'068	497
Abfallindustrie	219	35
Baugewerbe	2'375	385
Industrielle Maschinen	358	58
Raffinerien	880	143
Prozesse weitere	477	77
Elektrizität	704	114
Fernwärme	174	28
Feuerungen Industrie	2'163	351
Feuerungen GD	804	130
Industrie Gewerbe andere	852	138
Land- und Forstwirtschaft	27'018	4'379
Nutztierhaltung	19'223	3'116
Feuerungen	857	139
Maschinen Geräte	3'246	526
Rest	3'693	599
Gesamttotal	61'803	10'018

11.4 Externe Kosten des Verkehrs im Jahr 2007

Im Folgenden sollen noch die externen Kosten des Verkehrs dargestellt werden. Dabei konzentrieren wir uns auf den Strassen- und Schienenverkehr – basierend auf den umfangreichen Berechnungen im Auftrag des ARE. Im Rahmen der Arbeiten des Bundesamts für Statistik (BFS) und des ARE zur Transportrechnung 2010 werden auch die externen Kosten in den Bereichen Luft-, Schiff- und Langsamverkehr ermittelt. Diese Ergebnisse sind jedoch noch in Erarbeitung und können deshalb noch nicht dargestellt werden.

In den nachfolgenden Ausführungen beschränken wir uns auf die Darstellung der Ergebnisse der neusten Schweizer Studien (Ecoplan und Infras 2008 im Auftrag des ARE) – d.h. auf die offiziell gültigen Werte für die Schweiz. Im Folgenden werden die Ergebnisse für das Jahr 2007 dargestellt, da dies die aktuellsten verfügbaren Daten sind (die Aktualisierung des ARE für 2008 und 2009 ist im Moment in Erarbeitung und für den vorliegenden Bericht noch nicht verfügbar).¹⁰⁰

Abbildung 11-16 zeigt die gesamten externen Kosten im Verkehrsbereich im Jahr 2007 (bei allen Angaben handelt sich um Angaben zu Faktorpreisen¹⁰¹). Dabei wird nach Strassen- und Schienenverkehr differenziert sowie nach Personen- und Güterverkehr. Aus Sicht Verkehrsteilnehmende fallen insgesamt externe Kosten von mindestens 12.1 Mrd. CHF an. Davon entfallen 11.6 Mrd. CHF auf den Strassenverkehr und 0.5 Mrd. CHF auf den Schienenverkehr. Im Strassenverkehr verursacht der Personenverkehr 77% der Kosten (und damit der Güterverkehr 23%), im Schienenverkehr ist der Anteil des Personenverkehrs mit 60% etwas tiefer.

Weiter zeigt Abbildung 11-16 (grau hinterlegte Werte), welche Kostenbereiche im Rahmen der Energiestrategie 2050 als bei der Schätzung der „Sekundärnutzen“ berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 11.2.5). Die Grundlage für die Ermittlung der „Sekundärnutzen“ der Energiestrategie 2050 bilden also externe Kosten von insgesamt 9.3 Mrd. CHF (77% der gesamten externen Kosten aus Sicht Verkehrsteilnehmende). Davon entfallen 9.0 Mrd. CHF auf den Strassenverkehr und 0.3 Mrd. CHF auf den Schienenverkehr (davon entfallen 76% bzw. 58% auf den Personenverkehr).

Bei der Übernahme der Ergebnisse in das Gleichgewichtsmodell zur Berechnung der sekundären Nutzen der Energiestrategie 2050 wird im Strassenverkehr unterschieden zwischen den externen Kosten, die vom Treibstoffverbrauch bzw. von der Fahrleistung abhängig sind. Vom Treibstoffverbrauch abhängig sind Ernteauffälle und Waldschäden sowie die von den Motoremissionen verursachten Gesundheitskosten und Gebäudeschäden (vgl. Abbildung

¹⁰⁰ Zudem will das ARE in Kürze eine grundlegende Überarbeitung der externen Kosten für das Jahr 2010 erarbeiten lassen, diese Ergebnisse dürften aber erst 2014 vorliegen.

¹⁰¹ Kosten zu Marktpreisen abzüglich der indirekten Steuerbelastung (z.B. durch MWST, Benzinzoll, Zollzuschlag, Fahrzeugsteuer).

11-16) – insgesamt 1.4 Mrd. CHF.¹⁰² Von der Fahrleistung abhängig sind die verbleibenden externen Kosten in den Bereichen Gesundheitskosten und Gebäudeschäden (durch Abrieb und Aufwirbelung verursachter Anteil), Unfälle, Lärm, Stau, Bodenschäden und Zusatzkosten in städtischen Räumen von insgesamt 7.5 Mrd. CHF.

Im Gleichgewichtsmodell wird die Veränderung des Treibstoffverbrauchs berechnet. Es ist davon auszugehen, dass die Veränderung der Fzkm kleiner ist als die Veränderung des Treibstoffverbrauchs, weil die höheren Treibstoffpreise zum Einsatz emissionsarmer Fahrzeuge führen. Konkret dürfte die Veränderung bei der Fahrleistung nur halb so gross sein wie beim Treibstoffverbrauch.¹⁰³ Dies ist eine vorsichtige Annahme, die eher zu einer Unterschätzung der Veränderung der externen Kosten führt (at least Ansatz).¹⁰⁴

In Kapitel 11.7 werden noch weitere detaillierte Resultate zu den externen Kosten des Strassen- und Schienenverkehrs dargestellt, insbesondere Resultate pro Fahr- bzw. Verkehrsleistung (d.h. externe Kosten pro Fzkm oder Zugkm bzw. pro pkm oder tkm).

¹⁰² NISTRA (Ecoplan 2010, Handbuch eNISTRA 2010) zeigt, dass 27% der PM10-Emissionen vom Motor stammen, während 73% durch Abrieb und Aufwirbelung entstehen.

¹⁰³ Ecoplan (2011), Produktivität und Finanzierung von Verkehrsinfrastrukturen, S. 91.

¹⁰⁴ Anstatt 50% könnte gemäss Literatur auch 67% verwendet werden. Dazu kommt, dass diese Zahl streng genommen nur für den MIV gilt, aber nicht für den Güterverkehr. Im Güterverkehr dürfte die Differenz zwischen den Veränderungen von Fahrleistung und Treibstoffverbrauch deutlich kleiner sein. Der Güterschwerverkehr macht jedoch 2009 gemäss BfS nur 3.5% der Fahrleistung aus (inkl. Lieferwagen 10%).

Abbildung 11-16: Externe Kosten im Verkehrsbereich in Mio. CHF im Jahr 2007 gemäss at least Ansatz (grau hinterlegt = im Gleichgewichtsmodell enthalten)

	Strasse		Schiene		Total Quelle		Erhebener Kostenbereich	Berücksichtigung im Gleichgewichtsmodell	Begründung	Linearer Zusammenhang zwischen Externität und ... (vereinfachende Annahmen)
	Personen	Güter	Personen	Güter	Verkehr	Verkehr				
Unfälle: Sicht Verkehrsträger ¹	2'024	132	2.0	3.4	2'162	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Externe Unfallkosten, welche ausserhalb des Verkehrs anfallen	Nein	Für die Internalisierung relevant ist die Sicht Verkehrsteilnehmende	
Unfälle: Sicht Verkehrsteilnehmende ¹	3'956	377	6.8	9.6	4'349	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Externe Unfallkosten, welche bei anderen Verkehrsteilnehmern oder ausserhalb des Verkehrs anfallen	Ja		Fzkm / Zugkm
Lärm	822	352	57.5	21.1	1'253	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Mietzinsreduktion, lärmbedingte Gesundheitsschäden	Ja		Fzkm / Btkm
Luft: Gesundheitskosten	1'148	789	59.8	67.8	2'065	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Zusätzliche Krankheitsfälle und Reduktion der Lebenserwartung	Ja		Auspuffemissionen: Treibstoff-Verbrauch / Btkm, Abrieb: Fzkm
Luft: Gebäudeschäden	161	133	8.9	8.0	311	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Erhöhte Renovations- und Reinigungstätigkeit, Verkürzung der Lebensdauer der Fassade	Ja		Auspuffemissionen: Treibstoff-Verbrauch / Btkm, Abrieb: Fzkm
Klima	1'058	233	0.4	2.9	1'295	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Kosten der Klimaveränderung (Mix aus Vermeidungs- und Schadenskosten)	Ja, CO2 als Zielgrösse	Resultate des Gleichgewichtsmodells zeigen die Kosten zur Erreichung der CO2-Ziele	CO2-Gehalt von Treibstoff / Traktionsenergie
Natur und Landschaft	645	103	81.1	39.9	869	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Lebensraumverlust und Trennwirkung	Nein	Kein direkter Zusammenhang, da es sich im Wesentlichen um Fixkosten handelt	
Luft: Ernteauffälle	35	33	0.1	0.9	69	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)		Ja		Treibstoff-Verbrauch / Btkm
Luft: Waldschäden	41	38	0.2	1.2	81	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)		Ja		Treibstoff-Verbrauch / Btkm
Bodenschäden	70	52	23.3	13.1	158	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)	Auf Reparatur- oder Vermeidungsansatz basierende Schätzungen	Ja		Fzkm / Zugkm
Zusatzkosten in städtischen Räumen	71	11	17.6	3.6	103	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)		Ja		Fzkm / Zugkm
Vor- und nachgelagerte Prozesse	499	132	23.6	17.3	671	Ecoplan, Infrac (2008 und 2009)		Ja	Vor- und nachgelagerte Prozesse sind teilweise in Gleichgewichtsmodell enthalten	
Staukosten 2008: Sicht Verkehrsteilnehmende ²	496	387			883	Infrac (2012)	Von den Verkehrsteilnehmern sich gegenseitig auferlegte Zeitkosten	Ja		Fzkm
Infrastruktur							Nicht gedeckte Infrastrukturkosten (durch Staat bezahlt)		implizit im Gleichgewichtsmodell berücksichtigt	
Total Sicht Verkehrsträger	6'574	2'008	274.6	179.3	9'036					
Total Sicht Verkehrsteilnehmende	9'001	2'640	279.4	185.5	12'106					
Total für Gleichgewichtsmodell	6'799	2'172	174.2	125.4	9'271					

Fzkm = Fahrzeugkilometer, Zugkm = Zugkilometer, Btkm = Bruttotonnenkilometer

¹ Nur durch Schienenverkehr verursachte Unfälle, d.h. ohne Unfälle durch Dritte (durch Reisende oder unbeteiligte Dritte wie Fussgänger, Autofahrer verursachte Unfälle).² Es liegt nur eine Aufteilung auf Schwer- und Leichtverkehr vor, nicht auf Personen- und Güterverkehr. Approximativ muss mangels besserer Daten diese verwendet werden, obwohl dadurch die Lieferwagen bzw. durch öffentliche Busse und private Cars verursachten Staukosten falsch zugewiesen werden.

Quellen: Ecoplan, Infrac (2009), Aktualisierungstool externe Kosten des Verkehrs - ausgewertet für 2007 und basierend auf Ecoplan, Infrac (2008), Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2005 mit Bandbreiten. Infrac (2012), Neuberechnung der Stauzeitkosten.

11.5 Zusammenfassung – externe Kosten der Luftbelastung in der Schweiz

Im vorliegenden Bericht werden die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 berechnet. In diesem Anhang werden die Datengrundlagen erarbeitet, um auch sekundäre Nutzen der Energiestrategie im Bereich der externen Kosten abschätzen zu können.

Externe Grenzkosten des Verkehrs

Es wird gezeigt, dass die gesamten externen Kosten des Strassen- und Schienenverkehrs (aus Sicht Verkehrsteilnehmende) im Jahr 2007 (aktuellstes verfügbares Jahr) gut 12 Mrd. CHF betragen (vgl. Abbildung 11-16). Im Rahmen der Energiestrategie 2050 werden die Auswirkungen auf das Klima aber direkt berücksichtigt und dürfen deshalb nicht nochmals als sekundäre Nutzen berücksichtigt werden. Zudem verändert die Energiestrategie die Kosten im Bereich Natur und Landschaft nicht (Fixkosten). Die für die Energiestrategie 2050 relevanten Kostenbereiche verursachen Kosten von 9.3 Mrd. CHF (davon 0.3 Mrd. CHF Schienenverkehr). Für die Berechnung im Gleichgewichtsmodell ist es relevant, ob die Kosten im Strassenverkehr vom Treibstoffverbrauch (1.4 Mrd. CHF) oder von der Fahrleistung (7.5 Mrd. CHF) abhängen. Diese Zahlen werden zuoberst in der folgenden Abbildung dargestellt.

