



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

ECOPLAN Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

März 2007

Die Energieperspektiven 2035 – Band 3

Volkswirtschaftliche Auswirkungen

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

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer

Ecoplan, Bern

Autoren:

Frank Vöhringer

André Müller

unter Mitarbeit von: Prof. Christoph Böhringer

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

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

Inhaltsübersicht

	Das Wichtigste auf zwei Seiten.....	2
	Inhaltsverzeichnis	4
	Abkürzungsverzeichnis.....	6
	Kurzfassung.....	7
1	Einleitung und Fragestellung.....	23
2	MultiSWISSEnergy im Überblick	26
3	Die klimapolitischen Szenarien	32
4	Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und Energie.....	50
5	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	76
6	Sensitivitätsanalyse.....	86
7	Schlussfolgerungen.....	87
8	Anhang A: MultiSWISSEnergy - Daten	89
9	Anhang B: Externe Kosten.....	103
	Literaturverzeichnis	155

Das Wichtigste auf zwei Seiten

Im Herbst 2003 hat das Bundesamt für Energie (BFE) das Projekt „Energieperspektiven 2035“ lanciert, welches sich mit Szenarien für Erzeugung und Verbrauch von Energie in der Schweiz befasst. In der vorliegenden Studie wird diese nationale Betrachtung um die internationale Dimension ergänzt. Das Ziel der Untersuchung ist, die wirtschaftlichen Auswirkungen der Schweizerischen Energie- und Klimapolitik unter Berücksichtigung der Entwicklung der globalen Klimapolitik abzuschätzen.

Ecoplan hat zusammen mit Prof. Böhringer im Rahmen der hier vorliegenden Energieperspektivarbeiten das Modell **MultiSWISSEnergy** entwickelt. MultiSWISSEnergy ist ein dynamisches Mehrländer-Gleichgewichtsmodell mit 6 Weltregionen (Schweiz, EU25, USA, restliche Industrieländer, Entwicklungsländer und die OPEC) und 12 Industrie- und Dienstleistungssektoren. Das Modell verfügt über eine detaillierte Repräsentation der Sektoren Energie, Verkehr und Wärme in der Schweiz. Neben dem Handel mit Gütern und Dienstleistungen bildet es auch den internationalen Handel mit Emissionsrechten ab. Weiter wurde eine **Expertenbefragung** durchgeführt (von 160 angefragten Schweizer Klima- und Energieexperten haben 79 den umfangreichen Fragebogen retourniert). Aus dieser Befragung konnten wahrscheinliche Kombinationen nationaler und internationaler klimapolitischer Szenarien hergeleitet werden.

Die Ergebnisse der Simulationen internationaler klimapolitischer Szenarien mit dem dynamischen Mehrländer-Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy illustrieren die ökonomischen und klimapolitischen Zusammenhänge, die in einer globalisierten Welt relevant sind. Zudem kann die ungefähre Grössenordnung der zugrunde liegenden langfristigen Effekte eingeschätzt werden. Die zentralen Aussagen, die aus der Arbeit zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen abgeleitet werden können, werden im Folgenden zusammengefasst.

Wie schätzen Schweizer Klima- und Energieexperten die künftige Entwicklung ein?

Die von den befragten Experten als wahrscheinlich erachteten globalen Emissionsminderungs-Szenarien sind wenig ambitiös und aus klimapolitischer Sicht unzureichend. Die Experten gehen davon aus, dass die globale Minderungsverpflichtung gegenüber dem Referenzpfad im Jahre 2035 unter 25% liegt, d.h. die CO₂-Emissionen werden global weiter zunehmen.

Hohe globale Reduktionsverpflichtungen gehen gemäss den Experten einher mit einem hohen Flexibilisierungsgrad, was bedeutet, dass ein hoher Anteil der Minderungsverpflichtungen durch Kauf von internationalen Emissionszertifikaten erbracht werden kann. Dies widerspiegelt die Überzeugung, dass die Flexibilisierung von Emissionsminderungslasten eine *conditio-sine-qua-non* für die Akzeptanz effektiver zukünftiger Klimapolitik ist.

In Hinblick auf die Schweiz wird eine sehr starke bis vollständige Flexibilisierung der Minderungsverpflichtungen als unrealistisch betrachtet. In Bezug auf die Schweizer Klimapolitik

fördert aber ein höherer Flexibilisierungsgrad die Eintrittswahrscheinlichkeit von ambitionierten Schweizer Emissionsminderungsverpflichtungen.

Wie hoch sind die Kosten der Klimapolitik?

Unterstellt man ein weltweites CO₂-Emissionshandelssystem, an dem alle Länder teilhaben, so bleiben die internationalen CO₂-Preise bei allen untersuchten klimapolitischen Szenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg sehr moderat (bis 2035 maximal 31 CHF/Tonne CO₂).

Die Minderungskosten sind in der Schweiz im internationalen Vergleich sehr hoch. Folglich spielt für die Kosten der Schweizer Klimapolitik die Flexibilität hinsichtlich des Zukaufs ausländischer CO₂-Zertifikate eine grosse Rolle. Je höher der Anteil der CO₂-Kompensation im Ausland, desto niedriger die Konsum- bzw. Wohlfahrtseinbussen.

Welchen Einfluss hat die globale Energie- und Klimaschutzpolitik auf die Schweizer Wirtschaft?

Es findet ein Strukturwandel zugunsten weniger CO₂-intensiver Branchen statt, allerdings nur in geringem Ausmass. Der Bausektor kann von vermehrten Investitionen in Wärmedämmung profitieren. Die strukturellen Auswirkungen auf den Aussenhandel sind moderat. Die langfristige Arbeitslosenquote wird durch klimapolitische Anstrengungen kaum spürbar negativ beeinflusst.

Mit welchen Wohlfahrtseffekten und positiven Nebeneffekten (Sekundärnutzen) kann bei der Umsetzung einer aktiven Klimapolitik gerechnet werden?

Eine aktive, ambitionierte Klimapolitik ist nicht gratis zu haben: Die Schweiz muss mit – quantitativ allerdings sehr geringen – Wohlfahrtseinbussen bzw. Einschränkungen bei den Konsummöglichkeiten rechnen. Gegen Ende des Betrachtungshorizont (2035) sind bei einer ambitionierten Klimapolitik negative Effekte beim Konsum von bis zu -0.4% zu verzeichnen (d.h. der Konsum liegt im Jahre 2035 0.4% tiefer als im Referenzfall). Dies gilt für den Fall, dass die Schweiz ihre CO₂-Zielvorgaben zu mindestens 50% durch inländische Massnahmen erreicht. Die Auswirkungen auf Konsum und Wohlfahrt sind auch dann moderat, wenn die Schweiz ihre Zielvorgaben ohne internationalen CO₂-Zertifikatehandel erreichen will, also alleine durch inländische Massnahmen.

CO₂-Minderungen führen gleichzeitig zur Minderung des Austosses anderer Schadstoffe, so dass klimapolitische Anstrengungen die externen Kosten ökonomischer Aktivitäten senken. Dieser positive Nebeneffekt kann die moderaten Wohlfahrtseinbussen aber nur zu rund 20% kompensieren – auch unter Berücksichtigung dieser Sekundärnutzen verzeichnet eine aktive, ambitionierte Klimapolitik weiterhin moderate Wohlfahrtseinbussen.

Allein auf der Basis der vorliegenden Resultate darf aber keine Aussage über die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Klimapolitiken gemacht werden, da die Nutzen des Klimaschutzes nicht berücksichtigt wurden. Negative Vorzeichen bei den Wohlfahrtseffekten bedeuten daher nicht, dass diese auch nach einer Berücksichtigung der Nutzen des Klimaschutzes Bestand hätten.

Inhaltsverzeichnis

	Das Wichtigste auf zwei Seiten.....	2
	Inhaltsverzeichnis	4
	Abkürzungsverzeichnis.....	6
	Kurzfassung.....	7
1	Einleitung und Fragestellung.....	23
2	MultiSWISSEnergy im Überblick	26
2.1	Methodischer Ansatz und allgemeine Modellstruktur	26
2.2	Spezielle Modellcharakteristika.....	29
3	Die klimapolitischen Szenarien	32
3.1	Die Schweizer Energieszenarien	32
3.2	Das Referenzszenario.....	33
3.3	Die Szenarien in MultiSWISSEnergy	35
3.3.1	Szenario Alibi	38
3.3.2	Szenario Mittleres globales Engagement – MGE	40
3.3.3	Szenario Starkes globales Engagement – SGE	41
3.3.4	Szenario 550ppm	43
3.3.5	Szenarienvergleich bzgl. CO ₂ -Emissionen und CO ₂ -Emissionsrechten.....	46
3.3.6	Szenarien zum Stromangebot der Schweiz.....	48
3.3.7	Szenarien zur internationalen Flexibilität der Schweizer Minderungsverpflichtungen.....	49
4	Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und Energie.....	50
4.1	Kosten der CO ₂ -Reduktion.....	51
4.2	Globale Auswirkungen auf den Energiebereich.....	56
4.3	Auswirkungen auf den Energiebereich in der Schweiz.....	58
4.3.1	Verkehr.....	58
4.3.2	Wärme.....	59
4.3.3	Elektrizität.....	60
4.3.4	Vergleich der Ergebnisse aus dem Gleichgewichtsmodell mit den bottom-up-Modellen.....	70
5	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	76
5.1	Auswirkungen auf die Branchen- und Aussenhandelsstruktur	76
5.1.1	Moderater Strukturwandel.....	76
5.1.2	Moderate Einbussen im Aussenhandel	77
5.2	Makroökonomische Auswirkungen für die Schweiz.....	77

5.3	Wohlfahrtseffekte und Sekundärnutzen	82
5.3.1	Wohlfahrtseffekte im internationalen Vergleich.....	82
5.3.2	Wohlfahrtseffekte unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen in der Schweiz	85
6	Sensitivitätsanalyse	86
7	Schlussfolgerungen.....	87
8	Anhang A: MultiSWISSEnergy - Daten	89
8.1	Ökonomische Rahmendaten.....	89
8.1.1	Der GTAP6-Datensatz für die Weltwirtschaft.....	89
8.1.2	Input-Output-Tabellen	89
8.1.3	Weltwirtschaftliche Rahmenentwicklung	92
8.1.4	Schweizer Rahmenentwicklung	93
8.2	Daten zu den Energiesektoren.....	94
8.2.1	Sektorale Energienachfragen.....	94
8.2.2	Stromerzeugung.....	95
8.2.3	Transport	98
8.2.4	Wärme.....	98
8.3	Elastizitäten	99
9	Anhang B: Externe Kosten.....	103
9.1	Einleitung.....	103
9.2	Literaturüberblick - Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion	104
9.2.1	Grundlagen.....	104
9.2.2	Ergebnisse aus internationalen Studien	108
9.2.3	Ergebnisse aus Schweizer Studien	117
9.2.4	Kernkraftrisiken	119
9.2.5	Zusammenfassende Darstellung der externen Kosten im Strombereich	120
9.3	Literaturüberblick - Externe Kosten des Energieverbrauchs	121
9.3.1	Grundlagen.....	121
9.3.2	Externe Kosten des Verkehrs	121
9.3.3	Externe Kosten des übrigen Energieverbrauchs	128
9.4	Aktualisierung der externen Kosten im Energiebereich	129
9.4.1	Vorgehen zur Aktualisierung der externen Kosten im Energiebereich	129
9.4.2	«Secondary Benefits» - berücksichtigte Externe Kosten	130
9.4.3	Luftschadstoff-Emissionen	131
9.4.4	Spezifische Externe Kosten für VOC, NOx, SO2 und primäres PM10.....	134
9.4.5	Externe Kosten Gesundheit/Gebäude für die Strom- und Wärmeerzeugung	136
9.4.6	Zusammenfassung - Externe Kosten Gesundheit/Gebäude für die Schweiz.....	141
9.5	Detailresultate für die externen Kosten der Stromerzeugung.....	143
9.6	«Secondary Benefits» - berücksichtigte externen Kosten	152
	Literaturverzeichnis	155

Abkürzungsverzeichnis

Alibi	Szenario «Alibi»
BaU	Szenario «Business as Usual»
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandprodukt
CES	Constant Elasticity of Substitution
CHF	Schweizer Franken
CIM	Cross-Impact-Analyse
CO ₂	Kohlendioxid
CSS	Carbon Capture and Storage
EIA	Energy Information Administration der USA
EU	Europäische Union (in der Regel EU25)
EU25	Europäische Union der 25 Länder
Fass	Fass = 1 Barrel = 159 Liter
Gt	Gigatonnen
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
IEA	International Energy Agency
KKW	Kernkraftwerk
KLEM	Kapital, Arbeit, Energie- und Materialinputs
MGE	Szenario «Mittleres Globales Engagement»
MultiSWISSEnergy	Dynamisches Mehrländergleichgewichtsmodell
NAX	Non-Annex-I-Länder des Kioto-Protokolls
NOx	Stickoxide
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
ppm	parts per million
SGE	Szenario «Starkes Globales Engagement»
SO ₂	Schwefeldioxide
Subela	Substitutionselastizität
TOT	Terms of Trade (Austauschverhältnis)
US\$, \$	US Dollar
VOC	Volatile Organic Compound
WEO	World Energy Outlook der IEA
WETO	World Energy, Technology and Climate Policy Outlook der EU

Kurzfassung

Die Frage nach den volkswirtschaftlichen Auswirkungen

Im Herbst 2003 hat das Bundesamt für Energie (BFE) das Projekt „**Energieperspektiven 2035**“ lanciert. Die „Energieperspektiven 2035“ befassen sich mit der Erzeugung und dem Verbrauch von Energie in der Schweiz. Dazu wurden spezifische Energiemodelle entwickelt und auf vier Szenarien angewendet (siehe Kasten). In der vorliegenden Studie wird diese nationale Betrachtung um die **internationale Dimension** ergänzt. Das Ziel der Untersuchung ist, die **wirtschaftlichen Auswirkungen** der Schweizerischen Energie- und Klimapolitik unter Berücksichtigung der Entwicklung der globalen Klimapolitik abzuschätzen.

Das Projekt „Energieperspektiven 2035“ des Bundesamts für Energie

Im Rahmen des Projekts „Energieperspektiven 2035“ werden Szenarien für Erzeugung und Verbrauch von Energie in der Schweiz bis 2035 entwickelt. Die Szenarien werden mit sektorspezifischen bottom-up Modellen (Haushalte, Dienstleistung, Industrie, Verkehr auf der Nachfrageseite und ein Stromproduktionsmodell auf der Angebotsseite) erarbeitet. Die **vier Szenarien** der Energieperspektiven lauten wie folgt:

- **Szenario I:** Das **Referenzszenario „Weiter wie bisher“** geht von den bestehenden Politikinstrumenten aus.
- **Szenario II:** „**Verstärkte Zusammenarbeit**“ zwischen Staat und Wirtschaft. Dieses Szenario beinhaltet eine Verschärfung der Vorschriften für Gebäude, Fahrzeuge und Geräte. Zudem werden verschiedene Förderprogramme und eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffe eingeführt.
- **Szenarien III (Neue Prioritäten) und IV (Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft):** In diesen beiden Szenarien setzt die Politik neue Prioritäten bezüglich des CO₂-Ausstosses und des Energieverbrauchs pro Kopf. Für die Umsetzung kommen eine Verschärfung bestehender Vorschriften sowie neue Instrumente und eine ökologische Steuerreform in Frage.

Die Untersuchungen zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen nehmen in doppelter Hinsicht eine übergreifende bzw. weiter gefasste Betrachtungsweise ein:

- Das Zusammenwirken der wirtschaftlichen Akteure (Unternehmen, Haushalte, Staat) wird sektorübergreifend und unter Einbezug des gesamten Wirtschaftskreislaufs analysiert. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen werden also in einer Weise ermittelt, welche die Wechselbeziehungen zwischen verschiedenen Wirtschaftszweigen, zwischen Einkommensentstehung und -verwendung sowie die Mechanismen der Kapitalbildung berücksichtigt.
- Die Schweizer Energie- und Klimapolitik wird in eine internationale Perspektive gestellt. Die Szenarien werden in einem Welthandelsmodell simuliert, so dass Veränderungen im Aussenhandel (Preise, Mengen) für Energie- ebenso wie für Nicht-Energiegüter endogen bestimmt werden. Die Schweizer Energieszenarien werden mit Szenarien der internationalen Klimapolitik zu globalen klimapolitischen Szenarien verknüpft.

Ecoplan hat zusammen mit Prof. Böhringer im Rahmen der hier vorliegenden Energieperspektivarbeiten das Mehrländergleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy (siehe Kasten) für die Analyse folgender Fragen entwickelt:

- Wie sind die Schweizer Energieperspektiven im internationalen Kontext zu positionieren?
- Wie hoch sind die Kosten von selbst auferlegten Einschränkungen bei der Nutzung der marktbasierenden Mechanismen der Klimapolitik?
- Welches sind die wirtschaftlichen Auswirkungen einer aktiven Klimapolitik?
- Mit welchen Wohlfahrtseffekten und positiven Nebeneffekten (Sekundärnutzen) kann bei der Umsetzung der klimapolitischen Szenarien gerechnet werden?

MultiSWISSEnergy – ein dynamisches Mehrländergleichgewichtsmodell

MultiSWISSEnergy ist ein dynamisches Mehrländer-Gleichgewichtsmodell mit 6 Weltregionen (Schweiz, EU25, **USA**, restliche Industrieländer, Entwicklungsländer und die OPEC) und 12 Industrie- und Dienstleistungssektoren. Das Modell verfügt über eine detaillierte Repräsentation der Sektoren Energie, Verkehr und Wärme in der Schweiz. Neben dem Handel mit Gütern und Dienstleistungen bildet es auch den internationalen Handel mit Emissionsrechten ab.

Die Schweizer Energieszenarien im internationalen Kontext

Die Szenarien in der hier vorliegenden Untersuchung zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen unterscheiden sich aufgrund der internationalen Dimension von den sonst in den Energieperspektiven betrachteten Szenarien. Es werden insgesamt **fünf klimapolitische Szenarien** unterschieden, welche auf den Energieperspektiven-Szenarien basieren, jedoch mit Annahmen bezüglich der internationalen Klima- und Energiepolitik ergänzt wurden.

Befragung von Schweizer Klimaexperten

Die heute gültigen klimapolitischen Rahmenbedingungen reichen nur bis ins Jahr 2012. Was danach kommt, ist ungewiss. Die Schweiz wird sich jedoch bei der Ausgestaltung ihrer Klimapolitik auch von den Entwicklungen auf internationaler Ebene leiten lassen. Wir haben eine so genannte **Cross-Impact-Analyse** (CIM-Analyse) durchgeführt, die verschiedene Szenarien für die Klimapolitik auf globaler Ebene und in der Schweiz aufzeigt. Diese Szenarien wurden durch Schweizer Experten bezüglich ihrer Eintretenswahrscheinlichkeit bewertet. Die CIM-Analyse erlaubt es, Aussagen über die Wahrscheinlichkeit zu machen, dass eine bestimmte **Kombination** von Politik-Szenarien eintritt. Diese Möglichkeit haben wir uns zu Nutze gemacht, um die Energieperspektiven-Szenarien mit möglichen Entwicklungen auf internationaler Ebene in Verbindung zu bringen.

Für die CIM-Analyse wurden 160 Schweizer Experten im Bereich der Klimapolitik befragt. Der Rücklauf betrug 49%. Die Experten wurden gebeten anzugeben, welchen Einfluss eine bestimmte Klimapolitik – gemessen an der **Reduktionsverpflichtung** gegenüber der Referenzentwicklung – auf die Wahl der Klimapolitik in anderen Ländern hat. Zum Beispiel: Wenn

auf globaler Ebene eine sehr ambitionierte Klimapolitik zustande kommt, wie stark erhöht oder verringert dies die Wahrscheinlichkeit, dass die Schweiz oder die EU ebenfalls anspruchsvolle Reduktionsziele festlegen. Neben der Höhe der Reduktionsverpflichtung wurde für die Schweiz als zweites Merkmal der Klimapolitik der Grad der **Flexibilisierung** abgefragt. Damit ist gemeint, in welchem Ausmass die Schweizer Klimapolitik den Einsatz marktbasierter Instrumente im Klimaschutz erlaubt (Joint Implementation, Clean Development Mechanism, International Emissions Trading), d.h. welcher Prozentsatz der Schweizer Minderungsverpflichtungen durch Zukäufe ausländischer Emissionsrechte abgedeckt werden soll.

Langfristige Klimapolitik – Einschätzung der Schweizer Klimaexperten

Skepsis gegenüber ambitionierten globalen Reduktionsverpflichtungen: Es zeigt sich, dass hohe Reduktionsverpflichtungen auf globaler Ebene als unwahrscheinlich eingeschätzt werden. Die Experten gehen überwiegend davon aus, dass die globale Minderungsverpflichtung gegenüber dem Referenzpfad im Jahre 2035 unter 25% liegt. Eine ambitionierte Klimapolitik mit mehr als 25 % Emissionsminderungsverpflichtung gegenüber der Referenzsituation 2035 wird dagegen als sehr unwahrscheinlich erachtet.

Vorreiterrolle der EU: Die EU wird – im weltweiten Vergleich – als Vorreiter im Klimaschutz gesehen: deutlich mehr Experten halten eine ambitionierte Klimapolitik mit über 25% Emissionsminderungsverpflichtung in der EU für wahrscheinlicher als eine eher symbolische EU-Klimapolitik mit unter 5% Emissionsminderungsverpflichtung.

Schweiz ohne grossen Einfluss: Die Mehrzahl der Experten sieht keinerlei Einfluss der Schweizer Emissionsminderungsverpflichtungen auf die Eintrittswahrscheinlichkeiten für EU-weite oder globale Emissionsminderungsverpflichtungen. Im Klartext: Hohe, selbst auferlegte Reduktionsverpflichtungen der Schweiz werden die EU-weiten bzw. globalen Reduktionsverpflichtungen nicht beeinflussen.

Die Schweiz wird sich von den Entwicklungen in der EU leiten lassen: Die Emissionsminderungsverpflichtungen für die EU und die Schweiz werden von den Experten als praktisch identisch gesehen. Die klimapolitischen Anstrengungen in der Schweiz hängen stark von entsprechenden Anstrengungen in der EU ab.

Hohe Flexibilisierung als notwendige Voraussetzung für hohe globale Reduktionsverpflichtungen: Hohe globale Reduktionsverpflichtungen gehen einher mit einem hohen Flexibilisierungsgrad. Dies widerspiegelt die Überzeugung, dass die Flexibilisierung von Minderungslasten eine *conditio-sine-qua-non* für die Akzeptanz effektiver zukünftiger Klimapolitik ist.

Hohe Schweizer Reduktionsverpflichtungen nur mit hoher Flexibilisierung: In Hinblick auf die Schweiz wird eine sehr starke bis vollständige Flexibilisierung der Minderungsverpflichtungen als unrealistisch betrachtet – Experten erwarten zum Grossteil eine Flexibilisierung von unter 50%. In Bezug auf die Schweizer Klimaschutzpolitik fördert aber ein höherer Flexibilisierungsgrad die Eintrittswahrscheinlichkeit von hohen Schweizer Emissionsminderungsverpflichtungen.

Annahmen zu den fünf klimapolitischen Szenarien

Aus diesen Ergebnissen der Expertenbefragung haben wir fünf klimapolitische Szenarien entwickelt, welche die Szenarien der Energieperspektiven mit Annahmen zur internationalen Klimapolitik verbinden (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Die Positionierung der fünf klimapolitischen Szenarien

Schweizer Energieperspektiven und internationale Klimapolitik					
	Schweizer Energieperspektiven				
	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 25%;">Szenario I Weiter wie bisher</td> <td style="width: 25%;">Szenario II Verstärkte Zusammenarbeit</td> <td style="width: 25%;">Szenario III Neue Prioritäten</td> <td style="width: 25%;">Szenario IV Übergang zur 2000-Watt- Gesellschaft</td> </tr> </table>	Szenario I Weiter wie bisher	Szenario II Verstärkte Zusammenarbeit	Szenario III Neue Prioritäten	Szenario IV Übergang zur 2000-Watt- Gesellschaft
Szenario I Weiter wie bisher	Szenario II Verstärkte Zusammenarbeit	Szenario III Neue Prioritäten	Szenario IV Übergang zur 2000-Watt- Gesellschaft		
Internationale Klimapolitik					
Business as Usual	<p>BaU (Referenz)</p> <p>Alibi</p> <p>wahrscheinliche Szenarien</p> <p>MGE (Mittleres globales Engagement)</p> <p>SGE (Starkes Globales Engagement)</p> <p>ppm550</p>				
«halbherzig» auf EU-Ebene, Rest der Welt abseits					
«griffig» auf EU-Ebene, Rest der Welt mit teilweiser Partizipation					
«ambitioniert» auf EU-Ebene, mit Partizipation Rest der Welt					

Die fünf klimapolitischen Szenarien					
Reduktionsverpflichtungen 2035 relativ zur Referenzentwicklung	Fünf klimapolitische Szenarien				
	BaU	Alibi	MGE	SGE	ppm550
Schweiz	0%	5%	25%	40%	22%
EU25	0%	5%	25%	40%	53%
restl. Industrieländer (inkl. USA)	0%	5%	15%	25%	57%
Entwicklungsländer (inkl. OPEC)	0%	0%	5%	15%	-1%

Tabelle 2: Annahmen zur langfristigen Entwicklung

		Schweiz	EU	Welt
Durchschnittliche	Bevölkerung	0.1	0.0	1.0
jährliche Verände- rung in %	Bruttoinlandprodukt	1.4	2.4	3.0
	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen *)	0.0	0.8	1.9
Ölpreis bis 2030: 30 US\$/Fass , ab 2030 - 2050 steigend auf 50 US\$/Fass (real zu Preisen 2003 **)				

*) CO₂-Emissionswachstumsrate ohne die CO₂-Emissionen aus künftigen GuD-Kraftwerken.

**) Szenarien mit sehr hohen Ölpreisen (80\$ bzw. 100\$/Fass und mehr) wurden in einem speziellen Bericht veröffentlicht, vgl. dazu Ecoplan (2007), Auswirkungen langfristig hoher Ölpreise.

Das Referenzszenario ist als Business-as-Usual-Szenario (**BaU**) ohne klimapolitische Verpflichtungen angelegt. Die internationale Rahmenentwicklung wurde vom Referenzszenario des International Energy Outlook (2004) übernommen (vgl. Tabelle 2). Für die Schweiz entspricht die Referenzentwicklung ungefähr der Energieperspektiven-Variante I BIP hoch. „BIP hoch“ wurde gewählt, um den insbesondere für die EU eher optimistischen internationalen Wachstumsschätzungen eine vergleichbare Schweizer Entwicklung gegenüberzustellen.

Der klimapolitische Wahrscheinlichkeitsraum umfasst laut Expertenbefragung die Szenarien „Alibi“, „Mittleres Globales Engagement“ (MGE) und „Starkes Globales Engagement“ (SGE), wobei „Alibi“ und „MGE“ nach Experteneinschätzung die wahrscheinlichsten sind. Das Szenario „**Alibi**“ steht für eine wenig ambitionöse Klimapolitik in den Industrieländern. Die Entwicklungsländer übernehmen gar keine Reduktionsverpflichtungen. Das Szenario „**Mittleres globales Engagement**“ (MGE) sieht eine stringente Klimapolitik in der EU und etwas weniger starke Reduktionsverpflichtungen im Rest der Welt vor. Auf einer noch ambitionierteren Klimapolitik beruht das Szenario „**Starkes globales Engagement**“ (SGE).

Die hier untersuchten klimapolitischen Szenarien sind nicht exakt den Szenarien der Schweizer Energieperspektiven zuzuordnen: Die Rahmenentwicklung für die Schweiz (BIP-Hoch, Branchenstruktur und Bevölkerung) gilt sowohl für die hier untersuchten klimapolitischen Szenarien und die Szenarien der Schweizer Energieperspektiven. Die Energienachfrage des Szenarios I der bottom-up-Energiemodelle ist für die Eichung des Gleichgewichtsmodells verwendet worden. Die klimapolitischen Szenarien entsprechen ungefähr den Energieperspektiven-Szenarien II (Alibi), III (MGE) und IV (SGE). Dabei ist aber Folgendes zu beachten: Bezogen auf die Energieperspektiv-Szenarien III und IV weisen die im Gleichgewichtsmodell berechneten Szenarien „Mittleres globales Engagement“ (MGE) und „Starkes globales Engagement“ (SGE) leicht weniger ambitionierte CO₂-Reduktionsziele aus (Reduktion um 25 Prozent statt 30 bis 39 Prozent für Szenario III, sowie Reduktion um 40 Prozent statt 40 bis 48 Prozent für Szenario IV). Da die Energiemodelle neben leicht höheren CO₂-Reduktionen noch die genannte Restriktion auf dem Endenergieverbrauch pro Kopf kennen, ist davon auszugehen, dass die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Szenarien III und IV etwas stärker ausfallen als die nachfolgend ausgewiesenen Auswirkungen für die Szenarien MGE und SGE. Letztere bilden also für die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Szenarien III bzw. IV eine untere Grenze.

Der Spielraum, den die Grenzen der in der Expertenbefragung abgefragten Kategorien ermöglichen, wurde bei der Zuordnung der Schweizer Ziele (MGE: -25%, SGE: -40%) nach oben hin voll ausgeschöpft, um eine möglichst gute Übereinstimmung mit den Szenarien III bzw. IV zu erhalten, ohne den Wahrscheinlichkeitsraum der Expertenbefragung zu verlassen.

Das **550ppm-Szenario** stellt eine Ergänzung zu den aus der Expertenbefragung abgeleiteten Szenarien dar. Die Grundidee ist, den wahrscheinlichen Szenarien ein normatives Szenario entgegenzustellen und so die Einordnung der Ergebnisse der wahrscheinlichen Szenarien zu erleichtern. Es sind viele verschiedene normative Szenarien denkbar, unter denen auszuwählen eine politische Aufgabe ist. Wir haben für dieses Szenario zwei wesentliche normative Annahmen getroffen:

- Die CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre soll bis 2100 auf dem doppelten vorindustriellen Niveau – also auf 550 ppm – stabilisiert werden. Dieses Ziel ist grundsätzlich mit verschiedenen globalen Minderungspfaden erreichbar, weil bei der Minderung eine gewisse zeitliche Flexibilität besteht. Hinzu kommt, dass verschiedene Klimamodelle die Höhe der notwendigen Minderung unterschiedlich einschätzen. Wir haben mit dem 550ppm-Pfad des deutschen Umweltbundesamtes einen Minderungspfad gewählt, der hinsichtlich der bis 2035 zu erbringenden globalen CO₂-Reduktion im oberen Mittelfeld der 550ppm-Minderungspfade liegt.
- Bis 2050 werden die CO₂-Emissionsrechte international nach dem Prinzip gleicher Pro-Kopf-Rechte verteilt. Da die Rechte annahmegemäss handelbar sind, bedeutet dies nicht, dass die Pro-Kopf-CO₂-Emissionen gleich sind. Im Betrachtungszeitraum (bis 2035) werden gleiche Pro-Kopf-Emissionsrechte ohnehin noch nicht erreicht, sondern die Emissionspfade sind so konzipiert, dass diese bei ihrer Fortschreibung bis 2050 erreicht würden.

Die globalen CO₂-Emissionen in den fünf klimapolitischen Szenarien

Der Referenzfall (BaU) geht von einem Wachstum der globalen energiebedingten CO₂-Emissionen von knapp 25 Gigatonnen (Gt) im Jahr 2000 auf ca. 46 Gt im Jahr 2035 aus (siehe Grafik 1), was einer Zunahme um 90% entspricht. Im Szenario Alibi ergeben sich nur geringfügig tiefere Emissionen (2.3% unter BAU). Wenn die EU, die Schweiz und andere Industrieländer mittlere Anstrengungen im Klimaschutz unternehmen (Szenario MGE), ergibt sich ein Wachstum der globalen Emissionen um 69% bzw. eine Reduktion im Vergleich zu BaU um 11%. Bei starkem globalem Engagement (SGE) betragen die gesamten CO₂-Emissionen im Jahr 2035 noch etwa 36 Gt, was einer Zunahme um 48% bzw. einer Reduktion im Vergleich zu BaU um 22% im weltweiten Durchschnitt entspricht. Der Vergleich mit dem ppm550-Pfad zeigt, dass die nach Expertenmeinung besonders wahrscheinlichen Szenarien Alibi und MGE klimapolitisch unzureichend sind: Beim gewählten ppm550-Pfad betragen die gesamten CO₂-Emissionen im Jahr 2035 noch knapp 34 Gt, was einer Zunahme um 39% gegenüber dem Jahr 2000 entspricht.

Die Schweizer CO₂-Emissionen in den fünf klimapolitischen Szenarien

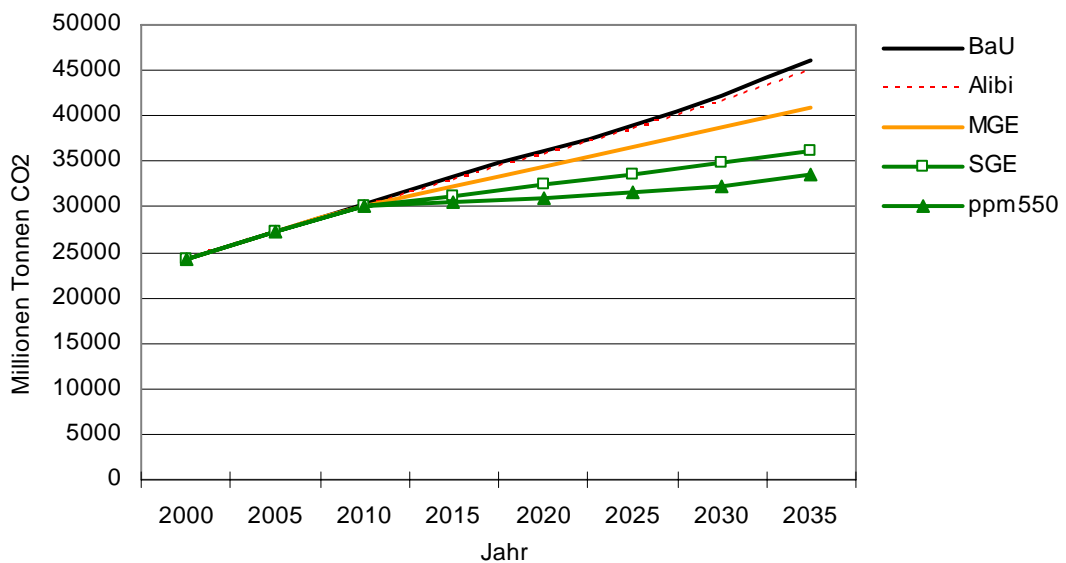
Grafik 2 zeigt die Emissionsrechte für die Schweiz. In allen Szenarien – mit Ausnahme von BaU – ist das Kyoto-Ziel einzuhalten, das für die Periode 2008 bis 2012 gilt (global ist das Kyoto-Ziel nach dem Ausstieg der USA mit dem Referenzpfad nahezu identisch.) Da die Schweiz für ein Industrieland relativ geringe Pro-Kopf-Emissionen aufweist, ergeben sich für die Schweiz im Szenario ppm550 ähnliche Emissionsrechte wie im Szenario MGE. Die prozentualen Minderungsziele werden auf den Referenzpfad bezogen, der in den Energieperspektiven vorgegeben wird. Dieser sieht keinen Zubau von GuD-Kraftwerken zur Stromerzeugung vor. Wird ein solcher Zubau dagegen in die Betrachtung einbezogen, liegt der Referenzpfad deutlich über dem Referenzpfad ohne Zubau von GuD-Kraftwerken.

Flexibilisierungsgrad der Schweiz: von 0% bis 100%

Als weitere Szenariendimension untersuchen wir den Grad der **internationalen Flexibilität**. Bei hoher Flexibilität kann die Schweiz einen hohen Anteil ihrer Minderungsverpflichtung durch den Erwerb ausländischer Zertifikate einlösen. Gemäss der Botschaft zur Genehmi-

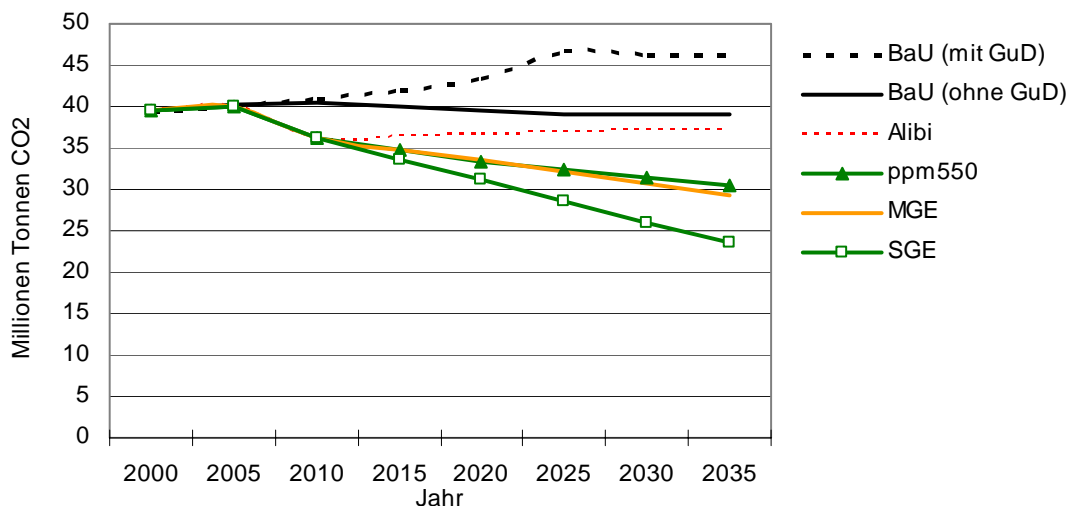
gung des CO₂-Abgabebesatzes für Brennstoffe kann die Schweiz in der ersten Kyoto-Verpflichtungsperiode bis zu 50% ihrer Reduktionsverpflichtung durch den Erwerb ausländischer Zertifikate decken. Dieser Wert kann in Zukunft aber nach oben oder unten verändert werden. Wir haben deshalb für alle Szenarien und Stromangebots-Varianten jeweils die ganze Bandbreite der internationalen Flexibilität berechnet (von vollständiger Kompensationsmöglichkeit im Ausland bis zu einer Situation ohne Kompensation im Ausland). **Als Hauptvariante weisen wir die Ergebnisse bei 50%-iger internationaler Flexibilität aus**, d.h. maximal die Hälfte der CO₂-Minderungsverpflichtungen – bezogen auf den Referenzpfad der Energieperspektiven ohne GuD-Zubau – dürfen im Ausland eingelöst werden.

Grafik 1: Globale CO₂-Emissionen für die verschiedenen Klimaszenarien



Grafik 2: Schweizer CO₂-Emissionsrechte in den verschiedenen Szenarien

Bemerkung: Werden die Schweizer CO₂-Minderungsverpflichtungen vollständig im Inland erbracht, also ohne Kompensation im Ausland, entsprechen die ausgewiesenen CO₂-Emissionsrechte direkt den CO₂-Emissionen im Inland.



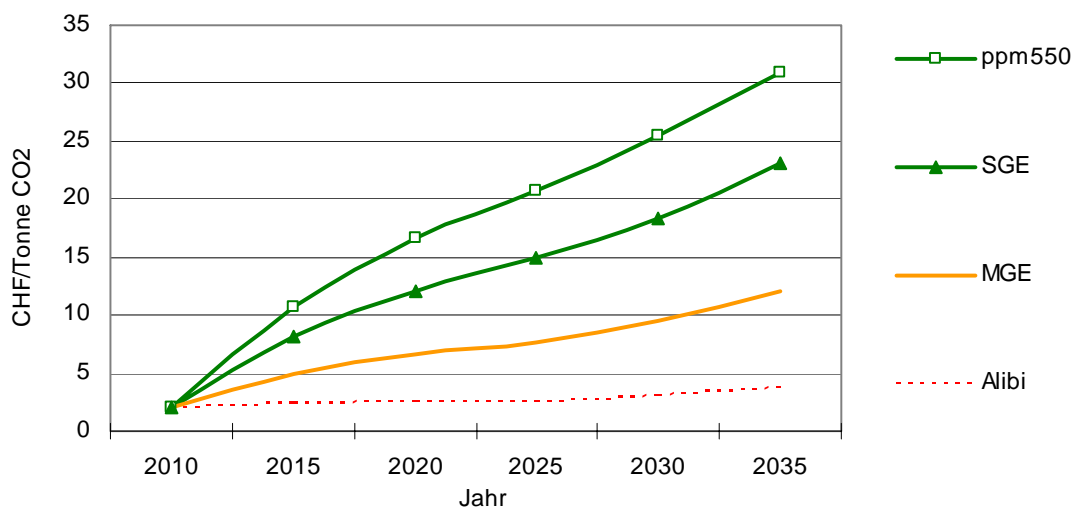
Kosten der CO₂-Reduktion

Wir gehen von einem weltweiten Handel mit CO₂-Emissionsrechten bzw. CO₂-Zertifikaten aus. Die einzelnen Länder bzw. Regionen können also ihre nach den Szenarien unterschiedlichen Reduktionsverpflichtungen entweder im eigenen Land erbringen oder sich CO₂-Zertifikate anrechnen lassen. Es wird dabei davon ausgegangen, dass alle Länder CO₂ im eigenen Land reduzieren, sofern dies günstiger ist als der Zukauf von CO₂-Zertifikaten. Für die Schweiz wird eine CO₂-Abgabe simuliert, die eine kostenoptimale CO₂-Reduktion im Inland sicherstellt. Je nach Flexibilisierungsgrad kann die Schweiz aber auch Zertifikate auf dem globalen Zertifikatemarkt zukaufen und anrechnen lassen. Bei einem unterstellten Flexibilisierungs- bzw. Kompensationsgrad von 25% können 25% der Reduktionsverpflichtungen durch den Zukauf von Emissionsrechten auf dem globalen Zertifikatemarkt erbracht werden. Die restlichen 75% der Reduktionsverpflichtungen müssen im Inland erbracht werden.

Moderate Preise auf dem globalen Zertifikatemarkt

Das Preisniveau auf dem globalen Zertifikatmarkt (vgl. Grafik 3) steigt mit der Höhe der globalen Minderungsverpflichtungen, ist aber insgesamt sehr moderat. Das hängt mit verschiedenen Annahmen zusammen:

- Die bis zum Jahr 2035 als wahrscheinlich erachteten globalen Minderungsanstrengungen sind, gemessen an den klimapolitischen Notwendigkeiten, gering.
- Es wird ein globaler CO₂-Zertifikatehandel unterstellt. Die Industrieländer können günstige Minderungsmöglichkeiten in Entwicklungsländern voll nutzen, wobei die höheren Transaktionskosten im Handel mit Entwicklungsländern berücksichtigt sind.
- Die Minderungsverpflichtungen nehmen zum Ende des Betrachtungszeitraums hin zu. In einem Modell mit perfekter Voraussicht können sich Unternehmen und Haushalte über einen langen Zeitraum optimal auf diese Gegebenheiten einstellen.
- Es wird angenommen, dass die globale Energiewirtschaft langfristig flexibel genug ist um auf die Bepreisung der CO₂-Emissionen mit einem veränderten Brenn- und Treibstoffmix (z.B. Gas statt Kohle, Ethanol aus Biomasse statt Öl, wobei hier die Nutzungskonkurrenz von Biotreibstoffen mit der Nahrungsmittelproduktion zu beachten ist), höherer Energieeffizienz und dem Einsatz neuer Technologien (z.B. CO₂-Abscheidung) zu reagieren. Die Minderungskosten ergeben sich im Modell endogen aus den technischen und nachfrageseitigen Substitutionsmöglichkeiten bei vorgegebenen Wirtschafts- und Handelsstrukturen.

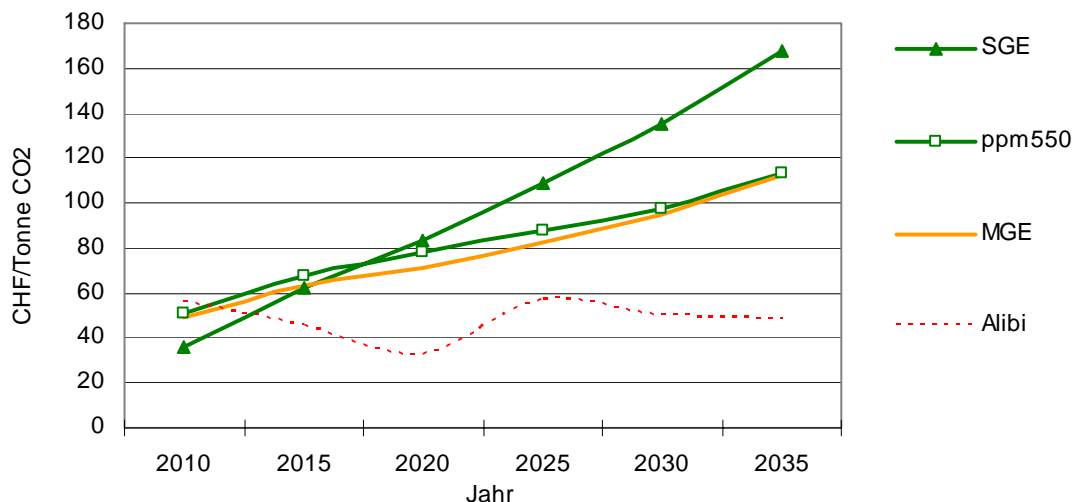
Grafik 3: Globaler CO₂-Zertifikatspreis

Schweizer CO₂-Abgabe bei 50% Flexibilität deutlich höher als globaler Zertifikatspreis

Für die Schweiz wird von der etwas idealisierten Vorstellung einer allgemeinen CO₂-Abgabe ausgegangen, welche alle energiebedingten CO₂-Emissionen gleichmässig besteuert. Das bedeutet u.a., dass keine Ausnahmeregelungen für energieintensive Branchen bestehen (allerdings muss beachtet werden, dass die Branchen relativ hoch aggregiert sind und die Reaktionen einzelner energieintensiver Sub-Branchen, bspw. Papierherstellung, nicht detailliert erfasst werden). Der Abgabesatz ist genau dem jeweiligen CO₂-Ziel angepasst. Während eine allgemeine Besteuerung fossiler Energieträger, differenziert nach den energiespezifischen CO₂-Intensitäten, grundsätzlich möglich ist, stellt die optimale Anpassung des Steuersatzes im Zeitablauf hohe Ansprüche an die Regelungsfähigkeit der Politik. Die in Grafik 4 und Grafik 5 ausgewiesenen Steuersätze entsprechen demnach den Grenzkosten der CO₂-Minderung unter der Annahme wirtschaftlich effizienter Entscheidungen von Politik, Unternehmen und Haushalten. Dennoch liegt die Schweizer CO₂-Abgabe bei 50%-iger Kompensation im Ausland um ein Mehrfaches über den Preisen für internationale Emissionszertifikate. Die Schweiz verfügt also, u.a. aufgrund der weitgehend CO₂-freien Stromerzeugung und des beinahe kohlefreien Energiesystems, über vergleichsweise wenige kostengünstige CO₂-Einsparpotenziale. Zwar gibt es in der Schweiz Massnahmen zur CO₂-Reduktion, die sich einzelwirtschaftlich rechnen, z.B. im Bereich der Wärmedämmung. Die Erschliessung dieser Einsparpotenziale bedarf jedoch (nicht kostenfreier) Förderprogramme, um die bislang vorherrschenden Implementierungshemmnisse (z.B. das Mieter-Vermieter-Problem) zu überwinden.

Beim Szenario ppm550 ist der Abstand der Schweizer Grenzkosten zum Ausland moderater. Dies hängt mit der langfristigen Zuteilung gleicher Pro-Kopf-Emissionsrechte zusammen, welche für die Schweiz im Vergleich zu anderen (kohleabhängigen) Industriestaaten eine geringere Minderungsverpflichtung impliziert (vgl. Tabelle 1).

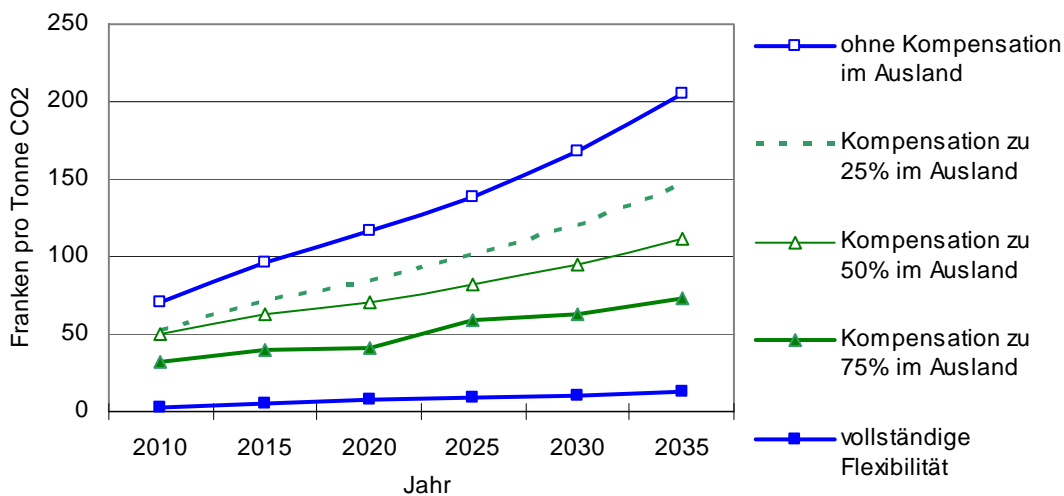
Grafik 4: Allgemeine Schweizer CO₂-Abgabe bei 50% Flexibilität, nach Szenarien



Je höher der Flexibilisierungsgrad, desto tiefer die CO₂-Abgabe

Bei 100%-iger Flexibilität entspricht der optimale Satz der Schweizer CO₂-Abgabe genau dem internationalen Emissionshandelspreis (vgl. Grafik 5 und Grafik 3). Ein höherer Satz würde Anreize für Minderungen mit höheren Kosten pro Tonne CO₂ setzen, obwohl die Schweiz die entsprechenden Mengen billiger im Ausland einkaufen könnte. Je geringer jedoch der Flexibilisierungsgrad bzw. je grösser der inländische Anteil an den Emissionsreduktionen, desto höher muss der Steuersatz sein, um das vorgegebene Minderungsziel zu erreichen. Tatsächlich wäre es für die Schweiz am billigsten, fast die gesamte Minderungs-lücke durch ausländische Zertifikate zu decken. Jede nennenswerte Beschränkung der internationalen Flexibilität zur Sicherstellung eines heimischen Beitrags zur CO₂-Reduktion wird daher bindend und erhöht die Kosten der Schweizer Klimapolitik.

Grafik 5: Allgemeine Schweizer CO₂-Abgabe im Szenario MGE, nach Flexibilitätsgrad

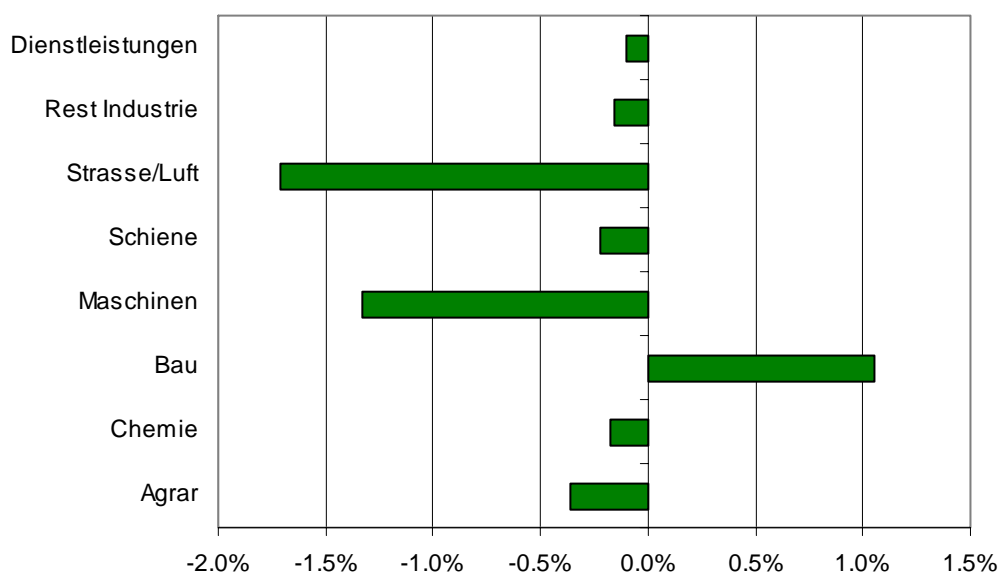


Wirtschaftliche Auswirkungen

Moderater Strukturwandel

CO₂-Restriktionen fördern den Strukturwandel zu weniger CO₂-intensiven Sektoren. Das Ausmass des Strukturwandels hängt auch von der CO₂-Intensität der einzelnen Branchen im Vergleich zum Ausland ab sowie von den Minderungsanstrengungen der Handelspartner. Grafik 6 zeigt, dass der Strukturwandel, der in der Schweiz von den simulierten Szenarien ausgelöst wird, eher gering ist. Der Strassenverkehr nimmt aufgrund seiner hohen CO₂-Intensität am stärksten ab (im Vergleich zu BaU, absolut gesehen nimmt er zu). Ein geringer Teil des Strassenverkehrs wechselt auf die Schiene (bzw. ein grösserer Teil des Neuverkehrs wird durch die Schiene abgedeckt). Der Bausektor profitiert von verstärkter Wärmedämmung. Insgesamt erfolgt eine leichte Verschiebung von der Industrie zu den Dienstleistungen.

Grafik 6: Veränderung des Outputs relativ zu BaU 2035 nach Branchen für MGE und 50% internationale Flexibilität



Anmerkung zur Grafik: Das Ausmass der strukturellen Auswirkungen hängt ab vom Anteil der Reduktionsverpflichtung der durch ausländische Zertifikate gedeckt werden kann.

Geringe Auswirkungen auf die Arbeitslosigkeit

Der oben angesprochene Strukturwandel geht mit Arbeitsplatzgewinnen bzw. -verlusten in den verschiedenen Branchen einher. Zusätzlich geschaffenen Stellen bspw. im Baugewerbe steht in anderen Sektoren eine aufgrund der Kosten des Klimaschutzes leicht sinkende Beschäftigung gegenüber.