Externe Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung

Im Bereich der Strom- und Wärmeproduktion wurden nur die externen Kosten der Luftbelastung ermittelt (Gesundheitskosten, Gebäudeschäden, Ernteauffälle und Waldschäden). Die Bewertung der Risiken von Nuklearunfällen hängt von diversen Annahmen ab. Entscheidungen über den Umgang mit den Kernkrafttrisiken müssten in einem gesellschaftlichen und politischen Diskurs gefällt werden. Die Risiken von Kernkraftunfällen lassen sich mit einer einzigen Kennzahl zu den externen Kosten nicht erfassen. Diverse weitere Kostenbereiche werden nicht berücksichtigt, weil sie entweder hier nicht relevant sind (Klimaeffekte wie im Verkehr) oder weil sie praktisch unbedeutend (Lärm) oder schwer quantifizierbar sind (Landschaftsbild, Habitatverluste, Biodiversität).

Im Jahr 2009 entstanden insgesamt durch die Strom- bzw. Wärmeerzeugung Kosten der Luftbelastung von 0.1 bzw. 1.3 Mrd. CHF (vgl. Abbildung 11-17, zweitoberster Block). Im Verkehr entstanden im Bereich Luftbelastung im Jahr 2007 knapp doppelt so hohe Kosten von 2.5 Mrd. CHF. Im vorliegenden Anhang werden aufgrund diverser Datenquellen¹⁰⁵ die externen Kosten der Luftbelastung pro kWh ermittelt.

Externe Grenzkosten der Stromerzeugung pro kWh

Wie der dritte Block der Abbildung 11-17 zeigt, liegen die Kosten der Stromproduktion pro kWh zwischen 0.04 und 6.1 Rp / kWh, wobei nur die Auswirkungen in der Schweiz betrachtet

¹⁰⁵ Aus den Gesamtemissionen der Luftschadstoffe in der Schweiz (vom BAFU) und den gesamten externen Kosten in der Schweiz (vom ARE) ergibt sich ein Kostensatz pro Tonne PM10-Äquivalent von 162'000 CHF / t (für Ausland 51'000 CHF / t aus EU-Projekt NEEDS übernommen), der dann mit den Emissionen von PM10-Äquivalenten der Strom- (basierend auf ecoinvent-Datenbank) und Wärmeproduktion (vom BAFU) multipliziert wird.

werden, da das Gleichgewichtsmodell nur die Auswirkungen der Energiestrategie 2050 in der Schweiz untersucht (die Effekte von 0.1 bis 1.1 Rp / kWh auf das Ausland werden jedoch zur Information auch dargestellt).

Abbildung 11-17: Zusammenfassung externe Kosten der Luftbelastung für die Schweiz

Externe Kosten - für Energiestrategie relevante Kostenbereiche in Mio. CHF			
Verkehr im Jahr 2007 in Mio. CHF	Luftbelastung	Rest	Total
Strasse: abhängig von Treibstoffverbrauch	} 2'378	6'593	1'424
Strasse: abhängig von Fahrleistung			7'547
Schiene	147	153	300
Total	2'525	6'745	9'271
Strom- und Wärmeerzeugung 2009 in Mio. CHF	Luftbelastung	Rest	Total
Stromerzeugung	114		
Wärmeerzeugung	1'301		
Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung in Rp / kWh			
Stromerzeugung im Jahr 2009	Rappen pro kWh erzeugtem Strom		
nur Luftbelastung	Schweiz	Ausland	Total
Kernenergie	0.07	0.65	0.72
Erdgas GuD	0.58	0.57	1.14
Erdgas WKK 160 kWe	0.43	0.75	1.18
Photovoltaik	0.03	1.05	1.08
Speicherwasserkraftwerk	0.15	0.20	0.34
Laufwasserkraftwerk	0.14	0.20	0.34
Kehrichtverbrennungsanlage (KVA)	0.03	0.18	0.21
Winturbine 800 kW	0.04	0.43	0.48
Biogas WKK 160 kWe	6.11	0.65	6.76
Geothermie (Hot Dry Rock)	0.89	0.09	0.98
Wärmeerzeugung im Jahr 2009	Rappen pro kWh Inputenergie		
nur Luftbelastung	Schweiz	Ausland	Total
Heizöl	0.77		
Erdgas	0.29		
Nichtenergetische externe Kosten in der Produktion im Jahr 2009 in Mio. CHF			
nur Luftbelastung	Luftbelastung	Rest	Total
Industrie Steine Erden	497		
Abfallindustrie	35		
Baugewerbe	385		
Industrielle Maschinen	58		
Raffinerien	143		
Prozesse weitere	77		
Industrie Gewerbe andere	138		
Land- und Forstwirtschaft	4'379		
Total	5'713		

Die mit Abstand höchsten Kosten in der Schweiz von 6.1 Rp / kWh verursacht das Biogas (Schweizer Durchschnitt für Biogase aus Gülle, organischem Abfall und Altöl – für andere Biogase könnten die Kosten deutlich vom berechneten Wert abweichen). Alle anderen Technologien liegen unter 1 Rp / kWh. Bei der Geothermie sind die externen Kosten von 0.89 Rp / kWh vor allem auf den Energiebedarf bei der Tiefbohrung zurückzuführen. Erdgas führt – vor allem aufgrund der Emissionen im Betrieb – zu Kosten von ca. 0.5 Rp / kWh. Die Wasserkraft verursacht Kosten von 0.14 Rp / kWh, was vor allem auf den Kraftwerkbau zurückzuführen ist. Die Kernkraft verursacht luftbelastungsbedingte Kosten von 0.07 Rp / kWh. Schliesslich verursachen Photovoltaik, KVA (Emissionen werden der Kehrichtverbrennung zugerechnet) und Windkraft nur externe Kosten aufgrund der Stromverteilung von 0.03 bis 0.04 Rp / kWh.

Vergleich mit dem Ausland und Unsicherheiten

Ein Vergleich mit internationalen Ergebnissen aus den beiden EU-Projekten NEEDS und CASES zeigt, dass die Berechnungen der EU zu sehr ähnlichen Ergebnissen gelangen. Ausnahmen sind die Kern-, Wasser- und Windkraft, bei denen NEEDS / CASES tiefere externe Kosten berechnet. Zudem zeigt sich, dass trotz den grossen Unsicherheiten in der Berechnung der externen Kosten die Reihenfolge (bezüglich der Höhe der externen Kosten) der verschiedenen Technologien zur Stromproduktion unverändert bleibt, wenn die Annahmen in den Berechnungen geändert werden.

Externe Grenzkosten der Wärmeerzeugung pro kWh

Die Wärmeerzeugung ist mit Kosten von 0.3 Rp / kWh (Erdgas) bzw. 0.8 Rp / kWh (Öl) verbunden (zweitletzter Block in Abbildung 11-17). Dabei handelt es sich aufgrund der verwendeten Datengrundlagen nur um die Emissionen in der Schweiz, während die Kosten im Ausland für Bereitstellung und Transport der Brennstoffe mangels Daten vernachlässigt werden müssen.

Nichtenergetische externe Grenzkosten der Produktion

Der letzte Block in Abbildung 11-17 zeigt schliesslich noch die nichtenergetischen externen Kosten der Luftbelastung in der Produktion: Verändert sich aufgrund der Energiestrategie 2050 der Output in den verschiedenen Produktionssektoren, so werden die sich dadurch verändernden externen Kosten ebenfalls ins Gleichgewichtsmodell miteinbezogen. Dabei wird vereinfachend eine lineare Beziehung zwischen Output und externen Kosten unterstellt. Insgesamt entstehen in den betrachteten Sektoren Luftbelastungskosten von 5.7 Mrd. CHF (davon 4.4 Mrd. CHF in der Land- und Forstwirtschaft).

Die Abbildung 11-17 stellt diejenigen Resultate der Berechnungen zusammen, die in das Gleichgewichtsmodell übernommen werden, mit dem die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiestrategie 2050 berechnet werden (Ausnahmen: Kosten in Mio. CHF für Strom- und Wärmeproduktion im zweiten Block, im ersten Block wird nur das Total verwendet).

11.6 Detailanalyse von NEEDS und CASES

Die externen Kosten der Stromproduktion wurden insbesondere im EU-Projekt ExternE entwickelt und in dessen Folgeprojekten NewExt und ExternE-Pol weiterentwickelt. Diese sowie weitere internationale und nationale Studien wurden im Rahmen der Vorgängerstudie (Ecoplan 2007, S. 108 – 121) analysiert. Die Ergebnisse sollen hier nicht nochmals wiederholt werden. Stattdessen konzentrieren wir uns in diesem Kapitel auf Studien, die später publiziert wurden. Dies sind insbesondere die vielen Studien im Rahmen der EU-Projekte NEEDS und CASES (vgl. Forschungsfragen in Kapitel 11.6.1 und wichtigste Ergebnisse zu den externen Kosten in Kapitel 11.6.2).

11.6.1 Forschungsfragen

Im Rahmen des grossen EU-Projektes **NEEDS „New Energy Externalities Developments for Sustainability“** wurden folgende Fragestellungen untersucht (viele Ergebnisse aus einzelnen Teilbereichen von NEEDS wurden in anderen Teilbereichen verwendet):

- RS 1a (RS = research stream): Analyse der Lebenszyklus-Emissionen verschiedener, aufkommender Technologien im Energiesektor mit einem Fokus auf der künftigen Entwicklung der Technologien / Emissionen.¹⁰⁶
- RS 1b: Überarbeitung der Methodik zur Schätzung der externen Kosten: Es wird weiterhin der Ansatz der Ursachen–Wirkungsketten verwendet (Impact-Pathway Approach). Es wurden aber verschiedene Verbesserungen erarbeitet:¹⁰⁷
 - Verbesserte Modellierung der Ausbreitung von Schadstoffen
 - Vertiefte Analyse des Zusammenhangs zwischen Schadstoffbelastung und Gesundheitsfolgen (Belastungs-Wirkungs-Beziehungen)
 - Neue Schadstoffe (Aufnahme von Schwermetallen und anderen Substanzen (z.B. Dioxin) durch die Nahrung)
 - Einbezug der externen Kosten von Biodiversitätsverlusten
 - Neuer Kostensatz für die Emission von Treibhausgasen
 - Neuer Kostensatz pro verlorenes Lebensjahr

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeiten werden unten in Kapitel 11.6.2a) präsentiert.

- RS 1c: Ziel war es, die Externalitäten beim Abbau von Öl und Gas sowie beim Transport von Öl, Gas, Elektrizität und Wasserstoff zu bestimmen.¹⁰⁸
- RS 1d: Ausdehnung der geographischen Abdeckung der Berechnungen auf neue EU-Mitgliedsländer (Bulgarien, Tschechien, Estland, Ungarn, Polen, Slowakei) und einige nordafrikanische Länder (Ägypten, Marokko, Tunesien).¹⁰⁹

¹⁰⁶ NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 2 - 8.

¹⁰⁷ NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 9 - 17.

¹⁰⁸ NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 17 - 23.

- RS 2a: Analyse verschiedener Szenarien für die Energieversorgung für einzelne Länder oder für Europa. Analyse der erfolgversprechendsten Technologien und der nötigen Politikmassnahmen, um die Szenarien umzusetzen.¹¹⁰
- RS 2b: Analyse der Resultate aus der Sicht verschiedener Stakeholder und insbesondere Analyse der Vorteile verschiedener Technologien zur Elektrizitätsproduktion aus Sicht verschiedener Stakeholder sowie Analyse der Akzeptanz der externen Kosten. Dazu wurde eine Multikriterienanalyse mit 36 Indikatoren (11 Umwelt-, 9 Wirtschafts- und 16 Gesellschaftsindikatoren) entwickelt, in der die verschiedenen Auswirkungen durch verschiedenen Stakeholder unterschiedlich gewichtet werden können. Die Multikriterien-Analyse erreichte bei den Stakeholdern eine hohe Akzeptanz.¹¹¹ Die wichtigsten Ergebnisse werden in Kapitel 11.2.4 bei der Diskussion der Kernkraftrisiken besprochen.
- RS 2c: Entwicklung einfacher Verfahren, um die Ergebnisse in andere Kontexte zu übertragen bzw. zu verallgemeinern. Anwendungen sind Energiemodelle, Bewertungen verschiedener Technologien, Kosten-Nutzen-Analysen, grüne Buchhaltung.¹¹²

Das EU-Projekt **CASES** „**Cost Assessment for Sustainable Energy Systems**“ wurde später gestartet als NEEDS, wurde aber etwa zur selben Zeit abgeschlossen und wurde von teilweise denselben Forschern bearbeitet. Deshalb sind auch die Ergebnisse teilweise identisch (z.B. Kostensätze). In CASES wurden folgende Ziele verfolgt:¹¹³

- Berechnung detaillierte und abgestimmte Schätzungen der externen und internen Kosten verschiedener Technologien zur Stromproduktion für alle Länder der EU25 und für einige Nicht-EU-Länder für heute und Szenarien bis 2030. Die wesentlichen Ergebnisse werden in Kapitel 11.6.2b) dargestellt.
- Evaluation von Politikmassnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz unter Berücksichtigung der Gesamtkosten
- Bekanntmachung der Resultate bei Energieproduzenten und -nutzern sowie den politischen Entscheidungsträgern

11.6.2 Wichtigste Ergebnisse zu den externen Kosten

a) Ergebnisse von NEEDS

Im Rahmen von NEEDS wurden Durchschnitte für ein „typisches“ Kraftwerk in einem EU27-Land berechnet. Ziel des NEEDS-Projektes war es insbesondere auch, nicht nur heutige

¹⁰⁹ NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 23 - 29.

¹¹⁰ NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 29 - 38.

¹¹¹ NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 38-46.

¹¹² NEEDS (2009), Publishable Final Activity Report, Anhang S. 46-57.

¹¹³ CASES-Homepage: http://www.feem-project.net/cases/project_objectives.php

Technologien zu untersuchen, sondern auch Prognosen für die Zukunft zu erstellen. Deshalb werden die Ergebnisse von NEEDS für 2009, 2025 und 2050 ausgewiesen.

Dabei hängt die Bewertung des Klimaeffektes von wichtigen Annahmen ab:¹¹⁴ Es stellt sich die Frage ob Schadenskosten berechnet werden oder ob Vermeidungskosten angewendet werden. Bei den Schadenskosten ist es dann wichtig, ob weltweit alle Personen gleich gewichtet werden oder ob Einkommensunterschiede berücksichtigt werden. Bei Gleichgewichtung sind die Schadenskosten deutlich höher (98 € / t CO₂ im Jahr 2005 sinkend auf 52 € im Jahr 2050) als bei ungleicher Gewichtung (7 € / t CO₂ im Jahr 2005 sinkend auf 5 € im Jahr 2050).¹¹⁵ Bei den Vermeidungskosten hängt es vom zu erreichenden CO₂-Emissionsziel ab: 20% bis 2020 (23.5 € t CO₂ im Jahr 2010 steigend auf 77 € t CO₂ im Jahr 2050) oder Erwärmung der Erde um maximal 2 Grad (ebenfalls 23.5 € t CO₂ im Jahr 2010, aber steigend auf 190 € t CO₂ im Jahr 2050). Wir stellen im Folgenden jeweils nur das Minimum und Maximum dieser Bewertungen dar (Minimum immer Schadenskosten ohne Gleichgewichtung, Maximum heute und 2025 Schadenskosten mit Gleichgewichtung, 2050 Vermeidungskosten mit Ziel maximal 2 Grad Erwärmung).

Die folgenden vier Abbildungen zeigen die Ergebnisse – in tabellarischer Übersicht bzw. grafisch für 2009, 2025 und 2050. Die beiden Technologien mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung sind dabei erst ab 2025 verfügbar. Folgende Resultate können daraus abgelesen werden:

- Bei hoher Bewertung der Klimakosten dominieren diese bei vielen Technologien die externen Kosten. Gesamthaft sind die Kosten der Kohle am höchsten (zu allen drei Zeitpunkten). Im Mittelfeld liegen Erdgas und Biomasse. Die besten Ergebnisse erzielen Wind, Sonne und Kernkraft (ohne Unfallrisiken, vgl. Kapitel 11.2.4 unten).
- Bei tiefer Bewertung der Klimakosten sind die Klimakosten bei den meisten Technologien relativ unbedeutend, so dass die Kosten der Luftbelastung dominieren. Diese sind mit Abstand bei der Biomasse am höchsten (in allen drei Jahren). Ansonsten ist die Reihenfolge der Technologien dieselbe wie bei hoher Bewertung der Klimakosten.

¹¹⁴ NEEDS (2009), External costs from emerging electricity generation technologies, S. 9-10.

¹¹⁵ Die ungleiche Gewichtung zeigt das Ergebnis, das von nationalen Politikern erreicht würde (Einkommensunterschiede berücksichtigt). Die Gleichgewichtung hingegen zeigt das Ergebnis eines wohlwollenden weltweiten Entscheidungsträgers (alle Personen gleich viel wert). Die Gleichgewichtung wird durch die momentane Haltung der Entscheidungsträger nicht zu sehr gestützt, aber man kann argumentieren, dass erfolgreiche globale Klimaverhandlungen kaum möglich sind ohne eine Bewegung in diese Richtung.

Abbildung 11-18: Externe Kosten gemäss NEEDS-Projekt für EU27 (Durchschnitt) in Eurocent / kWh (Preisniveau 2000)

Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung				Total	Total
			Gesund- heit	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme		
Braunkohle (Dampfturbine 900MW)	2009	0.68 – 9.40	0.72	0.01	0.02	0.08	0.84	1.52 – 10.24
	2025	0.59 – 7.21	0.67	0.01	0.03	0.07	0.78	1.37 – 7.99
	2050	0.38 – 13.89	0.60	0.01	0.02	0.07	0.70	1.08 – 14.59
Steinkohle (Dampfturbine 600 MW)	2009	0.66 – 8.89	1.05	0.02	0.02	0.14	1.24	1.90 – 10.13
	2025	0.58 – 6.96	1.00	0.02	0.03	0.13	1.18	1.76 – 8.14
	2050	0.38 – 12.11	0.90	0.02	0.03	0.11	1.06	1.44 – 13.17
Steinkohle (500 MW) mit Oxyfuel CCS ¹	2009		Noch nicht verfügbar					
	2025	0.13 – 1.46	0.83	0.02	0.02	0.13	1.00	1.13 – 2.46
	2050	0.09 – 0.88	0.72	0.01	0.02	0.11	0.87	0.96 – 1.75
Gas GuD (Gas- und Dampfturbine 400MW)	2009	0.32 – 4.35	0.31	0.01	0.01	0.04	0.37	0.69 – 4.72
	2025	0.28 – 3.42	0.24	0.01	0.01	0.03	0.29	0.57 – 3.71
	2050	0.19 – 6.58	0.20	0	0.01	0.02	0.23	0.42 – 6.81
Gas GuD (500MW) mit CCS ¹	2009		Noch nicht verfügbar					
	2025	0.09 – 1.12	0.27	0.01	0.01	0.04	0.33	0.42 – 1.45
	2050	0.06 – 1.52	0.23	0.01	0.01	0.04	0.28	0.34 – 1.80
Wind (Meeresküste - offshore)	2009	0.01 – 0.08	0.06	0	0	0	0.07	0.08 – 0.15
	2025	0 – 0.02	0.02	0	0	0	0.02	0.02 – 0.04
	2050	0 – 0.04	0.03	0	0	0	0.03	0.03 – 0.07
Photovoltaik (Hausdach)	2009	0.05 – 0.62	0.47	0.01	0	0.02	0.50	0.55 – 1.12
	2025	0.01 – 0.09	0.07	0	0	0	0.07	0.08 – 0.16
	2050	0 – 0.09	0.04	0	0	0	0.04	0.04 – 0.13
Solarwärmekraftwerk	2009	0.06 – 0.74	0.12	0	0	0.01	0.13	0.19 – 0.87
	2025	0.04 – 0.41	0.10	0	0	0.02	0.12	0.16 – 0.53
	2050	0.02 – 0.21	0.07	0	0	0.02	0.09	0.11 – 0.30
Biomasse (Dampfturbine)	2009	0.11 – 1.25	1.53	0.03	0.06	0.85	2.47	2.58 – 3.72
	2025	0.10 – 1.07	1.70	0.04	0.08	1.24	3.06	3.16 – 4.13
	2050	0.07 – 0.66	1.35	0.03	0.06	1.00	2.44	2.51 – 3.10
Kernkraft	2009	0.01 – 0.07	0.06	0.001	0.001	0.014	0.076	0.09 – 0.15
	2025	0.00 – 0.05	0.05	0.001	0.001	0.005	0.057	0.06 – 0.11
	2050	0.00 – 0.07	0.05	0.001	0.001	0.005	0.057	0.06 – 0.13

¹ CCS = CO2 Capture and Storage (= CO2-Abscheidung und -Speicherung): Technik zur Reduzierung von CO2-Emissionen durch deren Abfangen und Injektion in unterirdische Gesteinsschichten auf unbegrenzte Zeit (CO2-Sequestrierung). Das Oxyfuel-Verfahren ist eine spezielle CCS-Technologie.

Quelle: NEEDS (2009), External costs from emerging electricity generation technologies.

- Die absoluten Zahlen zu den spezifischen externen Kosten nehmen zwischen 2009 und 2050 meist ab. Ausnahme sind die hohen Klimakosten im Jahr 2050, die aufgrund des hohen Kostensatzes für 2050 für die fossilen Brennstoffe steigen (nachdem sie bis 2025 gesunken sind). Die zweite Ausnahme ist die Biomasse, deren externe Kosten bis 2025 um bis zu 22% ansteigen und dann bis 2050 wieder in etwa auf das Ausgangsniveau von 2009 fallen. Gegenüber 2009 fallen die Kosten (bei tiefen Klimakosten) bei den meisten Technologien bis 2025 (bzw. 2050) um 7% bis 17% (bzw. 24% bis 42%). Grössere Reduktionen sind bei der Kernkraft (2025 –29%), bei der Windenergie (–75% bzw. –63%) und bei der Photovoltaik auf dem Hausdach (–85% bzw. –93%) zu erwarten. Bei tiefen Klimakosten ist die absolute Abnahme der externen Kosten bei der Photovoltaik auf dem Hausdach am höchsten, bei hohen Klimakosten ist die absolute Abnahme 2025 bei den fossilen Brennstoffen höher (bis 2050 nehmen diese aber gegenüber 2009 zu). **Bedeutend ist also insbesondere die Abnahme der spezifischen externen Kosten bei der Photovoltaik auf dem Hausdach.**

Abbildung 11-19: Externe Kosten gemäss NEEDS für EU27 in Eurocent / kWh (Preisniveau 2000) im Jahr 2009

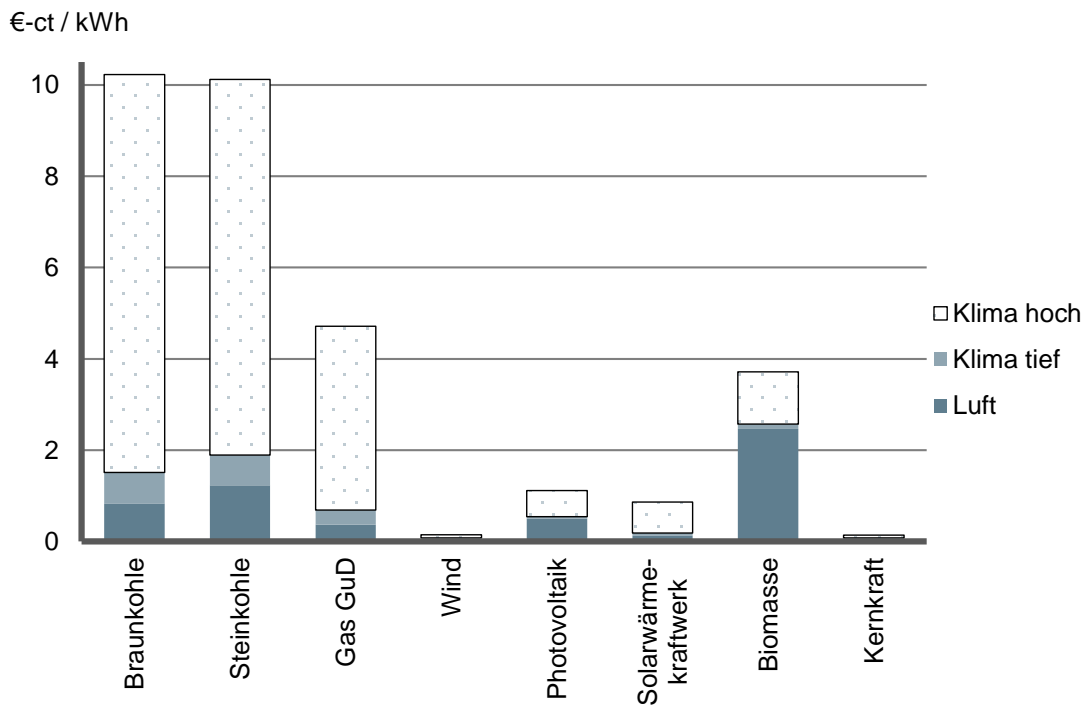


Abbildung 11-20: Externe Kosten gemäss NEEDS für EU27 in Eurocent / kWh (Preisniveau 2000) im Jahr 2025