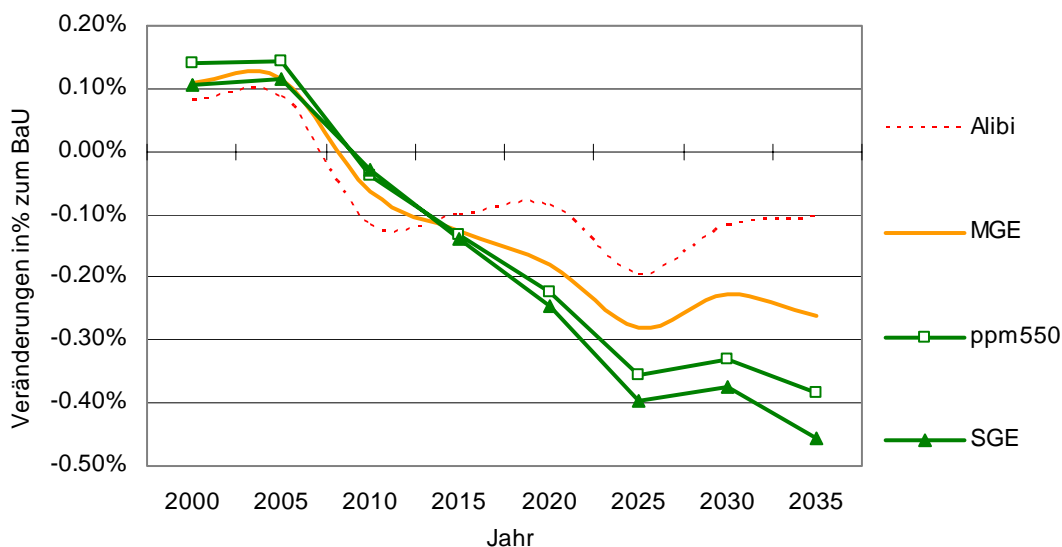
Im Modell sind Veränderungen der Arbeitslosenrate eine Folge unvollständiger Anpassungen der Reallöhne an sich verändernde wirtschaftliche Gegebenheiten. Es ist daher zu erwarten, dass die Kosten der CO₂-Minderung per Saldo zu einem Anstieg der Arbeitslosigkeit führen. Das Vorzeichen des Effekts könnte sich nur dann umkehren, wenn die Schweiz wesentliche komparative Vorteile in wichtigen Aussenhandelsbranchen hätte, die durch den ausgelösten Strukturwandel begünstigt werden.

Die Simulationen haben einen sehr geringen Einfluss der klimapolitischen Szenarien auf die Arbeitslosenrate ergeben. Zwar steigt die Arbeitslosenrate mit ambitionierteren klimapolitischen Zielen, aber die Rate bewegt sich 2035 in einem engen Bereich zwischen 2.90 Prozent im Referenzfall und 2.98 Prozent im Szenario SGE. Mit anderen Worten: Die Schweizer Reallöhne sind langfristig recht flexibel, so dass mit einem nennenswerten Anstieg der **langfristigen** Arbeitslosenrate aufgrund klimapolitischer Massnahmen nicht zu rechnen ist.

Moderate Auswirkungen auf den Konsum

Die Auswirkungen der simulierten Szenarien auf den Konsum sind insgesamt moderat. Grafik 9 weist zu jedem Zeitpunkt die jeweiligen Gesamteffekte aus. Die gesamte Konsumeinbusse 2035 beträgt also im Szenario MGE 0,26%, im Szenario ppm550 0,38% und im Szenario SGE 0,46%. Gemäss unseren Wachstumsvorgaben wächst der Konsum zwischen dem Jahr 2000 bis zum Jahr 2035 von rund 300 auf knapp 500 Mrd. CHF. Die gesamte Konsumeinbusse beläuft sich für das Jahr 2035 für MGE auf 1.3 Mrd. CHF, für ppm 550 auf 1.9 Mrd. CHF und für SGE auf 2.3 Mrd. CHF. Im Szenario Alibi wirkt sich die langfristige Minderungsanstrengung von 5% gegenüber BaU nicht spürbar auf den Konsum aus. Der Haupteffekt wird hier durch das Kyoto-Ziel für 2010 erzeugt.

Grafik 9: Konsum für die Schweiz, für die verschiedenen Klimaszenarien, Veränderung zu BaU



Auswirkungen auf die Wohlfahrt und Sekundärnutzen

Welche Auswirkungen zeigen die klimapolitischen Szenarien auf die Wohlfahrt? Die Wohlfahrt entspricht in der hier unterstellten Betrachtung den Konsummöglichkeiten: Je mehr Konsum, desto höher die Wohlfahrt. Diese Betrachtung ist zwar nützlich, greift aber in einem zentralen Punkt zu kurz: Nicht berücksichtigt wurde der Nutzen des vermiedenen Klimawandels (also: geringere klimatische Veränderungen in der Schweiz mit entsprechend kleineren Schäden oder Anpassungskosten unter anderem bei Muren und Lawinen, Umstrukturierungen im Tourismus, Neuverankerungen von Bergstationen, zusätzlicher Hochwasserschutz oder Sturmschutz von Gebäuden und Stromleitungen, geringere globale Klimaschäden und damit geringere Rückkoppelungen auf die Schweiz, bspw. über die Migration). Es kann also aus dem negativen Vorzeichen der Wohlfahrtsveränderungen in den verschiedenen Szenarien nicht geschlossen werden, dass die klimapolitischen Anstrengungen negativ zu bewerten sind. Allerdings hängt die Vorteilhaftigkeit von Schweizer Minderungen wesentlich von der internationalen klimapolitischen Kooperation ab. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind die Unfallrisiken (hier im Speziellen die KKW-Risiken).

Unsere Wohlfahrtsbetrachtung hat neben diesem zentralen Punkt noch eine weitere wesentliche Einschränkung: Der Sekundärnutzen einer ambitionierten Schweizer Energie- bzw. Klimapolitik wird nicht erfasst. Der mit Abstand wichtigste Sekundärnutzen ist „saubere Luft“: Eine ambitionierte Schweizer Klimapolitik senkt nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern reduziert auch die für die menschliche Gesundheit und die Gebäude schädlichen Luftschadstoffemissionen (insbesondere PM10, VOC, SO₂ und NO_x). Die externen Kosten gehen also vor allem in den Bereichen menschliche Gesundheit und Gebäudekosten zurück.

Die nachfolgende Tabelle 3 enthält die Wohlfahrtseffekte für die Schweiz (ohne und mit Berücksichtigung der Sekundärnutzen in den Bereichen menschliche Gesundheit und Gebäude) und die anderen im Modell abgebildeten Weltregionen (für die anderen Weltregionen wurden die Sekundärnutzen nicht berücksichtigt).

Tabelle 3: Wohlfahrtseffekte (Veränderungen in % zu BaU)

Wohlfahrt	Klimapolitisches Szenario			
	Alibi	MGE	SGE	ppm550
Schweiz				
ohne Kompensation im Ausland , ohne Sekundärnutzen	-0.07%	-0.15%	-0.29%	-0.19%
<i>mit Sekundärnutzen</i>	-0.04%	-0.11%	-0.24%	-0.15%
Kompensation zu 50% im Ausland, ohne Sekundärnutzen	-0.05%	-0.08%	-0.14%	-0.12%
<i>mit Sekundärnutzen</i>	-0.03%	-0.05%	-0.10%	-0.10%
vollständige Flexibilität, ohne Sekundärnutzen	-0.03%	-0.04%	-0.08%	-0.09%
EU 25	0.00%	-0.01%	-0.05%	-0.14%
USA	0.01%	0.00%	-0.01%	-0.19%
Sonstige Industrieländer	-0.01%	-0.04%	-0.09%	-0.33%
OPEC	-0.12%	-0.40%	-0.73%	-1.22%
Sonstige Entwicklungsländer	0.00%	0.02%	0.02%	0.36%

Wie die Tabelle 3 zeigt, sind die Wohlfahrtseffekte kleiner als die in Grafik 9 ausgewiesenen Konsumeinbussen für 2035. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Wohlfahrt in der hier verwendeten Definition diskontierter Konsum ist. Die grössten Konsumeinbussen liegen am Ende des Betrachtungszeitraums und werden am stärksten diskontiert, gehen also mit der geringsten Gewichtung in die Wohlfahrtsberechnung ein. Als weltweit gültige Diskontrate, die auch für die Schweiz gilt, wurde 5% pro Jahr gewählt. Diese Diskontrate ist für Schweizer Verhältnisse hoch und erklärt zumindest teilweise, wieso der Sekundärnutzen relativ gering ist.

OPEC verliert, moderate Auswirkungen für CH und EU

Insgesamt sind die Wohlfahrtseinbussen moderat. Verlierer einer aktiven Klimapolitik sind – aufgrund der geringeren Ölnachfrage – die OPEC-Staaten: Im Szenario ppm550 sind maximale Wohlfahrtseinbussen von -1.22% zu konstatieren. Die Entwicklungsländer dürfen im Szenario ppm550 mit recht deutlichen Wohlfahrtsgewinnen von 0.36% rechnen. Die Wohlfahrtsgewinne stammen aus dem Verkauf von CO₂-Emissionsrechten an Länder mit hohen Pro-Kopf-Emissionen und hohen Minderungskosten. Die Industrieländer müssen nur im ppm550-Szenario grössere Wohlfahrtseinbussen in Kauf nehmen, die restlichen Szenarien sind mit deutlich tieferen Wohlfahrtseinbussen verbunden.

Schweizer Wohlfahrtseinbussen abhängig vom Flexibilisierungsgrad

Im internationalen Vergleich liegen die Wohlfahrtsverluste für die Schweiz bei vollständiger Flexibilität leicht über dem Durchschnitt der Industrieländer, weil auch die relativen Minderungsziele der Schweiz als überdurchschnittlich angenommen wurden. Im Szenario ppm550 kommt die Schweiz im Umkehrschluss relativ günstig weg, weil andere Industrieländer höhere Minderungsleistungen erbringen müssen. Für die Schweiz steigen die Wohlfahrtsverluste mit dem Anteil der CO₂-Minderung, die im Inland zu leisten ist. Die grössten Wohlfahrtseinbussen hat die Schweiz im Szenario SGE, unter der Annahme, dass sie die Reduktionsverpflichtung vollumfänglich im Inland tätigen will: Die Wohlfahrtseinbusse von 0.29% entspricht rund 1.1 Mrd. CHF pro Jahr (durchschnittlicher jährlicher Konsumverlust bis 2050 zu Preisen von 2001). Lässt man zu, dass 50% der Reduktionsverpflichtungen im Ausland erbracht werden, reduziert sich der Wohlfahrtsverlust im Szenario SGE von 0.29% auf 0.14%, oder von 1.1 auf 0.5 Mrd. pro Jahr. Die Erhöhung des Flexibilisierungsgrads auf 50% bringt also eine Wohlfahrtsverbesserung von 0.6 Mrd. pro Jahr. Der weitere Wohlfahrtsgewinn von der 50%-Flexibilisierung auf eine vollständige Flexibilisierung ist etwas weniger ausgeprägt: Der Wohlfahrtsverlust reduziert sich dabei von 0.5 auf 0.3 Mrd. CHF im Szenario SGE.

Der Sekundärnutzen einer ambitionierten Schweizer Klimapolitik

Eine engagierte Klimapolitik reduziert typischerweise mit dem Ausstoss von CO₂ auch andere Schadstoffe (Partikel, NO_x, SO₂, VOCs etc.), so dass die externen Kosten sinken und die Wohlfahrt im Vergleich zu einer Betrachtung ohne externe Kosten steigt (so genannter Sekundärnutzen). Den grössten Sekundärnutzen erhält man bei einer ambitionierten Schweizer

Klimapolitik, die möglichst ihre Reduktionsverpflichtung im Inland erbringt (Szenario SGE bei 0% Flexibilität): Hier führen die geringeren externen Kosten dazu, dass der Wohlfahrtsverlust statt 0.29% nur 0.24% beträgt. Die vermiedenen externen Kosten entsprechen also einem Wohlfahrtsgewinn von 0.05%. Gemäss den hier vorliegenden Berechnungen können die vermiedenen externen Kosten die Wohlfahrtseinbussen nicht verhindern, aber doch ein wenig reduzieren. Es bleibt – auch unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen – so, dass die Wohlfahrtsverluste bei höherer Kompensation im Ausland geringer ausfallen. Aber der Unterschied zwischen einer vollständigen Flexibilisierung und einer Minderung, die vollständig in der Schweiz passiert (ohne Kompensation im Ausland), ist bei Berücksichtigung der Sekundärnutzen geringer.

Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Simulationen internationaler klimapolitischer Szenarien mit dem dynamischen Mehrländer-Gleichgewichtsmodell **MultiSWISSEnergy** sind nicht als Prognose zu verstehen. Vielmehr lassen sich die ökonomischen und klimapolitischen Zusammenhänge, die in einer globalisierten Welt relevant sind, anhand der Ergebnisse illustrieren. Zudem kann die ungefähre Grössenordnung der zugrunde liegenden langfristigen Effekte eingeschätzt werden. Einige wichtige Aussagen, die aus der Arbeit zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen abgeleitet werden können, sind:

- Die von den befragten Experten als wahrscheinlich erachteten **globalen** Emissionsminderungs-Szenarien sind wenig ambitiös und aus klimapolitischer Sicht unzureichend.
- Die internationalen CO₂-Preise bleiben unter diesen Vorgaben über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg sehr moderat (bis 2035 maximal 31 CHF/Tonne CO₂).
- Die Minderungskosten sind in der Schweiz im internationalen Vergleich sehr hoch. Folglich spielt für die Kosten der Schweizer Klimapolitik die Flexibilität hinsichtlich des Zukaufs ausländischer CO₂-Zertifikate eine grosse Rolle. Je höher der Anteil der CO₂-Kompensationen im Ausland, desto niedriger die Konsum- bzw. Wohlfahrtseinbussen.
- Es findet ein Strukturwandel zugunsten weniger CO₂-intensiver Branchen statt, allerdings nur in geringem Masse. Der Bausektor kann von vermehrten Investitionen in Wärmedämmung profitieren.
- Eine aktive, ambitionierte Klimapolitik ist nicht gratis zu haben: Die Schweiz muss mit – quantitativ allerdings sehr geringen – Wohlfahrtseinbussen rechnen. Die Auswirkungen auf Konsum und Wohlfahrt sind auch dann moderat, wenn die Schweiz ihre Zielvorgaben ohne internationalen CO₂-Zertifikatehandel erreichen will.
- CO₂-Minderungen führen tendenziell zur Minderung anderer Schadstoffe, so dass klimapolitische Anstrengungen die externen Kosten ökonomischer Aktivitäten senken.
- Allein auf der Basis der Simulationen kann keine Aussage über die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Klimapolitiken gemacht werden, da die Nutzen des Klimaschutzes nicht berücksichtigt wurden. Insbesondere bedeuten negative Vorzeichen bei den Wohlfahrtseffekten nicht, dass diese auch nach einer Berücksichtigung der Nutzen des Klimaschutzes Bestand hätten.

1 Einleitung und Fragestellung

Das Kyoto-Protokoll und die Schweizer Verpflichtungen

Anfang 2005 ist das Kyoto-Protokoll in Kraft getreten. Damit hat das erste internationale Abkommen mit verbindlichen Zielen für die Reduktion des Treibhausgas-Ausstosses rechtlich bindende Wirkung erlangt. Im Kyoto-Protokoll verpflichteten sich 37 Schwellen- und Industrieländer, bis zum Jahr 2012 ihre Treibhausgas-Emissionen um durchschnittlich 5% unter das Niveau des Jahres 1990 zu reduzieren. Um eine effiziente Zielerreichung zu ermöglichen, werden im Protokoll drei marktbasierende Mechanismen definiert, welche den internationalen Handel mit Emissionsrechten erlauben. Die Schweiz hat das Kyoto-Protokoll im Jahr 2003 ratifiziert. Damit ist sie die Verpflichtung eingegangen, ihren Ausstoss von Treibhausgasen bis ins Jahr 2012 um 8% gegenüber 1990 zu vermindern. Einige Instrumente zur Erreichung dieses Ziels sind bereits eingeführt worden (freiwillige Vereinbarungen, Klimarappen), andere befinden sich in Vorbereitung (CO₂-Abgabe).

Grosse Unsicherheit zur künftigen globalen Klimapolitik

Die Ziele des Kyoto-Protokolls gelten für den Zeitraum 2008 - 2012. Die Diskussionen über die Weiterentwicklung des Protokolls haben erst kürzlich begonnen. Das bedeutet, dass die Entwicklung der globalen Klimapolitik langfristig mit grossen Unsicherheiten behaftet ist. Sie kann deshalb nur mit Hilfe von Arbeitshypothesen, die in mögliche Szenarien münden, der quantitativen Berechnung zugeführt werden. Der Grund für diese grosse Unsicherheit liegt in einem fundamentalen Anreizproblem beim Klimaschutz als öffentliches globales Gut – dem Trittbrettfahrerproblem (siehe nachfolgender Exkurs).

Die Schweizer Energieperspektiven 2035

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energie (BFE) im Herbst 2003 das Projekt „Energieperspektiven 2035“ lanciert. Im Rahmen des Projekts werden Szenarien für die Erzeugung und den Verbrauch von Energie in der Schweiz bis im Jahr 2035 entwickelt. Dazu wurden spezifische Energiemodelle entwickelt und auf vier Szenarien angewendet. Die erarbeiteten Energiemodelle sind sektorspezifische bottom-up Modelle (Haushalte, Dienstleistung, Industrie, Verkehr auf der Nachfrageseite und ein Stromproduktionsmodell auf der Angebotsseite). Die **vier Szenarien** der Energieperspektiven lauten wie folgt:

- Szenario I: Das Referenzszenario „Weiter wie bisher“ geht von den bestehenden Politikinstrumenten aus.
- Szenario II: „Verstärkte Zusammenarbeit“ zwischen Staat und Wirtschaft. Dieses Szenario beinhaltet eine Verschärfung der Vorschriften für Gebäude, Fahrzeuge und Geräte. Zudem werden Förderprogramme und eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffen eingeführt.
- Szenarien III (Neue Prioritäten) und IV (Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft): In diesen beiden Szenarien setzt die Politik neue Prioritäten bezüglich des CO₂-Ausstosses und des Energieverbrauchs pro Kopf. Für die Umsetzung kommen eine Verschärfung bestehender Vorschriften sowie neue Instrumente und eine ökologische Steuerreform in Frage.

Im Rahmen des Projekts Energieperspektiven wird auch untersucht, mit welchen Technologien der von den bestehenden AKWs erzeugte Strom produziert werden könnte, wenn diese am Ende ihrer Lebensdauer angelangt sind.

Fragestellung des vorliegenden Berichts

Die „Energieperspektiven 2035“ befassen sich mit der Erzeugung und dem Verbrauch von Energie in der Schweiz. In der vorliegenden Studie wird diese nationale Betrachtung um die **internationale Dimension** ergänzt. Das Ziel der Untersuchung ist, die **wirtschaftlichen Folgen** der Schweizerischen Energie- und Klimapolitik unter Berücksichtigung der Entwicklung der globalen Klimapolitik abzuschätzen. Die Analyse soll Antworten auf folgende Fragen liefern:

- Wie sind die Schweizer Energieperspektiven im internationalen Kontext zu positionieren?
- Wie hoch sind die Kosten von selbst auferlegten Einschränkungen bei der Nutzung der marktbasierenden Mechanismen der Klimapolitik (Handel mit internationalen Treibhausgas-Zertifikaten)?
- Welches sind die wirtschaftlichen Auswirkungen einer aktiven Klimapolitik?
- Mit welchen Wohlfahrtseffekten und positiven Nebeneffekten (Sekundärnutzen) kann bei der Umsetzung der klimapolitischen Szenarien gerechnet werden?

Vorgehen und Aufbau des Berichts

Für die Untersuchung dieser Fragen wurde das Modell **MultiSWISSEnergy** entwickelt. MultiSWISSEnergy ist ein dynamisches Mehrländer-Gleichgewichtsmodell mit 6 Weltregionen und 12 Industrie- und Dienstleistungssektoren. Das Modell verfügt über eine detaillierte Repräsentation der Sektoren Energie, Verkehr und Wärme in der Schweiz. Neben dem Handel mit Gütern und Dienstleistungen bildet es auch den internationalen Handel mit Emissionsrechten ab. Das Kapitel 2 beschreibt das Modell MultiSWISSEnergy in den Grundzügen.

In der vorliegenden Untersuchung wurden fünf klimapolitische Szenarien berechnet. Diese wurden kombiniert mit unterschiedlichen Annahmen zum Schweizer Stromerzeugungsmix und zur Flexibilisierung, d.h. zum Anteil der Minderungsverpflichtungen, welcher im Ausland eingelöst werden kann (insgesamt wurden rund 100 Simulationen bzw. Szenarienkombinationen berechnet). Für alle fünf Szenarien werden – basierend auf einer Expertenumfrage – Annahmen bezüglich der internationalen Klima- und Energiepolitik getroffen. Kapitel 3 beschreibt die wichtigsten Erkenntnisse aus der Befragung Schweizer Energie- und Klimaexperten sowie die daraus abgeleiteten Annahmen zu den Szenarien. Die Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und Energie werden in Kapitel 4 aufgeführt. Kapitel 5 analysiert die volkswirtschaftlichen Auswirkungen, welche im Kapitel 6 einer Sensitivitätsanalyse unterzogen werden. Die Schlussfolgerungen sind im Kapitel 7 zusammengestellt. Der Anhang dokumentiert den Dateninput (Kapitel 8) und die Herleitung der benutzten externen Kosten zur Berechnung der Sekundärnutzen (Kapitel 9).

Exkurs: Trittbrettfahrerproblem – kooperatives versus nicht-kooperatives Verhalten

Aus supranationaler Sicht sollte solange Geld für Klimaschutzmassnahmen ausgegeben werden, bis die zusätzlichen Kosten gerade dem zusätzlichen (monetären) Nutzen vermiedener Klimaschäden entsprechen. Diese aus kollektiver Sicht wünschenswerte Vorgehensweise kommt aber nicht zum Tragen, wenn die verschiedenen Länder strikt ihr Eigeninteresse im Rahmen der internationalen Klimaschutzpolitik verfolgen. Die grundsätzliche Argumentation ist einfach: Unabhängig davon, wer die Klimaschutzmassnahme finanziert, kommt Klimaschutz letztendlich allen Ländern zugute, denn Treibhausgase sind Globalschadstoffe, die sich gleichmässig in der Atmosphäre verteilen. Zudem hat der Beitrag eines einzelnen Landes einen eher marginalen Einfluss auf das Weltklima. So werden die globalen Kohlendioxidemissionen sogar bei einer erfolgreichen Umsetzung des Kyoto-Protokolls in den nächsten Jahrzehnten weiter erheblich steigen, weil der prognostizierte Anstieg des Energieverbrauchs in den Entwicklungsländern die Emissionsminderungen in den Industrieländern überkompensiert.

Klimaschutz macht also nur Sinn, wenn möglichst viele Staaten einen Beitrag leisten. Dem steht jedoch entgegen, dass nationale Emissionsminderungen spürbare volkswirtschaftliche Kosten in den jeweiligen Ländern verursachen. Damit ergibt sich aus Sicht des einzelnen Staates ein erhebliches ökonomisches Anreizproblem: Verhält sich der „Rest der Welt“ nicht kooperativ, d.h. leisten die übrigen Länder keinen Beitrag zum Klimaschutz, dann ist es für einen einzelnen Staat aus ökonomischer Sicht rational, ebenfalls keine Klimaschutzanstrengungen zu unternehmen. Unilaterale Emissionsminderungsmassnahmen hätten nämlich kaum einen stabilisierenden Effekt auf das Weltklima, würden aber merkbare Kosten verursachen. Im Endeffekt würde das betreffende Land durch Klimaschutz wirtschaftlich belastet. Mindert andererseits der „Rest der Welt“ seine Treibhausgasemissionen, so wird ein ökonomisch rational handelnder Staat ebenfalls keinen Beitrag zu den Minderungsanstrengungen der übrigen Länder beisteuern. Er profitiert nämlich bereits von den Klimaschutzmassnahmen der übrigen Länder. Ein eigener zusätzlicher Beitrag würde seinen Nutzen kaum erhöhen, aber spürbare Kosten verursachen. Stellen nun alle Staaten diese Überlegungen an, kommt letztlich kein Klimaschutz zustande, obwohl dieser von allen Beteiligten gewünscht wird. Die Staatengemeinschaft befindet sich somit in einem Klima-Dilemma: Alle könnten sich durch Kooperation besser stellen, jeder einzelne Staat hat aber keinen Anreiz, sich kooperativ zu verhalten.

Die Nationen können im bestehenden internationalen Ordnungsrahmen nicht dazu gezwungen werden, gegenseitige Kooperationsversprechen einzuhalten. Kooperation zwischen souveränen Staaten kann nur freiwillig erfolgen. Dabei besteht für jeden Staat ein Anreiz, Kooperationen nicht einzuhalten bzw. Trittbrett zu fahren. Mögliche Straf- bzw. Entschädigungszahlungen, die auferlegt werden, wenn sich einzelne Länder nicht an gegenseitige Abmachungen halten, sind solange wirkungslos, wie es kein supranationales Schiedsgericht gibt. Ein denkbarer Weg, die Einhaltung von internationalen Abkommen zu erzwingen, wäre die Verknüpfung von Klimaschutzpolitik mit anderen wirtschaftspolitischen Feldern wie zum Beispiel der internationalen Handelspolitik. Staaten hätten dann einen Anreiz, Emissionsminderungsverpflichtungen einzugehen und ihnen nachzukommen, wenn sie bei Zielverfehlung damit rechnen müssten, durch Nachteile bei Handels- oder Technologieabkommen bestraft zu werden.

2 MultiSWISSEnergy im Überblick

2.1 Methodischer Ansatz und allgemeine Modellstruktur

Die quantitative Analyse der wirtschaftlichen und emissionsseitigen Auswirkungen von Klimapolitiken erfolgt mit einem dynamischen Mehrländermodell der Weltwirtschaft. Wirtschaftstheoretische Grundlage des Modells ist die Allgemeine Gleichgewichtstheorie. Modelle vom Typ des Allgemeinen Gleichgewichts sind in der angewandten Wirtschaftsforschung bei der Analyse handels-, finanz- und umweltpolitischer Fragestellungen weit verbreitet. Auf der Grundlage mikroökonomisch fundierter Verhaltensannahmen sind sie in hohem Masse dazu geeignet, die Allokationseffekte veränderter Rahmenbedingungen für die Gesamtwirtschaft aufzuzeigen. Hierzu zählen die Auswirkungen auf sektorale Produktionsstrukturen, Konsum und Investitionen, Aussenhandel, Beschäftigung oder funktionale Einkommensverteilung. Ein geschlossener analytischer Ansatz gewährleistet methodische Konsistenz bei der Berücksichtigung von Wechselwirkungen auf nationalen und internationalen Märkten. Die Differenzierung nach Regionen und Industriesektoren sowie verschiedenen Haushaltstypen erlaubt eine disaggregierte Untersuchung der wirtschaftlichen Auswirkungen von Politikmassnahmen.

Die längerfristige Zeitdimension der Fragestellung erfordert einen dynamischen Modellansatz, mit dem der Anpassungspfad der Volkswirtschaften auf dem Weg zum neuen langfristigen Gleichgewicht analysiert werden kann. Dabei hängen die Reaktionen der Wirtschaftssubjekte im Modell entscheidend von den Annahmen über ihre Zukunftserwartungen ab.

- Bei myopischen Zukunftserwartungen wird unterstellt, dass die Wirtschaftssubjekte kein Wissen über die Zukunft haben: Sie gehen davon aus, dass der gegenwärtige Zustand auch in Zukunft bestehen bleibt und entscheiden systematisch falsch, da sie sich nicht auf zukünftige Entwicklungen einstellen.
- Logisch konsistent ist die Annahme perfekter Voraussicht, wobei die Wirtschaftssubjekte zukünftige Preise korrekt antizipieren.¹ Vor diesem Hintergrund ist MultiSWISSEnergy als intertemporales Modell mit rationalen Erwartungen formuliert. Die intertemporale Spezifikation ist lösungstechnisch anspruchsvoller (da alle Zeitperioden simultan gelöst werden müssen), sie gewährleistet jedoch plausiblere Modellergebnisse, insbesondere hinsichtlich der Auswirkungen wirtschaftspolitischer Eingriffe auf die intertemporale Allokation von Konsum und Sparen (bzw. Investitionen) und auf den Abbau erschöpfbarer Ressourcen.

Die geschlossene (konsistente) Wirkungsanalyse einer Veränderung internationaler Rahmenbedingungen – wie zum Beispiel globaler Treibhausgasemissionsrestriktionen – erfordert grundsätzlich einen internationalen, vorzugsweise multiregionalen Modellansatz, in dem die wechselseitigen Abhängigkeiten nationaler Volkswirtschaften über den internationalen Handel abgebildet werden. Aus Sicht einer kleinen offenen Volkswirtschaft wie der Schweiz

¹ Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen könnten prinzipiell über eine stochastische Modellformulierung berücksichtigt werden.

können die Auswirkungen auf heimische Produktions- und Konsumstrukturen erheblich von den internationalen Rückwirkungen bestimmt werden. Die internationalen Rückwirkungen werden üblicherweise durch Veränderungen der realen Austauschverhältnisse von Gütern und Dienstleistungen – den Terms of Trade – charakterisiert. Wegen der Bedeutung der internationalen Verflechtung für die Untersuchung nationaler ökonomischer Effekte ist MultiSWISSEnergy als Welthandelsmodell formuliert, in dem neben der Schweiz die wichtigsten geopolitischen Wirtschaftsregionen über bilaterale Handelsbeziehungen explizit dargestellt sind. Dabei ist jede Region in differenzierten Produktions-, Konsum- und Aussenhandelsstrukturen erfasst (vgl. Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1: Sektoren und Regionen in MultiSWISSEnergy (verwendete Aggregation)

Produktionssektoren	Länder und Regionen
<i>Energiesektoren</i>	Schweiz
Rohöl	EU25 – Europäische Union
Raffinerieprodukte	USA
Erdgas	OPEC-Staaten
Kohle	Andere Industrieländer
Elektrizität	Entwicklungsländer (inkl. Schwellenländer)
<i>Andere Sektoren</i>	
Land- und Forstwirtschaft	Produktionsfaktoren
Chemie und Kunststoffe	Arbeit
Maschinenbau	Kapital
Hoch- und Tiefbau	Konstanter Faktor für Kohle
Transport	Konstanter Faktor für Erdgas
Sonstige Industrie	Konstanter Faktor für Rohöl
Sonstige Dienstleistungen	

Sektorale Disaggregation

Auf der Produktionsseite werden auf Grundlage verfügbarer Input-Output-Tabellen verschiedene Güter- und Dienstleistungssektoren unterschieden. Im Hinblick auf energie- und klima- bzw. umweltpolitische Fragestellungen kommt der Beschreibung der Energiewirtschaft eine besondere Bedeutung zu. Die Abbildung verschiedener Energiesektoren (Erdöl, Gas, Mineralölprodukte, Strom) ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der Energie- und Emissionsintensitäten wirtschaftlicher Aktivitäten sowie die Berücksichtigung unterschiedlicher Substitutionsmöglichkeiten zwischen Energieträgern. Bei der Darstellung von Nichtenergiesektoren berücksichtigt das Modell wichtige branchenspezifische Unterschiede in Faktorintensitäten, dem Grad an Faktorsubstitutionsmöglichkeiten und Preiselastizitäten der Güternachfrage, um Strukturwandel als Folge der Veränderung von (wirtschaftspolitischen) Rahmendaten analysieren zu können.

Preisabhängige Substitutionsmöglichkeiten in Produktion und Konsum

Geschachtelte Kostenfunktionen mit konstanten Substitutionselastizitäten (CES) beschreiben die Substitutionsmöglichkeiten in der heimischen Produktion zwischen Kapital, Arbeit, Energie- und Materialinputs (KLEM). Das Materialaggregat setzt sich in allen Sektoren aus nicht-energetischen Inputs zusammen, die in einem fixen Einsatzverhältnis zueinander stehen. Innerhalb des Energieaggregats werden die Substitutionsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Energieträgern über CES-Funktionen beschrieben. Die flexible KLEM-Spezifikation von Technologien erlaubt eine umfassende Darstellung von Substitutionsmöglichkeiten in der Produktion, einschliesslich der Energieträgersubstitution innerhalb des Energieaggregats (fuel switching) und der Substitution zwischen Energie und anderen Produktionsfaktoren (Energieeinsparung). Konsummöglichkeiten der Haushalte werden durch geschachtelte CES-Funktionen wiedergegeben, die auf unterschiedlichen Ebenen die Substitutionsmöglichkeiten zwischen Nichtenergiegütern und Energiegütern abbilden.

Internationaler Handel

Im Aussenhandel können inländische und ausländische Produkte der gleichen Kategorie wahlweise als vollkommene (Heckscher-Ohlin Annahme) oder unvollkommene (Armington-Annahme) Substitute betrachtet werden. International gehandeltes Rohöl und Kohle werden als perfekte Substitute für heimische Energieträger der gleichen Kategorie betrachtet – aus globalem Angebot und Nachfrage ergeben sich die jeweiligen internationalen (einheitlichen) Preise für diese Energieträger. Für alle übrigen Sektoren wird eine Heterogenität zwischen inländischen und ausländischen Produkten unterstellt.

Dynamisches Investitions- und Sparkalkül

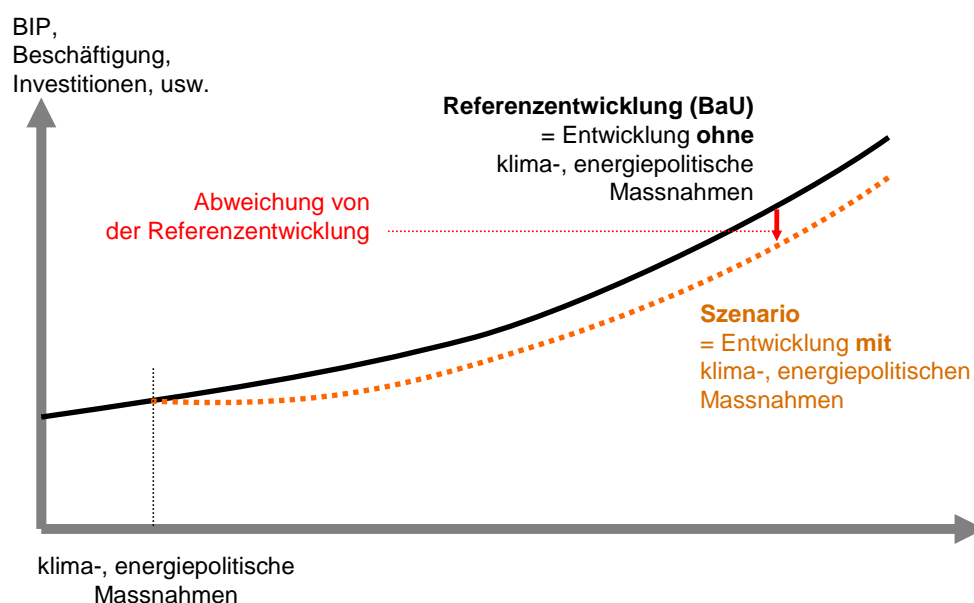
Das Investitions- und Sparniveau wird endogen durch Unternehmer und Haushalte mit rationalen Erwartungen bestimmt, die den Gegenwartswert von Unternehmen bzw. den Konsumnutzen über den Planungshorizont maximieren. Die intertemporale Allokation des Konsums und damit die Sparentscheidungen werden durch die Zeitpräferenz bestimmt, welche im Gleichgewicht dem internationalen Zinssatz entspricht. Zur Spezifizierung der Verbraucherpräferenzen wird eine intertemporal separierbare Nutzenfunktion verwendet, bei der sich der intraperiodige Konsumnutzen als eine CES-Funktion von Konsumgütern ergibt. Geeignete Bedingungen für das Investitionsverhalten in der letzten Modellperiode (so genannte terminal constraints) stellen dabei sicher, dass die Simulationsergebnisse in vorgelagerten Zeitperioden unabhängig von der Wahl des Modellhorizonts sind.

Modellgrenzen

Im Rahmen einer szenariengestützten Analyse erlaubt das Modell, die gesamtwirtschaftlichen Effekte veränderter Rahmenbedingungen im Vergleich zu einem Referenzfall – dem Business-as-Usual – zu quantifizieren. Abweichungen vom Referenzfall lassen sich auf Änderungen von Steuerungsparametern (Szenariovariablen) zurückführen und relativ zur Referenzentwicklung bewerten. Bei den numerischen Simulationsrechnungen geht es nicht

um eine Zukunftsprognose der wirtschaftlichen Entwicklung, sondern um die vergleichende Analyse von Preis- und Technologieszenarien im Bezug auf die Referenzentwicklung. Der Wert der szenariengestützten Analyse liegt damit nicht in zeitpunktbezogenen Absolutaussagen, sondern in Relativaussagen.

Grafik 2-1: Das Resultat der Modellrechnung zeigt sich als Differenz zum Referenzszenario



2.2 Spezielle Modellcharakteristika

Prozesstechnische Fundierung der Stromerzeugung für die Schweiz

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte veränderter Rahmenbedingungen werden in starkem Masse von den produktionsseitigen Anpassungsmöglichkeiten der Wirtschaft, d.h. der Verfügbarkeit technischer Alternativen bestimmt. Bei der modellhaften Abbildung technischer Substitutionsmöglichkeiten besteht ein Zielkonflikt zwischen prozesstechnischer Detailinformation und der näherungsweise Erfassung vieler konkreter Einzelprozesse durch eine abstrakte Aggregattechnologie. Einerseits ist eine aggregierte Beschreibung zur Reduktion der Komplexität in einem gesamtwirtschaftlichen Modell notwendig. Andererseits fördert die technologische Fundierung der Substitutionspotenziale über Einzeltechnologien die Realitätsnähe und damit die Aussagefähigkeit einer Analyse. MultiSWISSEnergy erlaubt es, neben einer aggregierten Beschreibung sektoraler Produktionsmöglichkeiten über CES-Funktionen, konkrete Technologieoptionen eines Industriezweigs mittels der in partialanalytischen Technologiemoellen weit verbreiteten linearen Aktivitätsanalyse darzustellen. Alternative Technologien können einzeln oder in Kombinationen entsprechend ihrer Kapazitätsobergrenzen betrieben werden. Technologischer Fortschritt lässt sich über konkrete Zukunftstechnologien berücksichtigen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Die Charakterisierung der Produktionsmöglichkeiten eines Sektors über technologiespezifische

Input- bzw. Kostenstrukturen sowie Kapazitätsobergrenzen führt zu den für die lineare Aktivitätsanalyse typischen Kosten-Potenzial-Kurven.

Ändern sich im Zuge wirtschaftspolitischer Eingriffe die Relativpreise, können bisher inaktive Technologien wirtschaftlich (aktiv) und vormals aktive Technologien unrentabel (inaktiv) werden.

Für die Schweiz werden in MultiSWISSEnergy die Stromerzeugungsoptionen aktivitätsanalytisch beschrieben. Wir unterscheiden neun Erzeugungstechnologien und drei Lastbereiche und berücksichtigen das Ende der technischen Lebensdauern bestehender Kraftwerke. Im Einzelnen:

- Laufwasserkraft (57% Grundlast, 43% Mittellast)
- Speicherwasserkraft (Befriedigung der Spitzenlast, 10% Grundlast, Rest Mittellast)
- Kernkraft (Grundlast)
- GuD - Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (65% Grund-, 25% Mittel-, 10% Spitzenlast)
- Windkraft (90% Mittellast, 10% Grundlast)
- Photovoltaik (Mittellast)
- Biogas (und Biomasse) (65% Grundlast, 25% Mittellast, 10% Spitzenlast)
- Kehrichtverbrennungsanlagen (68% Grundlast und 32% Mittellast)
- Geothermie (Grundlast)

Kosten und Kapazitätslimiten wurden mit den von Prognos für die Energieperspektiven verwendeten Annahmen (Energieperspektiven, Szenario III) abgeglichen (vgl. Anhang A).

Substitutionspotenziale im Verkehr und bei der Raumwärme

In der Schweizer Energie- bzw. CO₂-Emissionsbilanz spielen Verkehr und Raumwärme eine wichtige Rolle. Diese Bereiche müssen im Modell explizit erfasst werden, damit die Anpassungsreaktionen an CO₂-Minderungsvorgaben in der Schweiz problemadäquat simuliert werden können. Gegenüber der in Tabelle 2-1 aufgeführten Abgrenzung bzw. Aggregation der Produktionsbereiche wird im Modell MultiSWISSEnergy für die Schweiz eine zusätzliche Verfeinerung auf Basis der Schweizer Input-Output-Tabelle und Energiebilanz vorgenommen: Der Transportsektor wird in die Segmente „Öffentlicher Verkehr“ und „Privatverkehr“ aufgeteilt; die Wärmeproduktion wird als separater Sektor herausgerechnet. Damit lassen sich im Verkehr die beiden Verkehrssegmente in den spezifischen Treibstoffcharakteristiken und in der Wärmeerzeugung die alternativen Technologieoptionen (konventionelle fossile Wärmeerzeugung, Wärmepumpen, Wärmedämmung) unterscheiden.

Internationaler Emissionshandel

Zur marktkonformen effizienten Umsetzung von CO₂-Emissionsreduktionszielen sind im Kyoto-Protokoll für multilaterale Klimaschutzpolitiken so genannte flexible Mechanismen vorgesehen: Neben internationalem Emissionshandel (IET – international emissions trading) sind auch projektbasierte Emissionsminderungen über Joint Implementation (JI) mit Industrie- und Transformationsländern bzw. den Clean Development Mechanism (CDM) mit Entwick-

lungsländern möglich. Projektbasierte Emissionsminderungen werden dem Investor als handelbare Zertifikate gutgeschrieben. Dabei können erhebliche Transaktionskosten – z.B. durch langwierige Akkreditierungs- oder Monitoringverfahren – entstehen. Das Potenzial der flexiblen Instrumente kann zudem durch Supplementarity-Vorschriften eingeschränkt werden, falls politisch gewünscht wird, dass flexible Mechanismen nur ergänzend (supplemental) zu nationalen Vermeidungsanstrengungen eingesetzt werden sollen.

Grundsätzlich können in MultiSWISSEnergy auf regionaler Ebene exogene Emissionsminderungsvorgaben über den Zeitablauf spezifiziert werden, welche alternativ über nationale Politiken (wie zielkonforme CO₂-Steuern) oder international koordinierte Aktivitäten (wie multiregionalen Emissionshandel) umgesetzt werden können. Eine Unterscheidung von zwischenstaatlichem Emissionshandel (IET) und projektbasierten Emissionsreduktionsaktivitäten (JI und CDM) erfolgt im Modell über die Berücksichtigung regional unterschiedlicher Transaktionskosten, welche einen Kostenkeil zwischen die Angebots- und Nachfragepreise für CO₂ treiben. Zusätzlich können auf regionaler Ebene Supplementarity-Vorschriften erfasst werden.

Backstop-Technologien für CO₂

Neben den schon gegenwärtig genutzten Optionen zum Klimaschutz, wie z.B. Brennstoffwechsel von kohlenstoffreichen zu kohlenstoffarmen Energieträgern, der Steigerung der Effizienz in Kraftwerksprozessen, Energieeinsparungen bzw. Effizienzverbesserungen auf der Nachfrageseite usw., wird in zunehmendem Masse die Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus der fossilen Wärme-/Stromerzeugung als Option des zukünftigen Klimaschutzes diskutiert (so genannte CCS – carbon capture and storage). In MultiSWISSEnergy werden solche CO₂-Backstop-Optionen als exogene Kosten-Potenzial-Kurven berücksichtigt, die auf Basis von Experteneinschätzungen regional differenziert werden.²

Biokraftstoffe

Die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Biokraftstoffen ist neben fahrzeugtechnischen Massnahmen zur Effizienzsteigerung sowie Veränderungen des Verbrauchsverhaltens (Modal Split, Nachfrage nach Verkehrsdienstleistungen) eine zentrale Option im Transportsektor, fossile Rohstoffe zu ersetzen und Treibhausgase einzusparen. Dabei ist aber zu beachten, dass Biokraftstoffe in Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung stehen. In MultiSWISSEnergy werden Kosten und Potenziale von Biokraftstoffen (v.a. Ethanol) im Zeitablauf über verschiedene Regionen spezifiziert, ohne das Problem der Nahrungsmittelkonkurrenz von Biokraftstoffen detailliert zu analysieren. Je restriktiver die globalen Emissionsminderungsszenarien ausfallen, umso attraktiver wird die Erzeugung von Biokraftstoffen als CO₂-freies Substitut für fossile Treibstoffe.

² In den bottom-up-Energiemodellen der Energieperspektiven wurden diese Backstop-Optionen nicht berücksichtigt. Für die hier untersuchten Szenarien mit dem Gleichgewichtsmodell spielen diese Backstop-Optionen kaum eine Rolle, da der resultierende globale CO₂-Zertifikatepreise relativ tief ist (vgl. dazu die Ausführungen am Schluss des Kapitels 4.1).

3 Die klimapolitischen Szenarien

Bei den in dieser Studie untersuchten klimapolitischen Szenarien handelt es sich um internationale Szenarien, die mit Aspekten der Szenarien der Schweizer Energieperspektiven verknüpft werden. Nachfolgend stellen wir zuerst kurz die Schweizer Energieszenarien dar (vgl. Kapitel 3.1). Beim Referenzszenario (vgl. Kapitel 3.2) wurde auf Kompatibilität zwischen den Szenarien der Schweizer Energieperspektiven und der hier unterstellten Referenzentwicklung Wert gelegt. Die in diesem Bericht untersuchten klimapolitischen Szenarien sind nicht direkt den Schweizer Energieperspektiven zuzuordnen. Sie entsprechen einander aber zumindest in der Grössenordnung der Zielvorgaben (Minderungsverpflichtungen für CO₂, vgl. Kapitel 3.3).

3.1 Die Schweizer Energieszenarien

Die Szenarien für die „Energieperspektiven 2035“ werden mit sektorspezifischen bottom-up Modellen erarbeitet. Für die Sektoren Haushalte, Dienstleistungen, Industrie, Verkehr (Nachfrage) und Elektrizität (Angebot) gibt es je ein eigenes Modell. Für den Zeithorizont 2035 sind folgende **Szenarien** erarbeitet worden:

- **Szenario I:** Das **Referenzszenario „Weiter wie bisher“** geht von den bestehenden Politikinstrumenten aus.
- **Szenario II: „Verstärkte Zusammenarbeit“** zwischen Staat und Wirtschaft. Dieses Szenario beinhaltet eine Verschärfung der Vorschriften für Gebäude, Fahrzeuge und Geräte. Zudem werden verschiedene Förderprogramme und eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffen eingeführt.
- **Szenarien III (Neue Prioritäten) und IV (Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft):** In diesen beiden Szenarien setzt die Politik neue Prioritäten bezüglich des CO₂-Ausstosses und des Energieverbrauchs pro Kopf. Für die Umsetzung kommen eine Verschärfung bestehender Vorschriften sowie neue Instrumente und eine ökologische Steuerreform in Frage.

Die Auswirkungen eines höheren BIP und höherer Energiepreise sowie der Einfluss der Klimaerwärmung auf die Energienachfrage werden im Rahmen von **Sensitivitätsanalysen** untersucht.

Der **Ersatz der Kernkraftwerke** soll ebenfalls untersucht werden. Der Ersatz ist nach Ablauf der Nutzungsdauer³ nötig, also 2020 für das Kernkraftwerk Beznau I, 2022 für Beznau II, 2023 für Mühleberg, 2040 für Gösgen und 2045 für Leibstadt. Um die anfallende Versorgungslücke zu decken, wird eine grosse Zahl verschiedener Varianten gerechnet, u.a. Verzicht auf den Ersatz der Kernkraftwerke, Füllen der Lücke durch Importe, Ersatz durch fossilthermische Kraftwerke oder erneuerbare Energien.

³ Die Nutzungsdauern betragen gemäss Vorgaben der Energieperspektiven 50 Jahre für die Kraftwerke Mühleberg und Beznau I und II, und 60 Jahre für Gösgen und Leibstadt.

3.2 Das Referenzszenario

Das Referenzszenario ist als Business-as-Usual-Szenario (**BaU**) ohne klimapolitische Verpflichtungen angelegt. Die internationale Rahmenentwicklung wurde vom Referenzszenario des International Energy Outlook⁴ übernommen (vgl. Tabelle 3-1). Für die Schweiz entspricht die Referenzentwicklung der Energieperspektiven-Variante I mit BIP hoch. „BIP hoch“ wurde gewählt, um den insbesondere für die EU eher optimistischen internationalen Wachstums-schätzungen eine vergleichbare Schweizer Entwicklung gegenüberzustellen.

Tabelle 3-1: Annahmen zur langfristigen Entwicklung

		Schweiz	EU	Welt
Durchschnittliche	Bevölkerung	0.1	0.0	1.0
jährliche Verände- rung in %	Bruttoinlandprodukt	1.4	2.4	3.0
	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen *)	0.0	0.8	1.9
Ölpreis bis 2030: 30 US\$/Fass , ab 2030 - 2050 steigend auf 50 US\$/Fass (real zu Preisen 2003 **)				

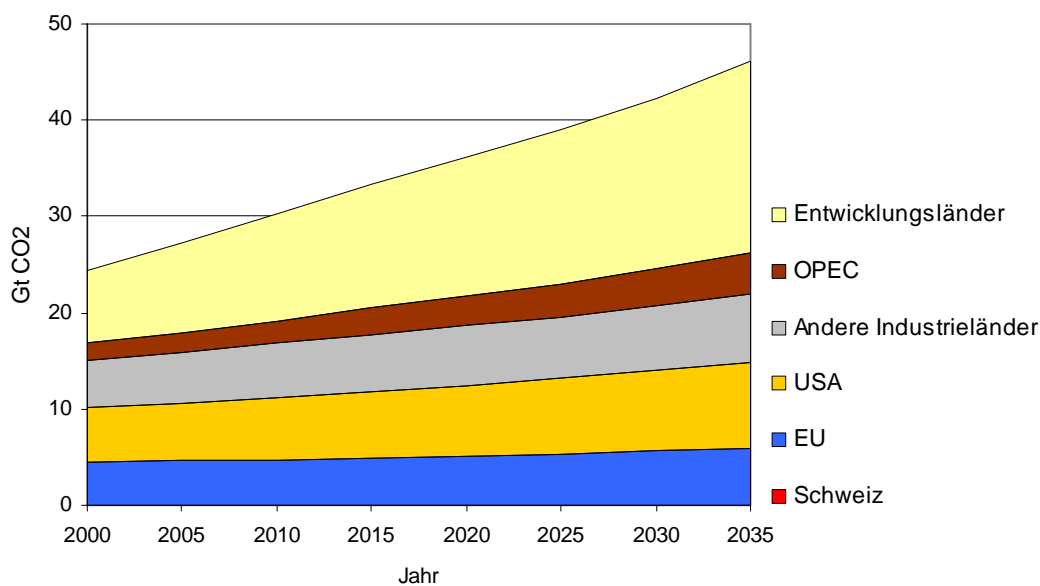
*) CO₂-Emissionswachstumsrate ohne die CO₂-Emissionen aus künftigen GuD-Kraftwerken.

**) Szenarien mit sehr hohen Ölpreisen (80\$ bzw. 100\$/Fass und mehr) wurden in einem speziellen Bericht veröffentlicht, vgl. dazu Ecoplan (2007), Auswirkungen langfristig hoher Ölpreise.

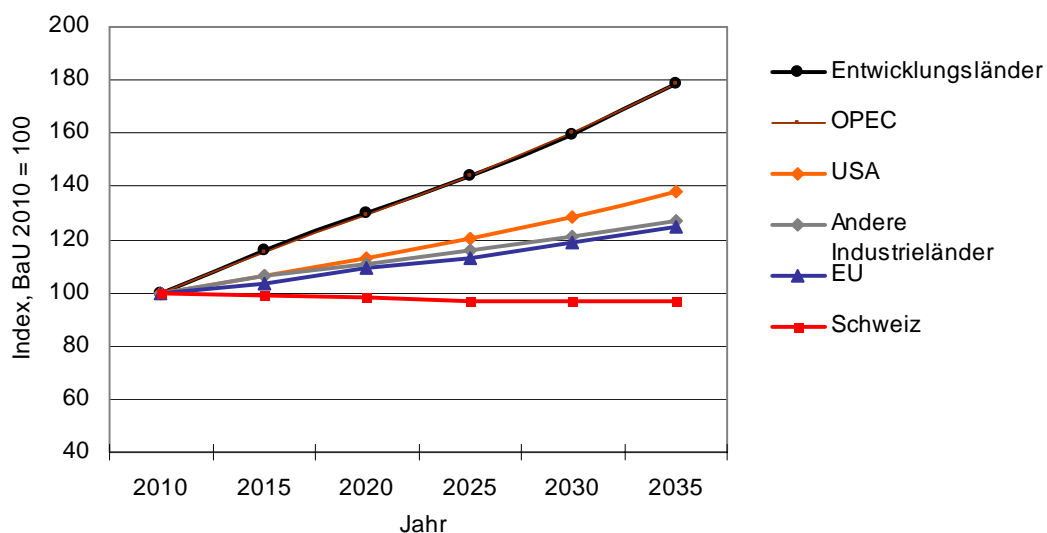
Grafik 3-1 zeigt, dass sich im Referenzszenario unter der angenommenen Rahmenentwicklung die energiebedingten globalen CO₂-Emissionen bis 2035 fast verdoppeln - dies als Folge der Abwesenheit griffiger klimapolitischer Massnahmen. Der Grossteil der Zunahme ist auf die stark wachsende Energienachfrage der Entwicklungsländer zurückzuführen. Die Schweiz – mit einem Anteil an den globalen CO₂-Emissionen von 1.6% im Jahr 2000 – ist auf der Grafik nicht zu sehen.

⁴ Vgl. Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy (2004): International Energy Outlook 2004, Washington, D.C.

Grafik 3-1: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen im Referenzfall, in Gigatonnen CO₂



Grafik 3-2: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen im Referenzfall für die einzelnen Regionen, indexiert (für die Schweiz wird die Entwicklung ohne GuD aufgezeigt)



Die Grafik 3-2 verdeutlicht, wie unterschiedlich sich die CO₂-Emissionen in den einzelnen Ländern bzw. Regionen entwickeln. Zwischen 2010 und 2035 ist im Referenzfall bei den Entwicklungsländern mit einer Zunahme der CO₂-Emissionen um 80% das höchste Wachst-

tum zu verzeichnen. Die Schweiz verzeichnet im Referenzfall – im Gegensatz zum Trend der Industrieländer – kein Wachstum der CO₂-Emissionen.

3.3 Die Szenarien in MultiSWISSEnergy

Die Szenarien in der hier vorliegenden Untersuchung zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen unterscheiden sich aufgrund der internationalen Dimension von den sonst in den Energieperspektiven betrachteten Szenarien. Es werden insgesamt **vier klimapolitische Szenarien** unterschieden.

Befragung Schweizer Klimaexperten

Die heute gültigen klimapolitischen Rahmenbedingungen reichen nur bis ins Jahr 2012. Was danach kommt, ist ungewiss. Die Schweiz wird sich jedoch bei der Ausgestaltung ihrer Klimapolitik auch von den Entwicklungen auf internationaler Ebene leiten lassen. Wir haben eine **Cross-Impact-Analyse**⁵ (CIM-Analyse) durchgeführt, die verschiedene Szenarien für die Klimapolitik auf globaler Ebene und in der Schweiz aufzeigt. Diese Szenarien wurden durch Schweizer Experten bezüglich ihrer Eintretenswahrscheinlichkeit bewertet. Die CIM-Analyse erlaubt es, Aussagen über die Wahrscheinlichkeit zu machen, dass eine bestimmte Kombination von Politik-Szenarien eintritt. Diese Möglichkeit haben wir uns zu Nutzen gemacht, um die Energieperspektiven-Szenarien mit möglichen Entwicklungen auf internationaler Ebene in Verbindung zu bringen.

Für die CIM-Analyse wurden 160 Schweizer Experten im Bereich der Klimapolitik befragt.⁶ Der Rücklauf betrug 49%. Die Experten wurden gebeten anzugeben, welchen Einfluss eine bestimmte Klimapolitik – gemessen an der **Reduktionsverpflichtung** gegenüber der Referenzentwicklung – auf die Wahl der Klimapolitik in anderen Ländern hat. Zum Beispiel: Wenn auf globaler Ebene eine sehr ambitionierte Klimapolitik zustande kommt, wie stark erhöht oder verringert dies die Wahrscheinlichkeit, dass die Schweiz oder die EU ebenfalls anspruchsvolle Reduktionsziele festlegen. Neben der Höhe der Reduktionsverpflichtung wurde für die Schweiz als zweites Merkmal der Klimapolitik der Grad der **Flexibilisierung** abgefragt. Damit ist gemeint, in welchem Ausmass die Schweizer Klimapolitik den Einsatz marktbasierter Instrumente im Klimaschutz erlaubt, d.h. welcher Prozentsatz der Schweizer Minderungsverpflichtungen durch Zukäufe ausländischer Emissionsrechte abgedeckt werden soll.

Langfristige Klimapolitik - Einschätzung Schweizer Klimaexperten

Skepsis gegenüber ambitionierten globalen Reduktionsverpflichtungen: Es zeigt sich, dass hohe Reduktionsverpflichtungen auf globaler Ebene als unwahrscheinlich eingeschätzt werden. Die Experten gehen überwiegend davon aus, dass die globale Minderungsverpflich-

⁵ Das Vorgehen entspricht demjenigen der weltweiten Expertenumfrage von Prof. Böhringer. Siehe Böhringer und Löscher (2005), *Climate Policy Beyond Kyoto: Quo Vadis?*

⁶ Eine detaillierte Beschreibung der Umfrage befindet sich in EcoPlan (2005), *Schweizer energie- und klimapolitische Szenarien im internationalen Kontext*.

tung gegenüber dem Referenzpfad im Jahre 2035 unter 25% liegt. Eine ambitionierte Klimapolitik mit mehr als 25% Emissionsminderungsverpflichtung gegenüber der Referenzsituation 2035 wird dagegen als sehr unwahrscheinlich erachtet.

Vorreiterrolle der EU: Die EU wird – im weltweiten Vergleich – als Vorreiter im Klimaschutz gesehen: deutlich mehr Experten halten eine ambitionierte Klimapolitik mit über 25 % Emissionsminderungsverpflichtung in der EU für wahrscheinlich als eine eher symbolische Klimapolitik mit unter 5% Emissionsminderungsverpflichtung.

Schweiz ohne grossen Einfluss: Die Mehrzahl der Experten sieht keinerlei Einfluss der Schweizer Emissionsminderungsverpflichtungen auf die Eintrittswahrscheinlichkeiten für EU-weite oder globale Emissionsminderungsverpflichtungen. Im Klartext: Hohe, selbst auferlegte Reduktionsverpflichtungen der Schweiz werden die EU-weiten bzw. globalen Reduktionsverpflichtungen nicht beeinflussen.

Die Schweiz wird sich von den Entwicklungen in der EU leiten lassen: Die Emissionsminderungsverpflichtungen für die EU und die Schweiz werden von den Experten als praktisch identisch gesehen. Die klimapolitischen Anstrengungen in der Schweiz hängen stark von entsprechenden Anstrengungen in der EU ab.

Hohe Flexibilisierung als notwendige Voraussetzung für hohe globale Reduktionsverpflichtungen: Hohe globale Reduktionsverpflichtungen gehen einher mit einem hohen Flexibilisierungsgrad. Dies widerspiegelt die Überzeugung, dass die Flexibilisierung von Emissionsminderungslasten eine *conditio-sine-qua-non* für die Akzeptanz effektiver zukünftiger Klimapolitik ist.

Hohe Schweizer Reduktionsverpflichtungen nur mit hoher Flexibilisierung: In Hinblick auf die Schweiz wird eine sehr starke bis vollständige Flexibilisierung der Minderungsverpflichtungen für unrealistisch betrachtet – Experten erwarten zum Grossteil eine Flexibilisierung von unter 50%. In Bezug auf die Schweizer Klimaschutzpolitik fördert aber ein höherer Flexibilisierungsgrad die Eintrittswahrscheinlichkeit von hohen Schweizer Emissionsminderungsverpflichtungen.

Annahmen zu den fünf klimapolitischen Szenarien

Aus diesen Ergebnissen der Expertenbefragung haben wir vier klimapolitische Szenarien entwickelt, welche die Szenarien der Energieperspektiven mit Annahmen zur internationalen Klimapolitik verbinden (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Von den Schweizer Energieszenarien zu den fünf klimapolitischen Szenarien

Schweizer Energieperspektiven und internationale Klimapolitik					
Internationale Klimapolitik	Schweizer Energieperspektiven				
	Szenario I Weiter wie bisher	Szenario II Verstärkte Zusammenarbeit	Szenario III Neue Prioritäten	Szenario IV Übergang zur 2000-Watt- Gesellschaft	
Business as Usual	<p>BaU (Referenz)</p> <p>Alibi</p> <p>wahrscheinliche Szenarien</p> <p>MGE (Mittleres globales Engagement)</p> <p>SGE (Starkes Globales Engagement)</p> <p>ppm550</p>				
«halbherzig» auf EU-Ebene, Rest der Welt abseits					
«griffig» auf EU-Ebene, Rest der Welt mit teilweiser Partizipation					
«ambitioniert» auf EU-Ebene, mit Partizipation Rest der Welt					
Die fünf klimapolitischen Szenarien					
Reduktionsverpflichtungen 2035 relativ zur Referenzentwicklung	Fünf klimapolitische Szenarien				
	BaU	Alibi	MGE	SGE	ppm550
Schweiz	0%	5%	25%	40%	22%
EU25	0%	5%	25%	40%	53%
restl. Industrieländer (inkl. USA)	0%	5%	15%	25%	57%
Entwicklungsländer (inkl. OPEC)	0%	0%	5%	15%	-1%

Der klimapolitische Wahrscheinlichkeitsraum umfasst die Szenarien „Alibi“, „Mittleres Globales Engagement“ (MGE) und „Starkes Globales Engagement“ (SGE), wobei „Alibi“ und MGE nach Experteneinschätzung die wahrscheinlichsten sind. Das Szenario „Alibi“ steht für eine wenig ambitionöse Klimapolitik in den Industrieländern. Die Entwicklungsländer übernehmen gar keine Reduktionsverpflichtungen. Das Szenario „Mittleres globales Engagement“ (MGE) sieht eine stringente Klimapolitik in der EU und etwas weniger starke Reduktionsverpflichtungen im Rest der Welt vor. Auf einer noch ambitionierteren Klimapolitik beruht das Szenario „Starkes globales Engagement“ (SGE).

Die hier untersuchten klimapolitischen Szenarien sind nicht exakt den Szenarien der Schweizer Energieperspektiven zuzuordnen. Für die Schweiz entsprechen die klimapolitischen Szenarien ungefähr den Energieperspektiven-Szenarien II (Alibi), III (MGE) und IV (SGE). Dabei ist aber Folgendes zu beachten: Bezogen auf die Energieperspektiv-Szenarien III und IV weisen die im Gleichgewichtsmodell berechneten Szenarien „Mittleres globales Engagement“ (MGE) und „Starkes globales Engagement“ (SGE) leicht weniger ambitionierte CO₂-Reduktionsziele aus (Reduktion um 25 Prozent statt 30 bis 39 Prozent für Szenario III, sowie

Reduktion um 40 Prozent statt 40 bis 48 Prozent für Szenario IV). Da die Energiemodelle neben leicht höheren CO₂-Reduktionen noch die genannte Restriktion auf dem Endenergieverbrauch pro Kopf kennen, ist davon auszugehen, dass die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Szenarien III und IV etwas stärker ausfallen als die im Kapitel 5 vorgestellten Auswirkungen für die Szenarien MGE und SGE. Letztere bilden also für die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Szenarien III bzw. IV eine untere Grenze.

Der Spielraum, den die Grenzen der in der Expertenbefragung abgefragten Kategorien ermöglichen, wurde bei der Zuordnung der Schweizer Ziele (MGE: -25%, SGE: -40%) nach oben hin voll ausgeschöpft, um eine möglichst gute Übereinstimmung mit den Szenarien III bzw. IV zu erhalten, ohne den Wahrscheinlichkeitsraum der Expertenbefragung zu verlassen. Im Folgenden werden die klimapolitischen Szenarien einzeln kurz vorgestellt.

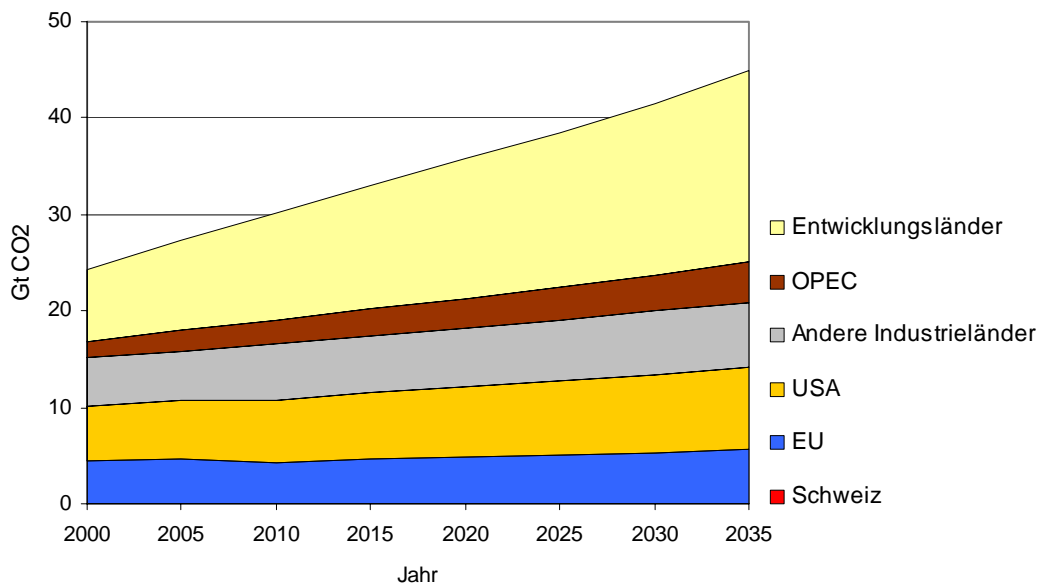
3.3.1 Szenario Alibi

Das Szenario „Alibi“ steht für eine wenig ambitionierte Klimapolitik in den Industrieländern. Die Entwicklungsländer übernehmen gar keine Reduktionsverpflichtungen. Für die Schweiz und die EU wird unterstellt, dass die Kyoto-Verpflichtungen eingehalten werden.

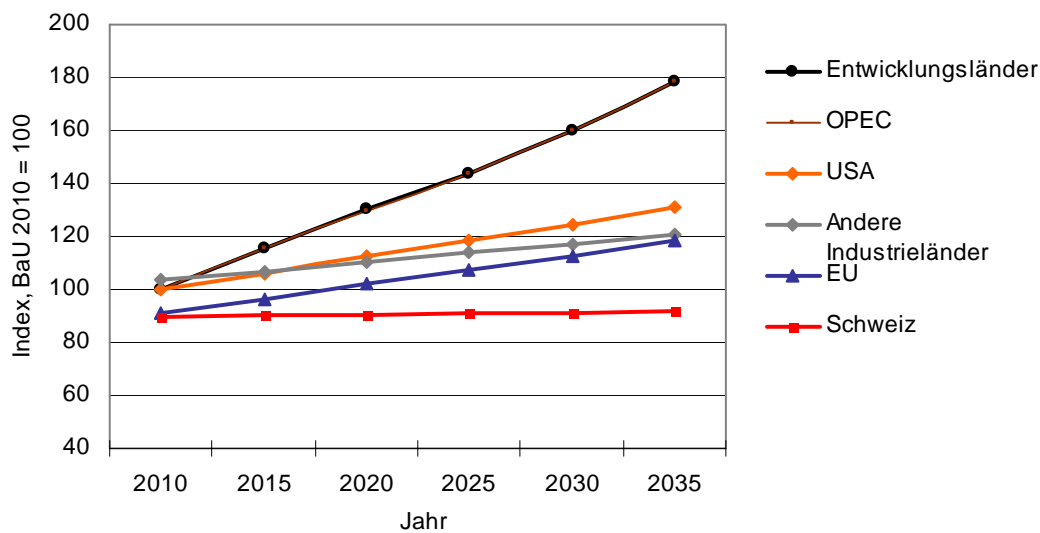
Die nachfolgende Grafik 3-3 sowie Grafik 3-4 zeigen nicht die tatsächlichen CO₂-Emissionen, sondern die Zuteilung der Emissionsrechte auf die einzelnen Länder und Regionen. Die tatsächlichen Emissionen werden von den zugeteilten Rechten abweichen, da ein Teil der Emissionsrechte verkauft (dann liegt die inländische CO₂-Emission unter den in den Grafiken dargestellten zugeteilten Emissionsrechten) bzw. Emissionsrechte zugekauft werden können (dann liegt die inländische CO₂-Emission über den in den Grafiken dargestellten zugeteilten Emissionsrechten).

Unter diesen Annahmen resultieren kaum Veränderungen gegenüber BaU. Die tieferen Emissionen im Jahre 2010 gegenüber dem Referenzszenario für die Schweiz und die EU sind auf die Kyoto-Ziele zurückzuführen. Da sich die USA dem Kyoto-Protokoll bisher nicht angeschlossen haben, wurde unterstellt, dass sie im Szenario Alibi bis 2010 keine speziellen klimapolitischen Anstrengungen unternehmen. Dasselbe gilt auch für die Entwicklungsländer, die keine quantitativen Kyoto-Ziele haben. Die anderen Industrieländer liegen im Jahr 2010 sogar leicht über dem Referenzszenario. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kyoto-Ziele für Russland und die Ukraine deutlich über ihren aktuellen Emissionen liegen (diese überschüssigen Emissionsrechte werden gemeinhin als „hot air“ bezeichnet).

Grafik 3-3: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario Alibi, in Gigatonnen CO₂



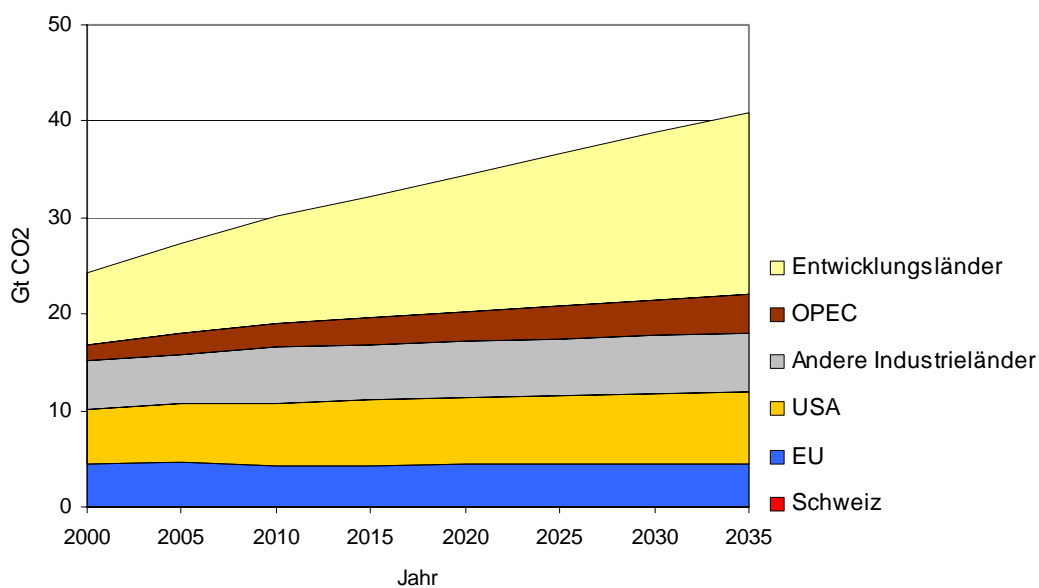
Grafik 3-4: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario Alibi für die einzelnen Regionen, indexiert mit BaU 2010 = 100



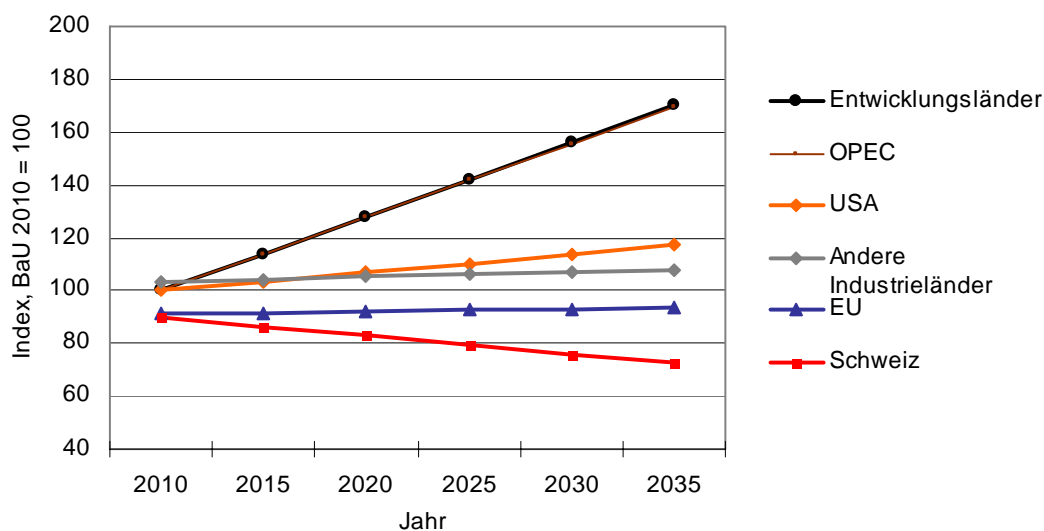
3.3.2 Szenario Mittleres globales Engagement – MGE

Das Szenario „Mittleres globales Engagement“ (MGE) sieht eine ambitionierte Klimapolitik in der EU und etwas weniger starke Reduktionsverpflichtungen im Rest der Welt vor. Die globalen CO₂-Emissionen nehmen in diesem Szenario ab 2010 weniger stark zu. Sie liegen im Jahr 2035 im Szenario MGE rund 7 Gigatonnen unter den Emissionen im Referenzfall. Die EU und die anderen Industrieländern stabilisieren – mit Ausnahme der USA – nach 2010 annähernd ihre CO₂-Emissionen (gemeint sind hier das im Inland produzierte CO₂ abzüglich der zugekauften CO₂-Kompensation im Ausland). Dies bedeutet für die EU-Länder, dass sie im Vergleich zum Referenzszenario durchschnittlich 25% weniger CO₂ emittieren. Die Schweiz reduziert in diesem Szenario ihre CO₂-Emissionen zwischen 2010 und 2035 um 25%. Die stärkere Reduktion der CO₂-Emissionen der Schweiz im Vergleich zur EU ist darauf zurückzuführen, dass die Schweiz gemäss den Energieperspektiven bereits in der Referenzentwicklung eine Stabilisierung der CO₂-Emissionen erreicht.

Grafik 3-5: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario MGE, in Gigatonnen CO₂



Grafik 3-6: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario MGE für die einzelnen Regionen, indexiert

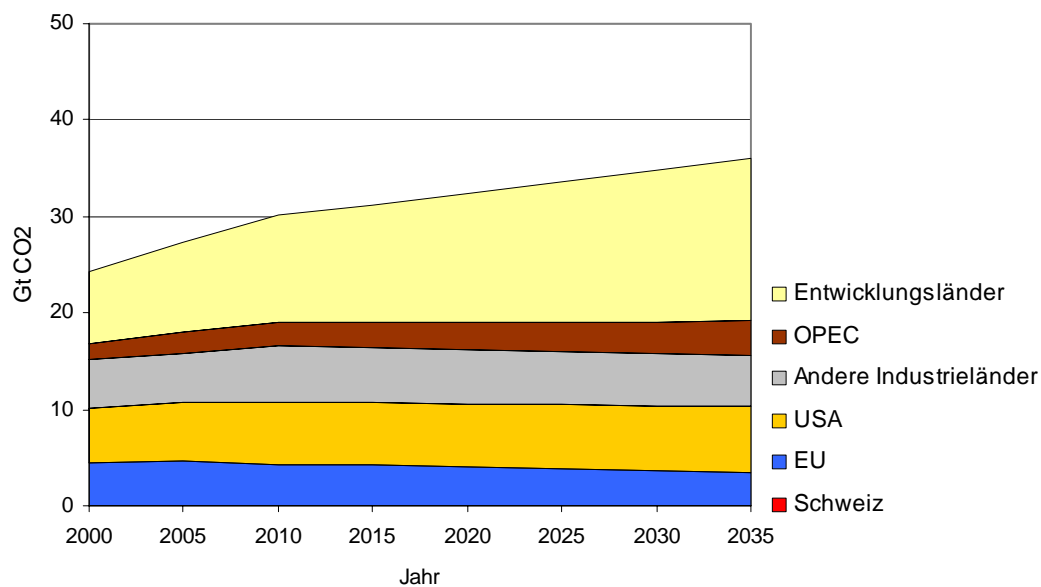


3.3.3 Szenario Starkes globales Engagement – SGE

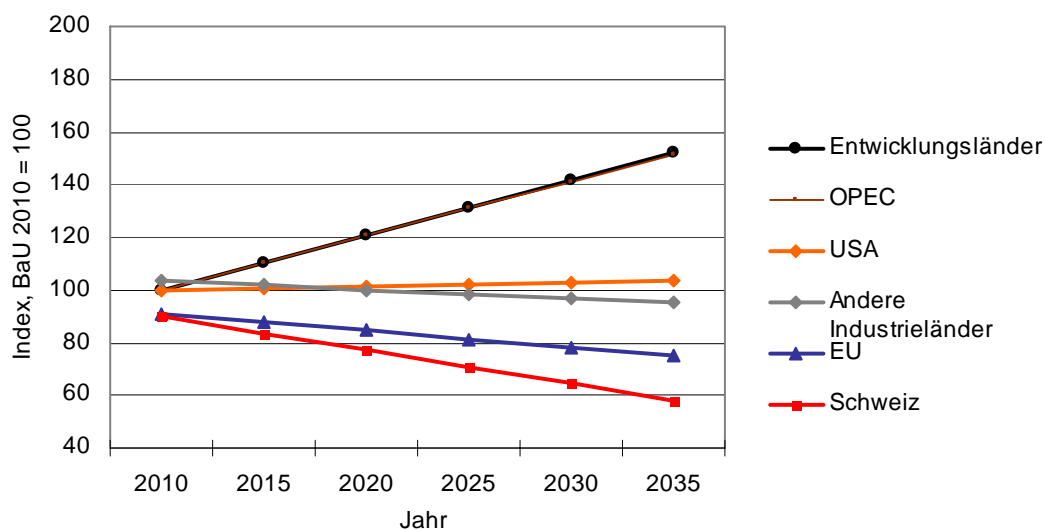
Eine im Vergleich zum Szenario MGE noch aktivere Klimapolitik sowohl in der EU als auch in den übrigen Ländern sieht das Szenario „Starkes globales Engagement“ (SGE) vor.

In diesem Szenario weisen die EU und die Schweiz zwischen den Jahren 2010 und 2035 die grössten Minderungen auf. Sowohl für die Schweiz als auch für die EU wurde unterstellt, dass diese ihre CO₂-Emissionen gegenüber der Referenzentwicklung um 40% reduzieren (gemeint sind auch hier das im Inland produzierte CO₂ abzüglich der zugekauften CO₂-Kompensation im Ausland). Die anderen Industrieländer und die USA senken bzw. stabilisieren ab 2010 ihre Emissionen. Die Entwicklungsländer hingegen werden bis zum Jahr 2035 weiter relativ stark steigende CO₂-Emissionen haben (entweder über eine Zunahme ihrer eigenen CO₂-Emissionen oder über den Verkauf von ihnen zugestandenen CO₂-Emissionsrechten). Dies hat dann auch zur Folge, dass global betrachtet, die CO₂-Emissionen zwischen 2010 und 2035 immer noch um rund 50% steigen. Gegenüber der Referenzentwicklung werden aber immerhin 10 Gt oder über 20% weniger emittiert.

Grafik 3-7: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario SGE, in Gigatonnen CO₂



Grafik 3-8: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario SGE für die einzelnen Regionen, indexiert



3.3.4 Szenario 550ppm

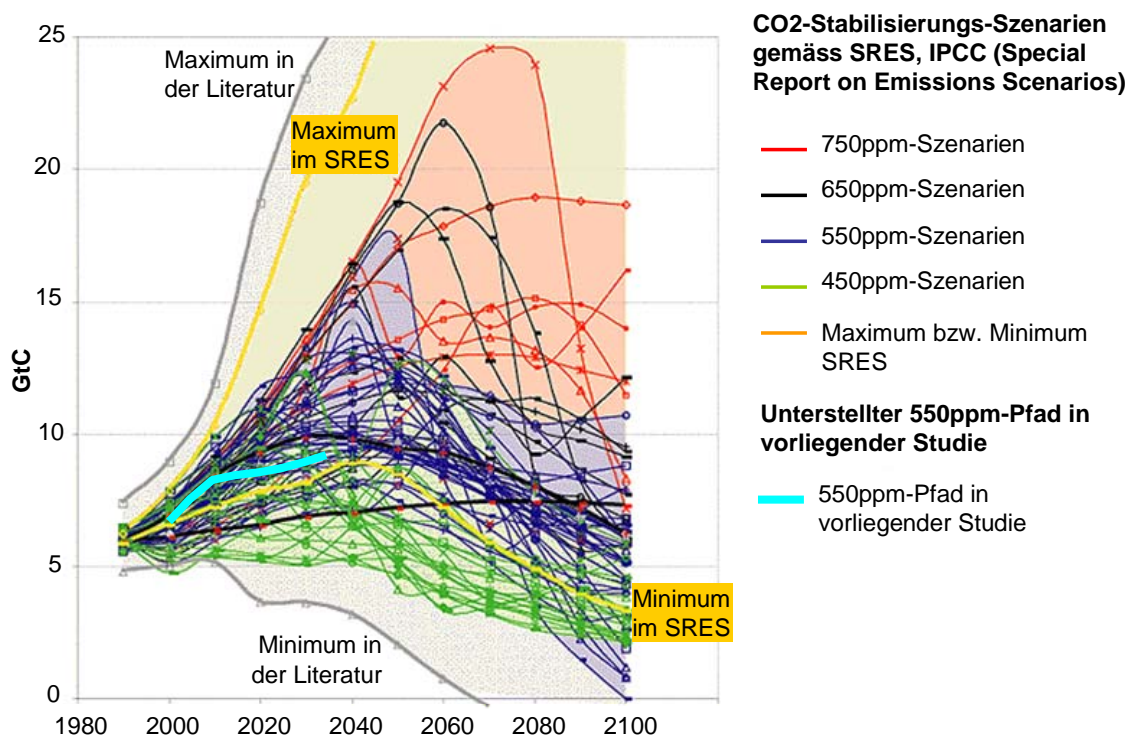
Das **550ppm-Szenario** stellt eine Ergänzung zu den aus der Expertenbefragung abgeleiteten Szenarien dar. Die Grundidee ist, den wahrscheinlichen Szenarien ein normatives Szenario entgegenzustellen und so die Einordnung der Ergebnisse der wahrscheinlichen Szenarien zu erleichtern. Es sind viele verschiedene normative Szenarien denkbar, unter denen auszuwählen eine politische Aufgabe ist. Wir haben für dieses Szenario zwei wesentliche normative Annahmen getroffen:

1) CO₂-Minderungspfad zur Stabilisierung der CO₂-Konzentration bis 2100

Die CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre soll bis 2100 **auf dem doppelten vorindustriellen Niveau** – also auf 550 ppm (parts per million) – stabilisiert werden. Dieses Ziel ist grundsätzlich mit verschiedenen globalen Minderungspfaden erreichbar, weil bei der Minderung eine gewisse zeitliche Flexibilität besteht. Hinzu kommt, dass verschiedene Klimamodelle die Höhe der notwendigen Minderung unterschiedlich einschätzen. Wir haben mit dem 550ppm-Pfad des deutschen Umweltbundesamtes einen Minderungspfad gewählt, der hinsichtlich der bis 2035 zu erbringenden globalen CO₂-Reduktion im oberen Mittelfeld der 550ppm-Minderungspfade liegt. Die Summe der unterstellten Emissionsrechte zielt also auf einen Emissionspfad, der – im Vergleich mit anderen 550ppm-Pfaden – im Zeitraum bis 2035 eher niedrige globale CO₂-Emissionen erlaubt.

Grafik 3-9 haben wir weitgehend aus dem Special Report on Emissions Scenarios (SRES) des IPCC entnommen. Die Grafik zeigt eine Fülle verschiedener Emissionspfade zur Stabilisierung der atmosphärischen CO₂-Konzentration bis zum Jahr 2100. Die dunkelblauen Linien stellen 550ppm-Pfade dar. Die hohe Streubreite ist gut zu erkennen, aber auch, dass die meisten 550ppm-Pfade vor der Mitte des Jahrhunderts einen Hochpunkt aufweisen. Der von uns bis 2035 unterstellte Pfad ist dick in hellblau eingezeichnet. Auch bei diesem Pfad wäre aufgrund der langen Verweildauer von CO₂ in der Atmosphäre davon auszugehen, dass eine absolute Minderung der globalen Emissionen um die Mitte des Jahrhunderts herum einsetzen müsste, um das 550ppm-Ziel im Jahre 2100 zu erreichen.

Grafik 3-9: Vergleich des gewählten 550ppm-Pfades mit den Stabilisierungspfaden aus dem Special Report on Emissions Scenarios des IPCC

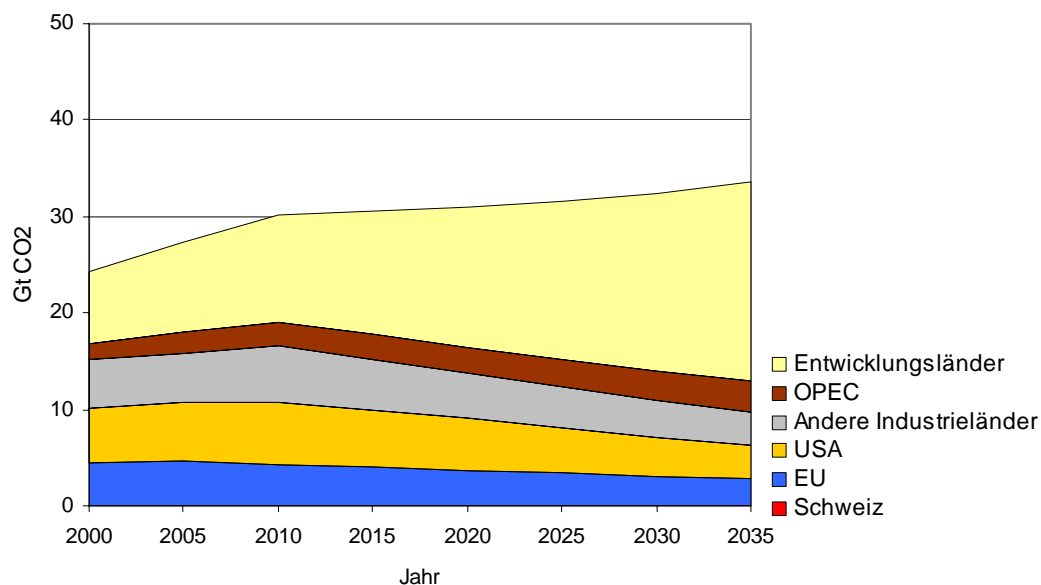


2) Langfristig egalitäre regionale Verteilung der handelbaren CO₂-Emissionsrechte

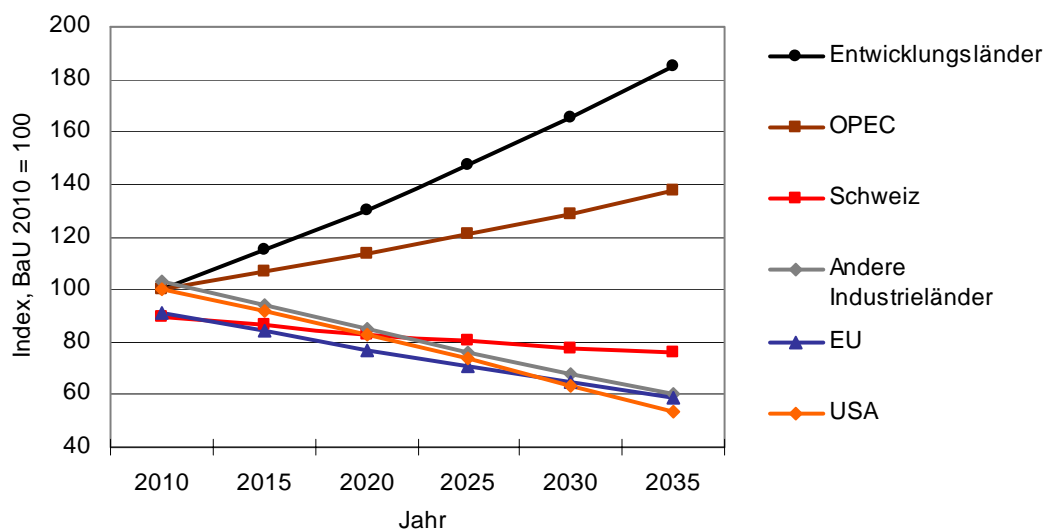
Bis 2050 sollen die CO₂-Emissionsrechte international nach dem Prinzip gleicher Pro-Kopf-Rechte verteilt werden. Da die Rechte annahmegemäss handelbar sind, bedeutet dies nicht, dass auch die Pro-Kopf-CO₂-Emissionen gleich sind. Im Betrachtungszeitraum (bis 2035) werden gleiche Pro-Kopf-Emissionsrechte ohnehin noch nicht erreicht, sondern die regionalen Emissionspfade sind so konzipiert, dass dies bei ihrer Fortschreibung 2050 erreicht würde. Die Zuteilung der regionalen Emissionsbudgets geht allmählich vom Grundsatz der Zuteilung nach historischen Emissionen (Grandfathering-Prinzip) zu einer Gleichverteilung (pro Kopf) über.

Die nachfolgenden Grafik 3-10 und Grafik 3-11 zeigen also nicht die tatsächlichen CO₂-Emissionen, sondern die Zuteilung der Emissionsrechte auf die einzelnen Länder und Regionen. Die Emissionsrechte für Entwicklungsländer liegen sogar leicht oberhalb der Referenz-Entwicklung. Die tatsächlichen Emissionen werden von den zugeteilten, handelbaren Rechten abweichen, weil bspw. ein Teil der Emissionsrechte der Entwicklungsländer an Industrieländer verkauft wird. Die unterstellte Zuteilung der Emissionsrechte bedeutet für die Industrieländer, dass sie ihre CO₂-Emissionen besonders stark senken, bzw. vermehrt Emissionsrechte von Entwicklungsländern kaufen müssen. Besonders betroffen sind die Regionen und Länder mit aktuell sehr hohen Pro-Kopf-Emissionen (z.B. die USA). Für die Schweiz liegt die Minderungsanforderung nur im Bereich des MGE-Szenarios. Der Grund dafür liegt in den für die Schweiz im Industrieländervergleich relativ geringen Pro-Kopf-Emissionen.

Grafik 3-10: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario ppm550, in Gigatonnen CO₂



Grafik 3-11: Entwicklung der CO₂-Emissionsrechte im Szenario ppm550 für die einzelnen Regionen, indexiert



Der von uns verwendete 550ppm-Pfad zeichnet sich gegenüber dem Szenario SGE durch leicht tiefere globale CO₂-Emissionen, aber hauptsächlich durch eine andere regionale Zuteilung der Emissionsbudgets aus.

3.3.5 Szenarienvergleich bzgl. CO₂-Emissionen und CO₂-Emissionsrechten

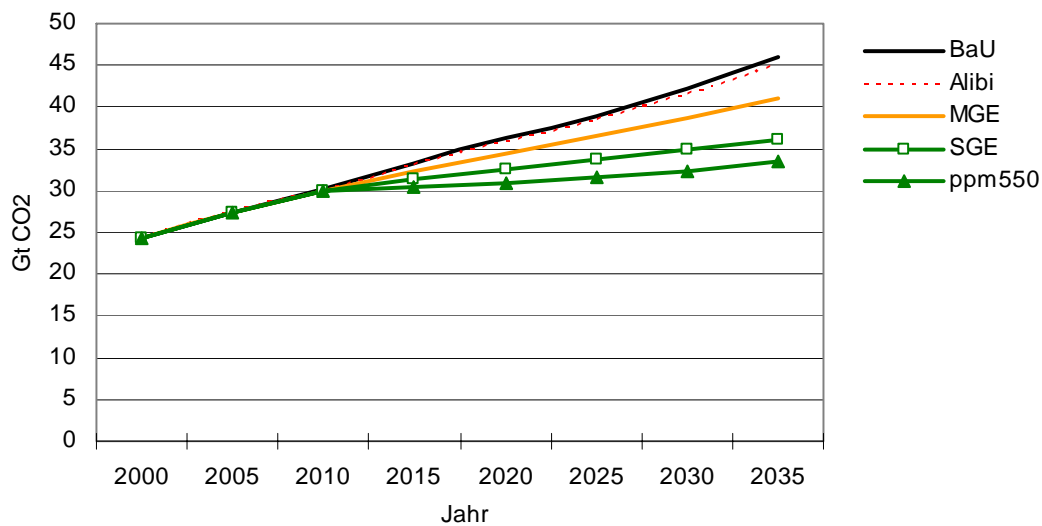
Die globalen CO₂-Emissionen in den klimapolitischen Szenarien

Der Referenzfall (BaU) geht von einem Wachstum der globalen energiebedingten CO₂-Emissionen von knapp 25 Gigatonnen (Gt) im Jahr 2000 auf ca. 46 Gt im Jahr 2035 aus (siehe Grafik 3-12), was einer Zunahme um 90% entspricht. Im Szenario Alibi ergeben sich nur geringfügig tiefere Emissionen (2.3% unter BAU). Wenn die EU, die Schweiz und andere Industrieländer mittlere Anstrengungen im Klimaschutz unternehmen (Szenario MGE), ergibt sich ein Wachstum der globalen Emissionen um 69% bzw. eine Reduktion im Vergleich zu BaU um 11%. Bei starkem globalem Engagement (SGE) betragen die gesamten CO₂-Emissionen im Jahr 2035 noch etwa 36 Gt, was einer Zunahme um 48% bzw. einer Reduktion im Vergleich zu BaU um 22% im weltweiten Durchschnitt entspricht. Der Vergleich mit dem ppm550-Pfad zeigt, dass die nach Expertenmeinung besonders wahrscheinlichen Szenarien Alibi und MGE klimapolitisch unzureichend sind.

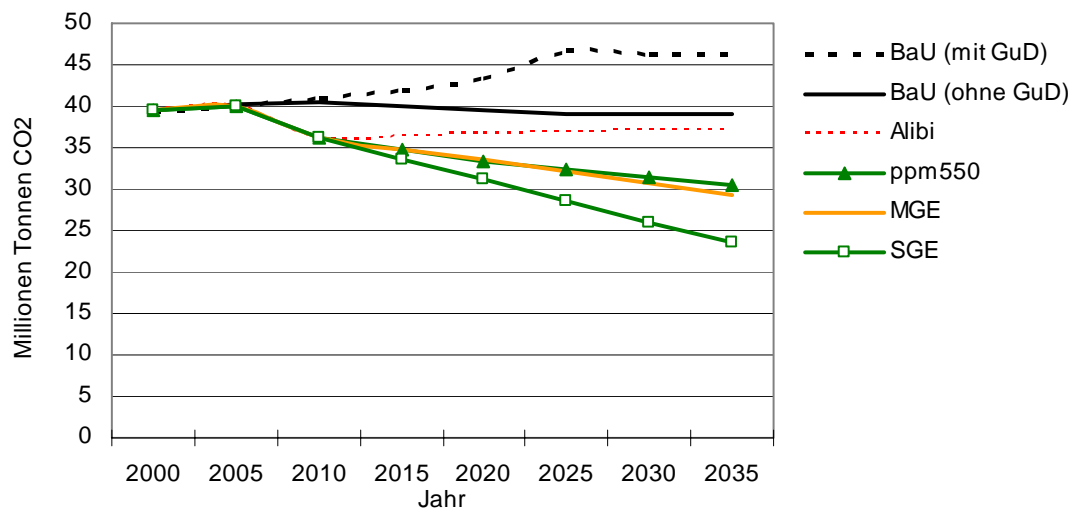
Schweizer CO₂-Emissionsrechte in den klimapolitischen Szenarien

Grafik 3-13 zeigt die Emissionsrechte für die Schweiz. In allen Szenarien – mit Ausnahme von BaU – ist das Kyoto-Ziel einzuhalten, das für die Periode 2008 bis 2012 gilt (global ist das Kyoto-Ziel nach dem Ausstieg der USA mit dem Referenzpfad nahezu identisch.) Da die Schweiz für ein Industrieland relativ geringe Pro-Kopf-Emissionen aufweist, ergeben sich für die Schweiz im Szenario ppm550 ähnliche Emissionsrechte wie im Szenario MGE. Die prozentualen Minderungsziele werden auf den Referenzpfad bezogen, der in den Energieperspektiven vorgegeben wird. Dieser sieht keinen Zubau von GuD-Kraftwerken zur Stromerzeugung vor. Wird ein solcher Zubau dagegen in die Betrachtung einbezogen, liegt der Referenzpfad deutlich über dem Referenzpfad ohne Zubau von GuD-Kraftwerken (vgl. zur Frage des GuD-Zubaus auch den folgenden Abschnitt 3.3.6 sowie Kapitel 4.3.3).

Grafik 3-12: Globale energiebedingte CO₂-Emissionen für die verschiedenen Klimaszenarien, in Gigatonnen CO₂



Grafik 3-13: Schweizer CO₂-Emissionsrechte in den verschiedenen Klimaszenarien, in Mio. Tonnen CO₂



3.3.6 Szenarien zum Stromangebot der Schweiz

Die vorgängig vorgestellten klimapolitischen Szenarien wurden ergänzt durch verschiedene Szenarien zum **Stromangebot** bzw. zum Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke. Hier werden vier Varianten unterschieden, nämlich:

- **Minimalkostenkombination:** Der Strom aus den Kernkraftwerken, welche vom Netz genommen werden, wird mit derjenigen Kombination von Technologien ersetzt, welche die geringsten Kosten aufweist. Annahmegemäss können ab 2030 neue Kernkraftwerke zugebaut werden.
- **Fossil-thermisch:** Es werden keine neuen Kernkraftwerke zugebaut. Bei Kostenminimierung unter dieser Restriktion spielen GuD-Kraftwerke beim Zubau eine wichtige Rolle, sofern – wie hier unterstellt – der Öl- und Gaspreis gegenüber heute wieder sinkt (auf 30\$/Fass; diese Annahme wurde von den Energieperspektiven 2035 übernommen).
- **Reduzierte KKW-Laufzeit:** Bei dieser Variante gelten dieselben Restriktionen wie bei der Variante „Fossil-thermisch“. Zusätzlich wird die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre beschränkt.
- **Erneuerbare Energien:** Der Zubau von Kernkraft- und GuD-Kraftwerken ist ausgeschlossen. Die Stromlücke wird durch erneuerbare Energien (inklusive Ausbau der Wasserkraft) geschlossen.

Die Variante Minimalkostenkombination haben wir für alle Szenarien berechnet, die restlichen Varianten nur für bestimmte Szenarien (siehe Tabelle 3-3), weil nicht alle denkbaren Kombinationen politisch plausibel sind (vgl. dazu die detaillierten Ausführungen zu den Stromangebotsvarianten in den „Energieperspektiven 2035“). Beispielsweise ist es unwahrscheinlich, dass ein Alibi-Ansatz in der Klimapolitik mit einem erneuerbaren Ansatz beim Stromangebot kombiniert würde.

Tabelle 3-3: Stromangebots-Varianten

Szenario	Minimal-kosten-kombination	Fossil-thermisch	Erneuerbare Energien	Reduzierte KKW-Laufzeit
Alibi	X	X		
Mittleres globales Engagement	X	X	X	
Starkes globales Engagement	X	X	X	X
ppm 550	X			

3.3.7 Szenarien zur internationalen Flexibilität der Schweizer Minderungsverpflichtungen

Als weitere Szenariendimension untersuchen wir den Grad der internationalen Flexibilität. Bei hoher Flexibilität kann die Schweiz einen hohen Anteil der Minderungsleistung durch den Erwerb ausländischer Zertifikate decken. Das Modell unterscheidet nicht, ob der Staat die Zertifikate selbst erwirbt oder ob er die Verursacher von Treibhausgas-Emissionen verpflichtet, auf dem internationalen Markt Zertifikate zu beschaffen.

Der Erwerb von ausländischen Zertifikaten kann – je nach Umfang und internationalem Preisniveau – eine erhebliche finanzielle Belastung mit sich bringen. Er macht es aber möglich, die Energieversorgung mit den bestehenden bzw. weniger kapitalintensiven Produktionskapazitäten zu erbringen. Wenn sich die Schweiz zusätzlich zur Reduktion der Treibhausgasemissionen auch noch dazu verpflichtet, die Mehrheit der Minderungsleistung im Inland zu erbringen (geringe internationale Flexibilität), sind wesentlich höhere Investitionen in die Energieversorgung nötig.

Flexibilisierungsgrad der Schweiz: von 0% bis 100%

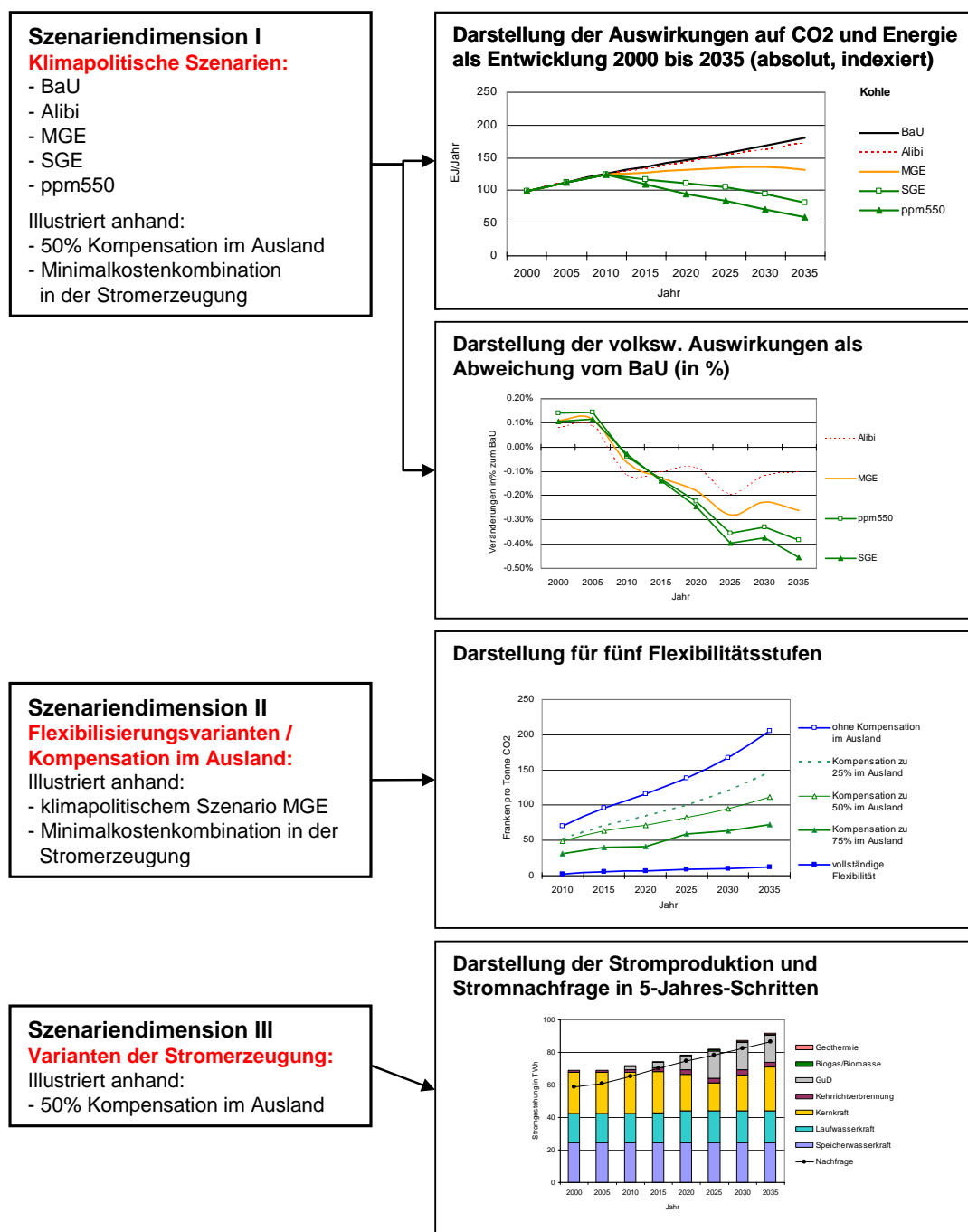
Gemäss der Botschaft zur Genehmigung des CO₂-Abgabegesetzes für Brennstoffe soll die Schweiz in der ersten Kyoto-Verpflichtungsperiode bis zu 50% ihrer Reduktionsverpflichtung (d.h. bis zu 2 Megatonnen CO₂ pro Jahr) durch den Erwerb ausländischer Zertifikate decken können.⁷ Dieser Wert kann künftig aber noch nach oben oder unten verändert werden. Wir haben deshalb für alle Szenarien und Stromangebots-Varianten jeweils die ganze Bandbreite der internationalen Flexibilität berechnet (von vollständiger Kompensationsmöglichkeit im Ausland bis zu einer Situation ohne Kompensation im Ausland).

⁷ Siehe Botschaft zur Genehmigung des CO₂-Abgabegesetzes für Brennstoffe, S. 16.

4 Auswirkungen auf CO₂-Emissionen und Energie

Aus den rund 100 berechneten Szenarien und Varianten haben wir die uns interessierenden Kombinationen ausgewählt und die Resultate grafisch aufbereitet. Die Grafik 4-1 zeigt, wie die Resultate aus den einzelnen Szenariendimensionen grafisch dargestellt werden.

Grafik 4-1: Übersicht über die drei Szenariendimensionen und die entsprechende grafische Darstellung der Resultate



Werden die klimapolitischen Szenarien (Szenariendimension I) untereinander verglichen, so erfolgt dies am Beispiel eines Flexibilisierungsgrads von 50% und des Stromangebots mit Minimalkostenkombination. Bei den Auswirkungen auf CO₂ und Energie wird in der Regel der Verlauf für alle Szenarien, inkl. BaU, aufgezeigt (entweder absolut, bspw. in PJ/Jahr, oder indexiert).

Der Einfluss des Flexibilisierungsgrades (Szenariendimension II) auf die Resultate wird am Beispiel des klimapolitischen Szenarios MGE unter der Annahme einer Minimalkostenkombination für das Stromangebot dargestellt.

Die Auswirkungen der verschiedenen Annahmen zum Stromangebot (Szenariendimension III) werden für verschiedene klimapolitische Szenarien unter der Annahme eines Flexibilisierungsgrads von 50% dargestellt.

4.1 Kosten der CO₂-Reduktion

Wir gehen von einem weltweiten Handel mit CO₂-Emissionsrechten bzw. CO₂-Zertifikaten aus. Die einzelnen Länder bzw. Regionen können also ihre nach den Szenarien unterschiedlichen Reduktionsverpflichtungen entweder im eigenen Land erbringen oder sich CO₂-Zertifikate anrechnen lassen. Es wird dabei davon ausgegangen, dass alle Länder CO₂ im eigenen Land reduzieren, sofern dies günstiger ist als der Zukauf von CO₂-Zertifikaten. Für die Schweiz wird eine CO₂-Abgabe simuliert, die eine kostenoptimale CO₂-Reduktion im Inland sicherstellt. Je nach Flexibilisierungsgrad kann die Schweiz aber auch Zertifikate auf dem globalen Zertifikatemarkt zukaufen und anrechnen lassen. Bei einem unterstellten Flexibilisierungs- bzw. Kompensationsgrad von 25% können 25% der Reduktionsverpflichtungen durch den Zukauf von Emissionsrechten auf dem globalen Zertifikatemarkt erbracht werden. Die restlichen 75% der Reduktionsverpflichtungen müssen im Inland erbracht werden.