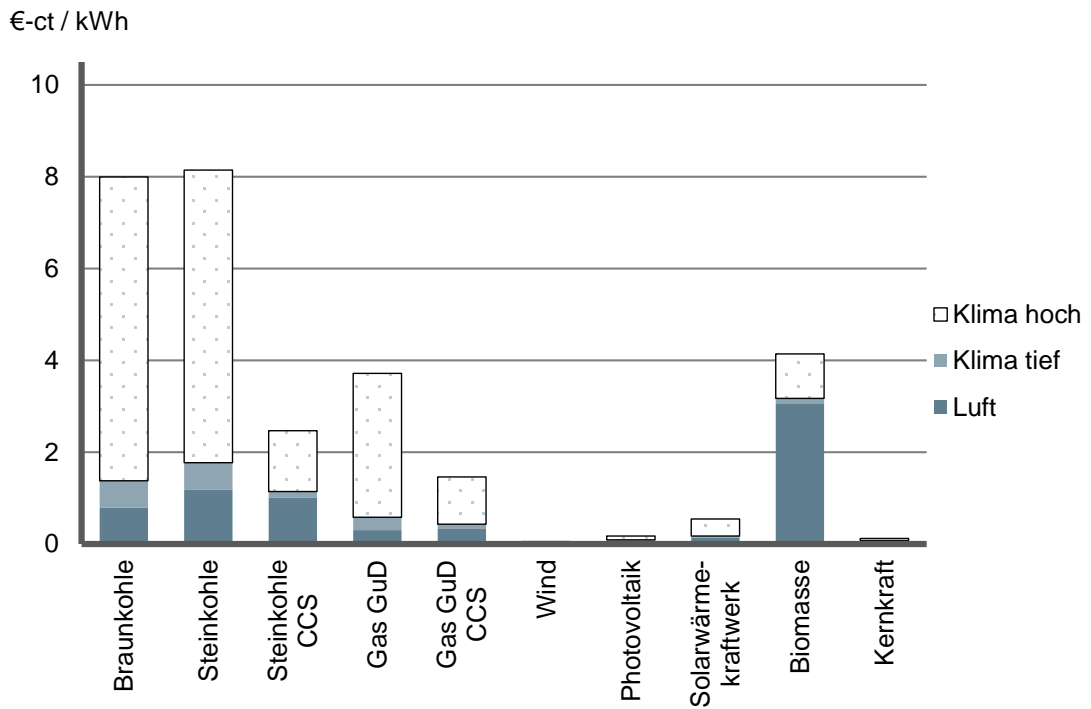
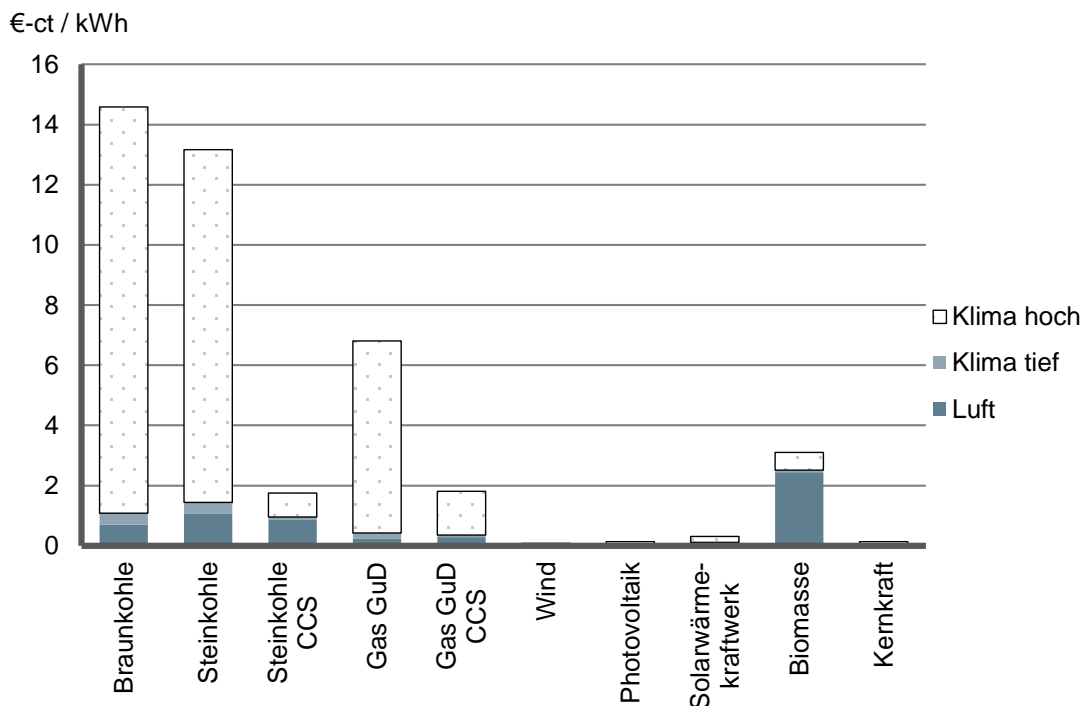


Abbildung 11-21: Externe Kosten gemäss NEEDS für EU27 in Eurocent / kWh (Preisniveau 2000) im Jahr 2050



Kritisch ist bei diesen Durchschnittswerten pro kWh anzumerken, dass davon ausgegangen wird, dass jede kWh gleich viel wert ist:¹¹⁶ Tatsächlich kann jedoch nicht mit jeder Technologie immer bzw. gemäss Nachfrage produziert werden (z.B. Sonne, Wind). Zudem wird auch das Produktionspotenzial der verschiedenen Technologien ausgeblendet. Ein Entscheid für oder gegen eine gewisse Technologie bzw. einen Technologiemitmix muss dies berücksichtigen – sowie natürlich auch die internen Kosten (vgl. Abbildung 11-3 unten).

Schliesslich soll noch kurz auf Ergebnisse einer aktuellen deutschen Studie eingegangen werden:¹¹⁷ Dort werden die externen Kosten der Stromproduktion im Jahr 2010 ermittelt. Datengrundlage ist dabei vor allem das Projekt NEEDS. Beim CO₂ wird im Prinzip der hohe Schadenskostensatz von 98 € / t CO₂ übernommen, doch aus Gründen der Vergleichbarkeit wird wie in bisherigen Studien des BMU der Wert von 70 € / t CO₂ benutzt. Da die Ergebnisse mehrheitlich auf NEEDS beruhen, sind sie diesen sehr ähnlich und sollen hier nicht dargestellt werden. Interessant ist jedoch, dass hier zwei weitere Technologien der Stromproduktion miteinbezogen werden: Die externen Kosten der Stromproduktion aus Heizöl liegen zwischen der Kohle und dem Erdgas. Die Wasserkraft weist praktisch keine externen Kosten auf und schneidet am besten ab (vor der Windenergie – Kernkraft wurde hier nicht untersucht).

¹¹⁶ PSI (2010), Energie-Spiegel: Nachhaltige Elektrizität, S. 4.

¹¹⁷ BMU (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, S. 47.

b) Ergebnisse von CASES

Es werden dieselben externen Effekte analysiert wie in NEEDS. Die Ergebnisse werden jedoch anders gruppiert als in NEEDS:

- Gesundheit: Effekte auf die Gesundheit durch Luftbelastung und Schwermetalle
- Umwelt: Gebäudeschäden, Ernteauffälle und Biodiversität
- Radioaktivität: Effekte des normalen Betriebes (inkl. Bereitstellung Brennstoffe aber ohne Unfälle und Endlagerung) auf die Gesundheit (Krebs und Erbschäden)
- Klima: Es wird ein Vermeidungskostenansatz verwendet, wobei das Kyoto-Protokoll zu Grund gelegt wird. Dies ergibt Kostensätze pro Tonne CO₂ von 19 € (2005-2010), 21 € (2020) und 27€ (2030). Diese Kostensätze liegen etwas unter den tiefen Vermeidungskostensätzen in NEEDS (dort Ziel 20%-Reduktion bis 2020) und innerhalb des Intervalls, das wir bei NEEDS ausgewiesen haben.

Ausser beim Klima werden in CASES dieselben Kostensätze verwendet wie in NEEDS.

In den folgenden vier Abbildungen werden die Ergebnisse von CASES für 15 verschiedene Technologien dargestellt (tabellarisch bzw. grafisch für 2005-10, 2020 und 2030).¹¹⁸ Wie bei NEEDS wird der Durchschnitt für ein typisches Kraftwerk in der EU27 berechnet.

- Bei den fossilen Brennstoffen sind die Klimakosten dominant (53% – 65% der externen Kosten), ausser beim Öl (nur 15% – 37%) oder wenn das CO₂ abgeschieden und gespeichert wird. Bei allen anderen Technologien sind die Gesundheitskosten am bedeutendsten (71% – 82%, Leichtöl ca. 60%). Die Umweltkosten tragen lediglich 4% bis 11% zum Total bei. Über 10% sind die Kosten nur bei der Biomasse. Die Radioaktivität im Normalbetrieb trägt selbst bei der Kernkraft nur 1%-2% zum Total bei (bei allen anderen Technologien unter 0.1%).
- Kohle verursacht deutlich die höchsten externen Kosten von 3.0 bis 4.1 €-ct / kWh (in allen drei untersuchten Jahren). Beim Öl sind die Kosten nicht viel tiefer (2.4 bis 3.7 €-ct / kWh). Gas folgt an dritter Stelle mit 1.3 bis 1.9 €-ct / kWh, wobei mit CO₂-Speicherung (ab 2020) die externen Kosten beinahe auf das Niveau von Photovoltaik und Biomasse gesenkt werden können (0.7 bis 1.0 €-ct / kWh). Deutlich tiefer sind die Kosten der Kernkraft mit 0.11 bis 0.21 €-ct / kWh. Darauf folgen die Solarwärme mit 0.11 bis 0.12 €-ct / kWh und die Windkraft mit 0.07 bis 0.10 €-ct / kWh, wobei die Windkraft an Land heute noch etwa 9% mehr externe Kosten verursacht als Offshore, der Unterschied aber bis 2030 praktisch verloren geht. Am wenigsten externe Kosten verursacht die Wasserkraft mit 0.04 bis 0.09 €-ct / kWh, insbesondere die Laufwasserkraft.

¹¹⁸ CASES stellt die Ergebnisse für 33 verschiedene Technologien dar, wir konzentrieren uns hier aber auf 15. Die unterstellten Stromerzeugungs-Technologien werden genauer erläutert in CASES (2008, Private costs of electricity and heat generation). Teilweise ändern die untersuchten Technologien über die Zeit (z.B. grössere Produktionskapazitäten).