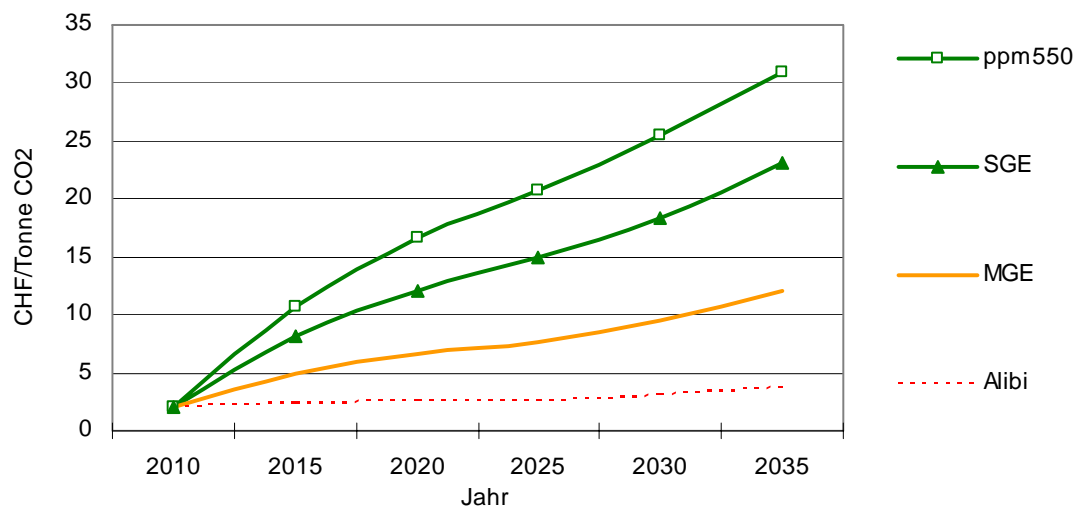
Moderate Preise auf dem globalen Zertifikatemarkt

Das Preisniveau auf dem globalen Zertifikatemarkt (vgl. Grafik 4-2) steigt mit der Höhe der globalen Minderungsverpflichtungen, ist aber insgesamt sehr moderat. Das hängt mit verschiedenen Annahmen zusammen:

- Die als wahrscheinlich erachteten globalen Minderungsanstrengungen sind, gemessen an den klimapolitischen Notwendigkeiten, gering.
- Es wird ein globaler CO₂-Zertifikatehandel unterstellt. Die Industrieländer können günstige Minderungsmöglichkeiten in Russland, China und Indien sowie den Entwicklungsländern voll nutzen, wobei die höheren Transaktionskosten im Handel mit Entwicklungsländern berücksichtigt sind.
- Die Minderungsverpflichtungen nehmen zum Ende des Betrachtungszeitraums hin zu. In einem Modell mit perfekter Voraussicht können sich Unternehmen und Haushalte über einen langen Zeitraum optimal auf diese Gegebenheiten einstellen.
- Es wird angenommen, dass die globale Energiewirtschaft langfristig flexibel genug ist um auf die Bepreisung der CO₂-Emissionen mit einem veränderten Brenn- und Treibstoffmix

(z.B. Gas statt Kohle, Ethanol aus Biomasse statt Öl), höherer Energieeffizienz und dem Einsatz neuer Technologien (z.B. CO₂-Abscheidung) zu reagieren, Die Minderungskosten ergeben sich im Modell endogen aus den technischen und nachfrageseitigen Substituti- onsmöglichkeiten bei vorgegebenen Wirtschafts- und Handelsstrukturen.

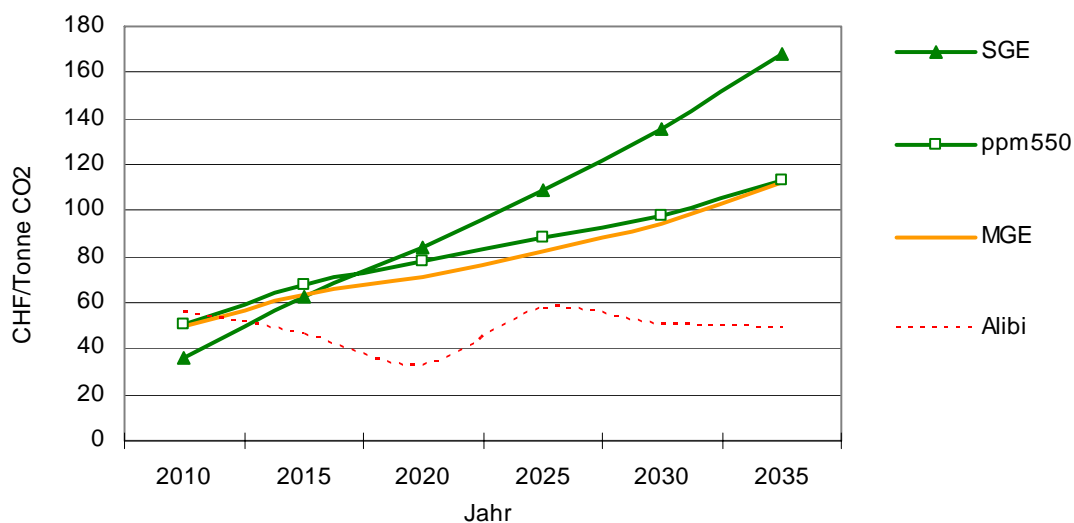
Grafik 4-2: Globaler CO₂-Zertifikatspreis



Schweizer CO₂-Abgabe bei 50% Flexibilität deutlich höher als globaler Zertifikatspreis

Für die Schweiz wird von der etwas idealisierten Vorstellung einer allgemeinen CO₂-Abgabe ausgegangen, welche alle energiebedingten CO₂-Emissionen gleichmässig besteuert. Das bedeutet u.a., dass keine Ausnahmeregelungen für energieintensive Branchen bestehen. Der Abgabesatz ist genau dem jeweiligen CO₂-Ziel angepasst. Während eine allgemeine Besteuerung fossiler Energieträger, differenziert nach den energiespezifischen CO₂-Intensitäten, grundsätzlich möglich ist, stellt die optimale Anpassung des Steuersatzes im Zeitablauf hohe Ansprüche an die Regelungsfähigkeit der Politik. Die in Grafik 4-2 und Grafik 4-3 ausgewiesenen Steuersätze entsprechen hier den Grenzkosten der CO₂-Minderung, weil wirtschaftlich effiziente Entscheidungen von Politik, Unternehmen und Haushalten unterstellt werden. Dennoch liegt die Schweizer CO₂-Abgabe bei 50% Kompensation im Ausland um ein Mehrfaches über den Preisen für internationale Emissionszertifikate. Die Schweiz verfügt also, u.a. aufgrund der weitgehend CO₂-freien Stromerzeugung, über vergleichsweise wenige kostengünstige CO₂-Einsparpotenziale. Zwar gibt es in der Schweiz Massnahmen zur CO₂-Reduktion, die sich einzelwirtschaftlich rechnen, z.B. im Bereich der Wärmedämmung. Die Erschliessung dieser Einsparpotenziale bedarf jedoch (nicht kostenfreier) Förderprogramme, um die bislang vorherrschenden Implementierungshemmnisse (z.B. das Mieter-Vermieter-Problem) zu überwinden.

Beim Szenario ppm550 ist der Abstand der Schweizer Grenzkosten zum Ausland moderater. Dies hängt mit der langfristigen Zuteilung gleicher Pro-Kopf-Emissionsrechte zusammen, welche für die Schweiz im Vergleich zu anderen (kohleabhängigen) Industriestaaten eine geringere Minderungsverpflichtung impliziert (vgl. Tabelle 2-1).

Grafik 4-3: Allgemeine Schweizer CO₂-Abgabe bei 50% Flexibilität, nach Szenarien

Je höher der Flexibilisierungsgrad, desto tiefer die CO₂-Abgabe

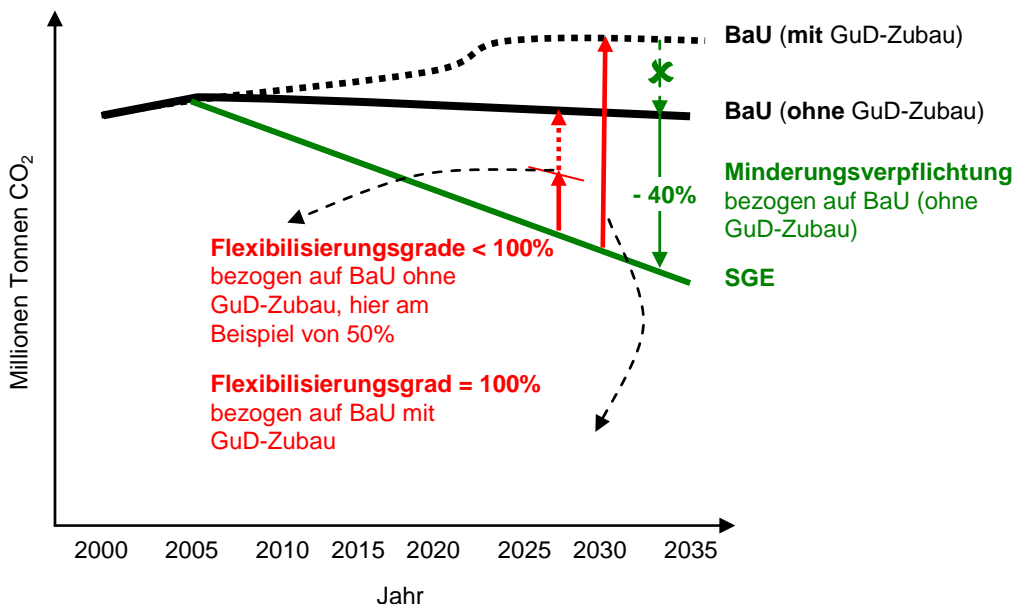
Bei vollständiger Flexibilität entspricht der optimale Satz der Schweizer CO₂-Abgabe genau dem internationalen Emissionshandelspreis (vgl. Grafik 4-2 und Grafik 4-5). Ein höherer Satz würde Anreize für Minderungen mit höheren Kosten pro Tonne CO₂ setzen, obwohl die Schweiz die entsprechenden Mengen billiger im Ausland einkaufen könnte. Je geringer jedoch der Flexibilisierungsgrad bzw. je grösser der inländische Anteil an den Emissionsreduktionen, desto höher muss der Steuersatz sein, um das vorgegebene Minderungsziel zu erreichen. Tatsächlich wäre es für die Schweiz am billigsten, fast die gesamte Minderungs-lücke durch ausländische Zertifikate zu decken. Jede nennenswerte Beschränkung der internationalen Flexibilität zur Sicherstellung eines heimischen Beitrags zur CO₂-Reduktion wird daher bindend und erhöht die Kosten der Schweizer Klimapolitik.

Die Höhe der CO₂-Abgabe ist aber nicht nur abhängig vom Ausmass des Flexibilisierungsgrads, sondern auch von der Definition der Referenz, auf die sich der Flexibilisierungsgrad bezieht (siehe dazu die nachfolgende Grafik 4-4, die auch aufzeigt, auf welches Bezugssystem sich die Minderungsverpflichtungen beziehen). Für die vorliegende Studie wurde folgende Konvention getroffen:

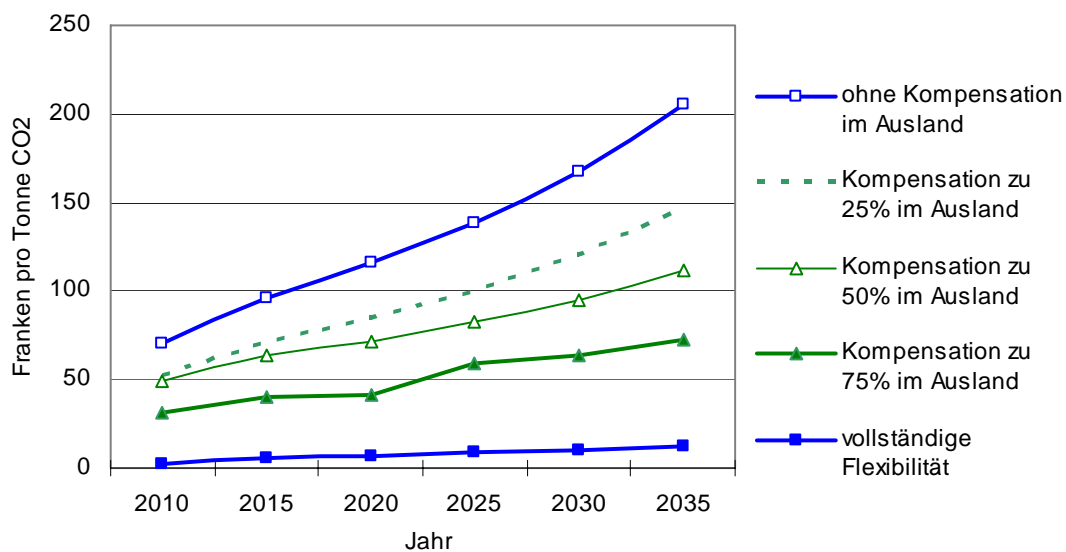
- **Vollständige Flexibilisierung** (Flexibilisierungsgrad = 100%): Bei den Varianten mit vollständiger Flexibilisierung wird unterstellt, dass auch die CO₂-Mehremissionen aus einem künftigen GuD-Zubau vollumfänglich durch einen Zukauf von CO₂-Zertifikaten im Ausland kompensiert werden können.
- **Nur teilweise oder gar keine Kompensation im Ausland** (Flexibilisierungsgrad <100%): Bei den Varianten mit nur teilweiser oder gar keiner Kompensation im Ausland (Flexibilisierungsgrad = 0%, 25%, 50% oder 75%) wird unterstellt, dass die CO₂-Emissionen aus einem künftigen GuD-Zubau vollumfänglich im Inland zu kompensieren sind. Bspw. bezieht sich also „50% Kompensation“ auf eine BaU-Entwicklung ohne GuD-Zubau.

Grafik 4-4: Definition des Flexibilisierungsgrads

Flexibilisierungsgrad (<100%) und **Minderungsverpflichtungen** beziehen sich auf eine Business-as-Usual-Entwicklung (BaU), bei der angenommen wird, dass die CO₂-Emissionen aus einem GuD-Zubau im Inland kompensiert werden müssen. Bei einer vollständigen Flexibilisierung (Flexibilisierungsgrad = 100%) können auch die CO₂-Emissionen aus einem GuD-Zubau im Ausland kompensiert werden.



Grafik 4-5: Allgemeine Schweizer CO₂-Steuer im Szenario MGE, nach Flexibilisierungsgrad



Grafik 4-5 zeigt die Höhe der CO₂-Abgabe bei unterschiedlichen Flexibilisierungsgraden, wobei – wie oben ausgeführt – unterstellt wird, dass die CO₂-Emissionen aus einem künftigen GuD-Zubau im Inland zu kompensieren sind. Bei vollständiger Flexibilisierung wird hingegen unterstellt, dass auch die CO₂-Emissionen aus einem künftigen GuD-Zubau im Ausland kompensiert werden können, darum ergibt sich für die Schweiz eine CO₂-Abgabe, die genau dem internationalen Zertifikatspreis entspricht.

Schon eine relativ bescheidene Einschränkung der Flexibilität von 100% auf 75% lässt die für die Erreichung der Schweizer Minderungsverpflichtungen notwendige Höhe der Schweizer CO₂-Abgabe stark ansteigen – von 13 auf 73 CHF/Tonne CO₂ im Jahre 2035 (hier am Beispiel des Szenarios MGE). Dieser starke Anstieg ist u.a. darauf zurückzuführen, dass die CO₂-Emissionen aus einem künftigen GuD-Ausbau nicht mehr im Ausland, sondern im Inland zu kompensieren sind.

Werden die Kompensationsmöglichkeiten im Ausland weiter eingeschränkt, von 75% auf 50%, so muss die Schweizer CO₂-Abgabe für das Jahr 2035 von 73 um 39 auf 112 CHF/Tonne CO₂ erhöht werden. Eine weitere Einschränkung der Kompensationsmöglichkeiten im Ausland von 50% auf 25% lässt die nötige CO₂-Abgabe von 112 um 35 auf 147 CHF/Tonne CO₂ ansteigen.

Bei einer völlig autonomen Schweizer Klimapolitik – ohne Kompensationsmöglichkeiten im Ausland, mit Erreichung der Ziele allein mit Massnahmen in der Schweiz – müsste eine CO₂-Abgabe im Jahre 2035 von über 200 CHF/Tonne CO₂ angesetzt werden. Diese Schweizer Abgabehöhe von über 200 CHF/Tonne CO₂ liegt rund 15 mal höher als der globale CO₂-Zertifikatspreis von 13 CHF/Tonne CO₂ (im Szenario MGE). Diese „billige“ Flexibilität bedeutet aber nicht automatisch, dass die gesamten Minderungsverpflichtungen vollumfänglich im Ausland zugekauft werden sollen. Wichtige Argumente für Massnahmen in der Schweiz sind bspw. Unsicherheit in Bezug auf das internationale Compliance-Regime (in dieser Studie wurde ein gut funktionierender globaler CO₂-Zertifikatsmarkt unterstellt) und die allenfalls ausgelösten Innovationsprozesse in der Schweiz.

Capture and Storage spielt bei den tiefen CO₂-Zertifikatspreisen kaum eine Rolle

Die vergleichsweise niedrigen CO₂-Zertifikatspreise haben zur Folge, dass das zur Zeit viel diskutierte Capture and Storage kaum eine wirtschaftliche Option wird und nur in geringem Umfang zur Reduktion der CO₂-Emissionen (oder korrekter: zur Reduktion der CO₂-Konzentrationen) eingesetzt wird. Nur gerade im Szenario ppm550 und erst am Ende des Betrachtungshorizont wird Capture and Storage überhaupt eingesetzt – und dies in geringem Masse. Dies gilt, obwohl die billigsten Capture- und Storage-Optionen im Modell bei niedrig gewählten 20 \$/t CO₂ beginnen. Capture and Storage ist jedoch nur für Grossanlagen relevant und ist im Modell als Option nur für den Elektrizitätssektor vorgesehen.

Für die Schweiz spielt Capture and Storage trotz deutlich höherer CO₂-Preise keine Rolle, da in der Schweiz keine wesentlichen Kapazitäten bestehen und der Verzicht auf eine CO₂-Kompensation im Ausland annahmegemäss den Verzicht auf Capture and Storage im Ausland einschliesst.

4.2 Globale Auswirkungen auf den Energiebereich

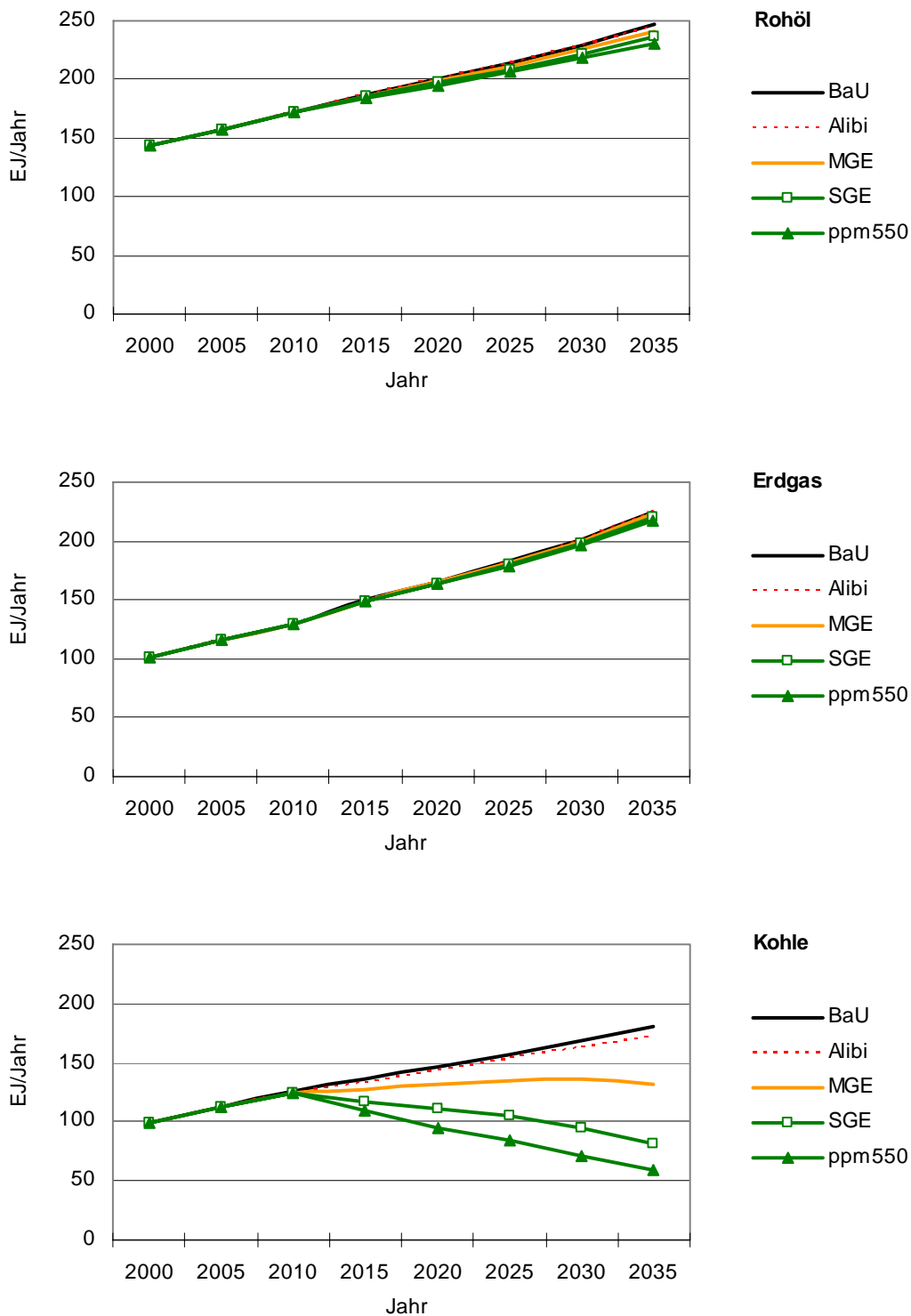
Eine aktive Klimapolitik auf globaler Ebene hat wesentlichen Einfluss auf die Förderung und den Verbrauch fossiler Brennstoffe, der je nach Energieträger unterschiedlich ausfällt.

Eine effiziente Minderung der CO₂-Emissionen bewirkt in erster Linie einen deutlichen Rückgang der Verbrennung von Kohle, dem Energieträger mit dem höchsten energiespezifischen Kohlenstoffgehalt (siehe Grafik 4-6). Beim Verbrauch von Rohöl ist in allen Politikscenarien nur ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Die im Rahmen dieser Arbeiten unterstellten Ölvorkommen reichen aus, um die Nachfrage bis zum Jahr 2035 zu decken.⁸

Erdgas als vergleichsweise CO₂-armer fossiler Energieträger wird auch bei einer ambitionierten Klimapolitik nicht weniger als im Referenzfall eingesetzt. Dies hängt vor allem mit der **Substitution** von Kohle durch Gas in der Stromerzeugung zusammen.

⁸ Im Rahmen der Studie Ecoplan (2007), Auswirkungen langfristig hoher Ölpreise, werden die Wirkungen beschränkter Ölvorkommen untersucht.

Grafik 4-6: Globaler Verbrauch fossiler Energieträger



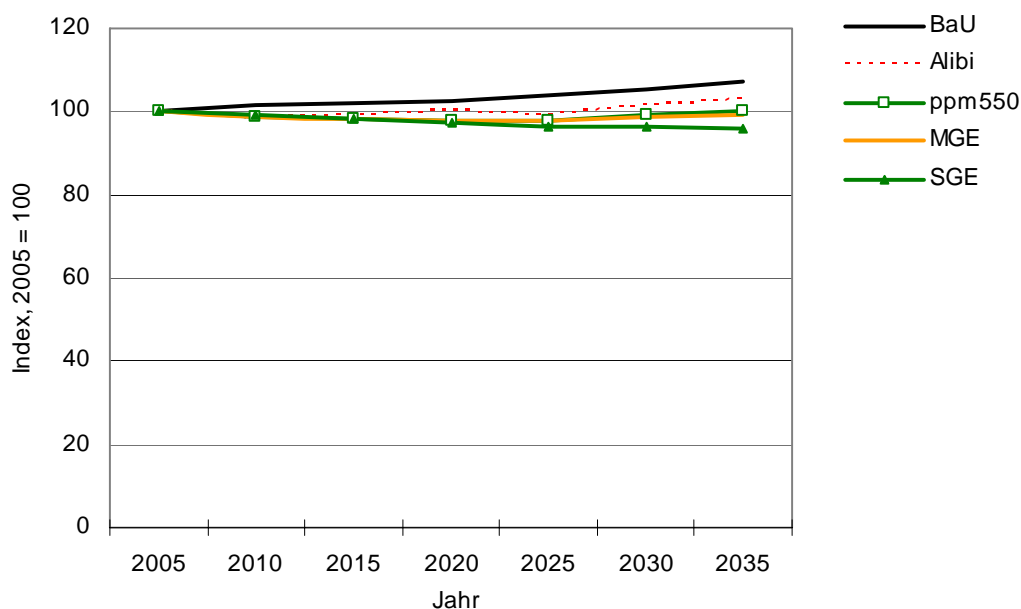
4.3 Auswirkungen auf den Energiebereich in der Schweiz

Internationale und nationale Klimapolitiken beeinflussen auch die Nachfrage nach Energie in der Schweiz. Dabei gibt es deutliche Unterschiede zwischen den verschiedenen Sektoren.

4.3.1 Verkehr

Der Referenzfall geht davon aus, dass zunehmend effizientere Fahrzeuge eingesetzt werden.⁹ Gleichzeitig wächst das Verkehrsaufkommen weiter, was im BaU-Szenario mit hohem Wirtschaftswachstum (BIP hoch) einen Anstieg des Treibstoffverbrauchs um 7% zwischen 2005 und 2035 zur Folge hat (siehe Grafik 4-7).

Grafik 4-7: Nachfrage nach Benzin/Diesel (Index 2005 = 100)



Die Klimapolitik hat einen Einfluss auf die CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich und kann zu deren Stabilisierung beitragen. Merkliche Emissionsminderungen im Verkehrsbereich sind jedoch relativ teuer (z.B. im Vergleich zum Wärmebereich). Bei einheitlichen CO₂-Abgabesätzen treten deshalb vergleichsweise geringe Effekte auf.

Der Anteil des öffentlichen Verkehrs am Gesamtverkehr ist umso höher, je stärker der Ausstoss von Treibhausgasen verringert wird. Insgesamt ist der Einfluss einer aktiveren Klimapolitik auf den Modal Split jedoch gering.

⁹ Diese Zahlen sind mit den übrigen Arbeiten im Rahmen der Energieperspektiven abgestimmt (Zahlen von Juni 2006).

4.3.2 Wärme

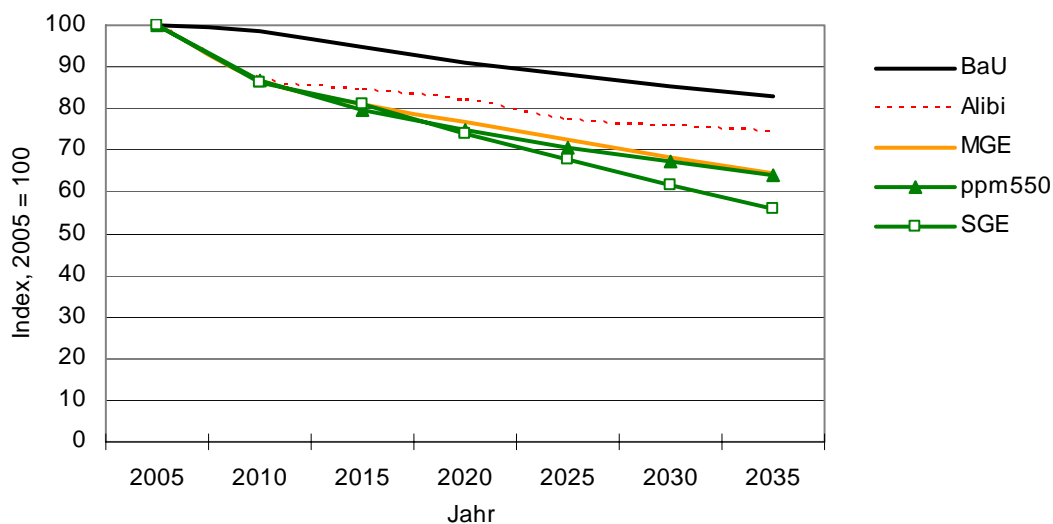
Grafik 4-8 und Grafik 4-9 zeigen den Index der wärmebedingten Nachfragen nach Heizöl bzw. Erdgas im Zeitablauf. Die Referenzentwicklung „BaU“ enthält den anhaltenden Trend eines allmählichen Ersatzes von Ölheizungen durch Gasheizungen. Hinzu kommen die bessere Energieeffizienz der Gebäude sowie – auf allerdings geringem Niveau – ein steigender Anteil von Wärmepumpen und Holzfeuerungen bei den Wärmesystemen.

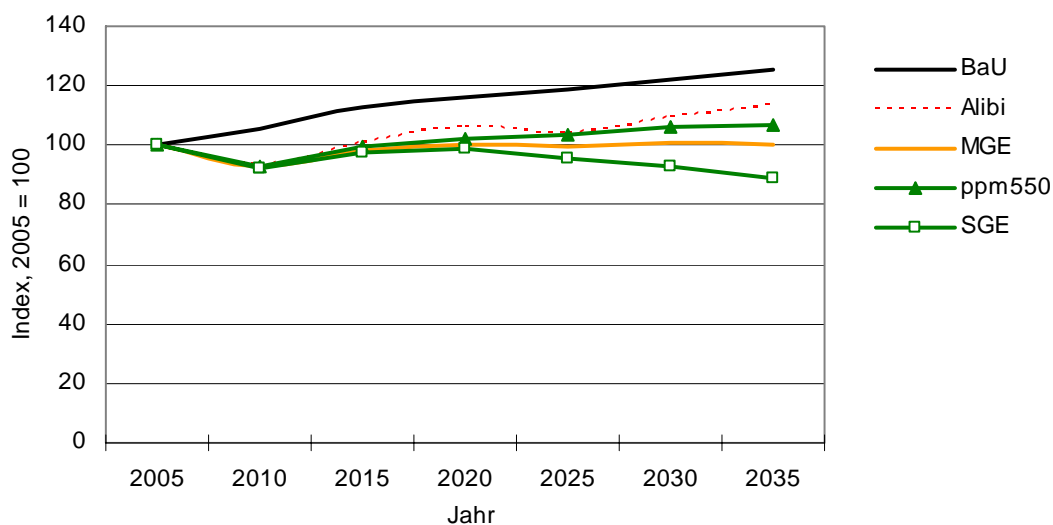
Alle diese Trends werden durch eine ambitioniertere Klimapolitik verstärkt. Vor allem die höhere Energieeffizienz von Gebäuden, einschliesslich der energetischen Sanierung von Altbauten, trägt zu vergleichsweise tiefen Kosten zur Senkung des wärmebedingten Verbrauchs fossiler Energieträger bei.

Beim Heizöl wird der rückgängige Trend durch die Bepreisung der CO₂-Emissionen deutlich verstärkt. Im ambitioniertesten Szenario SGE beträgt der Nachfragerückgang bis zum Jahr 2035 gegenüber 2005 knapp 45%.

Aber auch beim Erdgas übt eine ambitionierte Klimapolitik einen merklichen Einfluss auf die Nachfrage aus. Zwar wird die in der Referenzentwicklung angelegte Substitution ins Erdgas durch eine aktive Klimapolitik noch verstärkt, andererseits tragen steigende Energieeffizienz und neue Heizsysteme dazu bei, die Erdgasnachfrage im Wärmebereich insgesamt zu stabilisieren und in den ambitioniertesten Szenarien sogar zu senken.

Grafik 4-8: Heizölnachfrage, Index 2005 = 100



Grafik 4-9: Nachfrage nach Erdgas zur Wärmeerzeugung, Index 2005 = 100

4.3.3 Elektrizität

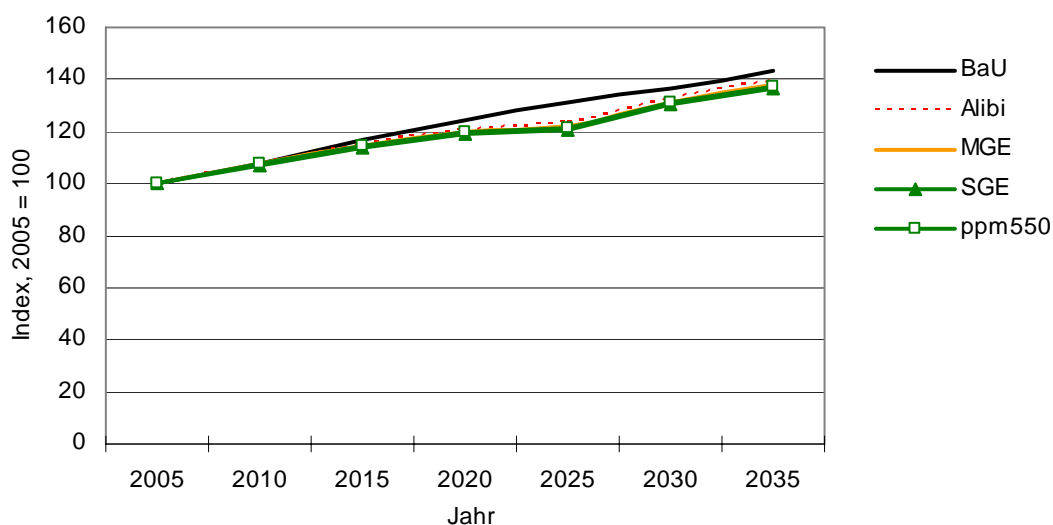
Bevor wir auf die verschiedenen Stromangebotsvarianten unter verschiedenen Annahmen zur Klimapolitik eingehen, wird nachfolgend die Stromnachfrage für die verschiedenen klimapolitischen Szenarien und für unterschiedliche Stromangebotsvarianten dargestellt. Im Unterschied zu den bottom-up-Modellen werden im hier verwendeten Gleichgewichtsmodell Stromangebot und -nachfrage über den resultierenden Marktpreis für Elektrizität simultan optimiert.

Stromnachfrage

Die nachfolgende Grafik 4-10 zeigt, dass die Stromnachfrage in allen klimapolitischen Szenarien nur leicht unterhalb der BaU-Entwicklung liegt. Die Gründe liegen einerseits darin, dass der weitgehend CO₂-freie Strom in der Schweiz durch CO₂-Abgabe kaum verteuert wird, es also an Anreizen fehlt, Strom zu sparen. Andererseits führt die Verteuerung der fossilen Energieträger durch die CO₂-Abgabe zu einer Substitution durch Elektrizität, was die Nachfrage steigen lässt. Dämpfend auf die Stromnachfrage wirkt sich die leicht tiefere Wirtschaftsproduktion aus.¹⁰

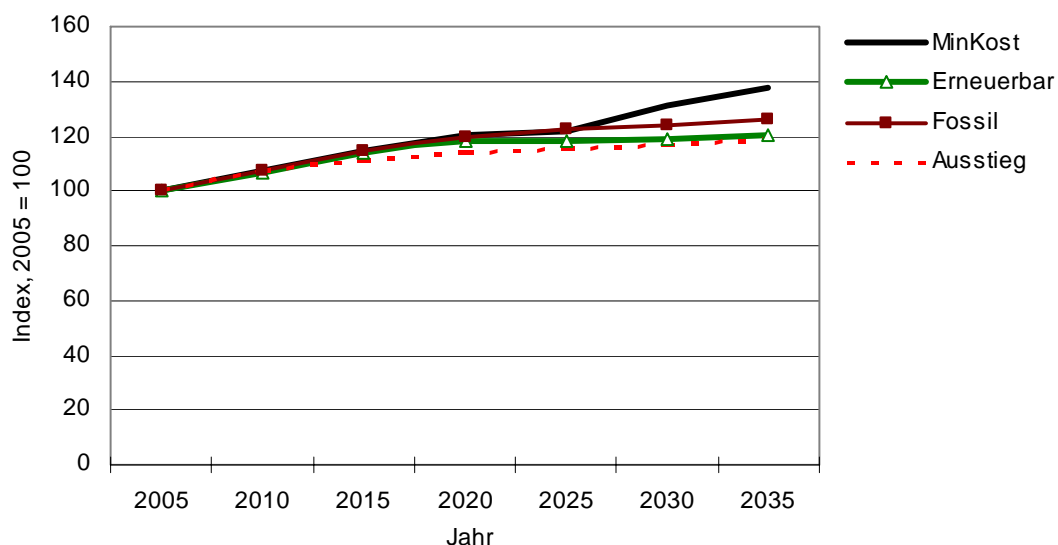
¹⁰ Der im Vergleich zu BaU stärkere Rückgang der Stromnachfrage im Jahre 2025 ist die Folge relativ hoher Strompreise in diesem Jahr, die sich aus der Kombination verschiedener Restriktionen im Rahmen der Stromszenarien der Energieperspektiven ergeben.

Grafik 4-10: Nachfrage nach Elektrizität für die klimapolitischen Szenarien, für die Minimal-kostenkombination beim Stromangebot, Index 2005 = 100



Während die klimapolitischen Szenarien einen geringen Einfluss auf die Stromnachfrage ausüben, beeinflusst die Wahl der Stromangebotsvariante die Stromnachfrage wesentlich (vgl. Grafik 4-11). Bei den Stromangebotsvarianten «Erneuerbare Energien» und «Ausstieg» wächst die Stromnachfrage zwischen 2005 und 2035 um 20% und nicht um rund 40% wie beim Referenzfall, der so genannten Minimalkostenkombination der Stromproduktion. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Strompreise in diesen beiden Varianten höher liegen als im Referenzfall, was zu Einsparungen bei den Stromkonsumenten und damit zu einer tieferen Stromnachfrage führt.

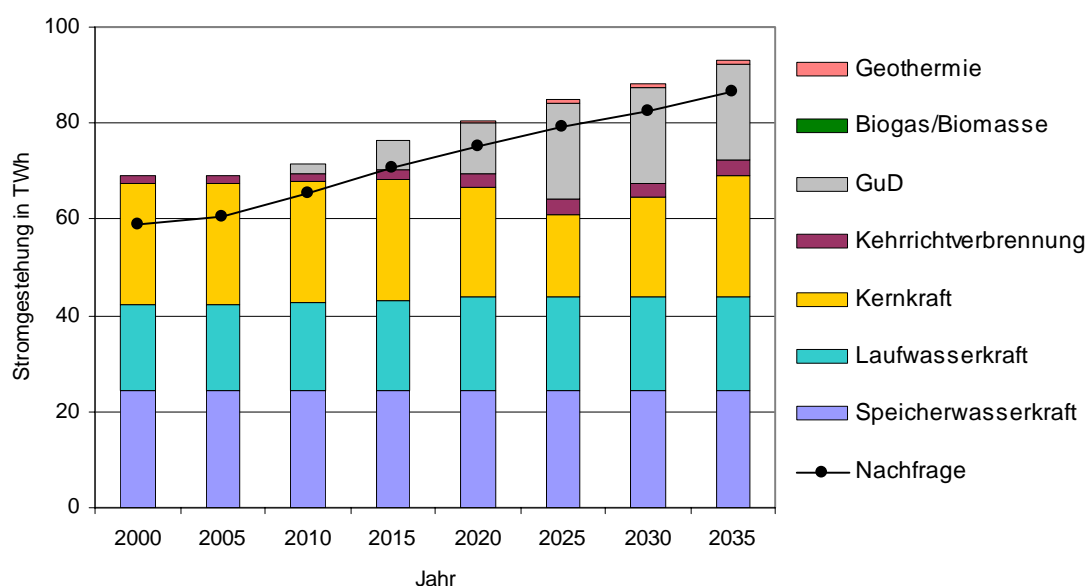
Grafik 4-11: Nachfrage nach Elektrizität für die Stromerzeugungsszenarien im klimapolitischen Szenario MGE, Index 2005 = 100



Stromangebot

Im Folgenden beschreiben wir, wie sich die Klimapolitik auf die Höhe und die Zusammensetzung der Elektrizitätserzeugung in der Schweiz auswirkt. Grafik 4-12 zeigt die Stromerzeugung im Referenzfall. Die Auswahl der zugebauten Technologien entspricht der **Minimalkostenkombination** und basiert auf dem Prinzip der Kostenminimierung, wobei die unterstellten **Zubaurestriktionen** zu beachten sind (vgl. Kapitel 3.3.6 und Tabelle 8-6 im Anhang A). Eine wichtige Restriktion ist die Annahme, dass neue Kernkraftwerke nicht vor 2030 in Betrieb gehen können. GuD-Kraftwerke schliessen die dadurch entstehende Stromlücke in den Modellperioden 2015 bis 2025. Diese GuD-Kraftwerke werden natürlich über 2030 hinaus weiterbetrieben. Neuer Zubau erfolgt dann aber mit Kernkraftwerken.¹¹

Grafik 4-12: Elektrizitätsangebot Schweiz: Szenario Minimalkostenkombination, Referenzfall



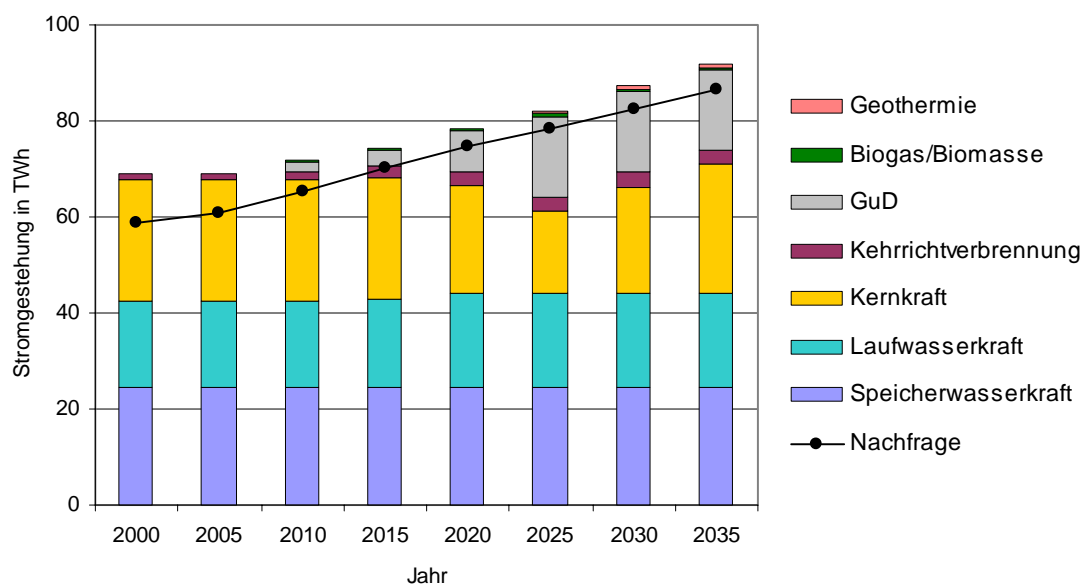
Andere Technologien haben kein grosses Erweiterungspotenzial (Wasserkraft, Kehrrichtverbrennung) oder sind in einem Minimalkostenansatz zu teuer (Wind, Photovoltaik). Die Geothermie wird rentabel, aber bei noch sehr unklarem (und daher hier niedrig angesetztem) Potenzial. Hinzu kommt, dass Geothermie eine Grundlasttechnologie ist, welche in diesem Lastbereich mit der einzelwirtschaftlich günstigen Kernkraft konkurriert.

¹¹ Da wir diskrete Stufen aufgrund üblicher Grössen von Kraftwerksblöcken nicht explizit abbilden, erfolgt der Zubau im Modell flexibel je nach Bedarf.

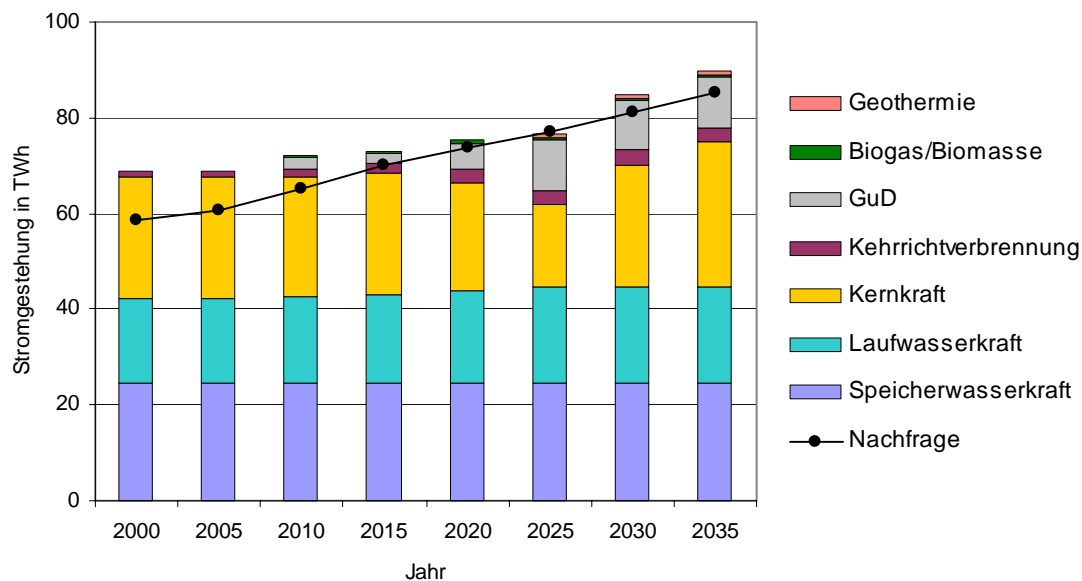
a) Variante Minimalkostenkombination

Grafik 4-13 zeigt die Zusammensetzung der Stromproduktion bis ins Jahr 2035 im Szenario **Alibi** gemäss dem Minimalkostenansatz. Die gesamte Stromerzeugung ist etwas geringer und der Anteil von Biomasse und Biogas etwas höher als im Referenzfall. Insgesamt weist der Strommix in diesem Szenario jedoch keine wesentliche Veränderung im Vergleich zum Referenzfall auf.

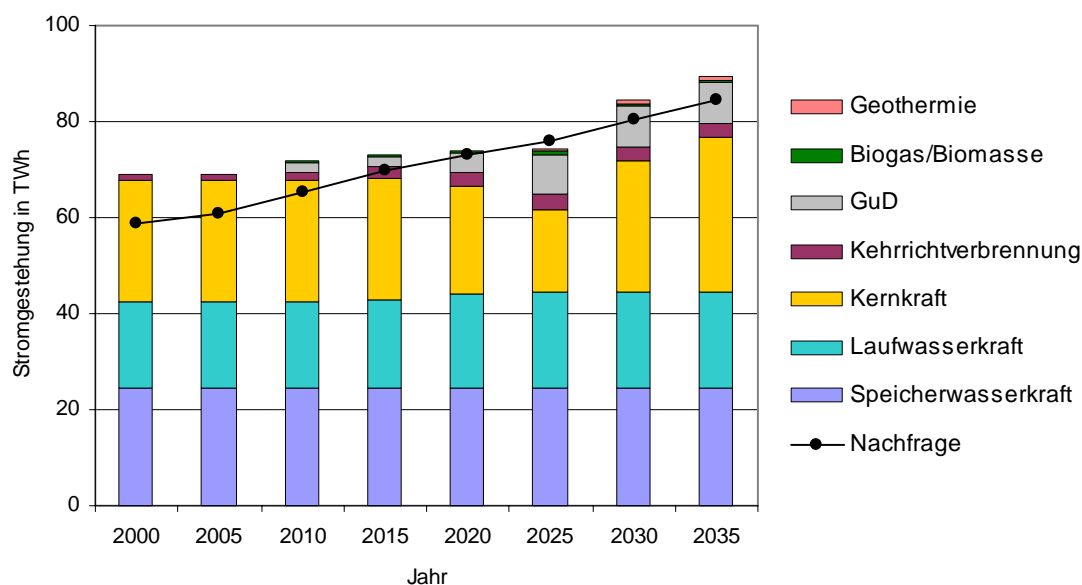
Grafik 4-13: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante Minimalkostenkombination, Szenario Alibi



Im Szenario **MGE** mit Kostenminimierung (siehe Grafik 4-14) steigt die Stromproduktion bis 2025 weniger stark als im Referenzfall. Der Grund dafür ist, dass das Potenzial der erneuerbaren Energien nicht ausreicht, um die Erzeugung im selben Ausmass zu steigern wie im Referenzfall. Mit weiteren Gaskraftwerken könnte dies erreicht werden; diese bzw. die für ihren Betrieb nötigen Emissionsrechte sind aber im Szenario MGE zu teuer. Ab dem Jahr 2030 nimmt die Stromproduktion sprunghaft zu, weil dann annahmegemäss neue Kernkraftwerke eingesetzt werden dürfen, welche die CO₂-Bilanz nicht belasten.

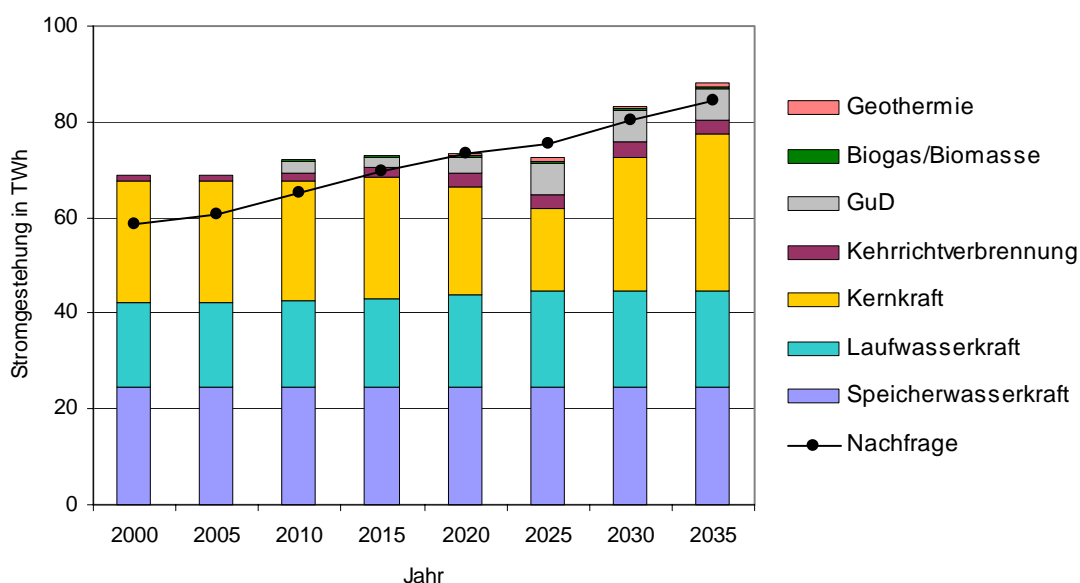
Grafik 4-14: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante Minimalkostenkombination, Szenario MGE

Im Szenario **550ppm** (siehe Grafik 4-15) präsentiert sich ein praktisch identisches Bild wie im Szenario MGE (siehe Grafik 4-14): Die Stromproduktion (gemäss dem Minimalkostenansatz) steigt bis ins Jahr 2025 nur langsam und springt danach auf ein deutlich höheres Niveau. Der Grund für die geringen Unterschiede ist, dass die Minderungsverpflichtungen für die Schweiz in beiden Szenarien ungefähr gleich hoch sind.

Grafik 4-15: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante Minimalkostenkombination, Szenario 550ppm

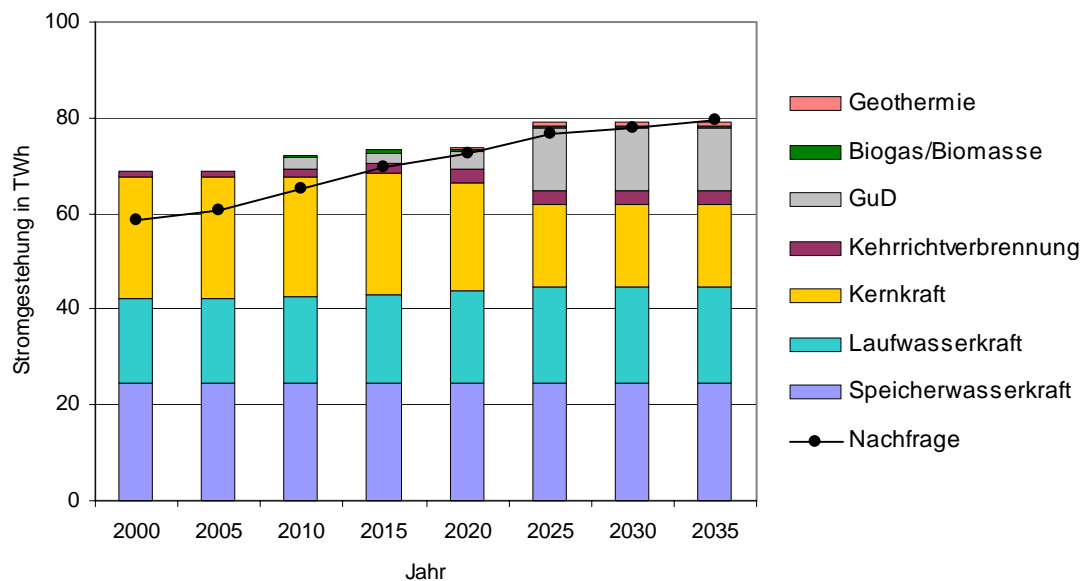
Das Szenario **SGE** (siehe Grafik 4-16) beinhaltet die stärkste Minderungsverpflichtung für die Schweiz. Dies wirkt sich auf den Zubau von GuD-Kraftwerken aus, der noch geringer ausfällt als im Szenario MGE (vgl. Grafik 4-14). In diesem Szenario liegt die Stromproduktion im Jahr 2025 sogar unter dem Niveau des Jahres 2020. Wie in den anderen Szenarien mit ambitionierten Klimaschutzzielen nimmt die Stromproduktion auch im Szenario SGE im Jahr 2030 deutlich zu. In diesem Fall wird jedoch mehr Kernkraft und weniger GuD-Kapazität zugebaut als in den Szenarien MGE und ppm550.

Grafik 4-16: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante Kostenminimierung, Szenario SGE

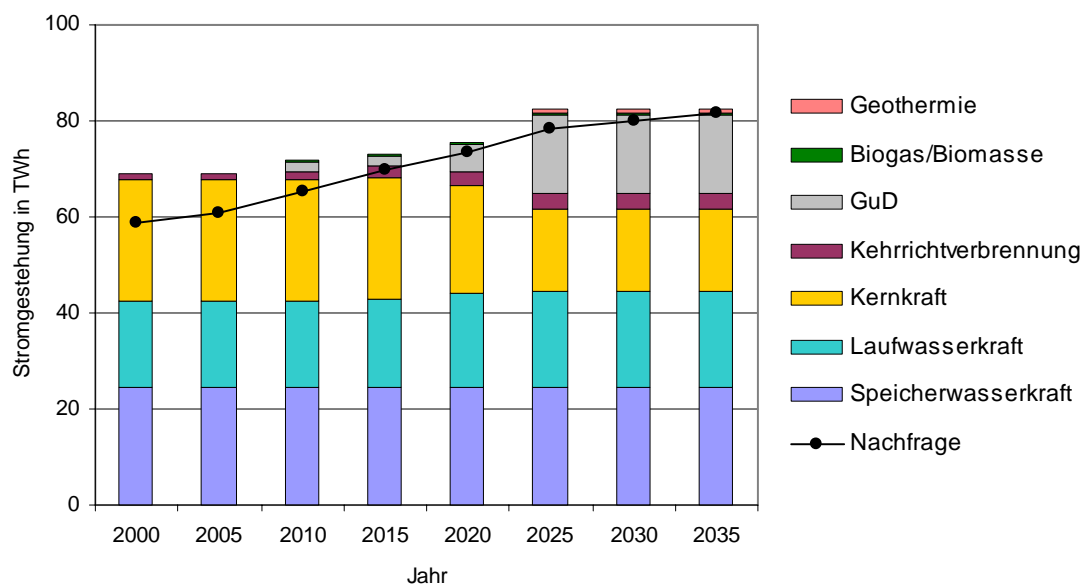


b) Variante fossil-thermisch

Die bisher präsentierten Ergebnisse zeigen die Zusammensetzung der Stromproduktion nach dem Minimalkostenprinzip. Die Variante fossil-thermisch weicht von diesem Prinzip ab, indem sie auch ab 2030 keine neuen Kernkraftwerke erlaubt. Der Zubau erfolgt stattdessen überwiegend durch GuD-Kraftwerke. Die höheren Gestehungskosten dieser Variante schlagen sich in höheren Strompreisen nieder, welche zu einer geringeren Stromnachfrage führen. Im Szenario SGE heisst dies beispielsweise, dass die Stromproduktion bis 2035 unter dem Wert von 80 TWh bleibt (siehe Grafik 4-17).

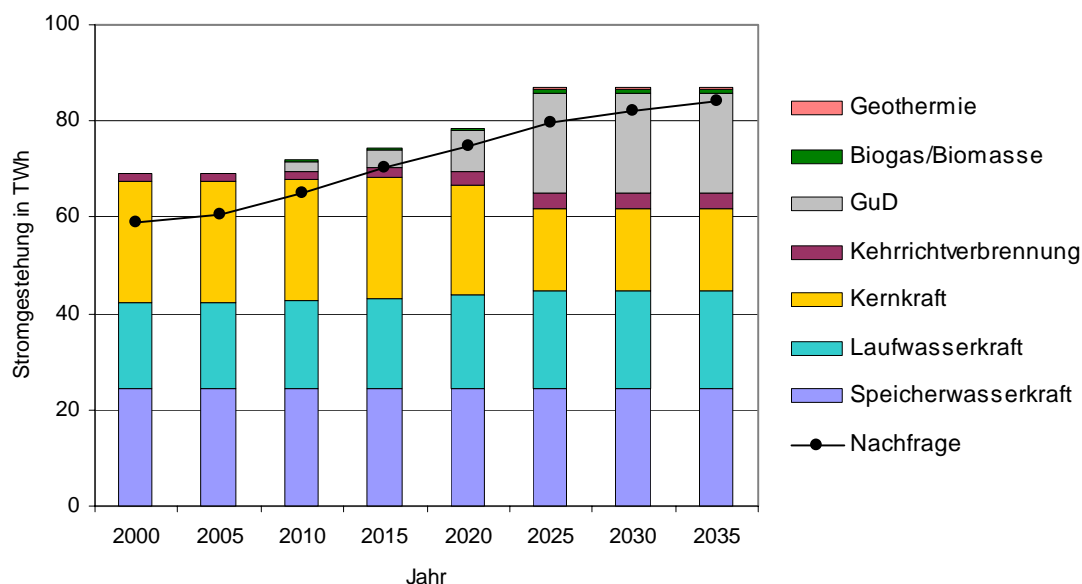
Grafik 4-17: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante fossil-thermisch, Szenario SGE

Das Ausmass des Zubaus von GuD-Kraftwerken hängt vom Preis für Emissionsrechte auf dem internationalen Markt ab. Je anspruchsvoller die globalen Minderungsverpflichtungen, desto höher sind die Preise für Emissionsrechte (siehe Grafik 4-2). Das heisst, dass in der Schweiz bei einem weniger ambitionierten internationalen Klimaschutzabkommen (MGE) mehr Strom aus Gaskraftwerken produziert wird (siehe Grafik 4-18) als bei sehr anspruchsvollen Minderungsvereinbarungen (siehe Szenario SGE in Grafik 4-17).

Grafik 4-18: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante fossil-thermisch, Szenario MGE

Dementsprechend fällt der Zubau von GuD-Kapazität bei einer wenig stringenten Klimapolitik (Szenario Alibi) noch stärker aus (siehe Grafik 4-19).

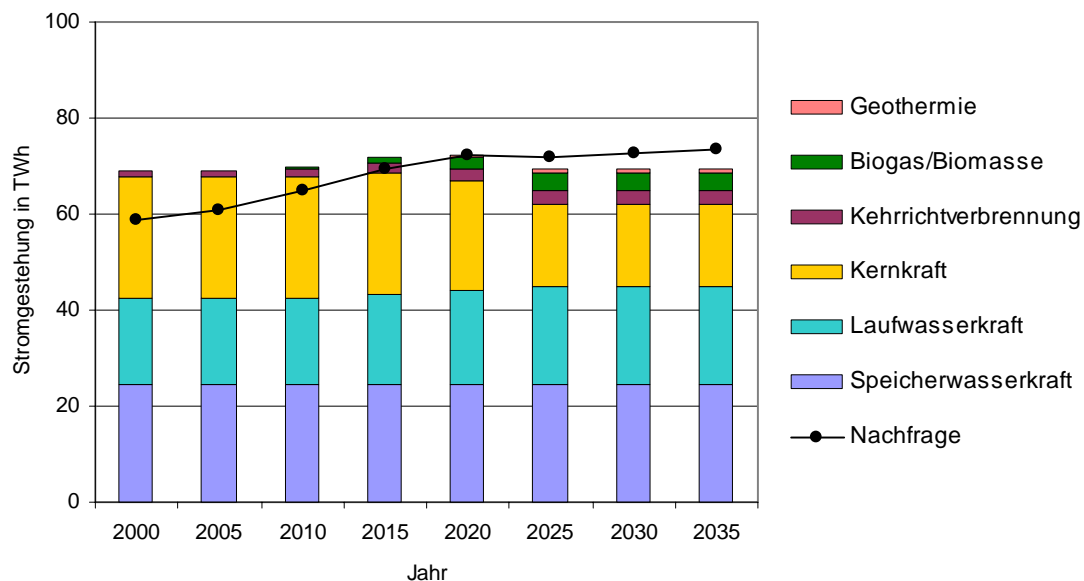
Grafik 4-19: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante fossil-thermisch, Szenario Alibi



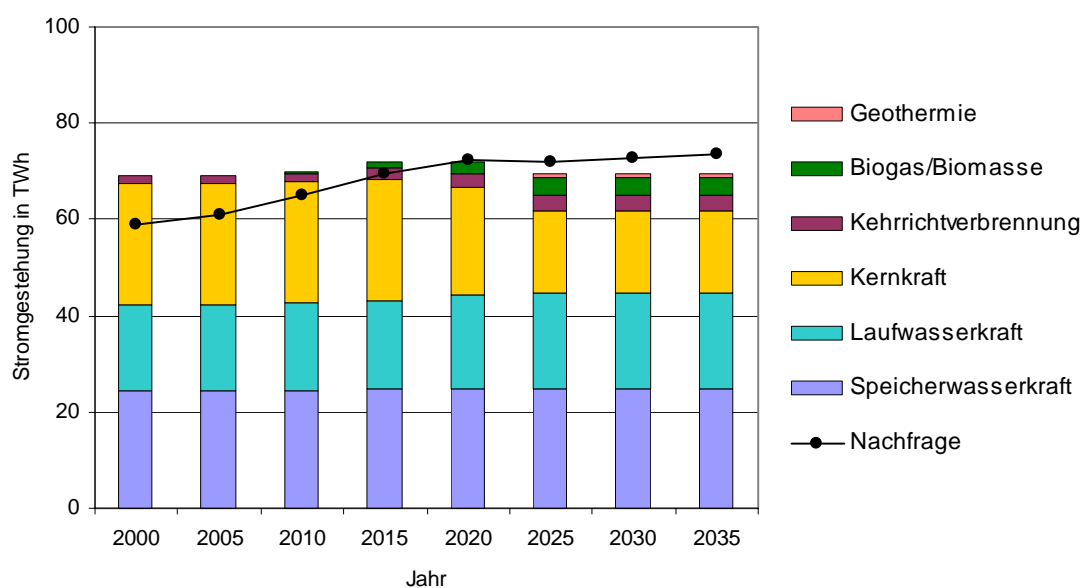
c) Variante Erneuerbare Energien

In der Variante Erneuerbare Energien ist der Zubau von GuD- und Kernkraftwerken in der Schweiz annahmegemäss ausgeschlossen. Daraus ergibt sich eine verstärkte Nutzung von Biogas, Geothermie¹² und Wasserkraft (Wind und Photovoltaik sind aus Kostengründen keine Option). Die erneuerbaren Energien vermögen jedoch die Stromlücke nicht zu schliessen, so dass sich ein deutlicher Rückgang der Stromproduktion ab dem Jahr 2025 einstellt (siehe Grafik 4-20). Insgesamt hat diese Variante eher Importe und einen Nachfragerückgang als neue erneuerbare Stromerzeugung in grossem Stil zur Folge. Mit anderen Worten: Wenn kein Zubau von Kern- und GuD-Kraftwerken erfolgen soll, besteht erheblicher energiepolitischer Handlungsbedarf (z.B. Entwicklung der Potenziale für Biogas, Biomasse und Geothermie). Es stellt sich auch die Frage, ob eine Bereitschaft zum Bau neuer Grosswasserkraftwerke besteht.

¹² Für die Geothermie wurde in diesem Szenario ein höheres Potenzial angenommen. Allerdings ist zu beachten, dass generell der massive Zubau neuer Technologien mit technischen Unsicherheiten verbunden ist. Bei der Geothermie sind wir davon ausgegangen, dass diese Technologie ab dem Jahr 2020 ausgereift ist und in grossem Massstab zur Verfügung stehen wir.

Grafik 4-20: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante Erneuerbare Energien, Szenario SGE

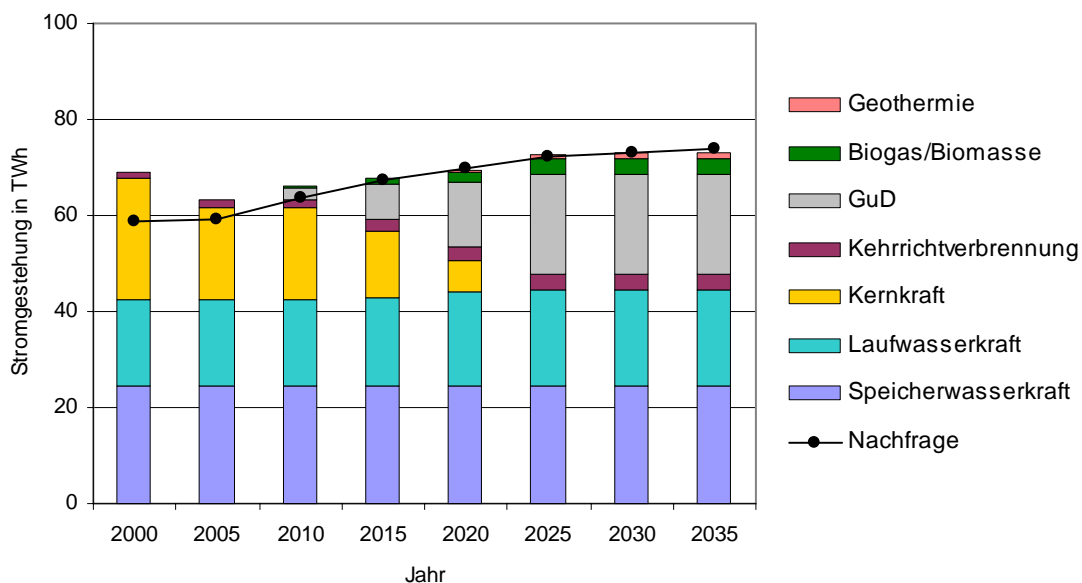
Grafik 4-21 zeigt das Elektrizitätsangebot in der Variante Erneuerbare Energien im Szenario MGE. Dieses ist praktisch identisch mit dem Strommix im Szenario SGE (siehe Grafik 4-20). Der Grund dafür liegt auf der Hand: Da die gesamte Stromerzeugung in beiden Szenarien CO₂-frei erfolgt, haben weder die Minderungsverpflichtung der Schweiz noch das Preisniveau für Emissionsrechte auf dem internationalen Markt einen Einfluss auf die Zusammensetzung des Stromangebots in der Schweiz.

Grafik 4-21: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante Erneuerbare Energien, Szenario MGE

d) Variante Reduzierte KKW-Laufzeit

Ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie hätte einen massiven Zubau von GuD-Kraftwerken zur Folge (siehe Grafik 4-22), da die Potenziale der erneuerbaren Energien nicht ausreichen, um die entsprechenden Kapazitäten zu ersetzen. Bei dieser Variante steigen die Strompreise signifikant, was sich ebenfalls in einer Reduktion der Nachfrage niederschlägt.

Grafik 4-22: Elektrizitätsangebot Schweiz: Variante Reduzierte KKW-Laufzeit, Szenario SGE



4.3.4 Vergleich der Ergebnisse aus dem Gleichgewichtsmodell mit den bottom-up-Modellen

In den energiewirtschaftlichen Analysen der Energieperspektiven werden sektorale bottom-up-Modelle eingesetzt, um das Energieangebot und die Energienachfrage auf Basis der technischen Möglichkeiten zu analysieren. Diese Modelle beruhen auf einer nationalen Perspektive und beschränken sich jeweils auf einen Bereich (Haushalt, Industrie, Verkehr, Dienstleistungen und Elektrizitätsangebot).

Die Analyse der wirtschaftlichen Auswirkungen und der Effekte der internationalen Klimapolitik folgt dagegen einem völlig anderen methodischen Ansatz. In MultiSWISSEnergy wird die Schweizerische Volkswirtschaft aggregiert (Top-down) abgebildet, die Reaktionen erfolgen preisgetrieben, und die Perspektive ist sektor- und länderübergreifend.

Dennoch versuchen die verschiedenen Modellbauer etwas über dieselbe Realität auszusagen. Aus diesem Grund ist ein Quervergleich der wichtigsten Resultate interessant. Quervergleiche werden allerdings dadurch erschwert, dass unterschiedliche Szenarien gerechnet werden (vgl. Kapitel 3). In der vorliegenden Studie wird eine Reihe von Szenarien der internationalen Klimapolitik betrachtet, die bottom-up-Modelle dagegen beruhen auf nationalen Szenarien mit CO₂- und Energiezielen. Entsprechend kann ein Teil der Unterschiede in den Ergebnissen durch die unterschiedlichen Szenarienvorgaben erklärt werden. Aber auch die Unterschiede in der Methodik hinterlassen ihre Spuren. Tabelle 4-1 weist einige der wichtigsten Ergebnisse der bottom-up-Modelle und des Top-down-Ansatzes für das Szenario SGE mit einer stromangebotsseitigen Minimalkostenkombination und ohne CO₂-Kompensationsmöglichkeiten im Ausland¹³ aus, und erklärt diese auf Basis der Unterschiede zwischen den Modellen.

¹³ In den bottom-up-Modellen wird der internationale Handel mit Emissionsrechten nicht abgebildet. Deshalb muss sich der Vergleich auf ein Szenario ohne CO₂-Kompensationsmöglichkeiten im Ausland (Flexibilisierungsgrad = 0%) beziehen.

Tabelle 4-1: Top-down- vs. bottom-up: Vergleich der Resultate

		Werte für 2035, Szenarien IV / SGE		Gründe für die Unterschiede	
		Bottom-up*	Top-down#	Unterschiede in den Szenarien	Unterschiede in der Methodik
Energienachfrage (Nachfragezuwachs in % gegenüber 2000)					
Heizöl für Wärme	-65%	-71%	Bottom-up: Energieabgabe mit starker Lenkungswirkung, ebenfalls auf Strom, unterschiedliche Abgabenhöhe bei den verschiedenen Energieträgern, am höchsten bei Treibstoffen (mehr dazu weiter unten). Bis auf wenige Ausgleichsmechanismen (Mineralölsteuer) aufkommensneutrale Umsetzung.	Bottom-up: Energieträgersubstitution wird nicht stärker angereizt als in den anderen Szenarien, da die relativen Preisverhältnisse ähnlich bleiben. Kein Ausweichen auf Strom (Ausnahme: WP in gewissem Umfang), Einsparung hat Vorrang. Im Verkehrssektor starke Effizienzverbesserungen, modal shift (Zusatzinvestitionen ÖV werden benötigt), Biotreibstoffe dringen stärker in den Markt ein.	
Erdgas für Wärme	-17%	-50%	Top-down: keine Energieabgabe, sondern eine allgemeine homogene CO ₂ -Abgabe mit Minderungsziel von 40% gegenüber dem Energieperspektiven-Referenzpfad (mehr dazu weiter unten), deshalb findet der mit Abstand höchste relative Preisanstieg beim Heizöl statt.	Top-down: endogene Energieträgerpreise unter Berücksichtigung internationaler Implikationen der Klimapolitik. Wärme: Substitution zwischen Ölheizungen, Erdgasheizungen und Wärmepumpen. Berücksichtigung von Gebäudesanierungen. Verkehr: elastische Verkehrsnachfrage, Berücksichtigung von Veränderungen im Modal Split, berücksichtigte flüssige Treibstoffe: Benzin/Diesel, Ethanol, Methanol; Strom: siehe unten.	
Flüssige Treibstoffe	-36%	-11%			
Strom	-2%	+38%	Fazit: Die Unterschiede in der Reaktion der Energieträgernachfrage erklären sich hauptsächlich aus den unterschiedlichen unterstellten Abgabebesätzen.	Fazit: In beiden Modellwelten werden die gleichen wesentlichen Substitutionspotenziale erfasst, allerdings top-down mit einem methodischen Fokus auf Preiseffekte und bottom-up mit einem methodischen Fokus auf Technologien.	

* Energiewirtschaftliche Analyse mit den bottom-up-Modellen; # Volkswirtschaftliche Analyse mit dem Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy

Tabelle 4-1: Top-down- vs. bottom-up: Vergleich der Resultate (Fortsetzung)

Werte für 2035, Szenarien IV / SGE		Gründe für die Unterschiede	
		Bottom-up*	Top-down#
Unterschiede in den Szenarien			
		Unterschiede in der Methodik	
Kosten der CO₂-Minderung (in Schweizer Franken von 2001 pro Tonne)			
CO ₂ -Abgabensatz	Heizöl: 329 Treibstoff: 721 Strom: 17.26 Rp/kWh	383.8	<p><u>Bottom-up</u>: starke Energielenkungsabgabe, nahezu aufkommensneutral (evtl. spezifische Umverteilungen in Verkehrsinfrastruktur); Minderungsziele für Endenergieverbrauch pro Kopf und CO₂-Emissionen jeweils -35 %; Abgabe orientiert sich am Effizienzziel.</p> <p><u>Top-down</u>: Allgemeine CO₂-Abgabe mit homogenem Satz, vollständiges Abgabenrecycling durch Senkung der Mehrwertsteuer, Minderungsziel von 40% gegenüber dem Energieperspektiven-Referenzpfad;</p>
	291.5	383.8	<p><u>Fazit</u>: Zum Top-down-Abgabensatz von 383.8 CHF/t wird das meiste CO₂ im Wärmesektor gemindert. Das korrespondiert gut mit dem Bottom-up-Abgabensatz auf Heizöl von 329 CHF/t.</p>
Grenzminderungskosten			<p><u>Bottom-up</u>: Technisch mögliche und angesichts der Abgabe neu „rentable“ Potenziale werden realisiert (bestimmte Potenziale bleiben weiterhin gehemmt); Rentabilitätskriterien definieren sich aufgrund von Anforderungen und Erwartungen der Investoren (betriebswirtschaftlich, Refinanzierungszeiten i.a. kürzer als technische Lebensdauer, Bankzinsen). Grenzminderungskosten und Obergrenze der Durchschnittsminderungskosten deutlich geringer als Abgabenhöhe.</p> <p><u>Top-down</u>: Kostenminimale Minderungspotenziale in Produktion und Konsum werden ausgenutzt. Produktions- und Nachfragemengen passen sich an. Grenzminderungskosten = Abgabensatz.</p> <p><u>Fazit</u>: Nach dem Bottom-up-Ansatz weichen Abgabensatz und Grenzminderungskosten voneinander ab, was in der top-down-Gleichgewichtswelt nicht der Fall ist. Dies erschwert zusätzlich den Quervergleich der Abgabensätze. Andererseits sind auch die Grenzminderungskosten nicht direkt vergleichbar, weil die in den Bottom-up-Modellen separat berücksichtigten Hemmnisse im volkswirtschaftlichen Modell in den Grenzminderungskosten eingepreist sind.</p>

* Energiewirtschaftliche Analyse mit den bottom-up-Modellen; # Volkswirtschaftliche Analyse mit dem Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy

Tabelle 4-1: Top-down- vs. bottom-up: Vergleich der Resultate (Fortsetzung)

Werte für 2035, Szenarien IV / SGE		Gründe für die Unterschiede	
		Bottom-up*	Top-down#
		Unterschiede in den Szenarien	Unterschiede in der Methodik
Zusatzkosten der Stromangebotsvarianten (zu Variante A in Mrd. CHF von 2001 im Jahr 2035)			
Variante Erneuerbar	1.5	1.74	<p><u>Bottom-up</u>: Stark reduzierte Nachfrage gegenüber Referenzpfad, Reststücke wird mit erneuerbaren Energien kostenoptimal geschlossen, keine GuD, keine neuen KKW (Variante E).</p> <p><u>Top-up</u>: Zubau nach Technologieverfügbarkeit, und Potenzialen; (erneuerbare) WKK erbringt zusätzlich kostengünstige CO₂-Reduktion. Berechnung der Zusatzkosten als inkrementelle Erzeugungskosten plus bewerteter Nachfragerückgang.</p>
Variante Ausstieg	Bei Abschluss des Berichts noch nicht bekannt	5.40	<p><u>Top-down</u>: Preiselastische Stromnachfrage, Preisbildung nach Grenzkosten, im Stromangebot werden acht Erzeugungstechnologien und drei Lastbereiche unterschieden.</p>

* Energiewirtschaftliche Analyse mit den bottom-up-Modellen; # Volkswirtschaftliche Analyse mit dem Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy

Unterschiede zwischen Sektormodellen und allgemeinem Gleichgewichtsmodell

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den Szenarien der Sektormodelle und der Analyse mit dem allgemeinen Gleichgewichtsmodell (MultiSWISSEnergy) ist, dass bei letzterem keine Zielwerte für die Reduktion des Endenergieverbrauchs pro Kopf vorgegeben sind. Dieses zusätzliche Ziel wirkt sich in den Resultaten der Sektormodelle hauptsächlich auf eine schwächere Elektrizitätsnachfrage aus. Da die Schweiz weitgehend CO₂-frei Elektrizität produziert, bewirkt eine Verteuerung von CO₂ im allgemeinen Gleichgewichtsmodell nur einen geringen Nachfragerückgang bei der Elektrizität.

Ausserdem beeinflussen Unterschiede in den methodischen Ansätzen die Vergleichbarkeit der Ergebnisse: Während in den energiewirtschaftlichen Analysen sektorale bottom-up-Modelle eingesetzt werden, um das Energieangebot und die Energienachfrage auf Basis der technischen Möglichkeiten zu analysieren, erfolgen die Reaktionen im Rahmen der Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen preisgetrieben und sektor- und länderübergreifend.

Dennoch bilden die beiden Ansätze in vielerlei Hinsicht dieselbe Realität ab und ein Quervergleich der wichtigsten Resultate ist möglich, sofern die unterschiedlichen Szenarienvorgaben beachtet werden. Anhand der Resultate von Szenario IV der Sektorenmodelle und der Resultate des Szenarios SGE (ohne Kompensation im Ausland, also Variante CO₂ Minderung vollständig im Inland) werden Unterschiede in den Resultaten aufgezeigt und erklärt.

Unterschiede in der Energienachfrage

Die Nachfrage nach Heizöl geht bis 2035 in beiden Analysen in der gleichen Grössenordnung zurück (siehe Tabelle 4-1). Hingegen weisen die Abnahmen der Nachfragen nach Erdgas für Wärme, für flüssige Treibstoffe und für Elektrizität andere Grössenordnungen auf. Während im Gleichgewichtsmodell MultiSWISSEnergy eine einheitliche Energieabgabe auf allen fossilen Energieträgern zur Anwendung kommt, verwenden die Sektormodelle individuelle Abgabesätze für jeden einzelnen Energieträger.

Die wesentlich höheren Abgaben auf Treibstoff in den Sektormodellen bewirken einen stärkeren Rückgang des Verbrauches als in den Resultaten des allgemeinen Gleichgewichtsmodells. Sehr deutlich wirkt sich der Abgabesatz auf Elektrizität auf die Nachfrageentwicklung in den Sektormodellen aus. Sie liegt deutlich unter derjenigen des Gleichgewichtsmodells, weil im Gleichgewichtsmodell keine Abgabe auf Elektrizität enthalten ist. Im Szenario IV bewirkt die Abgabe eine Verdoppelung der Preise im Vergleich zur Referenz (für die Haushalte, deutlich mehr als eine Verdoppelung für die Industrie) und entsprechend einen Rückgang der Nachfrage. Im Szenario SGE bewirkt die Besteuerung fossiler Energieträger eine Substitution in Richtung nicht besteuertener Energie.

Unterschiede in den Grenzminderungskosten

In den Sektormodellen kommen betriebswirtschaftliche Rentabilitätskriterien zur Anwendung. Zusätzliche Hemmnisse bewirken, dass die – nach Energieträgern differenzierten Abgabesätze über den Grenzkosten der CO₂-Minderung liegen müssen, um einen adäquaten Anreiz für die Minderungsmassnahmen zu bieten. In den Grenzminderungskosten des Gleichge-

wichtsmodells sind diese betriebswirtschaftlichen Hemmnisse enthalten, weshalb die Grenz-minderungskosten nicht direkt vergleichbar sind.

Unterschiede in den Abgabesätzen

Der einheitliche CO₂-Abgabesatz des Gleichgewichtsmodells ist für die meisten Energieträger niedriger als die entsprechenden Sätze in den sektoralen bottom-up-Modellen (Ausnahme: Heizöl). Im Gleichgewichtsmodell werden die kostenminimalen Minderungspotenziale der Produktion und des Konsums genau bis zu dem Punkt ausgenutzt, an dem die Grenzkosten der CO₂-Minderung dem einheitlichen CO₂-Abgabesatz entsprechen. Die einheitliche CO₂-Abgabe bewirkt so das Erreichen des CO₂-Ziels zu minimalen Kosten. In den Szenarien der bottom-up-Modellen werden dagegen weitere Ziele angestrebt, insbesondere Endenergieverbrauchsziele, die z.B. höhere Abgabesätze auf Treibstoffe nötig machen.

Die Kosten der Elektrizitätsangebotsvarianten erneuerbare Energien und Ausstieg aus den KKW nach 40 Jahren Laufzeit liegen im Modell Gleichgewichtsmodell leicht oberhalb der Kosten der bottom-up-Modelle. Im Unterschied widerspiegelt sich die tiefere Nachfrage nach Elektrizität in den bottom-up-Modellen. Damit ergibt sich eine kleinere Stromlücke, die gedeckt werden muss.

5 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

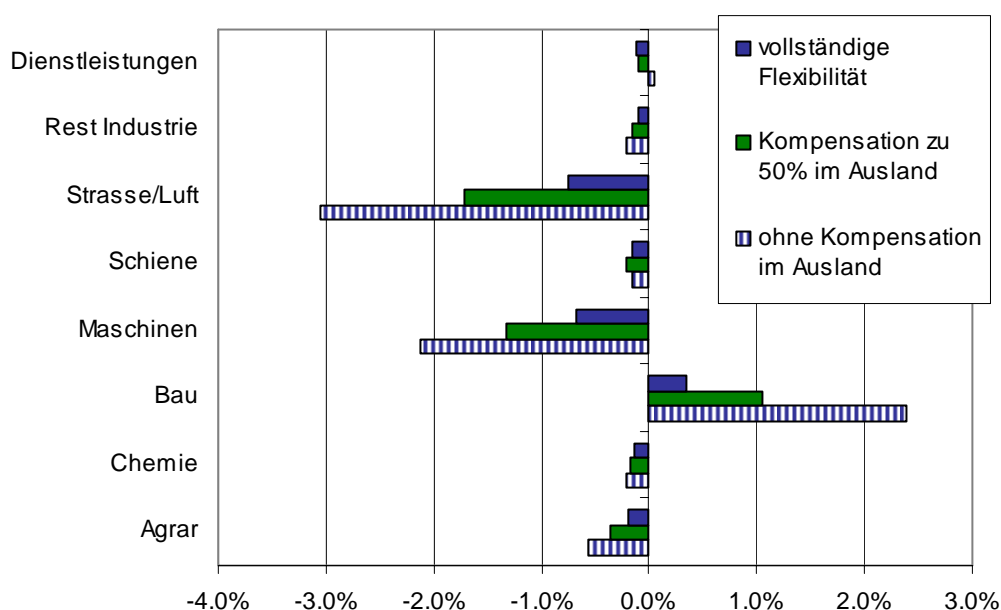
5.1 Auswirkungen auf die Branchen- und Aussenhandelsstruktur

5.1.1 Moderater Strukturwandel

CO₂-Restriktionen fördern den Strukturwandel zu weniger CO₂-intensiven Sektoren. Das Ausmass des Strukturwandels hängt auch von der CO₂-Intensität der einzelnen Branchen im Vergleich zum Ausland ab sowie von den Minderungsanstrengungen der Handelspartner. Grafik 5-1 zeigt, dass der Strukturwandel, der in der Schweiz von den simulierten Szenarien ausgelöst wird, eher gering ist. Der Strassenverkehr nimmt aufgrund seiner hohen CO₂-Intensität am stärksten ab (im Vergleich zu BaU, absolut gesehen nimmt er zu). Ein geringer Teil des Strassenverkehrs wechselt auf die Schiene (bzw. ein grösserer Teil des Neuverkehrs wird durch die Schiene abgedeckt). Der Bausektor profitiert von verstärkter Wärmedämmung. Insgesamt erfolgt eine leichte Verschiebung von der Industrie zu den Dienstleistungen. Für alle Branchen gilt, dass sie im Vergleich zum Ausgangswert von 2000 deutlich wachsen, aber eben – mit Ausnahme des Baugewerbes – etwas weniger stark als im Referenzfall.

Die geringsten strukturellen Auswirkungen sind dann zu erwarten, wenn es für die Schweiz keine Beschränkungen beim Kauf internationaler CO₂-Zertifikate gibt (vollständige Flexibilität). Die grössten strukturellen Auswirkungen ergeben sich dann, wenn die gesamte Minderungsverpflichtung durch Massnahmen im Inland erbracht wird (ohne Kompensation im Ausland). Aber auch in diesem Falle ist der Strukturwandel relativ gering.

Grafik 5-1: Veränderung des Outputs relativ zu BaU 2035 nach Branchen, für MGE, für unterschiedliche internationale Flexibilitätsgrade



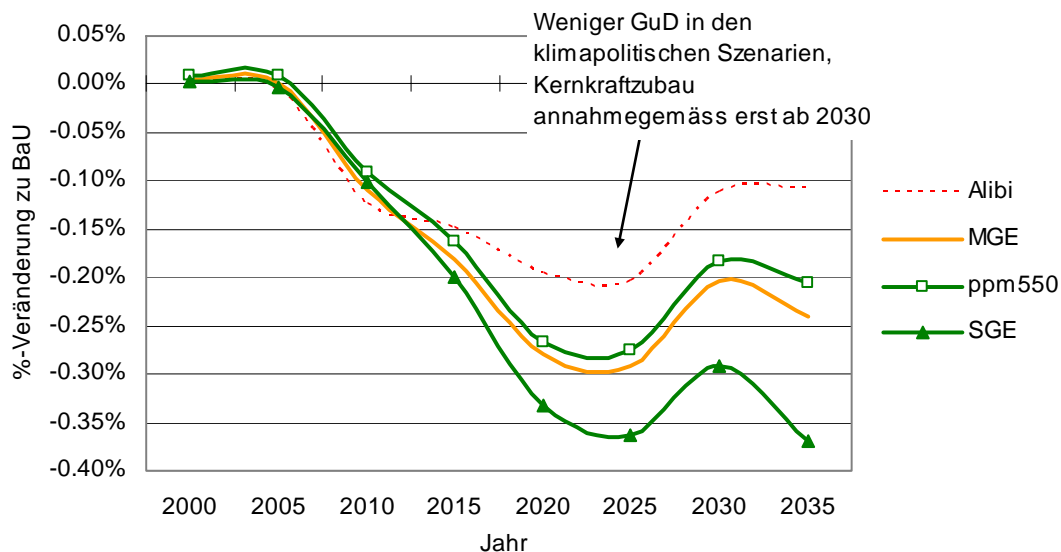
5.1.2 Moderate Einbussen im Aussenhandel

Die Aussenhandelsbedingungen der Schweiz können mit den so genannten Terms of Trade gemessen werden. Die Terms of Trade sind das Verhältnis der gewichteten Exportpreise zu den gewichteten Importpreisen. Die Terms of Trade verschlechtern sich leicht mit zunehmender Stringenz der CO₂-Ziele. Diese Verschlechterung der Terms of Trade bedeutet, dass die Schweiz für dieselbe Menge an Exportgütern weniger Importe aus dem Ausland erhält bzw. dass sie mehr exportieren muss, um dieselbe Menge an Importgütern zu beziehen. Die Verschlechterung der Terms of Trade ist aber keine Folge der Schweizer Klimapolitik, sondern vor allem eine Folge der Kosten ambitionierterer ausländischer CO₂-Ziele. Während sich die ausländische Exportproduktion tendenziell verteuert, führen die ausländischen Konsumeinbussen zu einer geringeren ausländischen Importnachfrage, was die Preismargen für den Schweizer Export unter Druck setzt. Diese Effekte sind in erster Linie im Szenario 550 ppm relevant, das ja für den wichtigsten Handelspartner der Schweiz, die EU, hohe Minderungsverpflichtungen vorsieht, während die Ziele für die Schweiz auf den Referenzfall bezogen weniger streng sind (EU: -53%, Schweiz: -22%).

Im Umkehrschluss zur obigen Argumentation gilt: Je stringenter die heimische Klimapolitik im Vergleich zum Ausland – hier über die Beschränkung der Flexibilität abgebildet – desto besser die Terms of Trade für die Schweiz. Aus nationaler Perspektive ist dies ein kostendämpfender Effekt ambitionierter Klimapolitik, der in den hier ausgewiesenen Ergebnissen (CO₂-Abgabesatz, Konsum, Wohlfahrt, etc.) bereits berücksichtigt ist.

5.2 Makroökonomische Auswirkungen für die Schweiz

Wie Grafik 5-1 zeigt, sind mit Ausnahme des Baugewerbes alle hier unterschiedenen Branchen negativ von den klimapolitischen Szenarien betroffen. Dabei bleibt allerdings der Nutzen unberücksichtigt, den eine international koordinierte aktive Klimapolitik über bspw. geringere Schäden oder niedrigere Versicherungsprämien stiften kann. Gesamtwirtschaftlich betrachtet verschlechtern sich unter diesen Annahmen die Angebotsbedingungen. Das gilt besonders für CO₂-intensive Branchen, welche die Kosten der CO₂-Minderungsmaßnahmen (einschliesslich des Zukaufs ausländischer CO₂-Zertifikate) zu tragen haben oder durch die CO₂-Abgabe belastet werden, deren Rezyklierung über die Mehrwertsteuer nur zum Teil wieder denselben Sektoren zugute kommt. Als Folge des für die meisten Sektoren gegenüber BaU rückgängigen Outputs fällt auch der aggregierte Indikator für die Wirtschaftsleistung, das Bruttoinlandsprodukt (BIP), vgl. Grafik 5-2 für die Entwicklung des Schweizer BIP im Zeitablauf.

Grafik 5-2: Bruttoinlandsprodukt, prozentuale Veränderung zu BaU

Der technische Fortschritt ist im Modell exogen vorgegeben. Eine klimapolitisch bedingte Beschleunigung des technischen Fortschritts findet im Modell also nicht statt. Da die Klimapolitik im Modell also keinen zusätzlichen technischen Fortschritt induziert, können die Energieeffizienzgewinne den Abwärtstrend nicht kompensieren. In einem Wachstumsmodell mit endogenem technischem Fortschritt ist es theoretisch möglich, dass der Strukturwandel den energieintensiven Sektoren so viel zusätzliche Nachfrage zuführt, dass Investitionen und induzierter technischer Fortschritt den Wachstumspfad im Vergleich zum Referenzfall ins Positive wenden. Voraussetzung dafür wäre allerdings, dass die Schweiz in hohem Masse komparative Vorteile gegenüber dem Ausland in den international bevorteilten Sektoren hätte, z.B. in den neuen Energietechnologien und den mit ihnen zusammenhängende Dienstleistungen. Ein solch starker komparativer Vorteil lässt sich aus den mit der hier verwendeten Input-Output-Verflechtung simulierten Ergebnissen nicht erkennen. Es ist unwahrscheinlich, dass eine weitere sektorale Aufspaltung in dieser Hinsicht gänzlich neue Erkenntnisse brächte.

Geringe Auswirkungen auf die Arbeitslosigkeit

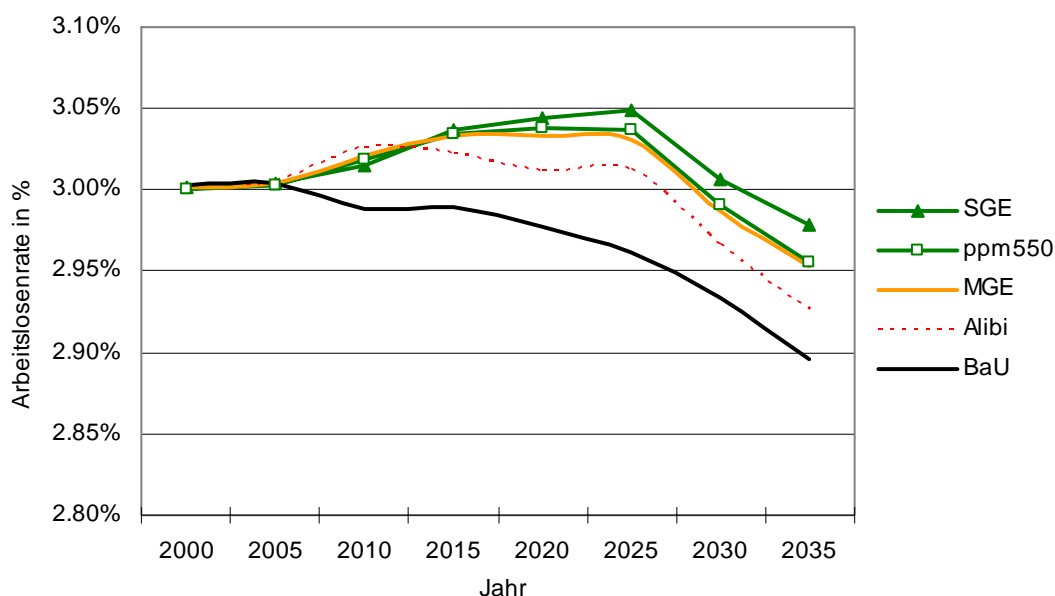
Der oben angesprochene Strukturwandel geht mit Arbeitsplatzgewinnen bzw. –verlusten in den verschiedenen Branchen einher. Zusätzlich geschaffenen Stellen im Baugewerbe steht in anderen Sektoren eine aufgrund der Kosten des Klimaschutzes leicht sinkende Beschäftigung gegenüber.

Im Modell sind Veränderungen der Arbeitslosenrate eine Folge unvollständiger Anpassungen der Reallöhne an sich verändernde wirtschaftliche Gegebenheiten. Es ist daher zu erwarten, dass die Kosten der CO₂-Minderung per Saldo zu einem Anstieg der Arbeitslosigkeit führen.

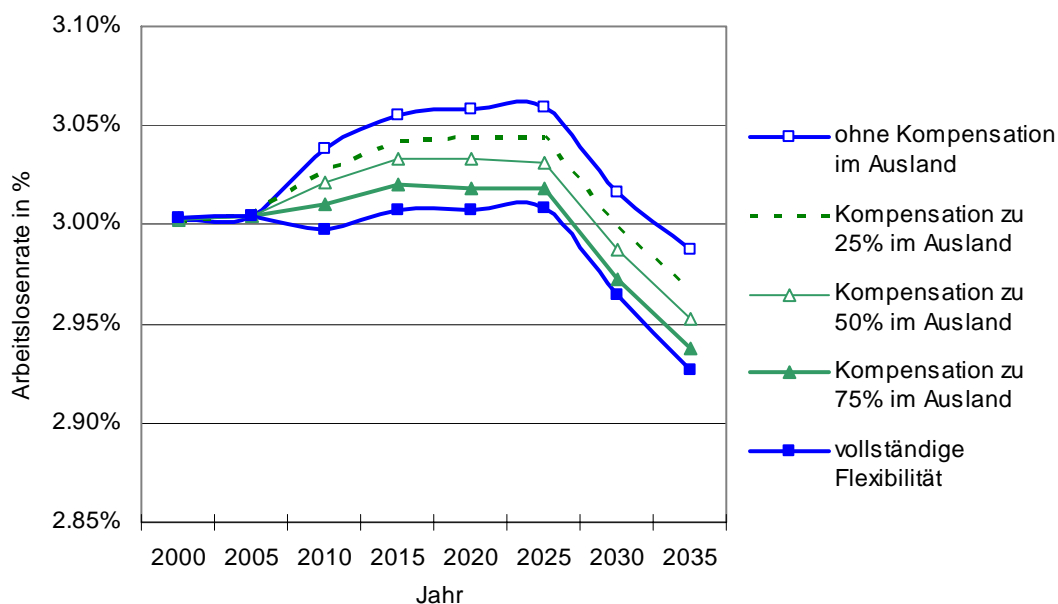
Das Vorzeichen des Effekts könnte sich nur dann umkehren, wenn die Schweiz wesentliche komparative Vorteile in wichtigen Aussenhandelsbranchen hätte, die durch den ausgelösten Strukturwandel begünstigt werden.

Die Simulationen haben einen sehr geringen Einfluss der klimapolitischen Szenarien auf die Arbeitslosenrate ergeben. Zwar steigt die Arbeitslosenrate mit ambitionierteren klimapolitischen Zielen, aber die Rate bewegt sich 2035 in einem engen Bereich zwischen 2.90 Prozent im Referenzfall und 2.98 Prozent im Szenario SGE. Mit anderen Worten: Die Schweizer Real-löhne sind langfristig recht flexibel, so dass mit einem nennenswerten Anstieg der langfristigen Arbeitslosenrate aufgrund klimapolitischer Massnahmen nicht zu rechnen ist.

Grafik 5-3: Arbeitslosenrate für verschiedene klimapolitische Szenarien



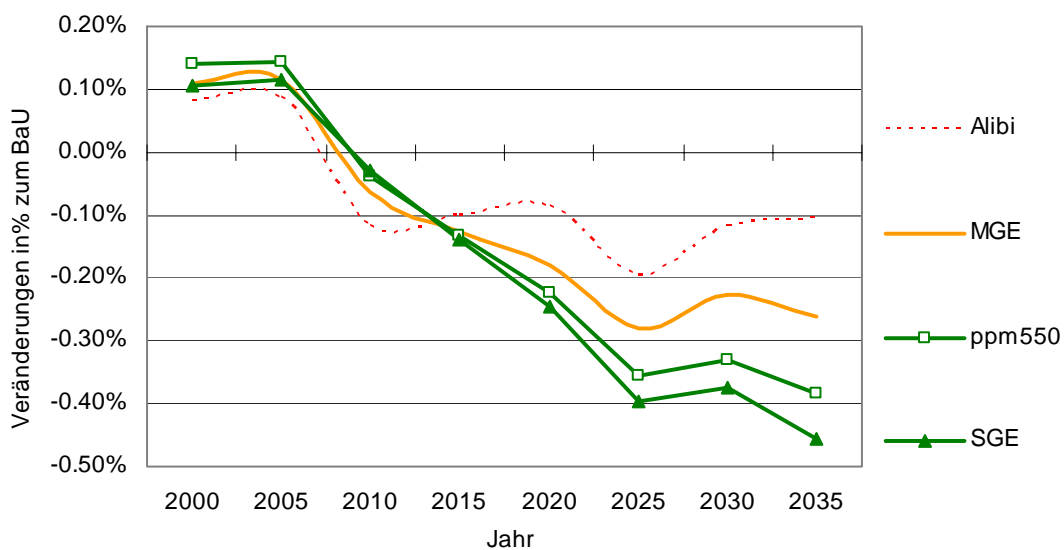
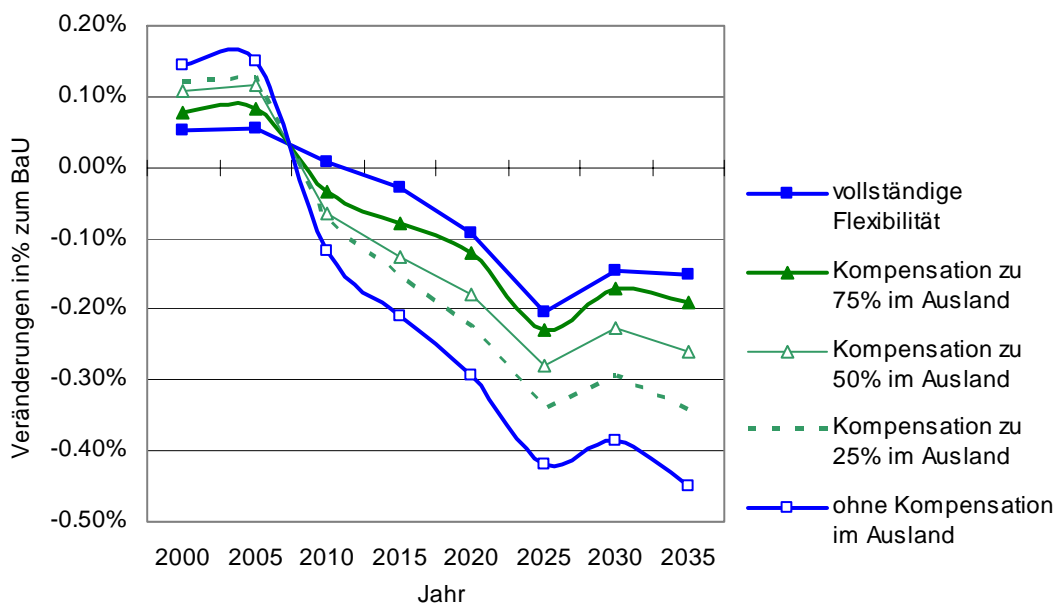
Wie die Grafik 5-4 zeigt, bedeutet eine vollständige Flexibilisierung – also eine möglichst weitgehende Kompensation im Ausland – nicht etwa erhöhte, sondern tiefere Arbeitslosenraten. Zwar wird bei einer vollständigen Minderung im Inland mehr Arbeit in den von den zusätzlich ausgelösten Investitionen im Energiebereich profitierenden Unternehmen nachgefragt. Die allgemein tiefere Produktion aufgrund der höheren Preise (höhere CO₂-Abgabe) führt aber dazu, dass insgesamt weniger Arbeit nachgefragt wird, d.h. die Arbeitslosenrate im Fall einer vollständigen Minderung im Inland (also ohne Kompensation im Ausland) ist leicht höher.

Grafik 5-4: Arbeitslosenrate für verschiedene Flexibilitätsgrade, Szenario MGE

Moderate Auswirkungen auf den Konsum

Die Auswirkungen der simulierten Szenarien auf den Konsum sind insgesamt moderat. Die Grafik 5-5 und Grafik 5-6 weisen zu jedem Zeitpunkt die jeweiligen Gesamteffekte aus. Die gesamte Konsumeinbusse 2035 beträgt also im Szenario MGE 0.26%, im Szenario ppm550 0.38% und im Szenario SGE 0.46%. Gemäss unseren Wachstumsvorgaben wächst der Konsum zwischen dem Jahr 2000 bis zum Jahr 2035 von rund 300 auf knapp 500 Mrd. CHF. Die gesamte Konsumeinbusse beläuft sich für das Jahr 2035 für MGE auf 1.3 Mrd. CHF, für ppm 550 auf 1.9 Mrd. CHF und für SGE auf 2.3 Mrd. CHF. Im Szenario Alibi wirkt sich die langfristige Minderungsanstrengung von 5% gegenüber BaU nicht spürbar auf den Konsum aus. Der Haupteffekt wird hier durch das Kyoto-Ziel für 2010 erzeugt.¹⁴ Je nach Flexibilitätsgrad variiert der Konsumverlust im Szenario MGE gegenüber BaU zwischen 0.15% (vollständige Flexibilität) und 0.45% (ohne Kompensation im Ausland).

¹⁴ Auffällig ist, dass sich die Konsumpfade für die Klimaszenarien zwischen 2010 und 2015 schneiden. Bis 2010 sind die CO₂-Pfade identisch. Danach implizieren strengere Pfade höhere Konsumeinbussen. Aber warum bedeuten identische Pfade bis 2010 nicht auch identischen Konsum? Die Modellhaushalte verfügen über perfekte Voraussicht. Sie kennen die Preisentwicklung der Zukunft und verlegen einen Teil ihres zukünftigen Konsums vor, um zukünftigen CO₂-Steuern zu entgehen. Sie tun dies umso mehr, je höher die zukünftigen CO₂-Steuern sind. In der Realität dürfte die Voraussicht der Konsumenten weniger ausgeprägt sein und der Effekt des vorgezogenen Konsums entsprechend geringer. Es geht hier ohnehin auch im Modell nur um einen vernachlässigbaren Effekt.

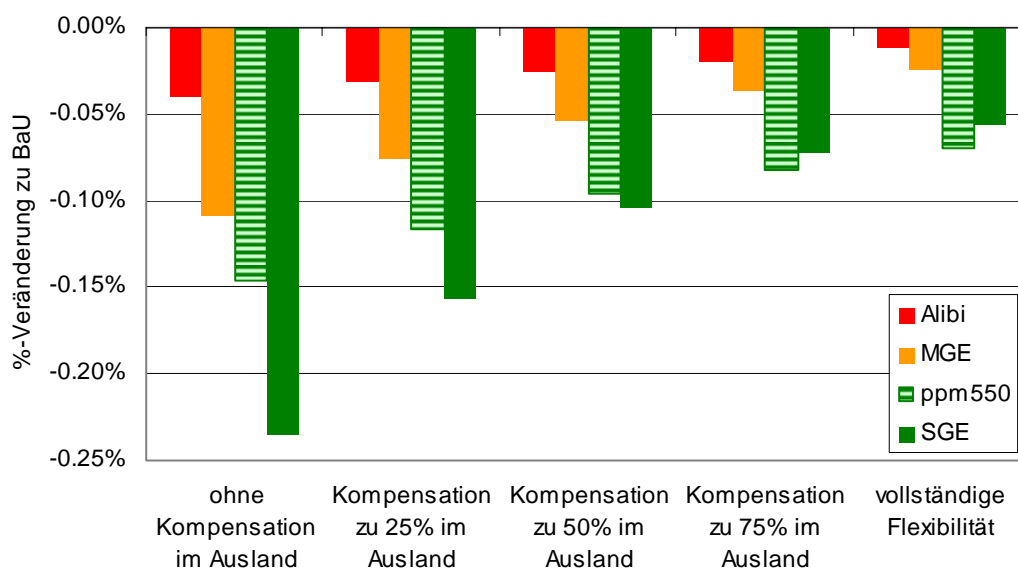
Grafik 5-5: Konsum für die Schweiz, für die verschiedenen Klimaszenarien**Grafik 5-6: Konsum für die Schweiz bei unterschiedlicher Flexibilität, Szenario MGE**

5.3 Wohlfahrtseffekte und Sekundärnutzen

5.3.1 Wohlfahrtseffekte im internationalen Vergleich

Welche Auswirkungen zeigen die klimapolitischen Szenarien auf die Wohlfahrt? Die Wohlfahrt entspricht in der hier unterstellten Betrachtung den Konsummöglichkeiten: Je mehr Konsum, desto höher die Wohlfahrt. Diese Betrachtung ist zwar nützlich, greift aber in einem zentralen Punkt zu kurz: Nicht berücksichtigt wurde der Nutzen des vermiedenen Klimawandels (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). Es kann also aus dem negativen Vorzeichen der Wohlfahrtsveränderungen in den verschiedenen Szenarien nicht geschlossen werden, dass die klimapolitischen Anstrengungen negativ zu bewerten sind. Allerdings hängt die Vorteilhaftigkeit Schweizer Minderungen wesentlich von der internationalen klimapolitischen Kooperation ab. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind die Unfallrisiken (hier im Speziellen die KKW-Risiken).