Abbildung 11-22: Externe Kosten gemäss CASES-Projekt für EU27 (Durchschnitt) in Eurocent / kWh (Preisniveau 2005)

Technologie	Jahr	Klima	Gesund- heit	Umwelt	Radioak- tivität	Total
Braunkohle	2005-10	1.9356	0.9270	0.1066	0.0001	2.9693
	2020	1.7229	1.1106	0.1335	0.0001	2.9671
	2030	2.4722	1.3151	0.1510	0.0001	3.9383
Steinkohle	2005-10	1.7198	1.2553	0.1599	0.0001	3.1351
	2020	1.5822	1.5230	0.1913	0.0001	3.2967
	2030	2.1820	1.7498	0.2081	0.0002	4.1401
Schweröl (Kondensationsstromerzeugung)	2005-10	0.4381	1.7879	0.1707	0.0002	2.3968
	2020	0.4381	2.3393	0.2194	0.0002	2.9970
	2030	0.6272	2.7688	0.2463	0.0002	3.6425
Leichtöl (Gasturbine)	2005-10	0.9170	1.3941	0.1540	0.0002	2.4654
	2020	0.9170	1.8311	0.1791	0.0002	2.9274
	2030	1.3158	2.1673	0.2011	0.0003	3.6845
Gas GuD (Gas- und Dampfturbine)	2005-10	0.8974	0.4240	0.0717	0	1.3931
	2020	0.8322	0.5423	0.0798	0	1.4543
	2030	1.1749	0.6316	0.0888	0	1.8953
Gas GuD mit CCS ¹	2005-10	0.8974	0.4240	0.0717	0	1.3931
	2020	0.2321	0.5983	0.0883	0	0.9187
	2030	0.3265	0.6957	0.0981	0	1.1203
Gas WKK (Wärme-Kraft-Kopplung)	2005-10	0.8193	0.3902	0.0656	0	1.2751
	2020	0.7724	0.5072	0.0742	0	1.3537
	2030	1.0951	0.5932	0.0829	0	1.7713
Wind (an Land - onshore)	2005-10	0.0212	0.0755	0.0057	0.0001	0.1025
	2020	0.0132	0.0542	0.0039	0.0000	0.0714
	2030	0.0166	0.0542	0.0039	0.0000	0.0747
Wind (Meeresküste - offshore)	2005-10	0.0172	0.0718	0.0047	0.0001	0.0938
	2020	0.0105	0.0554	0.0035	0.0000	0.0694
	2030	0.0133	0.0574	0.0034	0.0000	0.0743
Photovoltaik (Hausdach)	2005-10	0.1819	0.6420	0.0502	0.0004	0.8745
	2020	0.1373	0.6231	0.0435	0.0003	0.8043
	2030	0.1815	0.6833	0.0452	0.0004	0.9103
Solarwärmekraftwerk (Parabolrinne)	2005-10	0.0204	0.0918	0.0080	0	0.1202
	2020	0.0159	0.0907	0.0073	0	0.1139
	2030	0.0182	0.0854	0.0067	0	0.1103
Biomasse (Holzschnitzel)	2005-10	0.1203	0.4642	0.0689	0.0003	0.6537
	2020	0.1203	0.6178	0.0801	0.0003	0.8185
	2030	0.1718	0.7312	0.0904	0.0004	0.9938
Kernkraft	2005-10	0.0428	0.1552	0.0136	0.0024	0.2141
	2020	0.0202	0.1099	0.0085	0.0020	0.1407
	2030	0.0156	0.0897	0.0065	0.0022	0.1140
Laufwasserkraft (mehr als 100 MW)	2005-10	0.0082	0.0295	0.0018	0	0.0395
	2020	0.0082	0.0363	0.0020	0	0.0465
	2030	0.0117	0.0429	0.0022	0	0.0569
Pumpspeicherkraftwerk	2005-10	0.0105	0.0496	0.0027	0	0.0628
	2020	0.0105	0.0611	0.0031	0	0.0747
	2030	0.0150	0.0723	0.0035	0	0.0908

¹ CCS = CO2 Capture and Storage (= CO2-Abscheidung und -Speicherung): Technik zur Reduzierung von CO2-Emissionen durch deren Abfangen und Injektion in unterirdische Gesteinsschichten auf unbegrenzte Zeit (CO2-Sequestrierung).

Quelle: CASES (2008), Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries, S. 29-38.

Abbildung 11-23: Externe Kosten gemäss CASES für EU27 in Eurocent / kWh (Preisniveau 2000) im Jahr 2005-10

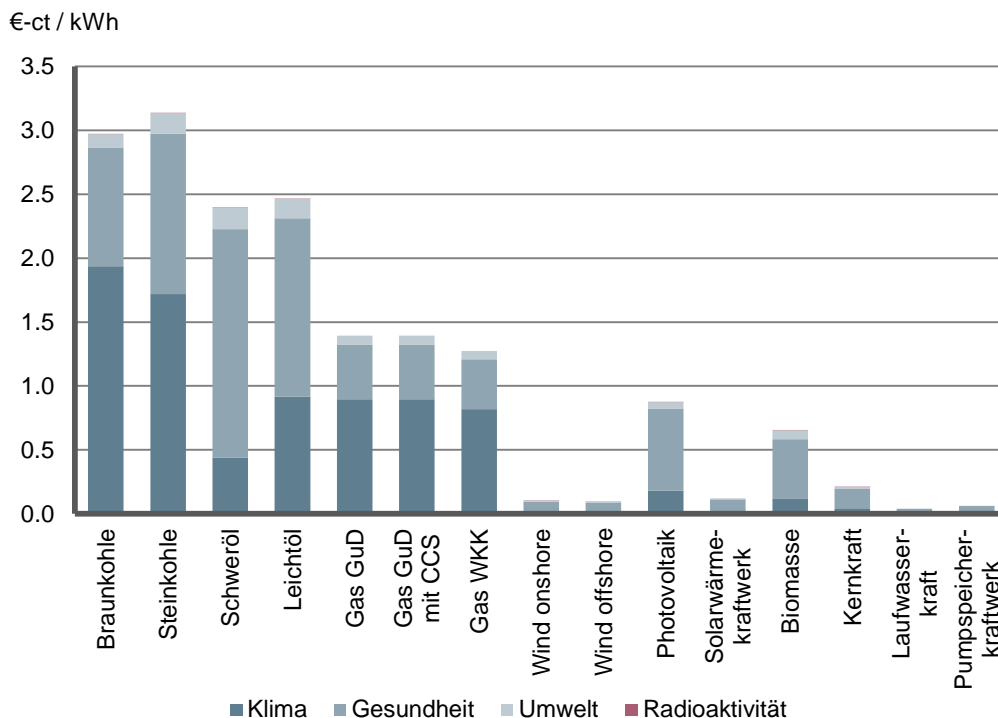


Abbildung 11-24: Externe Kosten gemäss CASES für EU27 in Eurocent / kWh (Preisniveau 2000) im Jahr 2020

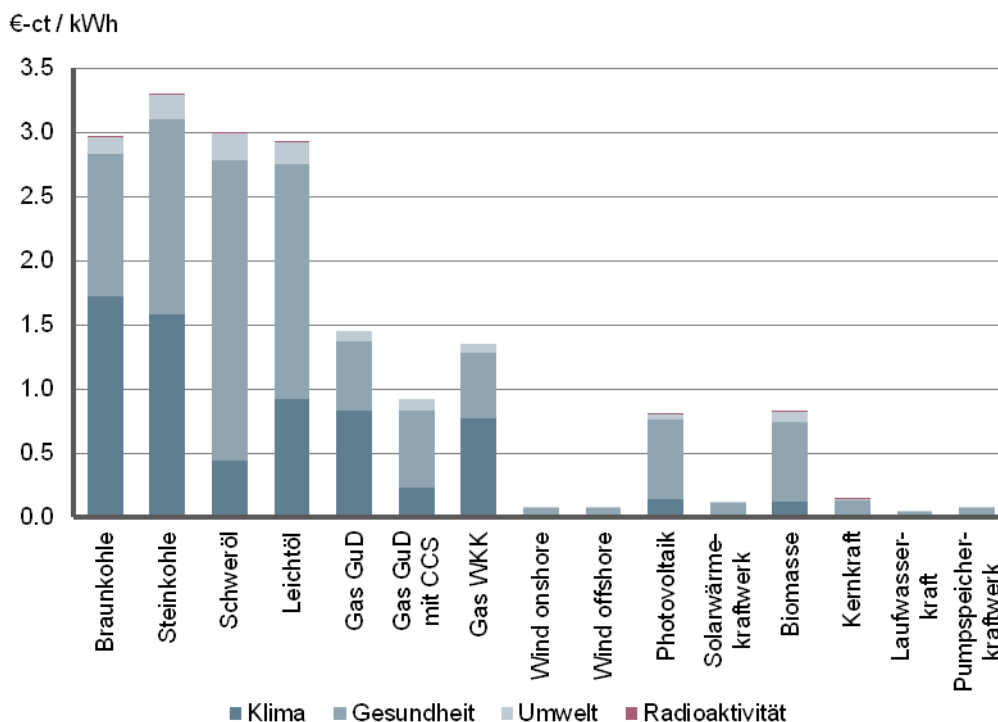
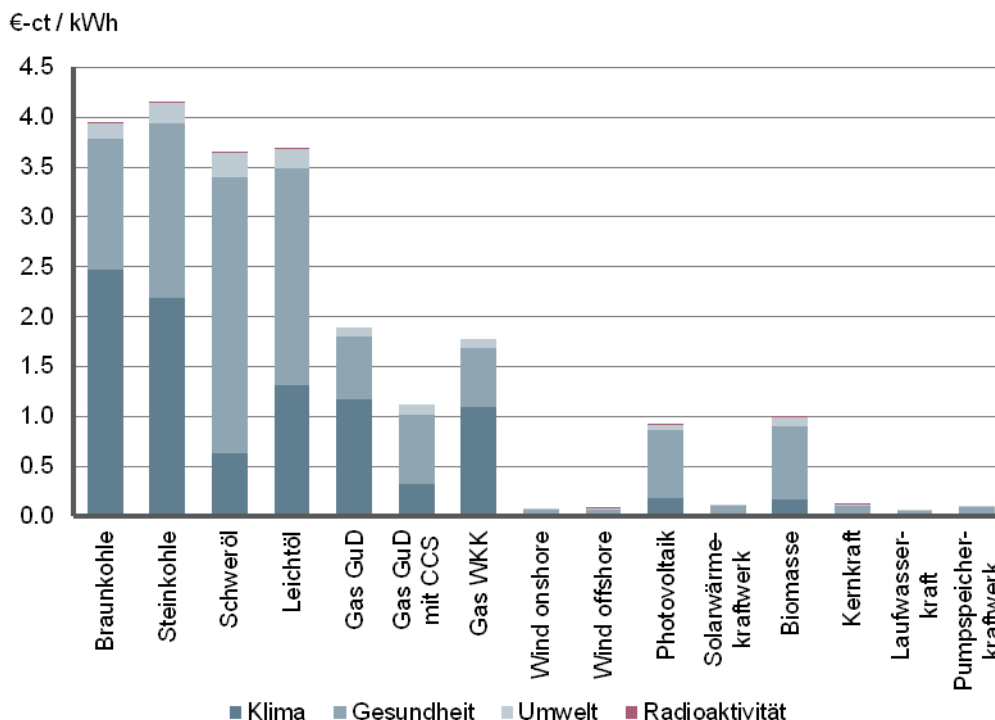


Abbildung 11-25: Externe Kosten gemäss CASES für EU27 in Eurocent / kWh (Preisniveau 2000) im Jahr 2030



- Bei den fossilen Energien nehmen die externen Kosten über die Zeit um 0% bis 25% (bis 2020) bzw. 32% bis 52% (bis 2030) zu, ausser das CO₂ wird gespeichert, wobei die Speicherung eine Reduktion der externen Kosten um ca. 40% erlaubt. Bei der Wasserkraft und bei der Biomasse ist eine Zunahme um ca. 50% bis 2030 zu erwarten. Die externen Kosten der Solartechnologien bleiben etwa konstant, bei der Windkraft ist eine Reduktion um ca. 25% zu erwarten und bei der Kernkraft gar eine Reduktion um bis zu 50%.
- Die absoluten Veränderungen sind jedoch ausser bei den fossilen Brennstoffen (und in geringerem Umfang auch bei der Biomasse) gering. Deshalb sehen sich die drei Abbildungen 6-6 bis 6-8 relativ ähnlich. Die Reihenfolge der Technologien bleibt durch die Veränderungen über die Zeit unangetastet, ausser dass die externen Kosten der Biomasse über jene der Photovoltaik steigen.

c) Vergleich zu bisherigen internationalen Studien

Zum Schluss sollen die Ergebnisse aus NEEDS und CASES noch kurz mit den bisherigen internationalen Ergebnissen verglichen werden. Dazu übernehmen wir die bisherige Tabelle 9-4 aus EcoPlan (2007) für die bisherigen internationalen Ergebnisse und ergänzen sie in der folgenden Abbildung in den letzten beiden Zeilen mit den Ergebnissen von NEEDS und CASES. Dabei ist zu beachten, dass es nicht Aufgabe dieser Studie ist, die Unterschiede zwischen den Ergebnissen der verschiedenen Studien nachzuvollziehen und im Detail begründen zu können.