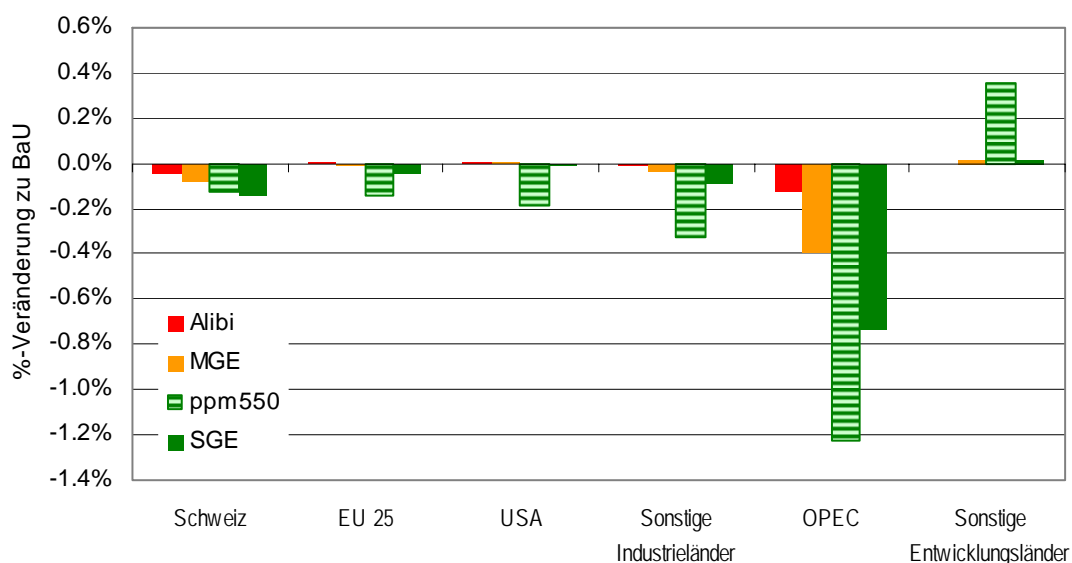
Unsere Wohlfahrtsbetrachtung hat neben diesem zentralen Punkt noch eine wesentliche Einschränkung: Der Sekundärnutzen einer ambitionierten Schweizer Energie- bzw. Klimapolitik wird nicht erfasst. Der mit Abstand wichtigste Sekundärnutzen ist „saubere Luft“: Eine ambitionierte Schweizer Klimapolitik senkt nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern reduziert auch die für die menschliche Gesundheit und die Gebäude schädlichen Luftschadstoffemissionen (insbesondere PM₁₀, VOC, SO₂ und NO_x). Die externen Kosten gehen also vor allem in den Bereichen menschliche Gesundheit und Gebäudekosten zurück. Die nachfolgende Grafik 5-7 enthält die Wohlfahrtseffekte für die Schweiz mit Berücksichtigung der Sekundärnutzen (vermiedene externe Kosten in den Bereichen Gesundheit und Gebäude). Die Zahlen zur Grafik sind in der Tabelle 5-1 zusammengestellt.

Grafik 5-7: Wohlfahrtseffekte für die Schweiz (Veränderungen in % zu BaU)

Wie die Grafik 5-7 zeigt, sind die Wohlfahrtseffekte kleiner als die in Grafik 5-5 und Grafik 5-6 ausgewiesenen Konsumeinbussen für 2035. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Wohlfahrt in der hier verwendeten Definition diskontierter Konsum ist. Die grössten Konsumeinbussen liegen am Ende des Betrachtungszeitraums und werden am stärksten diskontiert, gehen daher mit der geringsten Gewichtung in die Wohlfahrtsberechnung ein. Als weltweit gültige Diskontrate, die auch für die Schweiz gilt, wurde 5% pro Jahr gewählt. Diese Diskontrate ist für Schweizer Verhältnisse hoch.

OPEC verliert, moderate Auswirkungen für CH und EU

Für die anderen Weltregionen wurde volle internationale Flexibilität angenommen. Externe Effekte wurden nicht berücksichtigt. Grafik 5-8 enthält die Wohlfahrtseffekte für die verschiedenen Weltregionen und die Schweiz unter diesen Annahmen.

Grafik 5-8: Wohlfahrtseffekte für die Weltregionen (Veränderungen in % zu BaU)

Insgesamt sind die Wohlfahrtseinbussen moderat. Verlierer einer aktiven Klimapolitik sind – aufgrund der geringeren Ölnachfrage – die OPEC-Staaten: Im Szenario ppm550 sind maximale Wohlfahrtseinbussen von -1.22% zu konstatieren. Die Entwicklungsländer dürfen im Szenario ppm550 mit Wohlfahrtsgewinnen von 0.36% rechnen. Die Wohlfahrtsgewinne stammen aus dem Verkauf von CO₂-Emissionsrechten an Länder mit hohen Pro-Kopf-Emissionen und hohen Minderungskosten. Die Industrieländer müssen nur im ppm550-Szenario grössere Wohlfahrtseinbussen in Kauf nehmen, die restlichen Szenarien sind mit deutlich tieferen Wohlfahrtseinbussen verbunden.

Schweizer Wohlfahrtseinbussen abhängig vom Flexibilisierungsgrad

Im internationalen Vergleich liegen die Wohlfahrtsverluste für die Schweiz bei 100%-iger Flexibilität leicht über dem Durchschnitt der Industrieländer, weil auch die relativen Minderungsziele der Schweiz als überdurchschnittlich angenommen wurden. Im Szenario ppm550 kommt die Schweiz im Umkehrschluss relativ günstig weg, weil andere Industrieländer höhere Minderungsleistungen erbringen müssen. Für die Schweiz steigen die Wohlfahrtsverluste mit dem Anteil der CO₂-Minderung, die im Inland zu leisten ist. Die grössten Wohlfahrtseinbussen hat die Schweiz im Szenario SGE, unter der Annahme, dass sie die Reduktionsverpflichtung vollumfänglich im Inland tätigen will: Die Wohlfahrtseinbussen von 0.29% entspricht rund 1.1 Mrd. CHF pro Jahr (durchschnittlicher jährlicher Konsumverlust bis 2050 zu Preisen von 2001).

Lässt man zu, dass 50 Prozent der Reduktionsverpflichtungen im Ausland erfüllt werden, reduziert sich der Wohlfahrtsverlust im Szenario SGE von 0.29% auf 0.14%, oder von 1.1 auf

0.5 Mrd. pro Jahr. Dies bringt also eine Wohlfahrtsverbesserung von 0.6 Mrd. pro Jahr oder 0.15%. Können hingegen die gesamten Reduktionsverpflichtungen im Ausland erfüllt werden, ist der weitere Wohlfahrtsgewinn weniger ausgeprägt: Der Wohlfahrtsverlust reduziert sich im Szenario SGE von 0.14% auf 0.08% oder auf 0.3 Mrd. Franken pro Jahr. Der geringere Vorteil einer vollständigen Kompensation im Ausland ergibt sich daraus, dass die Grenzkosten der CO₂-Minderung in der Schweiz mit zunehmender Minderung überproportional zunehmen. 50% der Minderung im Inland zu erbringen ist deshalb nicht übermässig teuer, andererseits aber bei Weitem billiger als 100% der Minderung selbst zu leisten.

5.3.2 Wohlfahrtseffekte unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen in der Schweiz

Eine engagierte Klimapolitik reduziert typischerweise mit dem Ausstoss von CO₂ auch andere Schadstoffe (Partikel, NO_x, SO₂, VOCs etc.), so dass die externen Kosten sinken und die Wohlfahrt im Vergleich zu einer Betrachtung ohne externe Kosten steigt (so genannter Sekundärnutzen, zur Quantifizierung vgl. Anhang B). Den grössten Sekundärnutzen erhält man bei einer ambitionierten Schweizer Klimapolitik, die möglichst ihre Reduktionsverpflichtung im Inland erbringt (Szenario SGE bei 0% Flexibilität): Hier führen die geringeren externen Kosten dazu, dass der Wohlfahrtsverlust statt 0.29% nur 0.24% beträgt. Die vermiedenen externen Kosten entsprechen also einem Wohlfahrtsgewinn von 0.05%. Gemäss den hier vorliegenden Berechnungen können die vermiedenen externen Kosten die Wohlfahrtseinbussen nicht verhindern, aber doch ein wenig reduzieren. Es bleibt – auch unter Berücksichtigung der Sekundärnutzen – so, dass die Wohlfahrtsverluste bei höherer Kompensation im Ausland geringer ausfallen. Aber der Unterschied zwischen einer vollständigen Flexibilisierung und einer Minderung, die vollständig in der Schweiz passiert (also Kompensation im Ausland), ist bei Berücksichtigung der Sekundärnutzen geringer.

Tabelle 5-1: Wohlfahrtseffekte (Veränderungen in % zu BaU)

Wohlfahrt	Klimapolitisches Szenario			
	Alibi	MGE	SGE	ppm550
Schweiz				
ohne Kompensation im Ausland , ohne Sekundärnutzen	-0.07%	-0.15%	-0.29%	-0.19%
<i>mit Sekundärnutzen</i>	<i>-0.04%</i>	<i>-0.11%</i>	<i>-0.24%</i>	<i>-0.15%</i>
Kompensation zu 50% im Ausland, ohne Sekundärnutzen	-0.05%	-0.08%	-0.14%	-0.12%
<i>mit Sekundärnutzen</i>	<i>-0.03%</i>	<i>-0.05%</i>	<i>-0.10%</i>	<i>-0.10%</i>
vollständige Flexibilität, ohne Sekundärnutzen	-0.03%	-0.04%	-0.08%	-0.09%
EU 25	0.00%	-0.01%	-0.05%	-0.14%
USA	0.01%	0.00%	-0.01%	-0.19%
Sonstige Industrieländer	-0.01%	-0.04%	-0.09%	-0.33%
OPEC	-0.12%	-0.40%	-0.73%	-1.22%
Sonstige Entwicklungsländer	0.00%	0.02%	0.02%	0.36%

6 Sensitivitätsanalyse

In den Sensitivitätsanalysen haben sich die Resultate des volkswirtschaftlichen Modells als robust erwiesen (vgl. Tabelle 6-1). Zwei Parameter nehmen jedoch stärkeren Einfluss auf die Ergebnisse.

Als wichtig erweist sich die Substitutionselastizität zwischen den Primärfaktoren (Aggregat aus Kapital und Arbeit) und Energie. An dieser Stelle im Modell entscheidet sich vor allem, in welchem Masse Investitionen getätigt werden können um Energieeinsparungen zu erzielen. Das ist eine zentrale Frage, die die Auswirkungen von Klimapolitiken auf die Volkswirtschaft und die Energiemärkte wesentlich bestimmt. Daraus kann man die hohe Bedeutung der Innovation ablesen: je mehr Innovation im Bereich der Energieeffizienz, desto höher diese Substitutionselastizität und desto geringer die Kosten der Klimapolitik.

Die Ergebnisse werden ausserdem von den Annahmen zu Potenzialen und Kosten der Ethanolherstellung aus Biomasse beeinflusst. Ethanol kann in der Zukunft ein CO₂-neutraler und ökonomisch attraktiver Ersatz für fossile Brenn- und Treibstoffe werden. Unsicherheiten bestehen beim Ethanol vor allem hinsichtlich der Flächen, die weltweit zum Anbau von Biomasse für die Energieversorgung zur Verfügung gestellt werden können. Insbesondere ist noch nicht genau absehbar, in welchem Masse es zu Konflikten mit der Landnutzung zur Nahrungsmittelerzeugung kommen wird.

Tabelle 6-1: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

		Wohlfahrt global (Δ zu Referenz in %)	Wohlfahrt Schweiz	CO ₂ - Zertifikate- preis global 2035 (in CHF/t CO ₂)	CO ₂ - Abgabe Schweiz 2035	Treibstoff- nachfrage Schweiz 2035 (Δ zu Referenz in %)	Erdgas- nachfrage Schweiz 2035 (Δ zu Referenz in %)	Strom- nachfrage Schweiz 2035
Szenario MGE, Flex50, MinKost		-0,02	-0,06	7,1	41,0	-7,1	-54,5	-2,8
Subela zwischen fossilen Energieträgern (Endnachfrage)	/2 x2	-0,02	-0,06	7,3	40,4	-6,9	-54,8	-2,8
Subela zwischen fossilen Energieträgern und Elektrizität	/2 x2	-0,02	-0,06	7,1	41,0	-7,1	-54,5	-2,8
Subela zwischen Primär- faktoren und Energie	/2 x2	-0,02	-0,08	7,8	46,3	-6,2	-54,3	-2,3
Subela zwischen elektrischer und nicht-elektrischer Energie	/2 x2	-0,02	-0,06	7,2	40,7	-7,1	-54,5	-2,8
Subela zwischen Öl und Gas	/2 x2	-0,02	-0,05	6,9	41,5	-7,1	-54,4	-2,8
Angebotselastizitäten fossiler Energieträger	/2 x2	-0,02	-0,04	7,2	42,9	-7,0	-54,7	-2,8
Kosten alternativer Treibstoffe	/2 x2	-0,02	-0,06	4,7	32,5	-7,6	-58,2	-2,9
Kosten der CO ₂ -Abscheidung	/2	-0,02	-0,06	7,1	41,0	-7,1	-54,5	-2,8

7 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Simulationen internationaler klimapolitischer Szenarien mit dem dynamischen Mehrländer-Gleichgewichtsmodell **MultiSWISSEnergy** sind nicht als Prognose zu verstehen. Vielmehr lassen sich die ökonomischen und klimapolitischen Zusammenhänge, die in einer globalisierten Welt relevant sind, anhand der Ergebnisse illustrieren. Zudem kann die ungefähre Grössenordnung der zugrunde liegenden langfristigen Effekte eingeschätzt werden. Die zentralen Aussagen, die aus der Arbeit zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen abgeleitet werden können, sind:

Wie schätzen Schweizer Klima- und Energieexperten die künftige Entwicklung ein?

Die von den befragten Experten als wahrscheinlich erachteten globalen Emissionsminderungs-Szenarien sind wenig ambitiös und aus klimapolitischer Sicht unzureichend. Die Experten gehen davon aus, dass die globale Minderungsverpflichtung gegenüber dem Referenzpfad im Jahre 2035 unter 25% liegt, d.h. die CO₂-Emissionen werden global weiter zunehmen.

Hohe globale Reduktionsverpflichtungen gehen gemäss den Experten einher mit einem hohen Flexibilisierungsgrad, was bedeutet, dass ein hoher Anteil der Minderungsverpflichtungen durch Kauf von internationalen Emissionszertifikaten erbracht werden kann. Dies widerspiegelt die Überzeugung, dass die Flexibilisierung von Emissionsminderungslasten eine *conditio-sine-qua-non* für die Akzeptanz effektiver zukünftiger Klimapolitik ist.

In Hinblick auf die Schweiz wird eine sehr starke bis vollständige Flexibilisierung der Minderungsverpflichtungen als unrealistisch betrachtet. In Bezug auf die Schweizer Klimapolitik fördert aber ein höherer Flexibilisierungsgrad die Eintrittswahrscheinlichkeit von ambitionierten Schweizer Emissionsminderungsverpflichtungen.

Wie hoch sind die Kosten der Klimapolitik?

Unterstellt man ein weltweites CO₂-Emissionshandelssystem, an dem alle Länder teilhaben, so bleiben die internationalen CO₂-Preise bei allen untersuchten klimapolitischen Szenarien über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg sehr moderat (bis 2035 maximal 31 CHF/Tonne CO₂).

Die Minderungskosten sind in der Schweiz im internationalen Vergleich sehr hoch. Folglich spielt für die Kosten der Schweizer Klimapolitik die Flexibilität hinsichtlich des Zukaufs ausländischer CO₂-Zertifikate eine grosse Rolle. Je höher der Anteil der CO₂-Kompensation im Ausland, desto niedriger die Konsum- bzw. Wohlfahrtseinbussen.

Welchen Einfluss hat die globale Energie- und Klimaschutzpolitik auf die Schweizer Wirtschaft?

Es findet ein Strukturwandel zugunsten weniger CO₂-intensiver Branchen statt, allerdings nur in geringem Ausmass. Der Bausektor kann von vermehrten Investitionen in Wärmedämmung profitieren. Die strukturellen Auswirkungen auf den Aussenhandel sind moderat. Die langfris-

tige Arbeitslosenquote wird durch klimapolitische Anstrengungen kaum spürbar negativ beeinflusst.

Mit welchen Wohlfahrtseffekten und positiven Nebeneffekten (Sekundärnutzen) kann bei der Umsetzung einer aktiven Klimapolitik gerechnet werden?

Eine aktive, ambitionierte Klimapolitik ist nicht gratis zu haben: Die Schweiz muss mit - quantitativ allerdings sehr geringen – Wohlfahrtseinbussen rechnen. Gegen Ende des Betrachtungshorizont (2035) sind bei einer ambitionierten Klimapolitik negative Effekte beim Konsum von bis zu -0.4% zu verzeichnen (d.h. der Konsum liegt im Jahre 2035 0.4% tiefer als im Referenzfall). Die Auswirkungen auf Konsum und Wohlfahrt sind auch dann moderat, wenn die Schweiz ihre Zielvorgaben ohne internationalen CO₂-Zertifikatehandel erreichen will.

CO₂-Minderungen führen gleichzeitig zur Minderung des Austosses anderer Schadstoffe, so dass klimapolitische Anstrengungen die externen Kosten ökonomischer Aktivitäten senken. Dieser positive Nebeneffekt kann die moderaten Wohlfahrtseinbussen aber nur zu rund 20% kompensieren – auch unter Berücksichtigung dieser Sekundärnutzen verzeichnet eine aktive, ambitionierte Klimapolitik weiterhin moderate Wohlfahrtseinbussen.

Allein auf der Basis der vorliegenden Resultate darf aber keine Aussage über die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Klimapolitiken gemacht werden, da die Nutzen des Klimaschutzes nicht berücksichtigt wurden. Negative Vorzeichen bei den Wohlfahrtseffekten bedeuten daher nicht, dass diese auch nach einer Berücksichtigung der Nutzen des Klimaschutzes Bestand hätten.

8 Anhang A: MultiSWISSEnergy - Daten

8.1 Ökonomische Rahmendaten

8.1.1 Der GTAP6-Datensatz für die Weltwirtschaft

Für das dynamische Mehrländermodell benutzen wir die aktuelle Version der GTAP-Daten (Version 6), einen globalen Datensatz für das Jahr 2001. Der Schweizer Datensatz für 2001 wurde in diesen internationalen Datensatz integriert.

GTAP steht für **G**lobal **T**rade **A**nalysis **P**roject und ist ein weltweites Projekt, das Daten und Software für die Implementierung von berechenbaren Mehrländer-Gleichgewichtsmodellen bereitstellt.¹⁵ Die Datenbasis steht jedermann gegen Selbstkosten zur Verfügung. Die GTAP Datenbasis wurde bereits für zahllose (angewandte) Forschungsarbeiten eingesetzt. Die Hauptakteure sind Mitglieder eines Konsortiums bestehend aus renommierten internationalen und nationalen öffentlichen und privaten Organisationen.¹⁶ Das Projekt wird durch das Centre of Global Trade Analysis der Purdue University (Indiana, USA) koordiniert. Ein weltumspannendes Netz von Forschern benutzt die Daten für Analysen und tauscht die Ergebnisse über das Internet aus.

Die Version 6 enthält die Input-Output-Tabellen und Handelsdaten für 87 Regionen bzw. Länder und 57 Sektoren. Weiter wurde der Datensatz um einen spezifischen Energiedatensatz erweitert. Die Energiedaten (Preise, Mengen und Steuern) stammen von der IEA (International Energy Agency).

8.1.2 Input-Output-Tabellen

Für das Ausland werden die oben beschriebenen GTAP-Input-Output-Tabellen verwendet. Tabelle 8-1 zeigt die Aggregation der IO-Tabellen zu Modellregionen in MultiSWISSEnergy.

¹⁵ Eine detaillierte Beschreibung der Datenbasis findet man in Hertel T. (1997), Global Trade Analysis, Modeling and applications und McDougall R.A. et al. (1998), Global Trade Assistance and Protection: The GTAP 6 Data Base.

¹⁶ Einige dieser Organisation sind: Weltbank, World Trade Organisation (WTO), United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), OECD Development Centre, European Commission.

Tabelle 8-1: Aggregation der GTAP-Input-Output-Tabellen zu Modellregionen (Ausland)

Aggregat	Input-Output-Tabellen aus GTAP
Europäische Union	Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Grossbritannien, Irland, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, Zypern
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
Sonstige Industrieländer	Japan, Australien, Neuseeland, Sonstige Ozeanien, Kanada, Bulgarien, Kroatien, Rumänien, Türkei, Russland, Sonstige ehemalige Sowjetunion, EFTA (Sonstige), Europa (Sonstige)
OPEC	Indonesien, Venezuela, Mittlerer Osten (Sonstige), Nordafrika (Sonstige)
Sonstige Entwicklungsländer	China, Hong Kong, Korea, Taiwan, Ostasien (Sonstige), Malaysia, Philippinen, Singapur, Thailand, Vietnam, Südostasien (Sonstige), Indien, Bangladesch, Sri Lanka, Südasien (Sonstige), Mexiko, Zentralamerika, Karibik (Sonstige), Nordamerika (Sonstige), Kolumbien, Peru, Andenpakt (Sonstige), Brasilien, Argentinien, Chile, Uruguay, Südamerika (Sonstige), Amerikanische Freihandelszone (Sonstige), Albanien, Marokko, Tunesien, Botswana, Südafrika, Südafrikanische Zollunion (Sonstige), Malawi, Mosambik, Sambia, Simbabwe, Tansania, Südafrikanische Entwicklungsgemeinschaft (Sonstige), Madagaskar, Uganda, Afrika südlich der Sahara (Sonstige)

Für die Schweiz verwenden wir die Input-Output-Tabelle von 2001, die in einer Zusammenarbeit zwischen CEPE und EcoPlan auf Basis der methodischen Prinzipien des *European System of National and Regional Accounts* (ESA) erstellt wurde. Die wichtigsten Datenquellen zur Erstellung der Input-Output-Tabelle waren die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Produktionsstatistiken für 43 Sektoren, Steuerstatistik, Aussenhandelsstatistik und Zahlungsbilanz. Detaillierte Informationen zur Methodik bei der Erstellung der Schweizer Input-Output-Tabelle von 2001 findet man in Nathani, C. et al. (2006): Estimation of a Swiss Input-Output Table for 2001, CEPE Report No. 6, Zürich.

Die Sektoraggregation wurde so gewählt, dass eine möglichst gute sektorale Übereinstimmung zwischen den beiden Datenquellen besteht (vgl. Tabelle 8-2).

Tabelle 8-2: Übereinstimmung zwischen den GTAP- und NOGA-Sektorklassifizierungen

Sektor im Modell		GTAP	NOGA	Abweichungen [£]
AGR	Land- und Forstwirtschaft	Agricultural sectors*, forestry, fishing	01, 02, 05	Agricultural services for farming of animals (ROS)
CON	Hoch- und Tiefbau	Construction	45	Sanitary installation, plumbing (ROI), joinery installation (MCH, ROI), glazing (MCH)
MCH	Maschinenbau	Motor vehicles and parts, transport equipment nec, electronic equipment, machinery and equipment nec	29 - 35	Weapons and amunition (ROI), non-electric domestic appliances (ROI), building and repairing of ships, pleasure and sporting boats (TRP), medical and surgery equipment and orthopaedic appliances (CHM, ROI, ROS), optical instruments (CHM)
CHM	Chemie und Kunststoffe	Chemical and rubber and plastic products	24, 25	Essential oils (ROI), builders' ware of plastic (MCH), other plastic products (MCH)
OIL	Raffinerieprodukte	Oil	23	Coke oven products (ROI), processing of nuclear fuel (ROI)
ENY	Energie	Coal, gas, gas distribution, petroleum and coal products, electricity	40	keine
TRP	Transport	Transport nec, sea transport, air transport	60 - 63	Regular interurban passenger transport; activities of travel agencies and tour operators; tourist assistance activities nec (ROS)
ROI	Sonstige Industrie	Food and beverages ⁺ , ferrous metals, metals nec, metal products, minerals nec, mineral products nec, manufactures nec, textiles, wearing apparel, leather products, wood products, paper products and publishing, water	14 - 22 26 - 28 36, 37, 41	Other glass, including technical glassware (MCH), luggage, handbags and the like, saddlery and harness (MCH), footwear (CHM, MCH), chairs and seats (CHM), imitation jewellery (CHM), reproduction of recorded media (MCH), tools (MCH)
ROS	Sonstige Dienstleistungen	Trade, public administration, defence, health, education, dwellings, communication, business services nec, recreation and other services, financial services, insurance	50 - 55 64 - 92	Courier activities other than post activities (TRP), photographic laboratories (MCH), packaging activities (TRP)

[£] NOGA-Subsektoren, die nach der GTAP-Systematik ganz oder teilweise in einen anderen Sektor gehören (Sektor in Klammern angegeben, kursiv, wenn der Subsektor nur teilweise dem genannten Sektor zugeordnet ist).

* paddy rice, wheat, cereal grains nec, vegetables, fruit, nuts, oil seeds, sugar cane, sugar beet, plant-based fibres, crops nec, cattle, sheep, goats, horses, animal products nec, raw milk, wool and silk-worm cocoons.

⁺ meat of cattle and sheep and goats and horses, meat products nec, vegetable oils and fats, dairy products, processed rice, sugar, food products nec, beverages, tobacco products.

Unterschiede in der Klassifizierung sind per se kein Problem, es sei denn aus einem der folgenden beiden Gründe:

- Mangelnde Vergleichbarkeit zwischen Schweizer und ausländischen Branchenergebnissen;
- Aussenhandelsdaten lassen sich aufgrund der Sektorunterschiede nicht abgleichen.

Die Unterschiede zwischen den Klassifizierungen sind jedoch bei keinem Sektor so gewichtig, dass einer dieser Gründe vorliegt. Die grössten Unterschiede weist OIL auf: Kokereien und nukleare (Wieder-)aufbereitung gehören nach NOGA zu diesem Sektor. Allerdings ist das für die Schweiz irrelevant, so dass auch hier kein erhebliches Problem besteht.

Der Abgleich der Aussenhandelsdaten ist das Hauptproblem. Wesentlich sind hier aber nicht die Unterschiede in der Klassifizierung, sondern:

- Unterschiedliche Konzepte der verwendeten Aussenhandelsstatistiken;
- Die Schweizer Daten in GTAP2001 (die durch die Schweizer IOT 2001 ersetzt werden) beruhen auf einer Bearbeitung und Fortschreibung der Schweizer IOT von 1995. Dementsprechend weichen die GTAP-Handelsdaten für die Schweiz teilweise erheblich von denen in der Schweizer IOT 2001 ab.

Die Integration der beiden Input-Output-Datenquellen erfolgt über die Handelsdaten, wobei für die Schweiz die Schweizer Handelsdaten massgeblich sind. Zunächst wird die Schweizer IOT auf Basis der GTAP-Handelsdaten in GTAP integriert. Für die *benchmark*-Kalibrierung werden zur Einpassung der Schweizer Daten exogene Nachfragen bzw. Angebote definiert. In der BaU-Kalibrierung werden diese exogenen Nachfragen/Angebote eliminiert, und der BaU wird unter Massgabe der Aussenhandelsdaten der Schweizer IOT2001 rekaliert.

Desweiteren war eine Disaggregation der Schweizer IOT im Energiebereich (fossile Energieträger, Strom) notwendig. In GTAP ist diese Disaggregation bereits enthalten. Die Schweizer IOT 2001 wurde aber nicht einfach anhand der in GTAP ausgewiesenen Anteile disaggregiert, sondern die Disaggregation wurde aus Schweizer Daten abgeleitet (siehe Kapitel 8.2).

8.1.3 Weltwirtschaftliche Rahmenentwicklung

Die Abschätzungen der Entwicklung des internationalen Umfelds stützen sich auf folgende Quellen:

- International Energy Agency (2005), *World Energy Outlook*, Paris,
- DOE (Department of Energy) (2004), *International Energy Outlook*, Washington, DC: Energy Information Administration,
- EU (2003), *European Energy and Transport Trends to 2030*, European Commission, Brussels,
- IIASA (1998), *IIASA/WEC Global Energy Perspectives*, <http://www.iiasa.ac.at>.

Die von diesen bedeutenden Energieinstitutionen verwendeten langfristigen Wachstumsprognosen weichen kaum voneinander ab und liegen bei durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der Weltwirtschaft von ungefähr 3,0%. Wir geben den Szenariendaten des DoE den Vorrang. Dies geschieht aus Konsistenzgründen mit den verwendeten Daten zur Energienachfrage, welche vom DoE unter Annahme dieser Wachstumsprognosen abgeleitet wurden.

8.1.4 Schweizer Rahmenentwicklung

Die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten, welche für Projekte der Bundesverwaltung zu verwenden sind, werden vom Perspektivstab des Bundes festgelegt. Wir stützen uns hier im Besonderen auf das Demografieszenario „Trend“ des Bundesamtes für Statistik (BFS, 2001) und auf die BIP - Szenarien des Staatsekretariats für Wirtschaft (Seco, 2005).

Bevölkerungsszenarien

Das Demografieszenario „Trend“ des Bundesamtes für Statistik beruht auf der Fortsetzung von Entwicklungen der letzten Vergangenheit, wobei Trends in der Folge des bilateralen Abkommens über den freien Personenverkehr berücksichtigt werden. Die Annahmen implizieren ab 2005 einen stetigen Rückgang der Zuwachsrate der Bevölkerung. Ab 2027 nimmt die Bevölkerungszahl absolut ab. Die Gesamterwerbsquote nimmt zum Ende des Betrachtungszeitraums ab, weil der Altersquotient (also das Verhältnis zwischen den Personen im Rentenalter und den Personen im erwerbsfähigen Alter) deutlich steigt. Tabelle 8-3 fasst die wichtigsten Kennzahlen des BFS-Demografieszenarios „Trend“ zusammen.

Tabelle 8-3: Wohn- und Erwerbsbevölkerung gemäss BFS-Demografieszenario „Trend“

	1999	2010	2020	2030	2040	2050
Wohnbevölkerung in Mio.	7.16	7.33	7.39	7.41	7.31	7.17
Erwerbsbevölkerung in Mio.	3.98	4.17	4.14	3.93	3.81	3.75
Gesamterwerbsquote in %	55.6	56.8	56.0	53.0	52.2	52.3

BIP - Szenarien

Die vom Seco erarbeiteten BIP - Szenarien beruhen auf einer Schätzung des Produktivitätswachstums und den Resultaten der Demografieszenarien des BFS. Für die Schätzung des Wachstums der Arbeitsproduktivität kamen die Daten der Jahre 1980 - 2000 zur Anwendung (beide Jahre sind Konjunktur-Spitzen und eignen sich aus diesem Grunde für die Bildung von durchschnittlichen Wachstumsraten). Es resultiert ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 0.89%.

Das Seco weist darauf hin, dass aus einer konsequenten Umsetzung der Massnahmenpakete der Wachstumspolitik, wie sie auch von der OECD vorgeschlagen werden, ein um bis zu 0.7% höheres jährliches Wirtschaftswachstum resultieren würde verglichen mit der Variante

„BIP Trend“. In den Energieperspektiven wird in der Variante „BIP hoch“ eine teilweise Umsetzung der Massnahmenpakete unterstellt. Diese Annahme schlägt sich in einem durchschnittlichen Wachstum nieder, das um 0.5 Prozentpunkte über demjenigen der Variante „BIP Trend“ liegt (vgl. Tabelle 8-4).

Tabelle 8-4: Durchschnittliche BIP Wachstumsraten unterschiedlicher Zeitabschnitte (in%)

Zeitraum	2000 - 2010	2010 - 2020	2020 - 2030	2030 - 2040	2000 - 2040
BIP Trend	1.4	1.0	0.5	0.7	0.9
BIP Hoch	1.9	1.5	1.0	1.3	1.4

Wir verwenden im Welthandelsmodell MultiSWISSEnergy für die Schweiz die Wachstumsannahmen gemäss Variante „BIP hoch“ der Energieperspektiven mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 1.4%. Der Grund für die Wahl von „BIP hoch“ liegt in der ungefähren Vergleichbarkeit mit den eher optimistischen Prognosen für Westeuropa (2%). Für die Schweiz kann eine Fortschreibung des 0.9%-Wachstumstrends dagegen als eher pessimistisch gesehen werden. Die Verwendung sehr unterschiedlicher Wachstumstrends führt im Modell zu unterschiedlichen Emissionstrends und zu starken strukturellen Veränderungen im Aussenhandel. Diese werden richtigerweise abgebildet, wenn sie auf tatsächlich erwarteten langfristigen Wachstumsdifferenzen beruhen (z.B. zwischen den Schwellenländern und Westeuropa). Innerhalb Westmitteleuropas entbehren extrem unterschiedliche Wachstumstrends – ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 2% verdoppelt das Sozialprodukt in 35 Jahren, während das Schweizer BIP-Szenario Trend im selben Zeitraum lediglich einen Zuwachs von 36% impliziert – einer überzeugenden theoretischen Grundlage. Wir betrachten daher die Schweizer Variante „BIP hoch“ – mit einem BIP-Zuwachs über 35 Jahre von 63% – als sinnvolle Annahme für das Welthandelsmodell. Sie hat zudem den Vorteil, dass die Wahrscheinlichkeit einer Unterschätzung der zukünftigen Schweizer CO₂-Emissionen deutlich reduziert wird.

8.2 Daten zu den Energiesektoren

8.2.1 Sektorale Energienachfragen

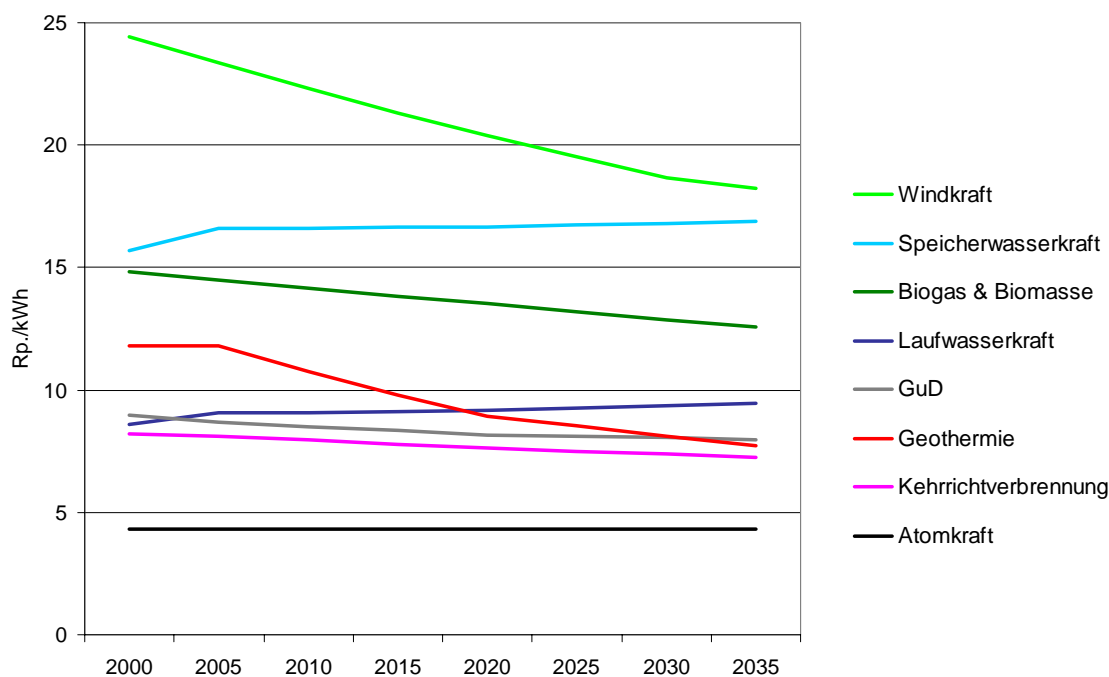
Die Nachfrage der Sektoren nach fossilen Energieträgern (Erdöl, Erdgas, Kohle) und Strom im Basisjahr 2001 wurde auf der Basis von physikalischen Daten in den Schweizer Input-Output-Datensatz integriert. Die Daten zu den physikalischen Energienachfragen wurden uns aus laufenden Forschungsarbeiten von C. Nathani (ETH Zürich) zur Verfügung gestellt. Sie beruhen auf der Verarbeitung verschiedener Datenquellen (Energiebilanz aus der Energiestatistik, Helbling-Umfrage in Industrie und Dienstleistungen, Basics/CEPE-Studie für das BUWAL, BFE-Statistiken, etc.). Tabelle 8-5 zeigt die Daten zur physikalischen Energienachfrage der Sektoren in der von uns vorgenommenen Aggregierung.

Tabelle 8-5: Energienachfrage der Sektoren [in TJ]

	<i>Elektrizität</i>	<i>Rohöl</i>	<i>Raffinerie- produkte</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Kohle</i>
Land- und Forstwirtschaft	2'790	0	9'112	0	0
Hoch- und Tiefbau	1'764	0	10'133	619	0
Maschinenbau	9'313	0	13'418	2'616	4
Chemie und Kunststoffe	13'793	0	7'503	9'811	3
Raffinerieprodukte	0	209'220	10'510	0	0
Energie	21'530	0	881	7'290	0
Transport	12'449	0	98'208	1'265	0
Sonstige Industrie	42'631	0	33'339	19'640	6'033
Sonstige Dienstleistungen	50'833	0	69'768	20'203	0

8.2.2 Stromerzeugung

Im Modell sind die wichtigsten Stromerzeugungstechnologien der Schweiz explizit abgebildet. Kostendaten und Kapazitätslimiten entsprechen im Wesentlichen jenen, die von Prognos im Rahmen der Energieperspektiven für das Szenario III verwendet werden. Kostendaten und Potenziale wurden dabei in Zusammenarbeit mit Prognos aus detaillierteren Datensätzen durch geeignete Aggregation gewonnen, d.h. durch Auswahl der wirtschaftlich bedeutendsten Erzeugungstechnologien und, wo notwendig, durch gewichtete Aggregation. Weitere geringfügige Abweichungen von den bei Prognos zugrunde gelegten spezifischen Erzeugungskosten können sich dadurch ergeben, dass die Kosten unter Verwendung der Grundannahmen des Modells berechnet werden, z.B. mit einem Zinssatz von 5%. Grafik 8-1 fasst die Entwicklung der Stromgestehungskosten für neue Kraftwerke der verschiedenen Technologien zusammen. Die Kosten der Photovoltaik liegen oberhalb der Skala dieser Grafik, weshalb sie für die unter Kostenminimierungsannahmen erzeugten Modellergebnisse keine Rolle spielt.

Grafik 8-1 Stromgestehungskosten in der Schweiz [in Rp./kWh]

Die Stromerzeugungstechnologien werden drei verschiedenen Lastbereichen (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast) zugeordnet, um die marktliche Bewertung unterschiedlicher Eigenschaften des erzeugten Stroms – beispielsweise hinsichtlich Verfügbarkeit, Vorhersagbarkeit, Volatilität und Flexibilität – wenigstens grob berücksichtigen zu können. Die genaue Zuordnung der Technologien zu den Lastbereichen wird im Kapitel 2.2 ausgewiesen.

Tabelle 8-6 zeigt die Potenziale der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien bis 2035. Dabei handelt es sich nicht um rein technische Potenziale. Vielmehr bezieht der verwendete Potenzialbegriff wirtschaftliche und ökologische Überlegungen teilweise mit ein, so dass man in die Nähe des Begriffes eines „ausschöpfbaren Potenzials“ gelangt (vgl. Exkurs zu den Potenzialbegriffen in den Energieperspektiven von Michel Piot). Desweiteren sind die Potenziale jeweils in Ausbau- und Ersatzpotenzial unterteilt. Das Ersatzpotenzial basiert auf voraussichtlichen Stilllegungen bestehender Anlagen, welche zum gegebenen Zeitpunkt das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben werden. Das Ausbaupotenzial gibt Zubaumöglichkeiten an, die über den Ersatz bestehender Anlagen hinaus genutzt werden können, falls dies politisch und kommerziell gewünscht wird. Die Potenziale für die im Gleichgewichtsmodell verwendeten aggregierten Technologien sind von Prognos aus den Potenzialen für das Energieperspektiven-Szenario III abgeleitet worden.

Tabelle 8-6: Ersatz- und Ausbaupotenziale der Stromerzeugungstechnologien [kumulativ, in GWh/Jahr]

	<i>Potenzial</i>	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Atomkraft	Ausbau	0	0	0	0	0	24320	24320
	Ersatz	0	0	0	2774*	8247*	8247	8247
Speicherwasserkraft	Ausbau	0	0	173	346	692	1038	1558
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasserkraft	Ausbau	0	0	25	220	665	1780	2405
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Kehrrichtverbrennung	Ausbau	0	257	866	1428	1738	1916	1916
	Ersatz	0	107	466	828	1138	1426	1526
GuD	Ausbau	0	2142	25242	25242	25242	25242	25242
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Biogas & Biomasse	Ausbau	11	457	1113	2324	3608	4875	5147
	Ersatz	4	58	329	549	754	899	949
Geothermie [#]	Ausbau	0	20	80	225	750	1500	2000
	Ersatz	0	0	0	0	0	0	0
Windkraft	Ausbau	3	243	609	1793	3565	5393	7022
	Ersatz	0	0	0	8	16	28	28
Photovoltaik	Ausbau	3	56	112	162	305	543	1005
	Ersatz	0	0	0	6	10	17	17

* Stillgelegte Kapazität; Kernkraftzubau annahmegemäss nicht vor 2030.

[#] Das Ausbaupotenzial wurde in der Stromangebotsvariante «Erneuerbare Energien» im Vergleich zu den hier ausgewiesenen Daten verdreifacht.

8.2.3 Transport

Den Schweizer Transportsektor haben wir in zwei Aggregate unterteilt:

- Strassenverkehr und Luftfahrt,
- Schienenverkehr, Schifffahrt und (sonstiger) öffentlicher Verkehr.

Wir haben die Input-Output-Tabelle im Bereich Verkehr bearbeitet, um neben den Verkehrsdienstleistungen auch den Werkverkehr und den Privatverkehr in die Verkehrssektoren zu integrieren. Die Grundlage für diese Bearbeitung lieferte der Bericht „Infras (2005): Beitrag des Verkehrs zur Wertschöpfung in der Schweiz: Teilprojekt 2 der Studie Nutzen des Verkehrs.“ Infras hat die Verkehrssektoren der Schweizer Input-Output-Tabelle von 2001 in 13 Verkehrssektoren zerlegt und dabei den Werkverkehr in die Verkehrssektoren integriert.

8.2.4 Wärme

Die Referenzentwicklung für den Verbrauch von Öl und Gas zu Heizzwecken wurde bestmöglich an die Referenzentwicklung angeglichen, die in den Bottom-up-Modellen der Energieperspektiven für Haushalte, Industrie und Dienstleistungen verwendet wurden. Tabelle 8-7 gibt die verwendete Referenzentwicklung wieder.

Tabelle 8-7: Referenzentwicklung für Heizöl und Erdgas im Wärmebereich [in PJ]

	<i>Haushalte</i>		<i>Industrie</i>		<i>Dienstleistungen</i>	
	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>	<i>Heizöl</i>	<i>Erdgas</i>
2005	137.5	39.1	31.0	36.5	47.2	22.2
2010	135.4	40.2	30.3	38.9	43.3	24.1
2015	129.3	43.1	30.2	39.8	40.0	25.8
2020	121.1	45.4	29.8	39.0	37.4	27.3
2025	113.1	47.2	28.3	38.3	35.0	28.7
2030	105.3	48.7	28.0	38.2	32.9	30.0
2035	98.1	50.0	28.0	39.2	31.0	31.3

Die Verteilung der Nachfragen auf die einzelnen Modellsektoren für das Basisjahr erfolgte proportional zu den jeweiligen Wärmebezugsflächen. Die industrielle Nachfrage nach Prozesswärme wurde nicht gesondert betrachtet.

8.3 Elastizitäten

Elastizitäten geben an, wie stark sich eine Variable in Abhängigkeit einer anderen Grösse ändert. Die Angebotselastizität – oder ausführlich: die Preiselastizität des Angebots – gibt beispielsweise an, um wie viel Prozent sich die auf dem Markt angebotene Menge eines Gutes erhöht, wenn der Preis des Gutes um ein Prozent steigt.

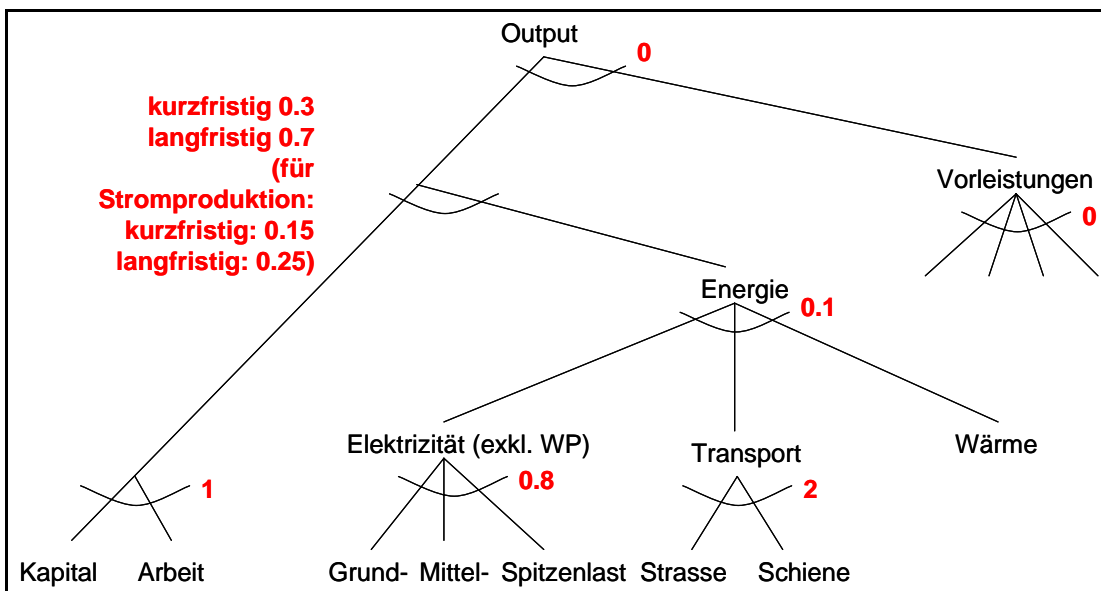
Angebots- und Nachfragemengen hängen in der Realität nicht nur vom Preis des Gutes selbst, sondern noch von vielen anderen Grössen, insbesondere von den Preisen naher Substitute ab. Um der Komplexität der Substitutions- (und Einkommens-)zusammenhänge gerecht zu werden, verwenden wir geschachtelte CES-Funktionen (CES steht für „constant elasticity of substitution“), in denen i.d.R. nahe Substitute im selben Nest stehen, so dass sie in einem bestimmten Mass direkt gegeneinander substituiert werden können. Wie gut sie gegeneinander substituierbar sind, gibt die Substitutionselastizität vor; sie sagt aus, um wie viel Prozent der Quotient der nachgefragten Mengen zunimmt, wenn der umgekehrte Quotient der zugehörigen Preise um ein Prozent steigt.

Die in einem Nest zusammengefassten Güter oder Faktoren sind im nächst höheren Nest als Aggregat substituierbar gegen weitere Güter, Faktoren oder Aggregate. So entsteht eine geschachtelte Struktur aus Substitutionsbeziehungen, welche neben den explizit ersichtlichen Substitutionselastizitäten implizit auch Einkommenselastizitäten und nestübergreifende Kreuzpreiselastizitäten berücksichtigt (vgl. Grafik 8-2 bis Grafik 8-5, in denen die rot geschriebenen Zahlen die Substitutionselastizität für das jeweilige Nest angeben).

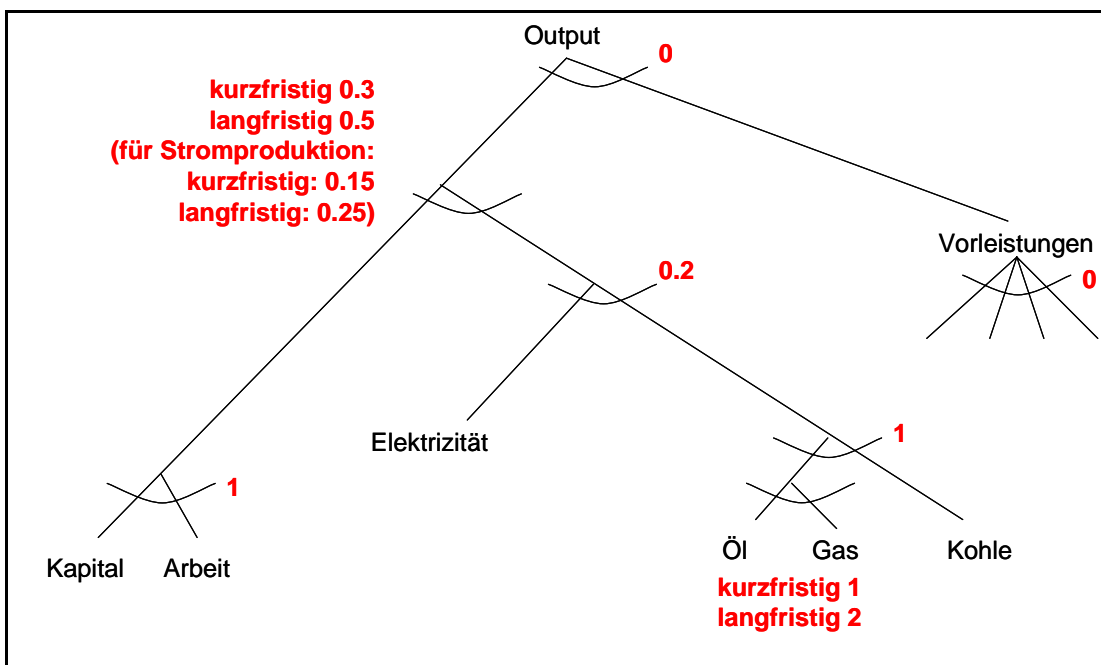
Die Schweizer CES-Schachtelungen in Produktion und Konsum unterscheiden sich von den internationalen CES-Schachtelungen aufgrund der detaillierteren Modellierung. Für die Schweiz wurden technische Substitutionsoptionen in den Bereichen Strom und Wärme explizit abgebildet. Hinzu kommt die explizite Abbildung des Modal Split im Verkehr, welche ebenfalls nur für die Schweiz umgesetzt wurde.

Produktion

Grafik 8-2: CES-Schachtelung in der Produktion (Schweiz)

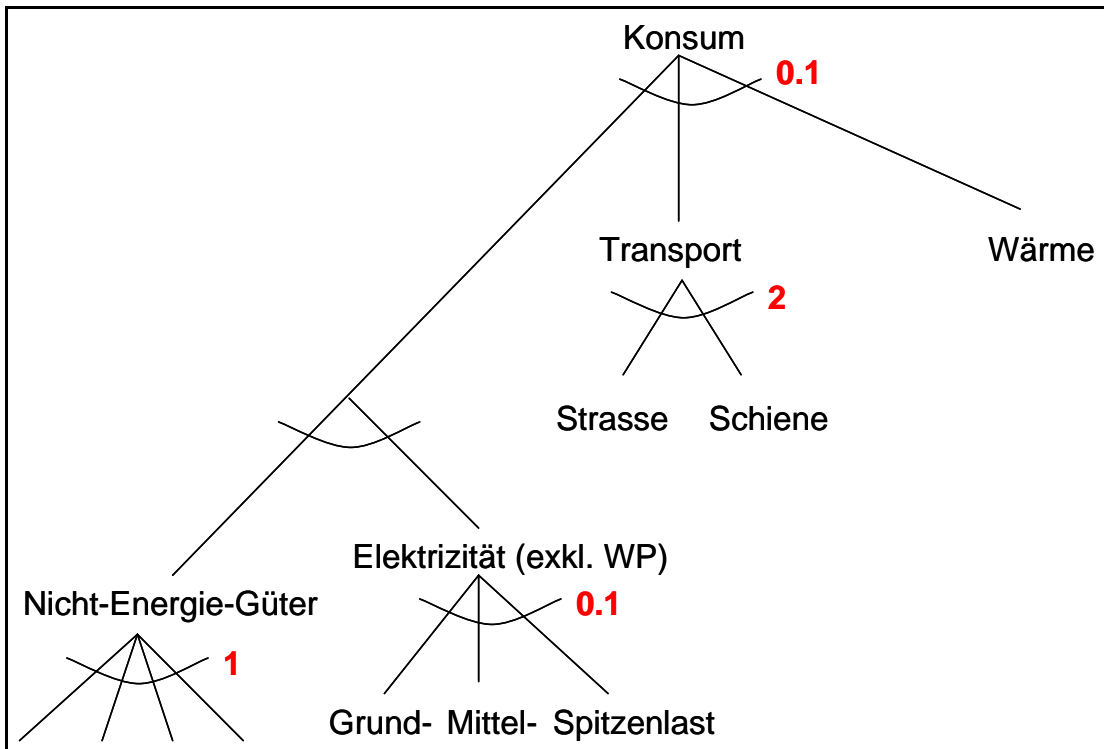


Grafik 8-3: CES-Schachtelung in der Produktion (international)

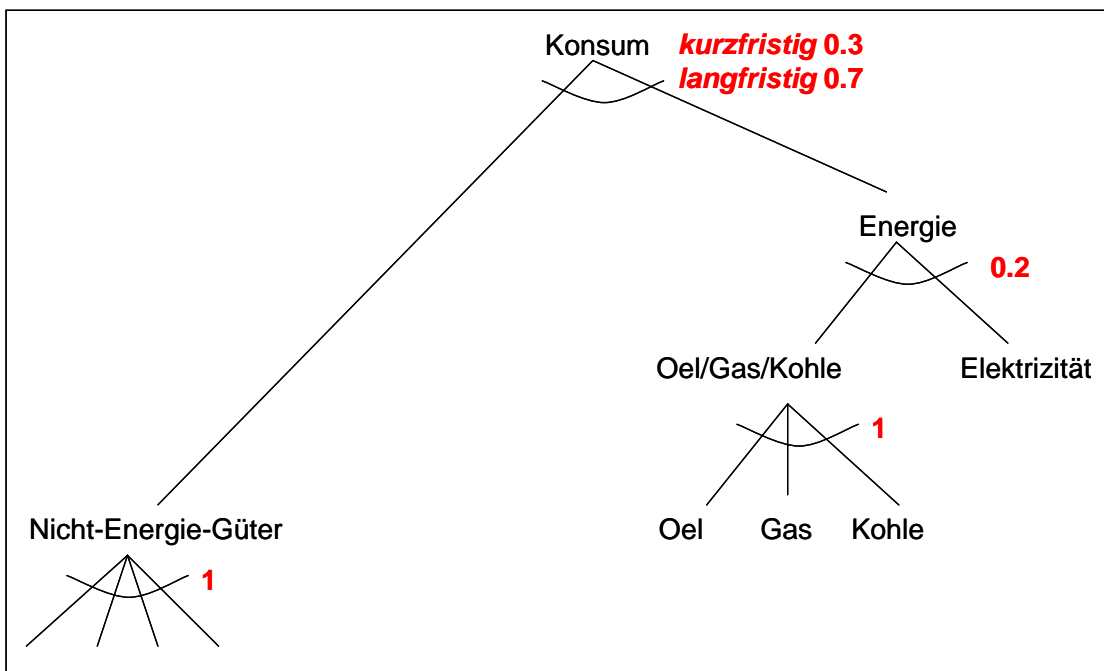


Konsum

Grafik 8-4: CES-Schachtelung im Konsum (Schweiz)



Grafik 8-5: CES-Schachtelung im Konsum (international)



Globale Angebotselastizitäten für fossile Energieträger

Als globale Angebotselastizitäten für fossile Energieträger verwenden wir folgende Werte:

- Rohöl: 0.5
- Kohle: 0.5
- Erdgas: 0.2

Aussenhandel

Die Effekte im Aussenhandel werden entscheidend von den so genannten Armington-Elastizitäten beeinflusst. Diese geben an, wie gut heimische und ausländische Güter desselben Sektors gegeneinander substituiert werden können bzw. wie gut Importgüter aus verschiedenen Herkunftsregionen gegeneinander substituierbar sind. Wir verwenden, wann immer dies für die Schweiz sinnvoll erscheint, die in der GTAP-Datenbank ausgewiesenen Armington-Elastizitäten. Rohöl und Kohle werden jeweils als homogene Güter aufgefasst (unendliche Armington-Elastizität). Tabelle 8-8 zeigt die verwendeten Armington-Elastizitäten.

Tabelle 8-8: Armington-Elastizitäten

Sektor im Modell		Armington-Elastizitäten	
		heimische versus Importgüter	zwischen verschiedenen Importen
AGR	Land- und Forstwirtschaft	2.531	4.753
CON	Hoch- und Tiefbau	1.900	3.800
MCH	Maschinenbau	3.884	7.839
CHM	Chemie und Kunststoffe	0.250	0.500
CRU	Rohöl	∞	∞
OIL	Raffinerieprodukte	0.250	0.500
GAS	Gas	11.848	33.818
COA	Kohle	∞	∞
ELE	Elektrizität	2.800	5.600
RTP	Strassenverkehr und Luftfahrt	1.900	3.800
PTP	Öffentlicher Verkehr	1.900	3.800
ROI	Sonstige Industrie	0.250	0.500
ROS	Dienstleistungen	1.900	3.800

9 Anhang B: Externe Kosten

9.1 Einleitung

Hohe globale Ölpreise führen nicht nur zu global weniger CO₂-Emissionen, sondern auch zu einer Reduktion der lokalen externen Kosten. Insbesondere die Luftqualität verbessert sich, da weniger Brenn- und Treibstoffe verbrannt werden. Im Rahmen der hier vorliegenden Arbeiten soll abgeschätzt werden, um wie viel dieser lokalen bzw. regionalen externen Kosten vermindert werden können, bzw. welche «secondary benefits» hohe Ölpreise haben. Zur Berechnung dieser «secondary benefits» müssen die externen Kosten der Energie bekannt sein. Dazu wird in einem ersten Schritt ein Literaturüberblick erstellt und in einem zweiten Schritt eine Aktualisierung der externen Kosten für die Schweiz vorgenommen.

Schritt 1: Literaturüberblick

Im Rahmen dieser Arbeiten konnte nur ein einfacher Literaturüberblick erstellt werden. Die relevante Literatur wurde gesichtet und die Resultate dieser Studien zusammenfassend dargestellt. Dabei sind folgende Einschränkungen zu beachten:

- Die Übertragbarkeit der Ergebnisse aus dem Ausland auf die Schweiz wird nicht untersucht.
- Es wird nicht versucht, die Unterschiede zwischen den Ergebnissen der verschiedenen Studien nachvollziehen und im Detail begründen zu können.

Beides würde eine detaillierte, sehr aufwändige Analyse der Methoden bedingen, die zu den Ergebnissen geführt haben.

Externe Kosten fallen im Energiebereich einerseits bei der Energieproduktion (Elektrizitätsproduktion mit unterschiedlichen Technologien) und andererseits beim Energieverbrauch (z.B. Verkehr, Heizen) an. Auftragsgemäss wird der Schwerpunkt des Überblicks bei den externen Kosten der Elektrizitätsproduktion liegen. Dabei wird die internationale und nationale Literatur einbezogen.

Der Literaturüberblick ist wie folgt gegliedert: In Kapitel 9.2 wird zuerst ausführlich auf die externen Kosten der Stromproduktion eingegangen. Dabei wird zuerst kurz erläutert, wie die externen Kosten berechnet wurden. Dann werden die Resultate aus der internationalen (vor allem ExternE¹⁷ und Nachfolgeprojekte) und nationalen Literatur dargestellt. Schliesslich wird kurz auf die Risiken der Kernkraft eingegangen. In Kapitel 9.3 wird eine Übersicht über die externen Kosten beim Energieverbrauch gegeben. Dabei wird vor allem auf den Verkehr eingegangen, da zu den übrigen externen Kosten des Energieverbrauchs kaum Zahlen vorliegen.

¹⁷ Im EU-Projekt ExternE (Externalities of Energy) wurde in den 90er Jahren erstmals die externen Kosten der Elektrizitätsproduktion umfassend ermittelt.

Schritt 2: Aktualisierung der externen Kosten im Energiebereich

Im Kapitel 9.4 wird aufgezeigt, welche externen Kosten durch hohe Ölpreise reduziert werden können. Die veralteten externen Kosten im Energiebereich werden aktualisiert und mit einer groben Hochrechnung kompatibel gemacht mit den externen Kosten des Verkehrs.

9.2 Literaturüberblick - Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion

9.2.1 Grundlagen

Bei der Produktion von Elektrizität 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.¹⁸ Die Luftverschmutzung z.B. gilt als typisches Beispiel für externe Kosten: Die Luftverschmutzung wird durch den Stromproduzenten verursacht, belastet aber die gesamte Gesellschaft. Somit werden die Kosten der Luftverschmutzung nicht vom Elektrizitätsproduzenten bezahlt.¹⁹

Im Folgenden werden die **externen Kosten in den folgenden Bereichen** miteinbezogen (soweit als möglich und relevant):^{20, 21}

- Reduktion der Lebenserwartung (bzw. frühzeitige Todesfälle) bedingt durch Gesundheitsprobleme aufgrund der Luftverschmutzung
- Zusätzliche Krankheitsfälle (Atemwegserkrankungen, Herz- / Kreislaufkrankungen, Bronchitis, Asthma, Tage mit eingeschränkter Aktivität, nicht-tödlicher Krebs, Bluthochdruck, ischämische Herzkrankheiten etc.) aufgrund der Luftverschmutzung
- Gebäudeschäden (frühzeitige Renovation und häufigere Reinigungen) aufgrund der Luftverschmutzung
- Ernteaufschläge aufgrund der Luftverschmutzung
- Auswirkungen auf Ökosysteme (Versauerung und Eutrophierung = Gewässeranreicherung mit Pflanzennährstoffen (Überdüngung))
- Ausstoss von Treibhausgasen (Klimawandel)
- Lärm
- Risiken von Nuklearunfällen und anderen Unfällen
- Radioaktive Strahlung

¹⁸ Im Gegensatz zu den externen Kosten werden die internen Kosten vom Stromproduzenten selbst bezahlt (z.B. Personalkosten, Kapitalkosten etc.).

¹⁹ Erst ansatzweise werden die externen Kosten der Luftverschmutzung internalisiert wie z.B. die Lenkungsabgabe auf VOC (volatile organic compounds).

²⁰ European Commission (2003), External Costs, p. 7.

²¹ Der Energieverbrauch führt bei nicht erneuerbaren Energien auch zu einer Abnahme der Rohstoffe (Econcept, Infrac 2005, Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips, S. 94). Diese Kosten müssten jedoch im (internen) Preis der Energie enthalten sein. Darauf wird hier nicht eingegangen.

- Beeinträchtigung des Landschaftsbildes
- Vor- und nachgelagerte Prozesse (auch „life cycle costs“ oder „fuel cycle costs“ genannt; bei den vor- und nachgelagerten Prozessen handelt es sich um die externen Kosten, die z.B. beim Abbau, der Aufbereitung und dem Transport des Brennstoffs entstehen; die externen Kosten entstehen ebenfalls aufgrund der oben erwähnten Gründe, d.h. Luftverschmutzung, Klima etc.)

Im Vergleich zu den externen Kosten sind die **externen Nutzen der Energieversorgung** vernachlässigbar. Externe Nutzen könnten z.B. durch den Hochwasserschutz von Speicherseen, durch Erschliessungsstrassen von Kraftwerken und durch Speicherseen als Ausflugsziel entstehen.²²

Für die Ermittlung der Kosten wird von einer Ursachen–Wirkungskette ausgegangen (Impact-Pathway Approach). Grafik 9-1 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 gemäss einer Vielzahl epidemiologischer Untersuchungen 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 Krankheits- oder Todesfall lassen sich dann die gesamten Gesundheitskosten der Luftverschmutzung berechnen.

Auch die anderen externen Kosten werden nach derselben Methode berechnet, d.h. ausgehend von der Emission von Schadstoffen oder Lärm wird die Wirkungskette nachverfolgt und die Schäden werden monetarisiert. Eine Ausnahme bildet die externen Kosten des Klimas. Die Schätzung der Klimaschäden ist extrem schwierig, deshalb wird auf die Vermeidungskosten von CO₂ zurückgegriffen. In ExternE werden die CO₂-Emissionen mit einem Kostensatz

²² Econcept, Infrac (2005), Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips, S. 98.

von 19 €/ t CO₂ bewertet. Dies beruht auf einem Vermeidungskostenansatz zur Erreichung der Kyoto-Klimaziele.²³ Langfristig sind jedoch weitere Reduktionen über die Kyoto-Ziele hinaus nötig, so dass der Kostensatz bis auf ca. 50 €/ t CO₂ steigen dürfte. Dieser zweite Kostensatz entspricht auch dem in der Schweiz verwendeten Kostensatz von 80 CHF / t CO₂.²⁴ Aus langfristiger Sicht sind also die externen Kosten im Bereich Klima in ExternE ca. um den Faktor 2.6 unterschätzt.

Es gilt jedoch zu betonen, dass die Berechnung mit der Ursachen-Wirkungskette mit einigen **Unsicherheiten** belastet ist:²⁵

- Unsichere Daten (z.B. Steigung der Belastungs-Wirkungsbeziehung, Kosten eines Tages mit eingeschränkter Aktivität)
- Modell-Unsicherheiten (z.B. Ausbreitungsmodell der Schadstoffe in der Atmosphäre, Annahmen zur Belastungs-Wirkungsbeziehung)
- Unsicherheiten über politische und ethische Entscheide (z.B. Diskontrate, value of statistical life)
- Unsicherheiten über die Zukunft

Deshalb dürfen die **Ergebnisse** nicht als exakte Werte betrachtet werden, sondern eher als **Grössenordnungen**. Die Ergebnisse in ExternE z.B. könnten auch um einen Faktor 2 bis 4 tiefer oder höher liegen.²⁶ 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 werden auch die Schätzungen der externen Kosten ändern.

Ausserdem ergeben sich sehr unterschiedliche externe Kosten je nachdem, welche Technologie bei der Elektrizitätsproduktion eingesetzt wird. Es wird in diesem Bericht soweit möglich zwischen den folgenden Technologien und eingesetzten Brennstoffen differenziert:

Steinkohle	Öl	Biomasse	Photovoltaik
Braunkohle	Gas	Wasser	Abfallverbrennung
	Nuklear	Wind	Torf

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.²⁷

²³ European Commission (2003), External Costs, p. 13.

²⁴ Infrac (im Erscheinen), Externe Kosten des Strassen und Schienenverkehrs 2000.

²⁵ European Commission (2003), External Costs, p. 16.

²⁶ ExternE-Homepage: <http://www.externe.info/>

²⁷ ExternE-Homepage: <http://www.externe.info/>

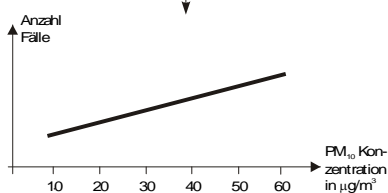
Grafik 9-1: Ursachen-Wirkungskette am Beispiel der Gesundheitskosten der Luftverschmutzung

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.

9.2.2 Ergebnisse aus internationalen Studien

In diesem Kapitel werden die folgenden internationalen Studien ausgewertet:

- Ecoplan (1997), Method for integrated evaluation of benefits, costs, and effects of programmes for promoting energy conservation (4. Rahmenforschungsprogramm)
- European Commission (1999), ExternE: Externalities of Energy, Vol XX: National Implementation
- Krewitt (2002), Externe Kosten der Stromerzeugung
- Suter et al. (2002), The Pilote Accounts of Switzerland. UNITE
- European Commission (2003), External Costs
- Hirschberg (2004), Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions
- Markandya und Hunt (2004), ExternE-Pol Externalities of Energy: The Externalities of Energy Insecurity
- IER et al. (2004), New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies, Publishable Report to the EC und Final Report bzw. darauf beruhend:
European Commission (2005), ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update
- Rabl et al. (2005), Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications. Final Technical Report of ExternE-Pol
- Umweltbundesamt (Deutschland) (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, sowie einige Studien, die darin erwähnt werden

a) ExternE

Die externen Kosten der Elektrizitätsproduktion wurden erstmals umfassend im EU-Projekt ExternE (Externalities of Energy) in den 90er Jahren ermittelt. Obwohl in ExternE mit derselben Methode gearbeitet wurde, ist die **Übertragbarkeit der Ergebnisse** auf andere Produktionsstätten aus folgenden Gründen **schwierig**.²⁸

- Die Ergebnisse sind orts- und technologiespezifisch. In den verschiedenen Ländern werden teilweise sehr unterschiedliche Produktions- und Vermeidungstechnologien verwendet.²⁹ Vor allem beim Strom aus Kernspaltung und Biomasse sind die Unterschiede zwischen den Ländern relativ gross, weil die Gewinnung des Brennstoffs, sein Transport und seine Verarbeitung in den verschiedenen Ländern sehr unterschiedlich sind.
- Es sind nur Teilergebnisse vorhanden, da nicht alle Effekte bewertet wurden, d.h. die wahren externen Kosten liegen höher als es die Ergebnisse zeigen.
- Annahmen und Parameter verändern sich über die Zeit.

²⁸ European Commission (2003), External Costs, p. 12.

²⁹ European Commission (1999), ExternE: Externalities of Energy, S. 9.

In der folgenden Tabelle werden die Ergebnisse aus der ExternE-Studie von 1999 zusammengefasst. Im Anhang befinden sich die Detailresultate mit einer Aufteilung der Kosten auf die verschiedenen Kostenbereiche (Klima, Luftverschmutzung (Todesfälle, Krankheitsfälle, Gebäudeschäden, Ernteauffälle, Ökosysteme), Lärm, Unfallrisiko, Strahlung bzw. Landschaftsbild und vor- und nachgelagerte Prozesse). Die Zahlen in Tabelle 9-1 und in Grafik 9-2 (sowie im Anhang) beziehen sich auf **bestimmte bestehende Technologien aus den Jahren 1990 bis 1995 und auf bestimmte Standorte** und wurden mit der ExternE-Methode von 1995 berechnet, d.h. methodologische Verbesserungen seit 1995 sind nicht berücksichtigt (vgl. nachfolgender Abschnitt b).³⁰ Obwohl die Resultate einzelnen Ländern zugeordnet werden, handelt es sich **nicht** um **Länderdurchschnitte**, sondern um die Ergebnisse der Produktionsstätten, die im Rahmen von ExternE in diesem Land untersucht wurden. Die Resultate können wie folgt kommentiert werden:

- **Kohle:** Die Elektrizitätsproduktion mit Kohle führt zu vielen CO₂-Emissionen (auch bei neuen Technologien). Alte Kohle-Technologien stossen auch viele Luftschadstoffe aus, womit diese Technologie die höchsten externen Kosten ausweist.³¹
- **Torf:** Mit Torf wird nur in wenigen Ländern Strom produziert. Die externen Kosten sind etwas tiefer als bei der Kohle und sind ebenfalls vor allem auf den Triebhauseffekt zurückzuführen (vgl. Tabelle 9-31 im Anhang).
- **Öl:** Die externen Kosten bei der Produktion mit Öl sind ähnlich wie diejenigen bei der Kohle. Auch hier sind die Hauptkomponenten das Klima und die Luftverschmutzung.
- **Gas:** Beim Gas sind die externen Kosten deutlich geringer als bei den übrigen fossilen Brennstoffen. Dies gilt sowohl für die Klimakosten als auch für die Kosten der Luftverschmutzung.

³⁰ ExternE-Homepage: <http://www.externe.info/>.

³¹ European Commission (2003), External Costs, p. 12.

Tabelle 9-1: Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion in Europa mit bestehenden Technologien (in Rp. pro kWh)

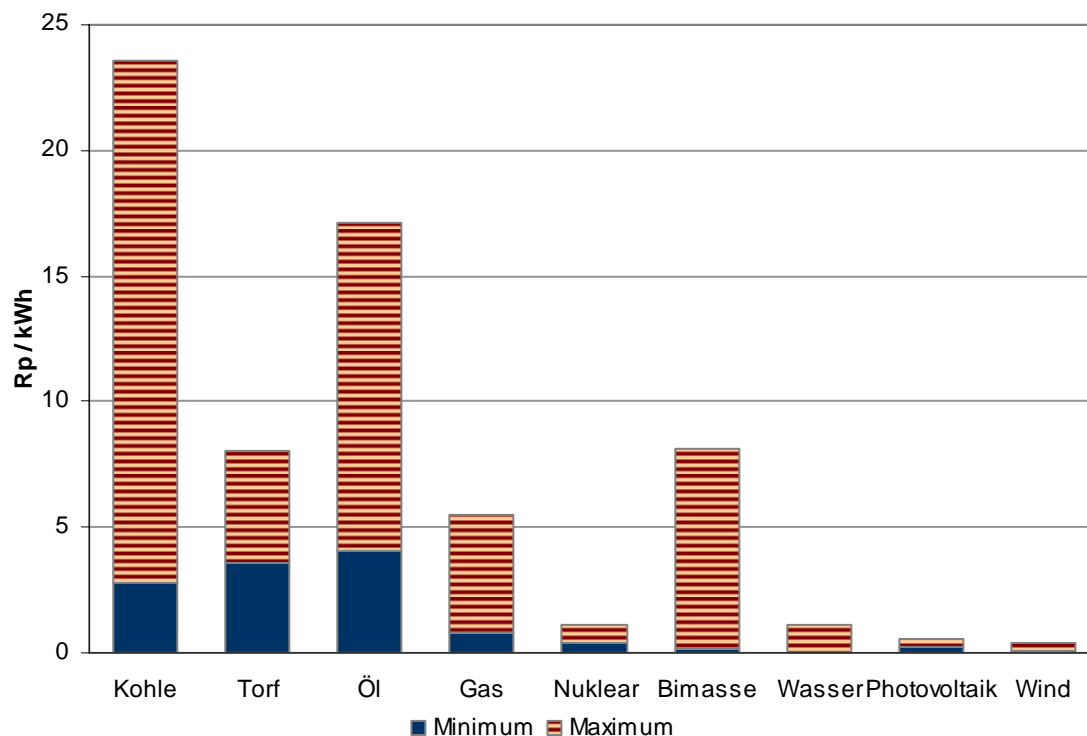
Land	Kohle	Torf	Öl	Gas	Nuklear	Biomasse	Wasser	Photovoltaik	Wind	Abfall
AUT				1.73 – 4.1		3.77 – 3.9	0.01			
BE	5.8 – 23.6			1.73 – 3.5	0.63 – 0.7					
DE	4.7 – 8.6		8.01 – 12.2	1.88 – 3.6	0.69 – 1.1	4.4 – 4.6		0.22 – 0.5	0.08 – 0.09	
DK	5.5 – 10.2			2.36 – 4.7		1.88 – 2.2			0.14 – 0.25	
ES	7.5 – 12.1			1.73 – 3.5		4.55 – 8.2 ²			0.28 – 0.30	6.0 – 9.7
FI	3.1 – 6.9	3.61 – 8.0				1.26 – 1.7				
FR	10.8 – 15.5		13.2 – 17.1	3.77 – 5.5	0.4	0.94 – 1.1	0.9			25.0 – 33.9 ¹
GR	7.2 – 13.2		4.08 – 7.5	1.1 – 2.0		0.16 – 1.3	0.8		0.38 – 0.41	
IE	9.3 – 13.2	5.18 – 6.0								
IT			5.34 – 8.8	2.36 – 4.2			0.5			
NL	4.4 – 6.6			0.79 – 3.0	1.2	0.63 – 0.8				
NO				1.26 – 3.0		0.4	0.4		0.08 – 0.39	
PT	6.6 – 10.5			1.26 – 3.3		2.2 – 2.8	0.05			
SE	2.8 – 6.6					0.42 – 0.5	0.0 – 1.1			
UK	7.2 – 10.5		4.55 – 7.4	1.73 – 3.5		0.83 – 0.9			0.20 – 0.24	
Min-Max	2.8 – 23.6	3.6 – 8.0	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	6.0 – 33.9
Median	7.4	5.6	7.8	2.7	0.7	1.3	0.4	0.4	0.2	9.7

¹ Werte sind zu hoch, da die Verbrennungsanlage hauptsächlich für der Produktion von Wärme dient.

² Biomasse mit Braunkohle kombiniert.

Quelle: European Commission (1999), ExternE: Externalities of Energy. Vol XX : National Implementation, S. 5. Umrechnung mit 1.57 CHF/€

Grafik 9-2: Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion in Europa mit bestehenden Technologien gemäss ExternE (in Rp. pro kWh)



- **Nuklear:** Die externen Kosten der Kernkraft sind noch einmal deutlich geringer. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass beinahe keine Klimagase ausgestossen werden und auch die Luftverschmutzung sehr gering ist. Die Kernkraft Risiken werden in ExternE jedoch sehr tief oder gar nicht bewertet. Eine ausführliche Diskussion der Kernkraft Risiken wird in Kapitel 9.2.4 geführt.
- **Biomasse:** Die externen Kosten bei Biomasse sind meist deutlich geringer als bei der fossilen Energie. Es werden jedoch sehr viele unterschiedliche Technologien eingesetzt, so dass das Ergebnis stark schwankt. Die Technologien sind jedoch meist mit geringen Klimakosten verbunden, aber die Kosten der Luftverschmutzung sind unterschiedlich hoch (je nachdem wie gut die Abluft gereinigt wird).³²
- **Wasser:** Die externen Kosten der Energiegewinnung mit Wasserkraftwerken sind nochmals etwas tiefer als diejenigen der Kernkraft. Klima und Luftverschmutzung spielen kaum eine Rolle, dafür hat die Wasserkraftnutzung externe Kosten auf Ökosysteme.
- **Photovoltaik:** Zur Nutzung der Sonnenenergie liegt nur eine einzige Messung aus Deutschland vor, die geringe Kosten zeigt. Die Photovoltaik ist während dem Gebrauch sehr sauber, hat aber beträchtliche „Life-cycle Kosten“.³³
- **Wind:** Die Windenergie führt zu den geringsten externen Kosten. Die Nutzung der Windenergie hat nur sehr wenig Luftverschmutzung und Klimaschäden zur Folge. Auch der Lärm ist kein gravierendes Problem (vgl. Tabelle 9-29 im Anhang). Allerdings wurden die externen Kosten auf das Landschaftsbild meist nicht beachtet.
- **Abfall:** Die Verbrennung von Abfall zur Energiegewinnung ist ein Spezialfall, da der Abfall ohnehin beseitigt werden muss und deshalb die gleichzeitige Stromproduktion ein willkommenes Nebenprodukt ist. So wird z.B. teilweise in der Schweiz die Fernwärme aus der Kehrichtverbrennung als frei von externen Kosten betrachtet.³⁴

b) Folgeprojekte von ExternE

Nach Abschluss der Arbeiten an ExternE wurden die Ergebnisse in verschiedenen Folgeprojekten der EU weiterentwickelt. So wurden z.B. Anstrengungen unternommen, um weitere Bereiche von externen Kosten zu quantifizieren:

- Im Rahmen des Projektes NewExt wurden für die Energiegewinnung mit Kohle und Öl auch die externen Effekte durch Schwermetalle (Blei, Arsen, Cadmium, Chrom, Nickel) durch Nahrungsaufnahme oder Einatmung quantifiziert.³⁵ Im Vergleich zu den anderen externen Kosten sind die Kosten von ca. 0.02 Rp./kWh jedoch sehr klein.

³² European Commission (2003), External Costs, p. 12.

³³ European Commission (2003), External Costs, p. 12.

³⁴ SN 506 480 (2004), Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Investitionen im Hochbau.

³⁵ IER et al. (2004), New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies, Publishable Report S. 31.

- Ausserdem wurden in NewExt auch die Kosten quantifiziert, die sich nach Unfällen ergeben (Todesfälle, Verletzte und Kosten von Evakuierungen). Doch die externen Kosten von Unfällen in OECD-Ländern sind sehr gering: Für Kohle, Öl, Gas und Wasser liegen sie unter 0.001 Rp./kWh.³⁶
- Im Rahmen des Projektes ExternE-Pol wurde versucht, die externen Kosten des Risikos der Ölpreisvolatilität bzw. von Mengeneinbrüchen in der Kohle- oder Gasversorgung zu bewerten. Die Schätzung der Kosten ist jedoch schwierig und das Ergebnis von 0.006 bzw. 0.047 Rp./kWh ist deshalb deutlich tiefer als die wahren Kosten.³⁷

Die geschätzten Kosten dieser drei Bereiche sind also im Vergleich zu den übrigen externen Kosten dieser Technologien unbedeutend und haben keinen merklichen Einfluss auf die gesamten externen Kosten.

Ausserdem wurden auch die Berechnungsgrundlagen von ExternE im Rahmen des Projektes NewExt an die neusten Forschungsergebnisse angepasst. Alle oben dargestellten Ergebnisse aus ExternE sind also mittlerweile überholt. Im Vergleich zur bisher verwendeten Methode haben sich insbesondere folgende Änderungen ergeben:³⁸

- Anpassung der verwendeten Kostensätze. Insbesondere wurde der Kostensatz für verlorene Lebensjahre in etwa halbiert.³⁹
- Anpassung der Belastungs-Wirkungsbeziehungen basierend auf neuen Forschungsergebnissen (meist Reduktion der Wirkung)
- Neue Emissionsdaten und meteorologische Daten (1998 statt 1990)
- Räumliche Differenzierung vervierfacht (50km x 50km statt 100km x 100km Zellen) und Abdeckung einer grösseren Fläche mit 19% mehr Einwohnern, was zu einer Reduktion der geschätzten Nitratbildung führte

All diese Änderungen führen zu einer Abnahme der Schätzung der externen Kosten – vor allem aufgrund der ersten beiden obigen Gründe. Einige – aber nicht alle – Ergebnisse aus ExternE wurden deshalb mit der neuen Methode nochmals berechnet. Die neuen Berechnungen beschränken sich auf Kohle, Öl und Gas. Eine Übersicht über die Veränderungen der Ergebnisse zeigt die folgende Tabelle (die detaillierten Ergebnisse mit der Aufteilung auf die Kostenbereiche sind im Anhang enthalten; die Spalte ExternE 1999 entspricht der Tabelle 9-1 für bestimmte Produktionsstätten und Annahmen).

³⁶ IER et al. (2004), New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies, Publishable Report S. 41.

³⁷ Markandya und Hunt (2004), ExternE-Pol Externalities of Energy: The Externalities of Energy Insecurity S. 31.

³⁸ IER et al. (2004), New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies, Publishable Report S. 44-45.

³⁹ IER et al. (2004), New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies, Final Report S. VII-20.

Tabelle 9-2: Externe Kosten berechnet mit der ExternE-Methode 1999 und mit der überarbeiteten Methode von NewExt 2004 in Rp./kWh

	Site, size [MW]	Technology	ExternE (1999)	NewExt 2004
Coal Fuel Cycle				
Be	Genk, 300	No FGD nor SCR	19.3	9.9
Be	Genk, 300	With FGD and SCR	5.8	4.7
Fr	Cordemais, 600	Pulverized fuel, FGD (hypothetical), steam turbine	10.8	7.9
Fr	Cordemais, 600 (new data)	Pulverized fuel, FGD (actually installed), steam turbine	nd	5.2
Ge	Lauffen, 652	Pulverized fuel, FGD, DENOX, and dedusting	4.7	4.1
UK	West Burton, 1800	Coal-fired station with FGD	6.6	4.0
Oil Fuel Cycle				
Fr	Cordemais, 700	Low S oil, steam turbine	13.2	8.6
Fr	Cordemais, 700 (new data)	Low S oil, steam turbine	nd	7.0
Ge	Lauffen, 157	Gas-turbine peak load power plant	8.0	5.2
UK	Fawely, Hampshire (south coast), 528	Combined cycle oil-fired power station	5.2	3.4
Natural Gas Fuel Cycle				
Be	Drogenbos, 467	Combined cycle gas turbine	1.7	1.3
Fr	Cordemais, 250	Hypothetical new plant, combined cycle gas turbine	3.0	2.4
Fr	Cordemais, 400 (new data)	Hypothetical new plant, combined cycle gas turbine	nd	1.3
Ge	Lauffen, 791	Combined cycle	1.9	1.5
UK	West Burton, 652	Combined cycle gas turbine (CCGT)	1.7	1.3

nd = No data available. Quelle: IER et al. (2004), New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies, Final Report S. VII-35. . Umrechnung der € mit Wechselkurs 1.57 CHF / €

Für Kohle nehmen die Werte gegenüber den Berechnungen von 1999 je nach eingesetzter Technologie um 13% bis 49% ab, für Öl um 35% und für Gas um 18% bis 27%.⁴⁰ Die Rangliste der verschiedenen Technologien verändert sich jedoch durch die Anpassung der Methode nicht – insbesondere bleibt Gas die sauberste fossile Technologie.

Schliesslich wurden im Rahmen von ExternE-Pol die Schätzungen auch auf einige Kohle- und Gas-Produktionsstätten in Osteuropa erweitert.⁴¹ Die Ergebnisse (vgl. Anhang) sind tendenziell eher etwas höher als in Westeuropa, doch ist nochmals darauf hinzuweisen, dass die Ergebnisse stets nur für die untersuchte Produktionsstätte gelten und nicht als Landesdurchschnitt betrachtet werden können.

⁴⁰ Es muss nochmals betont werden, dass die Ergebnisse möglicherweise nicht repräsentativ sind für die betroffene Technologie oder das betroffene Land. Die Ergebnisse gelten vielmehr jeweils für eine Produktionsstätte mit einer bestimmten Technologie und einem bestimmten Standort.

⁴¹ Rabl et al. (2005), Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications. Final Technical Report of ExternE-Pol.

c) Weitere internationale Studien

Im Folgenden werden noch die Ergebnisse einiger weiterer internationaler Studien präsentiert. In den Tabellen im Anhang sind auch noch die Erkenntnisse enthalten, welche Ecoplan 1997 im Rahmen des EU-Projekts „Method for integrated evaluation of benefits, costs, and effects of programmes for promoting energy conservation“ (4. Rahmenforschungsprogramm Nicht-nukleare Energien der EU) gewonnen hat. Es wurde jedoch darauf verzichtet, alle Ergebnisse nochmals detailliert darzustellen, da die meisten Ergebnisse in der Zwischenzeit als veraltet gelten müssen. Die z.T. extrem hohen Kosten beruhen alle auf einer Studie von Hohmeyer und Gärtner (1992), in der die Klimakosten mit einem Schadenskostenansatz berechnet wurden und von äusserst hohen Schäden ausgegangen wurde. Ansonsten fällt auf, dass die maximale und minimale Schätzung der externen Kosten in den Tabellen im Anhang meist aus diesem Literaturüberblick stammt, d.h. die Genauigkeit der Schätzung hat zugenommen, da die neueren Schätzungen weniger schwanken.⁴²

Eine weitere Literaturübersicht über einige Studien für Deutschland wurde vom Umweltbundesamt zusammengestellt (vgl. folgende Tabelle). Die Ergebnisse weisen eine grössere Schwankungsbreite auf als ExternE: Einerseits sind die die minimalen Schätzungen tiefer als in ExternE und andererseits sind die Maxima höher als in ExternE (dies gilt für alle Technologien ausser die Wasserkraft und das Minimum des Öls). Dies ist darauf zurückzuführen, dass in ExternE alle Produktionsstätten mit derselben Berechnungsmethodik verglichen wurden, während das Umweltbundesamt verschiedene Studien mit unterschiedlichen Berechnungsmethoden vergleicht. Die z.T. sehr hohen Schwankungsbreiten (Faktor 40'000 bei der Kernkraft) sind auf folgende Gründe zurückzuführen:⁴³

- Es werden in den verschiedenen Studien unterschiedliche Schadensarten einbezogen. Einige Studien weisen nur diejenigen Schadensarten aus, für die es breit akzeptierte Berechnungsmethoden gibt und unterschätzen daher die Höhe der externen Kosten.

⁴² In der Kurzfassung werden die Ergebnisse dieses alten Literaturüberblicks nicht berücksichtigt.

⁴³ Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 10-11.

Tabelle 9-3: Ergebnisse zu den externen Kosten der Stromerzeugung in Deutschland (in Rp./kWh)

Externe Kosten der Stromerzeugung		Enquete 12/8600	IER 1997	Friedrich / Krewitt (1997)	Voß (2000)	Hohmeyer (2001)	Enquete (2002) nach Kommissionsmehrheit	Hirschberg (2004)	Minimum und Maximum
Steinkohle	Untergrenze	0.96	2.60	2.59	1.61	4.23	27.61	4.16	0.96
	Obergrenze	25.15	24.31	9.42		32.62			32.62
Braunkohle	Untergrenze	1.36	3.03	2.93	1.69	4.71	36.05	4.40	1.36
	Obergrenze	31.49	30.68	11.36		41.44			41.44
Schweröl	Untergrenze		4.75	5.65		8.35	38.96	5.02	4.75
	Obergrenze		33.83	22.71		48.54			48.54
Erdgas in Gasturbinen	Untergrenze		0.65	1.94	0.51	1.59	14.46		0.51
	Obergrenze		9.08	6.84		17.55			17.55
Erdgas in GuD	Untergrenze			0.85	0.06			1.73	0.06
	Obergrenze			2.98	0.19				2.98
Kernenergie	Untergrenze	0.01	0.10	0.08			321.09	0.16	0.01
	Obergrenze	30.03	1.63	1.16					321.09
Wasserkraft	Untergrenze	0.18			0.03	0.07	0.61	0.31	0.03
	Obergrenze				0.04	0.60			0.61
Windenergie	Untergrenze	1.36	0.06	0.01	0.65	0.06	0.35	0.24	0.01
	Obergrenze		0.35	0.18		0.36			1.36
Solarenergie/ Photovoltaik	Untergrenze		0.18	-0.04		0.15	2.07	0.47	-0.04
	Obergrenze		1.99	0.78		2.07			2.07

Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 11 (bzw. Hohmeyer (2002), Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung...“, 2002, zitiert nach Ziesing (Hrsg.), 2003: Externe Kosten in der Stromerzeugung, VWEW, Band 4), und Hirschberg et al. (2004), Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions, S. 65-66.

- Bereits auf der Ebene der Wirkungsanalyse (naturwissenschaftliche Bewertung) bestehen unterschiedliche Annahmen über die Dosis-Wirkungsbeziehungen.
- Die Bewertung der Umweltschäden wird mit unterschiedlichen Methoden durchgeführt, die verschiedene Kostenkategorien schätzen und sich hinsichtlich der Validität der Ergebnisse unterscheiden.
- Teilweise werden Schäden bewertet, teilweise Kosten zur Minderung der Umwelteinwirkungen (Emissionsvermeidungskosten).
- Es werden unterschiedliche normative Annahmen (Massstäbe) gesetzt, z.B. über die Diskontierung von Kosten und Nutzen, die in der Zukunft erwartet werden.
- Risiken werden in unterschiedlicher Weise bei der Bewertung berücksichtigt.
- Die Systemgrenzen der Bewertung (z.B. räumliche und zeitliche Abgrenzung) werden unterschiedlich gewählt.

Die Ergebnisse einer weiteren Studie von Krewitt⁴⁴ für Deutschland sind im Anhang enthalten. Meist sind die Werte innerhalb der Schwankungsbreiten von ExternE und seinen Folgeprojekten. Einzig bei der Photovoltaik, bei der nur ein Ergebnis aus ExternE vorliegt (0.2 – 0.5 Rp./kWh), sind die Werte von Krewitt mit 1.3 Rp./kWh deutlich höher, aber im Vergleich zu den fossilen Technologien immer noch tief. Dies ist aber immer noch tiefer als der maximale Wert in Tabelle 9-3.

Der im Dezember 2000 verabschiedete Gemeinschaftsbeirahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen der EU sieht vor, dass zur Förderung erneuerbarer Energiequellen Zahlungen bis zu einer Höhe von 5 €-Cent / kWh (= 7.85 Rp./kWh) gezahlt werden können zum Ausgleich der Differenz zwischen den externen Kosten aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen. Voraussetzung ist, dass die externen Kosten mit einem international anerkannten Bewertungsverfahren berechnet werden.⁴⁵

Schliesslich sind noch die Arbeiten im Rahmen des Projektes „Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen“ (GaBE) zu erwähnen. Die Ergebnisse von Hirschberg et al. (2004)⁴⁶ wurden in Tabelle 9-3 eingefügt und liegen bei allen Produktionstechnologien innerhalb der Schwankungsbreiten der anderen Studien in Tabelle 9-3. In einer weiteren Studie von 1998 wurden die Folgen von Unfällen in den verschiedenen Technologien der Stromproduktion ermittelt.⁴⁷ Diese Ergebnisse wurden im Projekt New Ext aufgenommen und es hat sich gezeigt, dass der Einfluss der Unfallkosten sehr gering ist (vgl. Abschnitt b).

d) Fazit

In der internationalen Literatur können also plausible Werte bzw. Wertbereiche für die wichtigsten Brennstoffe gefunden werden. Allerdings können die Werte nicht einfach auf die Schweiz übertragen werden, da alle Berechnungen in ExternE und seinen Folgeprojekten sich auf eine bestimmte Technologien und auf einen bestimmten Standort (mit entsprechender Bevölkerungsdichte in der Umgebung) beziehen und deshalb auch grosse Schwankungsbreiten aufweisen.

In der folgenden Tabelle werden die Ergebnisse von ExternE, NewExt und den weiteren internationalen Studien dargestellt. Die Kosten sind in NewExt für alle Produktionsstätten tiefer als in ExternE, wurden jedoch nicht für alle berechnet, so dass die Minimalwerte teilweise höher erscheinen. Die weiteren Ergebnisse zeigen meist grössere Schwankungsbreiten als ExternE und NewExt, weil in ExternE alle Produktionsstätten mit derselben Berechnungsmethodik ermittelt wurden, während hier verschiedene Studien mit unterschiedlichen Berechnungsmethoden verglichen werden (z.B. unterschiedliche Annahmen bzgl. Berück-

⁴⁴ Krewitt (2002), Externe Kosten der Stromerzeugung.

⁴⁵ Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 10.

⁴⁶ Hirschberg et al. (2004), Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions.

⁴⁷ Hirschberg et al. (1998), Severe accidents in the Energy Sector.

sichtigung der Risikoaversion (bei Nuklearenergie), Bewertung von Todesfällen und Berücksichtigung und Berechnung der Kostenbereiche).

Tabelle 9-4 zeigt, dass die **fossilen Brennstoffe die höchsten externen Kosten** verursachen, wobei das **Gas klar der sauberste fossile Brennstoff** ist. **Noch sauberer** sind jedoch die **erneuerbaren Energiequellen**, insbesondere die Wind- und Wasserenergie. Auch die Nuklearenergie schneidet besser ab als die fossilen Energien, doch ist die Bewertung der Risiken eines Nuklearunfalls unklar (gewisse Schätzungen zeigen deutlich höhere Werte als die externen Kosten der fossilen Brennstoffe). Eine geeignete Schätzmethode für Kernkraft Risiken steht jedoch noch aus (vgl. Kapitel 9.2.4).

Tabelle 9-4: Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion in Europa (in Rp./kWh)

	Kohle	Torf	Öl	Gas	Nuklear	Biomasse	Wasser	Photovoltaik	Wind
ExternE	2.8 - 23.6	3.6 - 8.0	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

9.2.3 Ergebnisse aus Schweizer Studien

In diesem Kapitel werden die folgenden Schweizer Studien ausgewertet:

- Schüssler (1994), Die externen Kosten der Übertragung und Verteilung von Elektrizität
- Infraset al. (1996), Die Vergessenen Milliarden
- BEW (1997), Empfehlung für energetische Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit Einbezug der externen Kosten
- Hirschberg und Jakob (1999), Cost Structure of the Swiss Electricity Generation under Consideration of External Costs
- Econcept, Infraset al. (2005), Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips

In der Schweiz wurde in den letzten 7 Jahren keine neue Studie zu den externen Kosten der Stromproduktion durchgeführt. Zahlen liegen vor aus der Studie Infraset al. (1996, Die vergessenen Milliarden) und aus Hirschberg und Jakob (1999), welche die Ergebnisse aus ExternE für (damals) moderne Produktionstechnologien auf die Schweiz übertragen haben. Diese Werte sind in der folgenden Tabelle dargestellt (und auch im Anhang enthalten). Als Durchschnitt für die externen Kosten der Stromproduktion wurde bisher in der Schweiz häufig ein Wert von 5 Rp./kWh verwendet.⁴⁸ Auch dieser Wert beruht jedoch auf derselben, relativ

⁴⁸ So z.B. im Hochbau (SN 506 480 2004, Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Investitionen im Hochbau), BEW (1997), Empfehlung für energetische Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit Einbezug der externen Kosten, Infraset al. (1996), Die Vergessenen Milliarden, ASTRA (2003), NISTRA: Nachhaltigkeitsindikatoren für Strasseninfra-

alten Studie von Infras et al.⁴⁹ Alle Werte für die Schweiz basieren also auf alten Zahlen und sollten dringend überarbeitet werden, da die Berechnungsgrundlagen sich in den letzten Jahren aufgrund neuer Forschungsergebnisse verändert haben.

Im Vergleich zum Ausland zeigt sich, dass die Schweizer Werte innerhalb der internationalen Bandbreiten liegen. Einzig bei der Wasserkraft wurden in der Schweiz z.T. etwas höhere Werte berechnet als im Ausland (in der Schweiz bis 1.4 Rp./kWh, im Ausland nur bis 1.1 Rp./kWh).

Tabelle 9-5: Schätzung der externen Kosten der Elektrizitätsproduktion für die Schweiz (in Rp./kWh)

Studie	Technologie	Jahr	Luftver- schmutzung	Unfallrisiko	Strahlung	Total
Hirschberg/Jakob 1999	Steinkohle	1999				3.1 – 15.8
Infras et al. 1996	Öl, low Nox	1993				3.30 – 5.40
Hirschberg/Jakob 1999	Öl	1999				3.5 – 17.8
Infras et al. 1996	Gas-Kombikraftwerk	1993				4.30 – 7.00
Infras et al. 1996	Gasfeuerung, low NOx	1993				2.20 – 3.40
Hirschberg/Jakob 1999	Gas	1999				0.8 – 5.5
Econcept, Infras 2005	Nuklear, Risikoneutralität	1993/94	0.3 – 0.6	0.0 – 0.2	0.01 – 0.07	0.31 – 0.85
bzw. Infras et al. 1996	Nuklear, Risikoaversion	1993/94	0.3 – 0.6	1.00 – 35	0.01 – 0.07	1.31 – 35.7
Hirschberg/Jakob 1999	Nuklear	1999				0.2 – 1.3
Infras et al. 1996	Biomasse, Holzschnitzel- feuerung	1993				1.00 – 2.10
Hirschberg/Jakob 1999	Biomasse	1999				2.5 – 5.8
Econcept, Infras 2005	Wasser, Speicherkraftwerk	1993	0.5 – 1.3	0.135		0.64 – 1.44
bzw. Infras et al. 1996	Wasser, Laufkraftwerk	1993	0.4 – 0.9	0.072		0.47 – 0.97
Hirschberg/Jakob 1999	Wasser, Speicherkraftwerk	1999				0.0 – 1.2
Hirschberg/Jakob 1999	Wind	1999				0.1 – 0.6
Hirschberg/Jakob 1999	Solar	1999				0.1 – 1.5

Schliesslich wurden in der Schweiz auch die externen Kosten der Übertragung und Verteilung der Elektrizität untersucht.⁵⁰ Die für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität notwendigen Leitungen stellen einerseits eine visuelle Belastung für die Landschaft dar, andererseits beeinträchtigen sie sowohl die Vogelwelt wie auch die Walddurchquerung und ausserdem die Siedlungsfunktion. Die externen Kosten wurden mithilfe des Zahlungsbereit-

strukturprojekte, S. 106 und Ecoplan (2005), Bewertungsmethode für die Priorisierung von Projekten im Schienenverkehr, S. 113.

⁴⁹ Infras et al. (1996), Die Vergessenen Milliarden. Diese Zahlen werden auch übernommen in BEW (1997), Empfehlung für energetische Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit Einbezug der externen Kosten.

⁵⁰ Econcept, Infras (2005), Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips, S. 98.

schaftsansatzes für Arten- und Biotopschutz und den Vermeidungskosten für Freileitungen auf 0.02 bis 0.04 Rp./kWh geschätzt.⁵¹ Allfällige Kosten nichtionisierender Strahlung von Übertragungs- und Verteilleitungen wurden dabei nicht quantifiziert.

9.2.4 Kernkrafttrisiken

Sogenannte Damokles-Risiken – Risiken mit sehr hohen Kosten aber sehr kleiner Wahrscheinlichkeit – sind problematisch (selbst wenn der Erwartungswert gleich ist, wie bei einem Risiko mit kleinen Folgen aber grosser Wahrscheinlichkeit). Für solche Risiken besteht in der Bevölkerung eine Risikoaversion. Das Ausmass der Risikoaversion ist jedoch unklar. Es kann jedoch beträchtlich sein. So wird z.B. in der Schweiz⁵² der Kostensatz bei Risikoneutralität um einen Faktor 100 vergrössert, um Risiken zu bewerten, die zu nationalen Katastrophen führen können. Dieser Aversionsfaktor geht auf eine umfangreiche Diskussion mit Beteiligung der relevanten Entscheidungsträger zurück. Die Methode kann jedoch nicht als international akzeptiert gelten. So kommt selbst eine sehr aktuelle Studie im Rahmen der Überarbeitung der ExternE-Methode zum Schluss, dass eine Methode, um diese Risiken zu bewerten, noch entwickelt werden muss.⁵³

Ein typisches Damokles-Risiko ist das Risiko eines Kernkraftunfalles. Hier 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: 10'000'000.⁵⁴ Deshalb gehen auch die Schätzungen der externen Kosten der Nuklearenergie weit auseinander (vgl. Tabelle 9-25 im Anhang): Während das Risiko für die Kernkraft manchmal als praktisch inexistent (0.0001 Rp./kWh) betrachtet wird, werden für die Schweiz bei Risikoaversion Werte bis zu 35 Rp./kWh berechnet und in Deutschland geht die Mehrheit der Enquete Kommission Nachhaltige Energieversorgung (2002) von externen Kosten bis zu 320 Rp./kWh (= 400 Pfennig / kWh) aus (vgl. Tabelle 9-3).

Deshalb sollten nach Meinung des deutschen Umweltbundesamtes die Bandbreiten der Eintrittswahrscheinlichkeiten und der Schadenshöhen getrennt ausgewiesen werden.⁵⁵ Auf die ökonomische Bewertung solle verzichtet werden, denn dies würde bedeuten, dass man den möglichen Schaden (die Katastrophe) und den Nutzen der risikobehafteten Aktivität

⁵¹ Schüssler (1994), Die externen Kosten der Übertragung und Verteilung von Elektrizität, zitiert in Econcept, Infrac (2005), Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips, S. 98.

⁵² 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.

⁵³ European Commission (2005), ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update, S. 1.

⁵⁴ Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 27.

⁵⁵ Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 26.

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. So wurde z.B. in Deutschland der Ausstieg aus der Kernkraftnutzung beschlossen.⁵⁶

Dies gilt in weniger extremem Ausmass auch für die Wasserkraft, da ein sehr unwahrscheinlicher Dammbbruch ebenfalls zu hohen Kosten führen kann. In diesem Fall 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.

9.2.5 Zusammenfassende Darstellung der externen Kosten im Strombereich

Wichtige Grundlagen zu den externen Kosten wurden im EU-Projekt ExternE gelegt. Die externen Kosten setzten sich vor allem aus den Kosten des Treibhauseffektes und der Luftverschmutzung (Reduktion der Lebenserwartung, zusätzliche Krankheitsfälle, Gebäudeschäden und Ernteauffälle) zusammen. Die Kosten werden mit der sogenannten Ursachen-Wirkungskette (Impact-Pathway Approach) ermittelt. In diesem bottom-up Ansatz werden die Emissionen bis zu den Schäden weiterverfolgt. Der Ansatz ist mit einigen Unsicherheiten belastet, so dass die Ergebnisse nicht als exakte Werte betrachtet werden dürfen, sondern eher als Grössenordnungen. So wird z.B. bei der Bewertung der Klimaschäden von den kurzfristigen Kyotozielen ausgegangen. Würden hingegen langfristige Ziele verwendet, so wären die Klimakosten um ca. den Faktor 2.6 höher.

In der folgenden Tabelle 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 kürzlich an neue Forschungsergebnisse angepasst (im Rahmen des Projektes NewExt). Insbesondere reduzierten sich die Kostensätze der verlorenen Lebensjahre und die Belastungs-Wirkungs-Beziehungen. Dadurch fallen die Ergebnisse tiefer aus (vgl. Zeile 2 der Tabelle 1, 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 zeigen meist grössere Schwankungsbreiten (vgl. letzte Zeile in Tabelle 1), 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.

⁵⁶ Umweltbundesamt (2005), Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, S. 27.

bzgl. Berücksichtigung der Risikoaversion (bei Nuklearenergie), Bewertung von Todesfällen und Berücksichtigung und Berechnung der Kostenbereiche).

Für die Schweiz stammen die letzten Berechnungen aus zwei Studien von 1996 bzw. 1999. Diese Zahlen sollten dringend überarbeitet werden, da die Berechnungsgrundlagen sich in den letzten Jahren aufgrund neuer Forschungsergebnisse verändert haben.

Tabelle 1 zeigt, dass die **fossilen Brennstoffe die höchsten externen Kosten** verursachen, wobei das **Gas klar der sauberste fossile Brennstoff** ist. **Noch sauberer** sind jedoch die **erneuerbaren Energiequellen**, insbesondere die Wind- und Wasserenergie. Auch die Nuklearenergie schneidet besser ab als die fossilen Energien, doch ist die Bewertung der Risiken eines Nuklearunfalls unklar (gewisse Schätzungen zeigen deutlich höhere Werte als die externen Kosten der fossilen Brennstoffe). Eine geeignete Schätzmethode für Kernkrafttrisiken steht jedoch noch aus.

Tabelle 9-6: Externe Kosten der Elektrizitätsproduktion in Europa und der Schweiz (in Rp./kWh)

	Kohle	Torf	Öl	Gas	Nuklear	Biomasse	Wasser	Photovoltaik	Wind
ExternE	2.8 - 23.6	3.6 - 8.0	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
Schweiz	3.1 - 15.8		3.3 - 17.8	0.8 - 7.0	0.2 - 35.7	1.0 - 5.8	0.0 - 1.4	0.1 - 1.5	0.1 - 0.6

9.3 Literaturüberblick - Externe Kosten des Energieverbrauchs

9.3.1 Grundlagen

Die Studien zu den externen Kosten des Energieverbrauchs beziehen sich meist auf den Verkehr. Während zum Verkehr sehr viele Studien vorhanden sind, gibt es zu den übrigen externen Kosten des Energieverbrauchs nur wenige Studien.

9.3.2 Externe Kosten des Verkehrs

Nach Absprache mit dem Auftraggeber beschränken wir uns auf die Darstellung der Ergebnisse der neusten Schweizer Studien (im Auftrag des ARE) – d.h. auf die offiziell gültigen Werte für die Schweiz – zu den externen Kosten in den folgenden Bereichen:

- Luftverschmutzung (Effekte auf Gesundheit, Gebäudeschäden, Ernteauffälle und Waldschäden)
- Lärm
- Unfälle
- Klima
- Bodenqualität

Auf die Berücksichtigung der **externen Kosten im Bereich Natur und Landschaft**⁵⁷ wird verzichtet: Die Kosten von Habitatsverlusten (Bodenversiegelung) und Habitatfragmentierungen (Zerschneidung) werden durch den Bau von Strassen / Schienen ausgelöst und nicht durch den Energieverbrauch beim Fahren. Die **Gewässerschäden** können vernachlässigt werden, da sie gemäss den vorliegenden Schätzungen sehr gering bzw. nahe bei Null sind.⁵⁸ Die **externen Kosten vor- und nachgelagerter Prozesse**⁵⁹ sind hier ebenfalls nicht berücksichtigt: Dabei handelt es sich mehrheitlich um die externen Kosten der Energie, die bei der Herstellung und Entsorgung der Fahrzeuge benötigt wird. Diese Kosten sind bereits in Kapitel 9.2 erfasst worden.

Die Berechnungsgrundlagen in den verschiedenen Kostenbereichen können wie folgt kommentiert werden:

- **Externe Kosten der Luftverschmutzung auf die Gesundheit:**⁶⁰ Die Kosten wurden mit Hilfe des Leitschadstoffes PM10 ermittelt. Die Luftverschmutzung führt zu Atemwegs- und Herz- / Kreislauferkrankungen. Dies führt zu verlorenen Lebensjahren, Spitalaufenthalten, Bronchitis, Asthma und Tagen mit eingeschränkter Aktivität. Dies wiederum führt zu medizinischen Behandlungskosten, Produktionsausfall (weil Personen vorübergehend oder dauerhaft nicht als Arbeitskräfte zur Verfügung stehen) und immateriellen Kosten (Verlust an Wohlbefinden, Schmerz und Leid).
- **Externe Kosten der Luftverschmutzung aufgrund von Gebäudeschäden:**⁶¹ Die Luftverschmutzung führt bei Gebäuden zu häufiger nötigen Renovationen und zu erhöhten Reinigungskosten. Wiederum wird von PM10 als Leitschadstoff ausgegangen.
- **Externe Kosten der Luftverschmutzung aufgrund von Ernteaufällen und Waldschäden:**⁶² Die Ernteaufälle werden getrennt für verschiedene Pflanzenarten aufgrund der Ozonbelastung ermittelt und mit den Marktpreisen bewertet. Die Waldschäden werden über das erhöhte Windwurfisiko und den Holzminstertrag ermittelt. 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. Zur Monetarisierung wird der Holzpreis bzw. werden die Häufigkeit und die Kosten des Sturmes Lothar verwendet.
- **Externe Kosten des Lärms:**⁶³ Die Kostenschätzung basiert auf einer detaillierten Untersuchung der Lärmbelastung. Daraus werden einerseits die Mietzinsausfälle berechnet. Andererseits führt der Lärm auch zu Krankheits- und Todesfällen aufgrund von Bluthoch-

⁵⁷ Buser et al. (2004), Externe Kosten des Verkehrs im Bereich Natur und Landschaft.