Als Vorbemerkung sei nochmals erwähnt, dass die Ursachen-Wirkungskette (Impact-Pathway Approach) mit einigen Unsicherheiten belastet ist, so dass die Ergebnisse nicht als exakte Werte betrachtet werden dürfen, sondern eher als Grössenordnungen.

In der folgenden Abbildung werden die Ergebnisse von ExternE in der ersten Zeile dargestellt. Die Zahlen beziehen sich auf bestimmte bestehende Technologien aus den Jahren 1990 bis 1995 und auf bestimmte Standorte. Die Berechnungsmethode von ExternE wurde im Rahmen des Projektes NewExt an neue Forschungsergebnisse angepasst. Insbesondere reduzierten sich die Kostensätze der verlorenen Lebensjahre und die Belastungs-Wirkungs-Beziehungen. Dadurch fallen die Ergebnisse tiefer aus (vgl. Zeile 2 der Abbildung 11-26, die Kosten sind für alle Produktionsstätten tiefer, wurden jedoch nicht für alle berechnet, so dass die Minimalwerte teilweise höher erscheinen).

Weitere Ergebnisse aus internationalen Studien, die in EcoPlan (2007) betrachtet wurden, zeigen meist grössere Schwankungsbreiten (vgl. dritte Zeile in Abbildung 11-26), weil in ExternE alle Produktionsstätten mit derselben Berechnungsmethodik ermittelt wurden, während hier verschiedene Studien mit unterschiedlichen Berechnungsmethoden verglichen werden. Die z.T. grossen Schwankungsbreiten sind zurückzuführen auf unterschiedliche Produktionstechnologien, unterschiedliche Bevölkerungsdichten in der Umgebung der Produktionsstätte und unterschiedliche Annahmen (z.B. bzgl. Berücksichtigung der Risikoaversion (bei Nuklearenergie), Bewertung von Todesfällen und Berücksichtigung und Berechnung der Kostenbereiche).

Abbildung 11-26: Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion in Europa (in Rp / kWh)

	Kohle	Öl	Gas	Nuklear	Biomasse	Wasser	Photovoltaik	Wind
ExternE	2.8 – 23.6	4.1 – 17.1	0.8 – 5.5	0.4 – 1.1	0.2 – 8.2	0.0 – 1.1	0.2 – 0.5	0.1 – 0.4
NewExt	4.0 – 9.9	3.4 – 8.6	1.3 – 2.4					
Weitere Studien	1.0 – 41.4	4.8 – 48.5	0.1 – 17.6	0.0 – 321		0.0 – 0.6	0.0 – 2.1	0.0 – 1.4
NEEDS 2009	2.6 – 17.3		1.2 – 8.0	0.15 – 0.25	4.4 – 6.3		0.9 – 1.9	0.13 – 0.25
CASES 2005-10	4.8 – 5.0	3.8 – 4.0	2.0 – 2.2	0.34	1.0	0.06 – 0.10	1.4	0.15 – 0.16

Quelle: Erste drei Zeilen: EcoPlan (2007), Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, S. 117. NEEDS und CASES: Abbildung 11-18 und Abbildung 11-22, Umrechnung in CHF mit Wechselkurs 2000 bzw. 2005 und Schweizer Inflation 2000-2009 bzw. 2005-2009.

Im Rahmen von NEEDS und CASES wurde die Methodik nochmals überarbeitet und erweitert (vgl. oben). Es werden aber nicht Ergebnisse für einzelne Technologien an bestimmten Standorten ausgewiesen, sondern Standardwerte für den Durchschnitt der EU27. Die Abbildung 11-26 zeigt, dass die Ergebnisse von NEEDS und CASES innerhalb der Bandbreiten der bisherigen Studien liegen. Die wesentlichen Schlussfolgerungen zur Vorteilhaftigkeit der verschiedenen Technologien bleiben deshalb unverändert. Bezüglich Biomasse fallen die externen Kosten in NEEDS jedoch tendenziell höher aus als bisher, so dass die Biomasse – insbesondere wenn nur die externen Kosten der Luftbelastung betrachtet werden – gemäss

NEEDS schlechter abschneidet als bisher. In CASES wird die Biomasse jedoch vorteilhafter eingeschätzt, was auf einen unterschiedlichen Brennstoff zurückzuführen sein dürfte (in CASES Holzschnitzel, in NEEDS undefinierte Biomasse). Auch die Photovoltaik wird in NEEDS / CASES eher im oberen Bereich der bisherigen Studien angesetzt (und deutlich über ExterneE).

Der Vergleich von NEEDS und CASES zeigt, dass aufgrund des CO₂-Kostensatzes die Ergebnisse von CASES bei den fossilen Energien im unteren Bereich der Schwankungsbreite von NEEDS liegt, auch weil die übrigen Kosten in NEEDS tiefer eingeschätzt werden. Bei der Kernkraft weist CASES etwa doppelt so hohe externe Kosten aus als NEEDS.

Da abgesehen vom CO₂ in den beiden Projekten dieselben Kostensätze verwendet wurden, stammen die Differenzen von unterschiedlichen Emissionen von Schadstoffen. Dabei ist anzumerken, dass teilweise in NEEDS und CASES nicht genau dieselben Technologien untersucht wurden (Kraftwerkgrösse etc.).

Vergleicht man noch die Ergebnisse der **Prognosen** in NEEDS und CASES erkennt man, dass das Projekt **NEEDS optimistischer** ist: Bei den fossilen Energien erwartet NEEDS bis 2025 ein Abnahme und bis 2050 dann eine Zunahme gegenüber heute. In CASES wird diese Zunahme bereits 2030 erwartet und auch 2020 nehmen die Kosten leicht zu gegenüber heute. Die Reduktion bei der Windkraft beträgt in CASES nur ca. 25%, nicht 75% wie in NEEDS. Während in NEEDS eine massive Reduktion der externen Kosten der Photovoltaik (und in geringerem Ausmass auch beim Solarwärmekraftwerk) erwartet wird, geht CASES von etwa konstanten Kosten aus. Einzig bei der Kernkraft ist die erwartete Abnahme in CASES grösser als in NEEDS.

d) Vergleich zur aktuellen Studie für die Schweiz

Schliesslich sollen die Ergebnisse von NEEDS und CASES auch noch kurz mit den Hauptergebnissen dieser Studie verglichen werden. Dazu werden die Ergebnisse aus NEEDS und CASES in Abbildung 11-26 mit der Kaufkraftparität von der EU27 auf die Schweiz angepasst. Weil für die Berechnung der Sekundärnutzen der Energiestrategie 2050 nur die externen Kosten der Luftbelastung miteinzubeziehen sind, werden bei den NEEDS- und CASES-Zahlen die Klimaeffekte in der folgenden Abbildung ausgeklammert. Zudem werden nur die Schätzungen für 2009 bzw. 2005-10 betrachtet. Bei den Ergebnissen der aktuellen Studie werden die Kosten im In- und Ausland aus Abbildung 11-8 aufsummiert.

Die Abbildung 11-27 zeigt, dass die externen Kosten in den drei Studien ähnlich eingeschätzt werden. Ausnahmen sind die Kern-, Wasser- und Windkraft, bei denen NEEDS / CASES tiefere externe Kosten berechnen. Für die Analyse der Unterschiede müsste die Herleitung der Ergebnisse genau untersucht werden, was im Rahmen der vorliegenden Studie nicht erbracht werden kann. Auffallend ist auch der tiefe Wert für Biomasse in CASES, was auf unterschiedliche Brennstoffe zurückzuführen ist (CASES Holzschnitzel, Schweiz Gülle, organischen Abfällen und Altöl, NEEDS undefiniert – für den Brennstoff Stroh weist CASES einen Wert von 4.3 Rp / kWh aus).

Es mag überraschen, dass die externen Kosten im Bereich Luftbelastung in den Berechnungen etwa gleich hoch sind, da doch die verwendeten Kostensätze pro Tonne Schadstoff im NEEDS- und CASES-Projekt deutlich tiefer sind als die hier verwendeten Kostensätze (vgl. Abbildung 11-7). Der Grund für die Differenz zwischen NEEDS und der auf Basis der ecoinvent-Datenbank hergeleiteten externen Kosten der Stromerzeugung liegt in der Zurechnung der Emissionen auf die einzelnen Stromproduktionstechnologien und in der Methodik der Bewertung der einzelnen Schadstoffe.¹¹⁹ Zudem werden in NEEDS / CASES einige zusätzliche Effekte berücksichtigt (zusätzliche Luftschadstoffe, Schwermetalle, Radioaktivität).

Abbildung 11-27: Externe Kosten der Luftbelastung: Vergleich der Ergebnisse von NEEDS und CASES und der aktuellen Studie in Rp / kWh

	Gas GuD	Gas WKK	Nuklear	Biomasse	Laufwasser	Speicherwasser	Photovoltaik	Wind
NEEDS 2009 für die Schweiz	0.9		0.2	6.0			1.2	0.2
CASES 2005-10 für die Schweiz	1.1	1.0	0.4	1.1	0.1	0.1	1.5	0.2
Aktuelle Studie	1.1	1.2	0.7	6.8	0.3	0.3	1.1	0.5

11.7 Detailresultate externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz

Bei den nachfolgenden Ausführungen werden zu illustrativen Zwecken auch die externen Kosten in den Bereichen Klima, Natur und Landschaft sowie vor- und nachgelagerte Prozesse dargestellt, obwohl diese nicht zu den hier berücksichtigten sekundären Nutzen der Energiestrategie 2050 gehören. Auf die Darstellung des Staus wird aber verzichtet, weil dieser nur nach Schwer- und Leichtverkehr differenziert werden kann und nicht nach Personen- und Güterverkehr.

a) Externe Kosten pro Fzkm bzw. pro pkm oder tkm im Strassenverkehr

Die folgenden zwei Abbildungen zeigen die Ergebnisse für das Jahr 2007 nochmals aus anderer Perspektive: Zuerst wird der Strassenverkehr betrachtet in Rp / Fzkm dann in Rp / pkm oder tkm. Die Ergebnisse aus Sicht Verkehrsteilnehmende können wie folgt kommentiert werden:

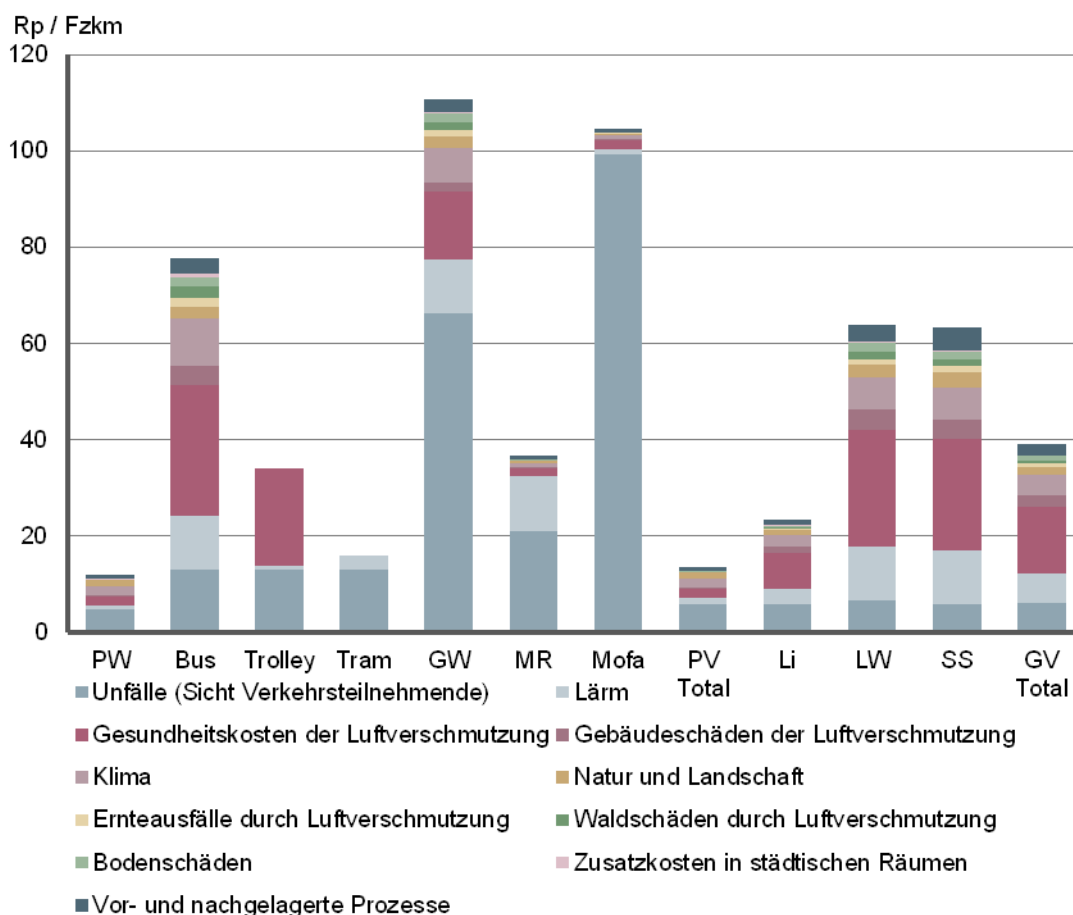
- Im **Personenverkehr** sind die Unfälle für 42% der gesamten externen Kosten verantwortlich (vgl. Abbildung 11-28). Daneben tragen auch die Gesundheitskosten der Luftverschmutzung, die Klimaeffekte und der Lärm mehr als 10% zum Total bei. Die übrigen Kostenbereiche sind jedoch von untergeordneter Bedeutung. Betrachtet man die einzelnen

¹¹⁹ In der Schweiz wird z.B. das Ergebnis über PM10-Äquivalente berechnet, in NEEDS werden die vier Schadstoffe einzeln berücksichtigt.

Fahrzeugkategorien haben die Unfallkosten insbesondere bei Mofas und Gesellschaftswagen eine grosse Bedeutung, die Gesundheitskosten der Luftverschmutzung im öffentlichen Verkehr. Für einen Personenwagen fallen insgesamt 12 Rp / Fzkm externe Kosten an. Im Durchschnitt des gesamten Personenverkehrs fallen 14 Rp / Fzkm an.

- Im **Güterverkehr** sind die Unfälle jedoch weniger zentral (nur noch 15% der Kosten), dafür machen die Gesundheitskosten der Luftverschmutzung 36% der externen Kosten aus (vgl. Abbildung 11-28). Beim Güterverkehr ist der Lärm im Gegensatz zum Personenverkehr etwas bedeutender als die Klimaeffekte. Im Güterverkehr betragen die externen Kosten insgesamt 39 Rp / Fzkm, wobei Lieferwagen mit 23 Rp / Fzkm deutlich weniger Kosten verursachen als schwere Nutzfahrzeuge mit 64 Rp / Fzkm.

Abbildung 11-28: Externe Kosten im Strassenverkehr im Jahr 2007 in Rp / Fzkm zu Faktorpreisen (ohne Stau)



PW = Personenwagen, Bus = öffentlicher Bus, GW = Gesellschaftswagen, MR = Motorrad, PV = Personenverkehr, Li = Lieferwagen, LW = Lastwagen, SS = Sattelschlepper, GV = Güterverkehr.

- Dasselbe Bild bezüglich der Bedeutung der unterschiedlichen Effekte zeigt sich auch bei der **Auswertung pro pkm bzw. pro tkm** (vgl. Abbildung 11-29). Die absoluten Werte sind aber meist deutlich tiefer, da sich meist mehrere Personen bzw. Tonnen in einem Fahrzeug befinden. Für Personenwagen betragen die externen Kosten deshalb nur 7 Rp /

pkm. Da Lieferwagen meist nur kleine Lasten transportieren, gibt es beim Güterverkehr zwei gegenläufige Bewegungen, die Kosten pro tkm sind bei Lieferwagen mit 82 Rp / tkm deutlich höher als die Kosten pro Fzkm, während bei den Lastwagen und Sattelschleppern die Kosten pro tkm mit 11 bzw. 6 Rp / tkm deutlich tiefer sind als die Kosten pro Fzkm.

Abbildung 11-29: Externe Kosten im Strassenverkehr im Jahr 2007 in Rp / pkm bzw. in Rp / tkm zu Faktorpreisen (ohne Stau)

	Personenverkehr in Rp / pkm								Güterverkehr in Rp / tkm			
	PW	Bus	Trolley	Tram	GW	MR	Mofa	Total	Li	LW	SS	Total
Unfälle (Sicht Verkehrsträger)	1.1	0.2	0.2	0.2	0.6	12.4	99.4	1.4	6.8	0.4	0.2	0.7
Unfälle (Sicht Verkehrsteilnehmende)	2.9	0.8	0.8	0.8	3.1	19.6	99.4	3.3	20.7	1.1	0.6	2.0
Lärm	0.6	0.9	0.0	0.1	0.5	10.4	1.0	0.8	10.6	2.0	1.1	2.1
Gesundheitskosten der Luftverschmutzung	1.2	2.3	0.8	n.v.	0.7	1.7	1.7	1.2	26.4	4.3	2.3	4.6
Gebäudeschäden der Luftverschmutzung	0.2	0.3	n.v.	n.v.	0.1	0.2	0.2	0.2	4.5	0.7	0.4	0.8
Klima	1.1	0.8	n.v.	n.v.	0.3	0.8	0.8	1.1	8.5	1.2	0.7	1.4
Natur und Landschaft	0.7	0.2	0.0	0.0	0.1	0.4	0.4	0.7	4.3	0.4	0.3	0.6
Ernteauffälle	0.0	0.2	n.v.	n.v.	0.1	0.0	0.0	0.0	0.6	0.2	0.1	0.2
Waldschäden	0.0	0.2	n.v.	n.v.	0.1	0.1	0.1	0.0	0.7	0.3	0.1	0.2
Bodenschäden	0.1	0.2	n.v.	n.v.	0.1	0.1	0.1	0.1	1.1	0.3	0.2	0.3
Zusatzkosten in städtischen Räumen	0.1	0.1	n.v.	n.v.	0.0	0.1	0.1	0.1	0.6	0.0	0.0	0.1
Vor- und nachgelagerte Prozesse	0.5	0.3	n.v.	n.v.	0.1	0.7	0.7	0.5	4.3	0.7	0.5	0.8
Total (Sicht Verkehrsträger)	5.6	5.6	1.0	0.2	2.7	26.8	104.4	6.0	68.5	10.5	5.8	11.7
Total (Sicht Verkehrsteilnehmende)	7.4	6.3	1.6	0.9	5.2	34.0	104.4	7.9	82.4	11.3	6.2	13.0

PW = Personenwagen, Bus = öffentlicher Bus, GW = Gesellschaftswagen, MR = Motorrad, Li = Lieferwagen, LW = Lastwagen, SS = Sattel-schlepper, n.v. nicht verfügbar.

b) Externe Kosten pro Zugkm bzw. pro pkm oder tkm im Schienenverkehr

Im Schienenverkehr verursachen die Gesundheitskosten sowie die Kosten im Bereich Natur und Landschaft mit je gut 25% die grössten Kosten (pro Zugkm bzw. im Total, vgl. Abbildung 11-30). Die Lärmkosten machen 17% der Kosten aus, die übrigen Kostenbereiche bleiben alle unter 10%.

- Im **Personenverkehr** betragen die gesamten externen Kosten 166 Rp / Zugkm oder 1.60 Rp / pkm, womit die Bahn pro pkm 5-mal weniger Kosten verursacht als die Strasse (vgl. Abbildung 11-31).
- Im **Güterverkehr** sind die Kosten pro Zug mit 536 Rp / Zugkm deutlich höher als im Personenverkehr, was auf die meist grösseren und schwereren Güterzüge zurückzuführen ist. Pro tkm betragen die Kosten 1.7 Rp / tkm, was 7.5-mal weniger ist als beim Güterverkehr auf der Strasse.

Abbildung 11-30: Externe Kosten im Schienenverkehr im Jahr 2007 zu Faktorpreisen

	in Rp / Zugkm			in Rp / pkm	in Rp / tkm	in Rp / Ntkm
	Personen- verkehr	Güter- verkehr	Total			
Unfälle (Sicht Verkehrsträger)	1	10	3	0.01	0.03	0.03
Unfälle (Sicht Verkehrsteilnehmende)	4	28	8	0.04	0.08	0.09
Lärm	34	61	39	0.33	0.18	0.20
Gesundheitskosten der Luftverschmutzung	35	196	63	0.34	0.57	0.64
Gebäudeschäden der Luftverschmutzung	5	23	8	0.05	0.07	0.08
Klima	0	8	2	0.00	0.02	0.03
Natur und Landschaft	48	115	60	0.47	0.33	0.38
Ernteauffälle	0	3	1	0.00	0.01	0.01
Waldschäden	0	4	1	0.00	0.01	0.01
Bodenschäden	14	38	18	0.13	0.11	0.12
Zusatzkosten in städtischen Räumen	10	10	10	0.10	0.03	0.03
Vor- und nachgelagerte Prozesse	14	50	20	0.14	0.14	0.16
Total (Sicht Verkehrsträger)	163	518	223	1.58	1.50	1.69
Total (Sicht Verkehrsteilnehmende)	166	536	229	1.60	1.55	1.74

In den offiziellen Statistiken werden jeweils die Tonnenkm angegeben (manchmal auch als Nettotonnenkm bezeichnet). Dies entspricht den durch die Bahn transportierten Tonnen. Bei den Nettotonnenkm wird jedoch auch das Gewicht der Lastwagen bzw. Container (rollende Autobahn, unbegleiteter kombinierter Verkehr) herausgerechnet und somit die Kosten pro tatsächlich transportierten Gütermenge berechnet (manchmal auch als Netto-Nettotonnenkm bezeichnet). Nur die Ntkm können mit dem Strassenverkehr verglichen werden.

c) Vergleich externe Kosten im Strassen- und Schienenverkehr

Die Abbildung 11-31 stellt zusammenfassend die aktuellsten für die Schweiz mit dem so genannten at least Ansatz berechneten externen Kostensätze dar. Die externen Kosten sind so realistisch wie möglich, im Zweifelsfalle jedoch konservativ bestimmt worden. Dies führt zu einer Unterschätzung der wahren externen Kosten.

- Im **Strassen-Personenverkehr** sind die Unfälle für 42% der gesamten externen Kosten verantwortlich. Zwischen 10% und 15% liegen die Beiträge der Bereiche Gesundheitskosten der Luftverschmutzung, Klima und Lärm. Pro pkm fallen insgesamt 8 Rp externe Kosten an.
- Im **Schienen-Personenverkehr** tragen Natur und Landschaft, Gesundheitskosten der Luftverschmutzung und Lärm je über 20% zum Total bei. Insgesamt fallen Kosten von 1.6 Rp / pkm an, also 5-mal weniger als auf der Strasse.
- Im **Strassen-Güterverkehr** sind die Gesundheitskosten der Luftverschmutzung mit 36% dominant. Beiträge zwischen 11% und 16% stammen von den Bereichen Lärm, Unfälle und Klima. Im Güterverkehr betragen die externen Kosten insgesamt 13 Rp / tkm.
- Im **Schienen-Güterverkehr** tragen die Gesundheitskosten der Luftverschmutzung knapp 40% zum Total bei, Natur und Landschaft gut 20% und der Lärm gut 10%. Pro Ntkm betragen die Kosten 1.7 Rp, was 7.5-mal weniger ist als auf der Strasse.

Abbildung 11-31: Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz im Jahr 2007 (ohne Stau)

	Personenverkehr					Güterverkehr					
	Einheit	Strasse		Schiene		Strasse / Schiene [Verhältnis]	Strasse		Schiene		Strasse / Schiene [Verhältnis]
		[Rp / pkm]	[%]	[Rp / pkm]	[%]		[Rp / tkm]	[%]	[Rp / Ntkm]	[%]	
Unfälle (Sicht Verkehrsträger)		1.4		0.01		121.3	0.7		0.03		21.4
Unfälle (Sicht Verkehrsteilnehmende)		3.3	42%	0.04	2%	85.1	2.0	15%	0.09	5%	22.3
Lärm		0.8	11%	0.33	21%	2.5	2.1	16%	0.20	11%	10.4
Gesundheitskosten der Luftverschmutzung		1.2	15%	0.34	21%	3.4	4.6	36%	0.64	37%	7.3
Gebäudeschäden der Luftverschmutzung		0.2	2%	0.05	3%	3.2	0.8	6%	0.08	4%	10.4
Klima		1.1	14%	0.00	0%	429.7	1.4	11%	0.03	2%	50.5
Natur und Landschaft		0.7	8%	0.47	29%	1.4	0.6	5%	0.38	22%	1.6
Ernteausfälle		0.0	0%	0.00	0%	44.8	0.2	1%	0.01	0%	22.7
Waldschäden		0.0	1%	0.00	0%	39.3	0.2	2%	0.01	1%	19.3
Bodenschäden		0.1	1%	0.13	8%	0.5	0.3	2%	0.12	7%	2.5
Zusatzkosten in städtischen Räumen		0.1	1%	0.10	6%	0.7	0.1	0%	0.03	2%	1.8
Vor- und nachgelagerte Prozesse		0.5	6%	0.14	8%	3.7	0.8	6%	0.16	9%	4.8
Total (Sicht Verkehrsträger)		6.0		1.58		3.8	11.7		1.69		6.9
Total (Sicht Verkehrsteilnehmende)		7.9	100%	1.60	100%	5.0	13.0	100%	1.74	100%	7.5

Literaturverzeichnis

- B,S,S. Volkswirtschaftliche Beratung AG (2009)
Literaturübersicht Kernenergie. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Online:
http://www.bfe.admin.ch/forschungewg/02544/02810/index.html?lang=de&dossier_id=03947 (22.6.2012).
- BAFU (2007)
Anthropogene VOC-Emissionen Schweiz 1998, 2001 und 2004. Online:
<http://www.bafu.admin.ch/luft/00596/00599/index.html?lang=de> (17.5.2012).
- BAFU (2012)
Switzerland's Informative Inventory Report 2012 (IIR). Submission under the UNECE Convention on Long-range Transboundary Air Pollution. Submission of March 2012 to the United Nations ECE Secretariat. Online:
<http://www.infras.ch/d/projekte/displayprojectitem.php?id=4584> (21.5.2012).
- BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011)
Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Online:
http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/2720.php (22.5.2012).
- Bundesamt für Energie (2012)
Gesamtenergiestatistik 2011. Bern.
- CASES (2008)
Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries. Deliverable 6.1. CASES (Cost Assessment of Sustainable Energy Systems). Online: http://www.feem-project.net/cases/documents/deliverables/D_06_1%20part1%20final.pdf (2.7.12).
- CASES (2008)
External costs database(Euro/ton values). Deliverable 2.2. CASES (Cost Assessment of Sustainable Energy Systems). Online: http://www.feem-project.net/cases/downloads_presentation.php (2.7.12).
- CASES (2008)
Private costs of electricity and heat generation. Deliverable 4.1. CASES (Cost Assessment of Sustainable Energy Systems). Online: http://www.feem-project.net/cases/downloads_presentation.php (2.7.12).
- Dimaranan, B.V., McDougall, R.A. (2002)
Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 5 Data Base. Center for Global Trade Analysis, Purdue University.
- Econcept (2008)
Reduktion Treibhausgasemissionen: Gutachten Sekundärnutzen. Schlussbericht im Auftrag des Bundesamts für Umwelt. Zürich.

Econcept und ESU-services (2006)

Externe Kosten von Biodiversitätsverlusten infolge von Landnutzungsänderungen sowie infolge von Luftschadstoffdepositionen. Workpackage 4 des integrierten Projektes NEEDS 'New Energy Externalities Developments for Sustainability' des 6. Rahmenprogrammes der EU. Zürich und Uster. Online:
http://www.econcept.ch/uploads/media/550_sb.pdf (30.5.2012).

Econcept, BAFU (2011)

Indikatoren für Ökosystemleistungen: Systematik, Methodik und Umsetzungsempfehlungen für eine wohlfahrtsbezogene Umweltberichterstattung. Umwelt-Wissen Nr. 1102. Online:
<http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01587/index.html?lang=de> (10.7.2012).

Econcept, Infrac (2005)

Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips. Studie im Auftrag des BUWAL Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft. Umwelt-Materialien Nr. 201. Bern.

Ecoplan (2007)

Externe Kosten im Strassenverkehr: Grundlagen zur Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse. Forschungsauftrag VSS 2005/204 auf Antrag des Schweizerischen Verbandes der Strassen- und Verkehrsfachleute (VSS).

Ecoplan (2007)

Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen, Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Bern.

Ecoplan (2010)

Handbuch eNISTRA 2010. eNISTRA – eine Tool für zwei sich ergänzende Methoden zur Bewertung von Strasseninfrastrukturprojekten: NISTRA – Nachhaltigkeitsindikatoren für Strasseninfrastrukturprojekte und KNA – Kosten-Nutzen-Analysen gemäss VSS-Normen SN 641 820 – SN 641 828. Bern.

Ecoplan (2011)

Produktivität und Finanzierung von Verkehrsinfrastrukturen. Volkswirtschaftliche Beurteilung von Finanzierungslösungen für Verkehrsinfrastrukturen. Studie im Auftrag des Staatssekretariats für Wirtschaft. Strukturberichterstattung Nr. 48/3. Bern.

Ecoplan (2011b)

Branchenszenarien 2008 – 2030. Studie im Auftrag der Bundeskanzlei und des Bundesamts für Statistik. Bern.

Ecoplan (2012)

Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Ökologischen Steuerreform. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie, der Eidgenössischen Steuerverwaltung und der Eidgenössischen Finanzverwaltung. Bern.

Ecoplan, Infrac (2008)

Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2005 mit Bandbreiten. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung und des Bundesamtes für Umwelt. Bern und Zürich.

Ecoplan, Infrac (2010)

Benutzerhandbuch zum Aktualisierungstool externe Kosten. Version 2. Berechnung der externen Kosten des Verkehrs in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung. Bern und Zürich.

Ecoplan, Infrac, ISPM (Institut für Sozial- und Präventivmedizin) (2004)

Externe Gesundheitskosten durch verkehrsbedingte Luftverschmutzung in der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2000. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung, des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft, des Bundesamtes für Energie sowie des Bundesamtes für Gesundheit. Bern.

EKL (Eidgenössischen Kommission für Lufthygiene) (2007)

Feinstaub in der Schweiz. Status-Bericht der Eidg. Kommission für Lufthygiene (EKL). Online: <http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/00655/index.html?lang=de> (17.5.2012).

ESU-services et al. (2007)

Life Cycle Inventories of Bioenergies. Data v.2.0. Ecoinvent-report No. 17. Online: http://db.ecoinvent.org/ecoquery/files/17_Bioenergy.pdf?area=463ee7e58cbf8 (1.6.2012).

ESU-services GmbH, Paul Scherrer Institut (Christian Bauer, Rolf Frischknecht, Petrisa Eckle, Karin Flury, Thierry Neal, Katalin Papp, Salome Schori, Andrew Simons, Matthias Stucki, Karin Treyer) (2012)

Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

ESU-services und PSI (Paul Scherrer Institut) (2007)

Teil V : Erdgas. Data v.2.0. Ecoinvent-report No. 6-V. Online: http://db.ecoinvent.org/ecoquery/files/06_V_Erdgas.pdf?area=463ee7e58cbf8 (1.6.2012).

European Commission (2003)

External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. Online im Internet: http://www.externe.info/externe_2006/externpr.pdf (7.6.2012).

European Commission (2005)

ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update. Hrsg: Peter Bickel und Rainer Friedrich. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung — IER, Universität Stuttgart. Online im Internet: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/kina_en.pdf (13.6.2012).

Evers M., De Mooij R., Van Vuuren D. (2008)

The Wage Elasticity of Labour Supply: A Synthesis of Empirical Estimates. *De Economist* 156, No. 1, 25–43.

Gerfin M. (1993)

A Simultaneous Discrete Choice Model of Labor Supply and Wages for Married Women in Switzerland. *Empirical Economics* (1993) 18:337-356.

Infras (2010)

Luftschadstoff-Emissionen des Strassenverkehrs 1990–2035. Aktualisierung 2010. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt. Online: <http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01565/index.html?lang=de> (17.5.2012).

Infras (2012)

Neuberechnung der Stauzeitkosten. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung. Bern.

Infras, Meteotest (2011)

NO₂ ambient concentrations in Switzerland. Modelling results for 2005, 2010, 2015. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt. Zürich. Online: <http://www.bafu.admin.ch/publikationen/publikation/01634/index.html?lang=en> (17.5.2012).

Infras, Wüest & Partner (2004)

Verkehrsbedingte Gebäudeschäden in der Schweiz. Aktualisierung der externen Kosten. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung, des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft, des Bundesamtes für Energie sowie des Bundesamtes für Gesundheit. Zürich.

KATARISK (2002)

KATARISK - Katastrophen und Notlagen in der Schweiz. Eine Risikobeurteilung aus der Sicht des Bevölkerungsschutzes. Erläuterung der Methode. Online im Internet: <http://www.bevoelkerungsschutz.admin.ch/internet/bs/de/home/themen/gefaehrdungen-risiken/studien/katarisk.parsys.0004.downloadList.00041.DownloadFile.tmp/methodeprint.pdf> (22.6.2012).

Krewitt W., DLR und Schломann B, ISI (2006)

Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart und Karlsruhe.

Markandya Anil, Hunt Alistair (2004)

ExternE-Pol Externalities of Energy: Extension of Accounting Framework and Policy Applications. The Externalities of Energy Insecurity. University of Bath, Bath, UK. Online im Internet: <http://www.externe.info/expolwp3.pdf> (20.12.2005).

Nathani, C., Schmid, C., van Nieuwkoop, R. (2011)

Schätzung einer Input-Output-Tabelle der Schweiz 2008. Studie im Auftrag des Bundesamts für Statistik. Rüschlikon, Bern.

NEEDS (2009)

External costs from emerging electricity generation technologies. Deliverable 6.1 (RS1a). NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability. Online: http://www.needs-project.org/docs/RS1a%20D6_1%20External%20costs%20of%20reference%20technologies%2024032009.pdf (13.6.2012).

NEEDS (2009)

Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options. Deliverable D10.2 (RS2b). NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability. Online: http://www.needs-project.org/docs/NEEDS_RS2b_D10-2%20-%20Final%20Report.pdf (19.6.2012).

NEEDS (2009)

Publishable Final Activity Report. NEEDS New Energy Externalities Developments for Sustainability. Online: http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/transparency/doc/2010_06_28/needs_final-publishable-activity-report-revised.pdf (19.6.2012).

Nitsch J. et al. (DLR, ifeu, Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt und Energie) (2004)

Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. FKZ 901 41 803. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

OECD (2006)

The Political Economy of Environmentally Related Taxes. Paris.

OECD (2010)

Taxation, Innovation and the Environment. Paris.

Prognos (2012)

Aufdatierung und Anpassung der Energieperspektiven 2007 für die Schweiz bis 2050 - Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE).

PSI Paul Scherre Institut (2010)

Energie-Spiegel: Facts für die Energiepolitik von morgen. Nachhaltige Elektrizität: Wunschdenken oder bald Realität? Energie-Spiegel Nr. 20. Online: http://gabe.web.psi.ch/pdfs/Energiespiegel_Nr20_072010_d.pdf (15.6.2012).

Rütter+Partner, Infrac, Ecoplan (2012)

Energiebezogene Differenzierung der Schweizerischen Input-Output-Tabelle. Projekt im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE), Bundesamts für Umwelt (BAFU), Bundesamts für Raumentwicklung (ARE), Bundesamts für Strassen (ASTRA). Rüslikon, Zürich, Bern.

Saito M. (2004)

Armington Elasticities in Intermediate Inputs Trade: A Problem in Using Multilateral Trade Data. IMF Working Paper.

SN 641 828 (2009)

Kosten-Nutzen-Analysen im Strassenverkehr. Externe Kosten. Schweizer Norm des VSS (Schweizerischer Verband der Strassen- und Verkehrsfachleute). Zürich.

SNB Schweizer Nationalbank (2012)

Devisenkurse. Online: http://www.snb.ch/ext/stats/statmon/pdf/defr/G1_Devisenkurse.pdf (15.6.2012).

Umweltbundesamt (2005)

Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention zur Schätzung von externen Umweltkosten. Stand Juli 2005. Dessau.

Welsch H. (2008)

Armington elasticities for energy policy modeling: Evidence from four European countries. *Energy Economics*, Volume 30, Issue 5, September 2008, Pages 2252–2264.