⁵⁸ Infras (im Erscheinen), Externe Kosten des Strassen und Schienenverkehrs 2000, S. 12.

⁵⁹ Infras (im Erscheinen), Externe Kosten des Strassen und Schienenverkehrs 2000.

⁶⁰ Ecoplan, et al. (2004), Externe Gesundheitskosten durch verkehrsbedingte Luftverschmutzung in der Schweiz.

⁶¹ Infras, Wüest & Partner (2004), Verkehrsbedingte Gebäudeschäden in der Schweiz.

⁶² Infras (im Erscheinen), Externe Kosten des Strassen und Schienenverkehrs 2000.

⁶³ Ecoplan et al. (2004), Externe Lärmkosten des Strassen- und Schienenverkehrs der Schweiz.

- druck und ischämischen Herzkrankheiten (mangelnde Versorgung mit Blut), die mit derselben Methodik wie die Gesundheitskosten der Luftverschmutzung monetarisiert werden.
- **Externe Unfallkosten:**⁶⁴ Die Unfallkosten basieren auf einer detaillierten Untersuchung der Unfälle. Es dürfen jedoch nicht die gesamten Unfallkosten, sondern nur die externen berücksichtigt werden, die der Verkehrsteilnehmer nicht selbst trägt.⁶⁵ So sind z.B. die Sachschäden, die vom Unfallverursacher bzw. dessen Haftpflichtversicherung getragen werden, interne Kosten. Die externen Kosten setzen sich zusammen aus Personenschäden (medizinische Heilungskosten⁶⁶, Wiederbesetzungskosten, Nettoproduktionsausfall, immateriellen Kosten (Schmerz, Leid), Administrativkosten, sowie Polizei- und Rechtsfolgekosten.
 - **Externe Klimakosten:**⁶⁷ Da die Klimaschäden sehr schwer zu bestimmen sind, werden die Kosten des Klimawandels über Vermeidungskosten ermittelt. Dabei wird von einem langfristigen Vermeidungsziel ausgegangen, das sicherstellt, dass sich das Klima nicht stärker als 2 Grad gegenüber der vorindustriellen Zeit erwärmt.⁶⁸
 - **Externe Kosten auf die Bodenqualität:**⁶⁹ 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 Reparaturkostenansatz ermittelt.

In all diesen Studien wurde der sogenannte at least Ansatz verwendet, d.h. die Kosten sind so realistisch wie möglich, im Zweifelsfalle jedoch konservativ bestimmt wurden. Dies führt zu einer Unterschätzung der wahren externen Kosten.

Die Ergebnisse für das Jahr 2000 werden für die verschiedenen Bereiche in den folgenden drei Tabellen zusammengefasst (bei allen Angaben handelt sich um Angaben zu Faktorpreisen⁷⁰): Zuerst wird der Strassenverkehr betrachtet in Rp./Fzkm bzw. in Rp./pkm oder tkm, dann der Schienenverkehr. Die Ergebnisse können wie folgt kommentiert werden:

⁶⁴ Ecoplan (2002), Unfallkosten im Strassen- und Schienenverkehr der Schweiz 1998.

⁶⁵ Eine Alternative wäre die aus Sicht des Verkehrsträgers (Strasse oder Schiene) externen Kosten zu ermitteln. Der Unterschied der beiden Sichten Verkehrsträger bzw. Verkehrsteilnehmer liegt in den immateriellen Kosten der unschuldigen Unfallopfer, die nur in den aus Sicht Verkehrsteilnehmer externen Kosten enthalten sind. Für die Internalisierung der externen Kosten ist die Sicht des Verkehrsteilnehmers zu verwenden, um die von der Allgemeinheit getragenen Kosten zu berechnen, sind die externen Kosten aus Sicht Verkehrsträger zu verwenden.

⁶⁶ Nur diejenigen des Unfallverursachers, die von den Krankenkassen, d.h. von der Allgemeinheit getragen werden, jedoch nicht diejenigen der Unfallopfer, die von der Haftpflichtversicherung des Verursachers oder von diesem selbst getragen werden.

⁶⁷ Infrac (im Erscheinen), Externe Kosten des Strassen und Schienenverkehrs 2000.

⁶⁸ Würde hingegen das eher kurzfristige Kyotoziel verwendet, so würden die Kosten um 56% tiefer ausfallen.

⁶⁹ Infrac (im Erscheinen), Externe Kosten des Strassen und Schienenverkehrs 2000.

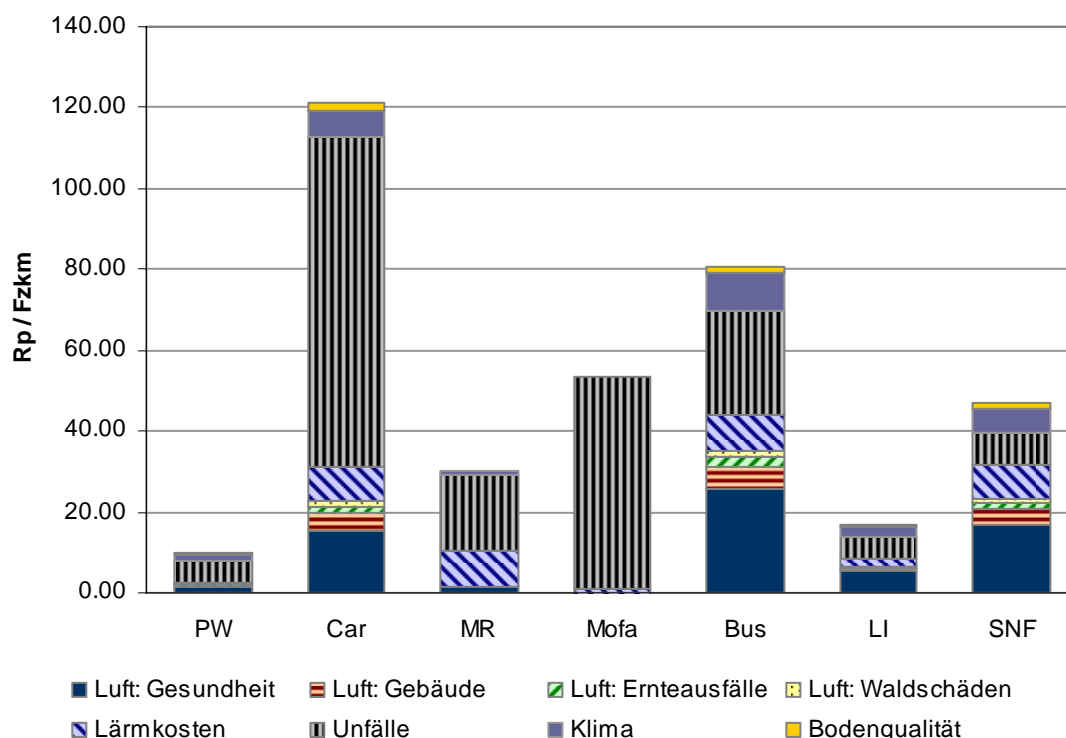
⁷⁰ Kosten zu Marktpreisen abzüglich der indirekten Steuerbelastung (z.B. durch MWST, Benzinzoll, Zöllzuschlag, Fahrzeugsteuer).

- Im Personenverkehr sind die Unfälle für mehr als die Hälfte der gesamten externen Kosten verantwortlich (vgl. Tabelle 9-7 und Grafik 9-3). Daneben spielen auch die Klimaeffekte und die Auswirkungen der Luftverschmutzung auf die Gesundheit und etwas weniger auch der Lärm (vor allem bei den Motorrädern) bedeutende Rollen. Die übrigen Kostenbereiche sind jedoch von untergeordneter Bedeutung. Für einen Personenwagen fallen insgesamt 10 Rp./Fzkm externe Kosten an. Im Durchschnitt des gesamten Personenverkehrs fallen 11 Rp./Fzkm an.

Tabelle 9-7: Externe Kosten im Strassenverkehr im Jahr 2000 in Rp./Fzkm zu Faktorpreisen

	Personenverkehr						Güterverkehr			Total	
	PW	Car	MR	Mofa	Bus	Total	Li	SNF	Total		
Luft: Gesundheit	1.56	15.36		1.49		25.74	1.68	5.37	16.78	10.10	2.61
Luft: Gebäude	0.22	4.62	0.10	0.05		5.65	0.24	0.47	4.14	1.99	0.44
Luft: Ernteaussfälle	0.06	1.36		0.04		2.04	0.07	0.18	1.22	0.61	0.13
Luft: Waldschäden	0.06	1.25		0.04		1.86	0.07	0.17	1.11	0.56	0.12
Lärmkosten	0.75	8.61	8.61	0.75	8.61	1.06		2.32	8.61	4.93	1.49
Unfälle	5.18	81.59	19.10	52.63	26.01	6.12		5.49	7.62	6.37	6.15
Klima	1.78	6.66		0.79		9.13	1.78	2.32	5.92	3.81	2.01
Bodenqualität	0.10	1.63		0.06		1.65	0.11	0.26	1.62	0.82	0.19
Total	9.71	121.08	30.23	55.85	80.69	11.12		16.57	47.02	29.21	13.13

PW = Personenwagen, Car = privater Reisecar, MR = Motorrad, Bus = öffentlicher Bus, Li = Lieferwagen, SNF = schwere Nutzfahrzeuge (Lastwagen und Sattelschlepper). Die Unfallkosten wurden mit dem Nominallohnwachstum von 1998 auf 2000 angepasst, damit sie mit den anderen Zahlen vergleichbar sind.

Grafik 9-3: Externe Kosten im Strassenverkehr im Jahr 2000 in Rp./Fzkm zu Faktorpreisen

- Im Güterverkehr sind die Unfälle jedoch weniger zentral, dafür machen die gesamten Kosten der Luftverschmutzung (alle vier Bereiche zusammen) beinahe die Hälfte der externen Kosten aus (vgl. Tabelle 9-7). Beim Güterverkehr ist der Lärm im Gegensatz zum Personenverkehr etwas bedeutender als die Klimaeffekte. Im Güterverkehr betragen die externen Kosten insgesamt 29 Rp./Fzkm, wobei Lieferwagen mit 17 Rp./Fzkm deutlich weniger Kosten verursachen als schwere Nutzfahrzeuge mit 47 Rp./Fzkm.
- Dasselbe Bild bezüglich der Bedeutung der unterschiedlichen Effekte zeigt sich auch bei der Auswertung pro pkm bzw. pro tkm (vgl. Tabelle 9-8). 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 6 Rp./pkm. Da Lieferwagen meist nur kleine Lasten transportieren, gibt es beim Güterverkehr zwei gegenläufige Bewegungen, die Kosten pro tkm sind bei Lieferwagen mit 43 Rp./tkm deutlich höher als die Kosten pro Fzkm, während bei den schweren Nutzfahrzeugen die Kosten pro tkm mit 7 Rp./tkm deutlich tiefer sind als die Kosten pro Fzkm.

Tabelle 9-8: Externe Kosten im Strassenverkehr im Jahr 2000 in Rp./pkm bzw. in Rp./tkm zu Faktorpreisen

	Personenverkehr (Rp / pkm)						Güterverkehr (Rp / tkm)			
	PW	Car	MR	Mofa	Bus	Total	LI	SNF	Total	
Luft: Gesundheit	0.94	0.73		1.22		2.11	0.97	13.67	2.21	2.98
Luft: Gebäude	0.13	0.25	0.09		0.05	0.30	0.14	1.56	0.74	0.80
Luft: Ernteauffälle	0.04	0.07		0.03		0.17	0.04	0.47	0.21	0.24
Luft: Waldschäden	0.04	0.06		0.03		0.15	0.04	0.44	0.19	0.22
Lärmkosten	0.45	0.41	6.86		0.75	0.71	0.60	5.92	1.13	1.46
Unfälle	3.12	3.85	15.23	52.63		2.13	3.55	13.98	1.00	1.88
Klima	1.09	0.32		0.65		0.75	1.05	5.91	1.03	1.51
Bodenqualität	0.06	0.08		0.05		0.14	0.06	0.66	0.28	0.32
Total	5.87	5.77	24.16	55.41		6.46	6.46	42.61	6.79	9.41

PW = Personenwagen, Car = privater Reiseкар, MR = Motorrad, Bus = öffentlicher Bus, Li = Lieferwagen, SNF = schwere Nutzfahrzeuge (Lastwagen und Sattelschlepper). Die Unfallkosten wurden mit dem Nominallohnwachstum von 1998 auf 2000 angepasst, damit sie mit den anderen Zahlen vergleichbar sind.

- Im Schienenverkehr verursacht der Lärm die höchsten Kosten (38% aller Kosten). Gesundheitseffekte der Luftverschmutzung und Unfälle sind beide für knapp 30% der externen Kosten verantwortlich, wobei im Personenverkehr die Unfälle wichtiger sind, während im Güterverkehr die Luftverschmutzung wichtiger ist (die gesamten Folgen der Luftverschmutzung machen 57% der externen Kosten aus). Die übrigen externen Kosten sind wenig relevant, einzig die Gebäudeschäden der Luftverschmutzung spielen noch eine kleine Rolle.
- Im Personenverkehr betragen die gesamten externen Kosten 165 Rp./Zugkm oder 1.58 Rp./pkm, womit die Bahn pro pkm 4.1-mal weniger Kosten verursacht als die Strasse. Im Güterverkehr sind die Kosten pro Zug mit 349 Rp./Zugkm deutlich höher als im Personenverkehr, was auf die meist grösseren und schweren Güterzüge zurückzuführen ist. Pro tkm betragen die Kosten 1.1 Rp./tkm, was 6.1-mal weniger ist als bei den schweren Nutzfahrzeugen auf der Strasse.

Tabelle 9-9: Externe Kosten im Schienenverkehr im Jahr 2000 zu Faktorpreisen

	in Rp / Zugkm			in Rp / pkm		in Rp / tkm	
	Personenverkehr	Güterverkehr	Total	Personenverkehr	Güterverkehr	Personenverkehr	Güterverkehr
Luft: Gesundheit	32.6	172.8	58.2	0.31	0.56		
Luft: Gebäude	4.2	25.7	8.1	0.04	0.07		
Luft: Ernteauffälle	0.1	1.3	0.3	0.00	0.00		
Luft: Waldschäden	0.1	1.2	0.3	0.00	0.00		
Lärmkosten	72.0	86.6	74.7	0.69	0.28		
Unfälle	55.0	55.0	55.0	0.53	0.18		
Klima	0.3	5.2	1.2	0.00	0.01		
Bodenqualität	0.5	1.6	0.7	0.01	0.00		
Total	164.8	349.4	198.5	1.58	1.10		

Die Unfallkosten wurden mit dem Nominallohnwachstum von 1998 auf 2000 angepasst, damit sie mit den anderen Zahlen vergleichbar sind.

Die in der folgenden Tabelle stellt **zusammenfassend** die aktuellsten für die Schweiz mit dem so genannte 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.

Tabelle 9-10: Externe Kosten des Verkehrs in der Schweiz im Jahr 2000

	Strassenverkehr				Schienenverkehr			
	in Rp / Fzkm		in Rp / pkm		in Rp / Zugkm		in Rp / tkm	
	PW	SNF	PW	SNF	Personenverkehr	Güterverkehr	Personenverkehr	Güterverkehr
Luft: Gesundheit	1.56	16.78	0.94	2.21	32.6	172.8	0.31	0.56
Luft: Gebäude	0.22	4.14	0.13	0.74	4.2	25.7	0.04	0.07
Luft: Ernteauffälle	0.06	1.22	0.04	0.21	0.1	1.3	0.00	0.00
Luft: Waldschäden	0.06	1.11	0.04	0.19	0.1	1.2	0.00	0.00
Lärmkosten	0.75	8.61	0.45	1.13	72.0	86.6	0.69	0.28
Unfälle	5.18	7.62	3.12	1.00	55.0	55.0	0.53	0.18
Klima	1.78	5.92	1.09	1.03	0.3	5.2	0.00	0.01
Bodenqualität	0.10	1.62	0.06	0.28	0.5	1.6	0.01	0.00
Total	9.71	47.02	5.87	6.79	164.8	349.4	1.58	1.10

PW = Personenwagen, SNF = schwere Nutzfahrzeuge (Lastwagen und Sattelschlepper).

- Im Strassen-Personenverkehr sind die Unfälle für mehr als die Hälfte der gesamten externen Kosten verantwortlich. Daneben spielen auch die Klimaeffekte und die Auswirkungen der Luftverschmutzung auf die Gesundheit und etwas weniger auch der Lärm bedeutende Rollen. Für einen Personenwagen fallen insgesamt 10 Rp./Fzkm externe Kosten an.
- Im Güterverkehr sind die Unfälle jedoch weniger zentral, dafür machen die gesamten Kosten der Luftverschmutzung (alle vier Bereiche zusammen) beinahe die Hälfte der externen Kosten aus. Im Güterverkehr betragen die externen Kosten insgesamt 47 Rp./Fzkm.

- Im Schienenverkehr verursachen der Lärm, die Gesundheitseffekte der Luftverschmutzung und die Unfälle die höchsten Kosten. Im Güterverkehr sind die Kosten pro Zug mit 349 Rp./Zugkm deutlich höher als im Personenverkehr mit 165 Rp./Zugkm, was auf die meist grösseren und schweren Güterzüge zurückzuführen ist.
- Im Schienen-Personenverkehr betragen die gesamten externen Kosten 1.58 Rp./pkm, womit die Bahn pro pkm 4.1-mal weniger Kosten verursacht als die Strasse. Pro tkm betragen die Kosten der Bahn 1.1 Rp./tkm, was 6.1-mal weniger ist als bei den schweren Nutzfahrzeugen auf der Strasse.

9.3.3 Externe Kosten des übrigen Energieverbrauchs

Auch beim übrigen Energieverbrauch entstehen externe Kosten. Zu diesen externen Kosten des Energieverbrauchs (v.a. in Zusammenhang mit dem Energieverbrauch für Heizzwecke in Haushalten und für die Wärmeproduktion in Unternehmen, beide wiederum unterschiedlich je nach verwendeter Technologie und benützten Brennstoffen) bestehen jedoch nur ganz wenige Zahlen.

Im Hochbau⁷¹ werden aktuell die folgenden Werte verwendet, die auf relativ alten Zahlen des Bundesamtes für Energiewirtschaft von 1997 beruhen (es konnten keine neueren Studien gefunden werden):⁷²

- Erdöl (low NOx): 4.5 Rp./kWh
- Erdgas (low NOx): 3.0 Rp./kWh
- Holzschnitzelfeuerung: 1.5 Rp./kWh
- Fernwärme: gemäss Zusammensetzung der Energie individuell festzulegen, wobei Abwärme aus der Kehrlichtverbrennung als frei von externen Kosten gilt

Diese Ergebnisse stammen aus relativ alten Studien und sollten dringend überarbeitet werden, da neue Forschungsergebnisse die Berechnungsgrundlagen deutlich verändert haben.

⁷¹ SN 506 480 (2004), Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Investitionen im Hochbau.

⁷² Infras et al. (1996), Die Vergessenen Milliarden. Diese Zahlen werden auch übernommen in BEW (1997), Empfehlung für energetische Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit Einbezug der externen Kosten. Die drei Zahlen sind deshalb Mittelwerte der Zahlen in Tabelle 9-5.

9.4 Aktualisierung der externen Kosten im Energiebereich

9.4.1 Vorgehen zur Aktualisierung der externen Kosten im Energiebereich

Der Literaturüberblick hat gezeigt, dass für die Schweiz im Verkehrsbereich aktuelle und dem neuesten Stand des Wissens entsprechende Schätzungen zu den Externen Kosten vorhanden sind. Im Energiebereich und vor allem auch für die einzelnen Stromerzeugungstechnologien bestehen aber keine aktuellen Schätzungen für die Externen Kosten in der Schweiz. Die Externe-Zahlen im Strombereich können nicht direkt übernommen werden, da für die Schweiz zu tiefe Werte aufgewiesen würden.

Auf Basis der im Verkehrsbereich vorgelegten Berechnungen zu den externen Kosten, soll eine Hochrechnung für die Externen Kosten des Energiebereichs und der Stromerzeugungstechnologien vorgenommen werden. Wir werden uns dabei aber auf die in Zusammenhang mit dieser Studie relevanten Anteile der gesamten Externen Kosten beschränken. Auch muss hier klar festgestellt werden, dass die nachfolgend präsentierte Aktualisierung in keiner Weise eine fundierte Schweiz-spezifische Aktualisierung der externen Kosten im Energiebereich und eine spezifische Erhebung für die Externen Kosten bei den Stromerzeugungstechnologien ersetzen kann.

Die nachfolgend präsentierte Aktualisierung der Externen Kosten für die Schweiz wurde in 5 Schritten vorgenommen:⁷³

- Schritt 1 - Bestimmung der berücksichtigten Externen Kosten (Kapitel 9.4.2): Ein hoher Ölpreis hat beispielsweise auf Natur- und Landschaft kaum einen massgeblichen Einfluss. Dies bedeutet, dass nur diejenigen Anteile der gesamten Externen Kosten zu aktualisieren sind, die mehr oder weniger direkt durch einen hohen Ölpreis beeinflusst werden.
- Schritt 2 – Herleitung der Bezugsgrössen im Externen Kosten (Kapitel 9.4.3): In diesem Schritt werden die nötigen Grundlagen für die Berechnung der spezifischen Externen Kosten in den unter Schritt 1 ausgewählten Bereichen zusammengestellt.
- Schritt 3 – Herleitung der spezifischen externen Kosten in den ausgewählten Bereichen (Kapitel 9.4.4): In diesem Schritt werden die Externen Kosten in den ausgewählten Bereichen auf die in Schritt 3 aufbereiteten Bezugsgrössen angewandt und so genannte spezifische Externe Grenzkosten berechnet.
- Schritt 4 – Berechnung der Externen Kosten im Energiebereich und für einzelne Stromerzeugungstechnologien (Kapitel 9.4.5).
- Schritt 5 – Zusammenfassung der in dieser Studie verwendeten Externen Kosten (Kapitel 9.4.6).

⁷³ Ein ähnliches Vorgehen wurde auch von Krewitt (DLR) und Schlomann (ISI) (2006) zur Berechnung der externen Kosten der Stromerzeugung gewählt.

9.4.2 «Secondary Benefits» - berücksichtigte Externe Kosten

Tabelle 9-32 (für den Verkehrsbereich) und Tabelle 9-33 (für den Energiebereich) zeigen die aktuellen Schätzungen für die Externen Kosten in der Schweiz. Weiter zeigen beide Tabellen, welche Externe-Kosten-Bereiche wir im Rahmen dieser Studie berücksichtigen und aktualisieren.

Verkehrsbereich

Die aktuellen Schätzungen im Verkehrsbereich gehen davon aus, dass die gesamten externen Kosten im Verkehrsbereich mindestens 11 Milliarden CHF betragen. Uns interessieren nur diejenigen Externen-Kosten-Bereiche, die durch die Klimapolitik massgeblich beeinflusst werden und deren Kosten in der Schweiz anfallen. Dies sind im Wesentlichen die Externen Kosten, die durch eine schlechte Luftqualität bei der **Gesundheit** und den **Gebäuden** entstehen. Diese betragen zusammen etwa 1.9 Milliarden CHF oder 17% der gesamten Externen Kosten im Verkehrsbereich. Da wir uns beschränken auf eine Schweiz-zentrierte «secondary-benefit»-Sicht spielen nur die direkt in der Schweiz entstehenden Externen Kosten eine Rolle. Die Externen Kosten im Bereich **Klima** werden denn auch nicht direkt miteinbezogen. Viel mehr werden CO₂-Zielvorgaben gegeben, deren Kostenfolgen mit dem angewandten Gleichgewichtsmodell ermittelt werden. Die externen Kosten im Bereich Infrastruktur (v.a. Unterdeckung der Rechnungen im Bereich Schiene) werden indirekt berücksichtigt, spielen aber keine massgebliche Rolle.

Nicht berücksichtigt werden folgende Externe-Kosten-Bereiche:

- Unfälle (Externe Unfallkosten, welche nicht durch die Verkehrsteilnehmenden gedeckt werden): Höhere Ölpreise haben zwar einen Einfluss auf das Verkehrsaufkommen. Allerdings besteht kein klarer Zusammenhang zwischen Verkehrsaufkommen in einem Gesamtnetz und den Anzahl Unfällen, bzw. der Schwere dieser Unfälle. Gesicherte Aussagen sind hier also nicht möglich.
- Lärm (Mietzinsreduktionen, lärmbedingte Gesundheitsschäden): Hohe Ölpreise dürften zu leicht tieferen Verkehrsaufkommen führen. Da aber erst sehr grosse Verkehrsreduktionen (über 30%) zu spürbaren Lärminderungen führen, wird auch dieser Externe-Kosten-Bereich nicht berücksichtigt.
- Staukosten: Die Berücksichtigung von Staukosten würde eine desaggregierten Verkehrsbereich (mindestens eine Unterscheidung in urban, periurban, ländlich) erfordern. Dies konnte im Rahmen der hier vorliegenden Arbeiten nicht geleistet werden.
- Die Externen Kosten im Bereich Natur und Landschaft, Landwirtschaft und Biosphäre sowie Gewässer und Böden werden durch hohe Ölpreise nicht massgeblich beeinflusst, bzw. sind relativ gering, so dass auf eine explizite Berücksichtigung verzichtet werden kann.

Energiebereich

Die Externen Kosten im Energiebereich liegen mit total rund 2.6 Milliarden CHF deutlich unter denjenigen des Verkehrsbereichs. Auch im Energiebereich werden in erster Linie die Externen Kosten im Bereich Gesundheit und Gebäude berücksichtigt. Diese betragen zusammen etwa 560 Millionen CHF, was 22% der gesamten Externen Kosten im Energiebereich entspricht. Wichtig zu erwähnen, dass die Externen Kosten im Klimabereich nicht zu berücksichtigen sind, da durch explizite CO₂-Zielvorgaben die Kosten zur Erreichung der CO₂-Ziele als Resultat im hier angewandten Gleichgewichtsmodell berechnet werden.

Fazit: Für die Aktualisierung der Externen Kosten im Energiebereich können wir uns für die vorliegende Aufgabenstellung auf die Bereich **Gesundheit** und **Gebäude** beschränken. Auf eine Quantifizierung der Externen Kosten von Kernkrafttrisiken wird im Rahmen der hier vorgelegten Arbeiten verzichtet.

Auch 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. Diese Effekte werden im Rahmen einer Studie des BAFU thematisiert, die erst nach der Veröffentlichung dieser Studie vorgelegt wird.

9.4.3 Luftschaadstoff-Emissionen

Die Externen Kosten im Bereich Gesundheit und Gebäude sind direkt abhängig von der Luftqualität. Als Leitschaadstoff gilt gemäss den aktuellsten epidemiologischen Erkenntnissen PM10 (kleine Partikel). Es interessieren also die primären PM10-Emissionen und ihre Vorläufersubstanzen, dies sind in erster Linie NO_x (Stickoxide), SO₂ (Schwefeldioxid) und VOC (flüchtige Kohlenwasserstoffe). In den nachfolgenden Tabellen sind die Emissionen für diese vier Luftschaadstoffe zusammengestellt:

- Primäres PM10: Tabelle 9-11
- NO_x: Tabelle 9-12
- SO₂: Tabelle 9-13
- VOC: Tabelle 9-14

Tabelle 9-11: Primäre PM10-Emissionen

		PM10-Emissionen [Tonnen, Jahr 2000]	PM10-Imissions- beitrag [Mikro g/m ³]
Verkehr (Strasse/Schiene)		5'400	4.50
Haushalte	Feuerungen	900	
	Garten+Hobby	600	
	Total	1'500	2.88
Industrie/Gewerbe	Feuerungen Industrie	500	
	Feuerungen DL/Gew./Landw.	400	
	Industrie Nichtmetalle	600	
	Metallindustrie	200	
	Lebensmittelindustrie	300	
	Abfallentsorgung	300	
	Baugewerbe (inkl. Baumaschinen)	3'200	
	Industrielle Maschinen	200	
	andere	100	
	Total	5'800	5.81
Land- und Forstwirtschaft	Nutztierhaltung	2'300	
	Grastrocknung	300	
	Maschinen und Geräte	3'600	
	Abfallentsorgung	1'500	
	Total	7'700	4.41
Luftverkehr		700	0.19
Natürliches PM10			1.33
Total		21'100	19.12
Feuerungen	Total	1'800	
	davon Holzheizungen	1'700	
	davon Oel/Gas	100	

Quellen:

PM10-Emissionen: BUWAL, Interne Schätzung, Stand November 2005 für das Jahr 2000.

Imissionsbeitrag: Ecoplan, Infrac, ISPM (2004), aktualisierte eigene grobe Schätzungen, abgestimmt auf die aktualisierte Emissionssituation gemäss obiger Quelle.

Die obige Tabelle zeigt deutlich, dass Emissionen aus Verkehr einen relativ geringeren Imissionsbeitrag liefern als Emissionen aus Feuerungen. Dies hat damit zu tun, dass der Verkehr auch in wenig besiedelten Gebieten PM10 emittiert, wohingegen die PM10-Emissionen aus Feuerungen hauptsächlich direkt in besiedelten Gebieten anfallen. Der Imissionsbeitrag der Feuerungen ist also relativ grösser. Dies gilt insbesondere für primäres PM10. Diese Emissions-Imissionsbeitrag-Relation gilt aber nicht für die Vorläufersubstanzen für sekundäres PM10. Im Rahmen der vorliegenden groben Schätzung wurde diese Emissions-Imissionsbeitrag-Relation nicht berücksichtigt.

Tabelle 9-12: NOx-Emissionen

	NOx-Emissionen [Tonnen/Jahr]				
	2000	2005	2010	2015	2020
Verkehr Strasse/Schiene	55800	42700	32300	25400	22200
Industrie/DL	21601	17565	15967	15195	14421
Industrie/DL Maschinen	8299	9435	10033	10805	11579
Haushalte	6901	5364	5201	5188	5178
Haushalte Maschinen	369	396	419	432	442
Landwirtschaft	10500	11000	11400	11400	11400
Rest (lokalisierbare)	2853	2870	2887	2976	2978
Total *)	106323	89330	78207	71396	68198

*) nur lokalisierbare NOx-Emissionen

Quelle: Swiss Agency for the Environment, Forests and Landscapes SAEFL (2004), Modelling of NO₂ and benzene ambient concentrations in Switzerland 2000 to 2020. Environmental Documentation No. 188. Berne.

Tabelle 9-13: SO₂-Emissionen

	SO ₂ -Emissionen [Tonnen/Jahr]		
	2000	2005	2010
Verkehr	2390	2650	2900
Industrie/DL	19900	19700	19800
Haushalte	7160	6920	6680
Landwirtschaft	246	255	262
Total *)	29696	29525	29642

Quelle: BUWAL (1995), Vom Menschen verursachte Luftschadstoff-Emissionen in der Schweiz von 1900 bis 2010. Schriftenreihe Umwelt Nr. 256. Bern.

Tabelle 9-14: VOC-Emissionen

	VOC-Emissionen [Tonnen/Jahr]
	2001
Verkehr	24000
Industrie/DL LUVOC	55700
Industrie/DL übrige	19600
Haushalte LUVOC	13600
Haushalte übrige	5400
Landwirtschaft	14200
Total *)	132500

Quelle: BUWAL (2003), Anthropogene VOC-Emissionen Schweiz 1998 und 2001. Bern.

9.4.4 Spezifische Externe Kosten für VOC, NO_x, SO₂ und primäres PM₁₀

Die spezifischen Externen Kosten für VOC, NO_x, SO₂ und primäres PM₁₀ wurden wie folgt bestimmt:

$$\text{Spezifische Externe Kosten [CHF/Tonne]} = \frac{\text{Externe Kosten Gesundheit/Gebäude Schweiz [CHF]}}{\text{Gesamtemissionen Schweiz [Tonnen]}}$$

Für die Aufteilung auf primäres PM₁₀ und auf die drei ausgewählten Vorläufersubstanzen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Der Anteil primäres PM₁₀ an den gesamten PM₁₀-Immissionen beträgt 36%. Dieser Anteil wurde im Rahmen eines anderen Projektes von den Autoren des ARE (2004a) abgeschätzt.
- Es wird davon ausgegangen, dass die Schadensgrenze bei 7.5 Mikrogramm PM₁₀/m³ liegt, d.h. eine PM₁₀-Schadstoffkonzentration unterhalb dieser Grenze richtet keinen Gesundheitsschaden an. Dies wurde berücksichtigt und mit Hilfe dieser Annahme zur Schadensgrenze konnten die Externen Grenzkosten bestimmt werden.
- Der Anteil für die Vorläufersubstanzen beträgt 64% (100% minus den 36%-Anteil für primäres PM₁₀). Eine weitere Unterteilung auf die Vorläufersubstanzen liegt nicht vor. Vereinfachend sind wir davon ausgegangen, dass die Gewichtung der drei Vorläufersubstanzen (NO_x, VOC und SO₂) aus den spezifischen Externen Kosten gemäss Externe abgeleitet werden kann.

Die Berechnung der spezifischen Externen Grenzkosten für PM₁₀, SO₂, NO_x und VOC kann der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 9-15: Berechnung der spezifischen externen Grenzkosten für Gesundheit/Gebäude

Total externe Kosten Gesundheit, Jahr 2000:	4'204	Mio. CHF
Total externe Kosten Gebäude, Jahr 2000:	546	Mio. CHF

Berechnung spez. Externe Kosten für primäres PM₁₀

Anteil primäre PM ₁₀ (nur antropogener Anteil):	36%	
Schadensgrenze:	7.50	Mikro g/m ³
Konzentrationswert Immissionen, Jahr 2000:	19.12	Mikro g/m ⁴
Total primäres PM ₁₀ , Jahr 2000	21'100	Tonnen
Spez. Externe Grenzkosten für primäres PM ₁₀	127'000	CHF/Tonne

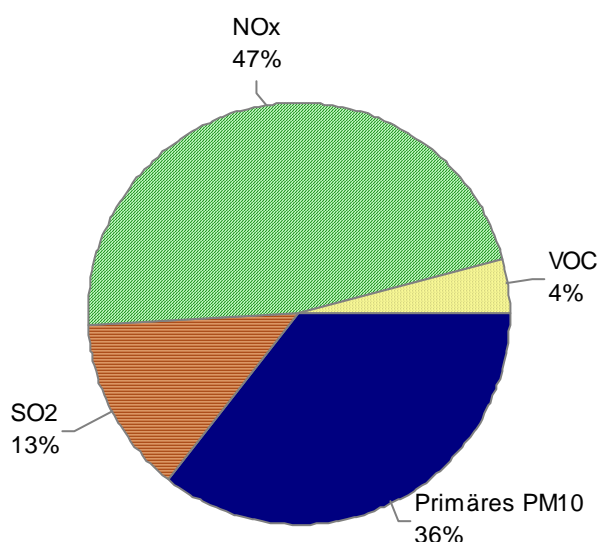
Berechnung spez. Externe Kosten für NO_x, SO₂, VOC

Anteil sekundäres PM ₁₀ :	64%	
Spez. Ext. Kosten gemäss Externe, Gesundheit/Material, SO ₂ :	3'290	Euro/Tonne
Spez. Ext. Kosten gemäss Externe, Gesundheit/Material, NO _x :	3'190	Euro/Tonne
Spez. Ext. Kosten gemäss Externe, Gesundheit/Material, MNVOC:	230	Euro/Tonne
Total Emissionen SO ₂ , Jahr 2000	29'696	Tonnen
Total Emissionen NO _x , Jahr 2000	106'323	Tonnen
Total Emissionen VOC, Jahr 2001	132'500	Tonnen
Spez. Externe Grenzkosten für SO ₂	34'000	CHF/Tonne
Spez. Externe Grenzkosten für NO _x	33'000	CHF/Tonne
Spez. Externe Grenzkosten für VOC	2'400	CHF/Tonne

Die obige Tabelle zeigt die für die Berechnung der externen Kosten Gesundheit/Gebäude massgeblichen spezifischen Grenzkosten: Die höchsten spezifischen Grenzkosten hat PM10 mit 127'000 CHF/Tonne, gefolgt von SO₂ mit 34'000 CHF/Tonne, NO_x mit 33'000 CHF/Tonne und VOC mit 2'400 CHF/Tonne.

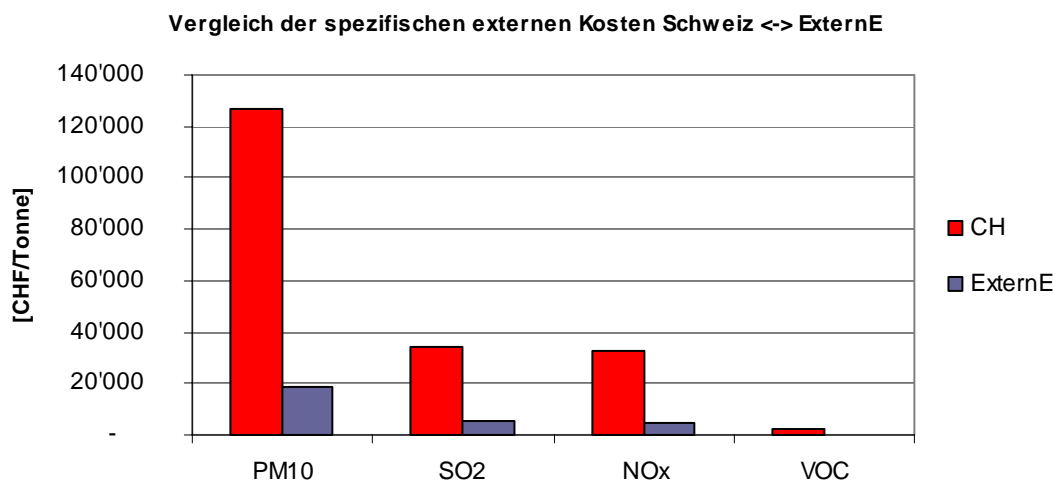
Die folgende Grafik zeigt, dass unter den Annahmen dieser sehr groben Schätzung NO_x weiterhin den grössten Beitrag an die Externen Kosten Gesundheit/Gebäude beiträgt. Im Vergleich zu den älteren Schätzungen der Externen Kosten Mitte 90er-Jahre erhalten aber die primären PM10-Emissionen ein viel höheres Gewicht.

Grafik 9-4: Anteil der Luftschadstoffe an den externen Kosten Gesundheit/Gebäude



Vergleicht man die so hergeleiteten Schweizer Werte mit den spezifischen Externen Kosten von Externe (vgl. nachfolgende Grafik), so fällt auf, dass die Schweizer Werte rund fünf- bis sechsmal höher liegen als die Externe-Werte. Dies ist keine neue Erkenntnis, sondern bestätigt die bereits Mitte 90er-Jahren festgestellte Differenz zwischen den Schweizer Werten und den Externe-Werten. Es muss hier klar betont werden, dass die Schweizer Werte für die Externen Kosten Gesundheit/Gebäude nach dem neuesten Stand des Wissens ermittelt wurden und mit PM10 als Leitindikator vermutlich ein realistischeres Bild der Untergrenze der Externen Kosten zeigen als die ExternE-Werte.

Grafik 9-5: Vergleich der spezifischen Externen Kosten der Schweiz mit den Werten von Externe



9.4.5 Externe Kosten Gesundheit/Gebäude für die Strom- und Wärmeerzeugung

Mit Hilfe der im vorgängigen Kapitel hergeleiteten spezifischen Externe Kosten (genau: Grenzkosten) können die Externen Kosten Gesundheit/Gebäude für einzelne Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien berechnet werden.

Für die **Stromerzeugungstechnologien** wurden die Externen Kosten bezogen auf die produzierte kWh Elektrizität nach folgender Formel:

$$\text{Externe Kosten [Rp./kWh Stromproduktion]} = \text{Emissionen [mg/kWh]} * \text{spez. Externe Kosten [Rp./mg]}$$

Tabelle 9-16 und Tabelle 9-17 zeigen die Annahmen und Berechnungen zu den Externen Kosten für die Stromerzeugungstechnologien. Die Emissionswerte für die Stromerzeugungstechnologien Erdgas-GuD, KKW, Photovoltaik, Laufwasserkraftwerk und Windkraft stammen aus Marheineke, IER (2002), Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken (Seiten 167ff). Die Werte für Geothermie und Biogas wurden Nitsch, DLR (2004), Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland (Seiten 113f) entnommen. Da wir einzig an den in der Schweiz entstehenden Externen Kosten interessiert sind (Schweiz-zentrierte territoriale Sicht für allfällige secondary benefits), sind nur diejenigen Emissionen, die auch tatsächlich in der Schweiz anfallen, zu berücksichtigen. Die beiden nachfolgenden Tabellen zeigen, welche Annahmen wir hierzu getroffen haben.

Tabelle 9-16: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude der Stromerzeugung

Externe Kosten der Stromerzeugung					
	PM10	SO2	NOx	VOC	
Spez. Externe Kosten	127000	34000	33000	2400	CHF/Tonne
Spez. Externe Kosten	0.0127	0.0034	0.0033	0.00024	Rappen/mg

	PM10	SO2	NOx	VOC	Total	Total CH
Erdgas, GuD, n=58%						
Emissionen:	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]		
- Kraftwerksbetrieb	0	0	208	n.v.		
- Brennstoffbereitstellung	7	56	60	n.v.		
- Bau und Abriss	3	24	11	n.v.		
- Total	10	80	279	n.v.		

Externe Kosten:	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	CH-Anteil
- Kraftwerksbetrieb	-	-	0.69	n.v.	0.69	100%
- Brennstoffbereitstellung	0.09	0.19	0.20	n.v.	0.48	25%
- Bau und Abriss	0.04	0.08	0.04	n.v.	0.16	100%
- Total	0.13	0.27	0.92	n.v.	1.32	

Auf die Schweiz beschränkte externe Kosten, die für die "Secondary Benefit Sicht" bedeutend sind [Rp./kWh]: **0.96**

KKW					
	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	
Emissionen:	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	
- Kraftwerksbetrieb	3	20	13	n.v.	
- Brennstoffkette	8	38	24	n.v.	
- Bau und Abriss	3	15	10	n.v.	
- Total	14	73	47	n.v.	

Externe Kosten:	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	CH-Anteil
- Kraftwerksbetrieb	0.04	0.07	0.04	n.v.	0.15	100%
- Brennstoffkette	0.10	0.13	0.08	n.v.	0.31	25%
- Bau und Abriss	0.04	0.05	0.03	n.v.	0.12	100%
- Total	0.18	0.25	0.16	n.v.	0.58	

Auf die Schweiz beschränkte externe Kosten, die für die "Secondary Benefit Sicht" bedeutend sind [Rp./kWh]: **0.35**

Photovoltaik (Dachanlagen)					
	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	
Emissionen:	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	
- Bau	80	359	261	n.v.	
- Betrieb und Abriss	11	63	69	n.v.	
- Backup	9	33	24	n.v.	
- Total	100	455	354	n.v.	

Externe Kosten:	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	CH-Anteil
- Bau	1.02	1.22	0.86	n.v.	3.10	10%
- Betrieb und Abriss	0.14	0.21	0.23	n.v.	0.58	100%
- Backup	0.11	0.11	0.08	n.v.	0.31	0%
- Total	1.27	1.55	1.17	n.v.	3.99	

Auf die Schweiz beschränkte externe Kosten, die für die "Secondary Benefit Sicht" bedeutend sind [Rp./kWh]: **0.89**

Tabelle 9-17: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude der Stromerzeugung (Fortsetzung)

Laufwasserkraftwerk				
Emissionen:	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]
- Bau	14	40	47	n.v.
- Betrieb und Abriss	2	8	11	n.v.
- Backup	2	11	14	n.v.
- Total	18	59	72	n.v.

Externe Kosten:	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	CH-Anteil
- Bau	0.18	0.14	0.16	n.v.	0.47	100%
- Betrieb und Abriss	0.03	0.03	0.04	n.v.	0.09	100%
- Backup	0.03	0.04	0.05	n.v.	0.11	0%
- Total	0.23	0.20	0.24	n.v.	0.67	

Auf die Schweiz beschränkte externe Kosten, die für die "Secondary Benefit Sicht" bedeutend sind [Rp./kWh]: **0.56**

Windkraft (270 kW, 5.5 m/s)				
Emissionen:	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]
- Bau	27	81	46	n.v.
- Betrieb und Abriss	3	12	17	n.v.
- Backup	6	25	21	n.v.
- Total	36	118	84	n.v.

Externe Kosten:	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	CH-Anteil
- Bau	0.34	0.28	0.15	n.v.	0.77	75%
- Betrieb und Abriss	0.04	0.04	0.06	n.v.	0.14	100%
- Backup	0.08	0.09	0.07	n.v.	0.23	0%
- Total	0.46	0.40	0.28	n.v.	1.14	

Auf die Schweiz beschränkte externe Kosten, die für die "Secondary Benefit Sicht" bedeutend sind [Rp./kWh]: **0.71**

Geothermie (Hot Dry Rock)				
Emissionen:	[mg/kWh] *)	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]
- Total	18	62	189	n.v.

Externe Kosten:	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	CH-Anteil
- Total	0.22	0.21	0.62	n.v.	1.06	100%

Auf die Schweiz beschränkte externe Kosten, die für die "Secondary Benefit Sicht" bedeutend sind [Rp./kWh]: **1.06**

Biogas				
Emissionen:	[mg/kWh] *)	[mg/kWh]	[mg/kWh]	[mg/kWh]
- Total	19	368	575	166

Externe Kosten:	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	[Rp./kWh]	CH-Anteil
- Total	0.24	1.25	1.90	0.04	3.43	100%

Auf die Schweiz beschränkte externe Kosten, die für die "Secondary Benefit Sicht" bedeutend sind [Rp./kWh]: **3.43**

*) nur Angaben zu den gesamten Partikelemissionen, Annahme PM10-Anteil beträgt 50%.

KVA				
Annahme: Emissionen der Kehrlichtverbrennung werden nicht der Stromerzeugung angerechnet. Es werden einzig die zusätzlichen Aufwendungen für Bau und Abriss der Anlage (aus den Erdgas-GuD-Werten) und den zusätzlichen betrieblichen Aufwendungen (abgeleitet aus den KKW-Werten) angerechnet.				
0.31				

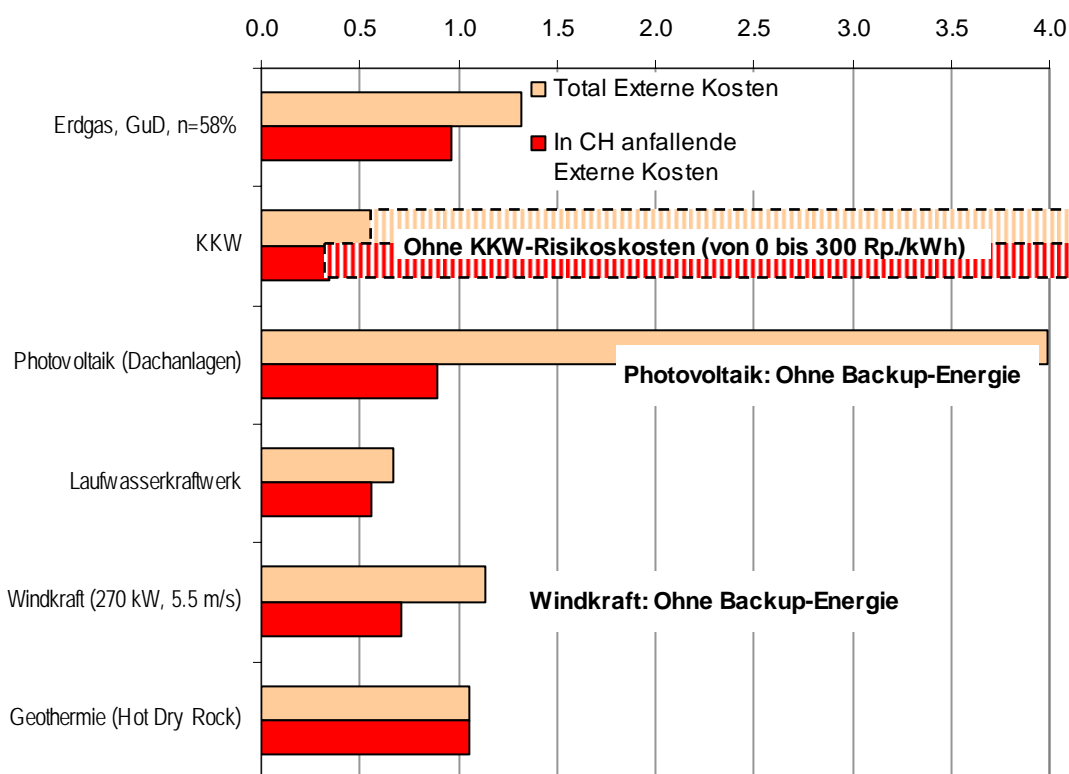
Speicherwasserkraftwerk				
Annahme: Doppelte externe Kosten i.Vgl. zu einem Laufkraftwerk.				
1.12				

Die nachfolgende Grafik stellt die in den beiden obigen Tabellen berechneten Externen Kosten für Gesundheit/Gebäude zusammen. Uns interessieren in diesem Zusammenhang nur die in der Schweiz anfallenden Externen Kosten.⁷⁴

Tabelle 9-18: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude für die Stromerzeugungstechnologien

Strom: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude pro kWh erzeugtem Strom [Rp./kWh]

Hinweis: Alle Werte OHNE externe Klimakosten



Zu beachten ist, dass wir die gesamten in der Schweiz anfallenden Emissionen mit berücksichtigen. In der Regel sind dies die gesamten Emissionen aus dem Betrieb. Zusätzlich wurden teilweise auch die Baukosten berücksichtigt, obwohl hier die Gefahr besteht, dass Doppelzählungen entstehen, da dies im Gleichgewichtsmodell teilweise bereits berücksichtigt ist. Der bereits im Gleichgewichtsmodell berücksichtigte Anteil der durch den Bau verursach-

⁷⁴ Die totalen Externen Kosten wurden mit den spezifischen Externen Kosten der Schweiz berechnet. Da diese Externen Kosten im Ausland anfallen und da vermutlich andere Externe Kosten entstehen (tendenziell tiefere) entspricht das Total nicht den tatsächlich weltweit anfallenden Externen Kosten. Der Vergleich der totalen Externen Kosten mit den in der Schweiz anfallenden Kosten zeigt aber, welchen Anteil der Externen-Kosten-relevanten Gesamtemissionen in der Schweiz anfallen.

ten Externen Kosten ist aber relativ gering (insbesondere bei KKW's und Wasserkraftwerken). Ein weiterer Grund zur Berücksichtigung der beim Bau entstehenden Emissionen ist, dass wir für die Stromerzeugung aus Geothermie und Biomasse keine Aufteilung auf Bau und Betrieb haben.

Weiter wurden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Die Emissionen zur Bereitstellung der Backup-Energie (ist bedeutend vor allem für Photovoltaik und Wind) wurden nicht berücksichtigt, da nicht klar ist, wo die Emissionen zur Bereitstellung dieser Backup-Energie anfallen.
- Für die Brennstoffbereitstellung von Erdgas (GuD) und für die Brennstoffkette Uran (KKW) wurden die Emissionen nur zu ¼ berücksichtigt, da ein grosser Teil dieser Emissionen nicht in der Schweiz anfällt (insbesondere Uran-Abbau und Brennstoffaufbereitung, allerdings muss hier klar festgehalten werden, dass es sich um sehr grobe Abschätzungen handelt und diese sich im Laufe der Zeit auch ändern können).
- Bei den Photovoltaikanlagen wurde angenommen, dass die emissionsträchtige Herstellung nicht in der Schweiz erfolgt. Bei den heimischen Windkraftwerken wurde ebenfalls angenommen, dass ein Teil der Produktion der Anlagen im Ausland erfolgt, der grössere Teil der Bauemissionen fällt aber in der Schweiz an (Erschliessung, usw.).

Für die **Wärmeerzeugung** wurden die Externen Kosten bezogen auf die Inputenergien Öl und Gas nach folgender Formel:

$$\text{Externe Kosten [Rp./kWh Öl- oder Gasinput]} = \text{Emissionen [mg/kWh]} * \text{spez. Externe Kosten [Rp./mg]}$$

Für die Berechnung der externen Kosten im Wärmebereich wurden mit der Öl- und Gasheizung vereinfachend zwei repräsentative Wärmeerzeugungstechnologien gewählt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die externen Kosten für Öl und Gas zur Erzeugung von Wärme, jeweils bezogen auf den Energiegehalt des Öl- bzw. Gasinputs. Die Emissionsfaktoren für die beiden repräsentativen Wärmeerzeugungstechnologien stammen aus BUWAL (2005), Arbeitsblatt Emissionsfaktoren Feuerungen (Stand Oktober 05).

Tabelle 9-19: Externe Kosten Gesundheit/Gebäude der Wärmeerzeugung

Externe Kosten des Öl-, Gas-, Kohleverbrauchs zur Produktion von Wärme			
1) Heizöl Low Nox	spez. Ext. Kosten [CHF/kg]	Emissionen	spez. Ext. Kosten Rp./kWh Inputenergie
	NOx	33	33.00 kg/TJ
	SO2	34	33.00 kg/TJ
	PM10	127	0.20 kg/TJ
	VOC	2.4	6.00 kg/TJ
	CO2	n.b.	73700.00 kg/TJ
			0.81
2) Erdgas Low Nox	spez. Ext. Kosten [CHF/kg]	Emissionen	spez. Ext. Kosten Rp./kWh Inputenergie
	NOx	33	0.50 kg/TJ
	SO2	34	15.00 kg/TJ
	PM10	127	0.10 kg/TJ
	VOC	2.4	2.00 kg/TJ
	CO2	n.b.	55000.00 kg/TJ
			0.20

9.4.6 Zusammenfassung - Externe Kosten Gesundheit/Gebäude für die Schweiz

Die nachfolgende Tabelle stellt die vorgängig hergeleiteten Externen Kosten für Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien zusammen.

Die Zusammenstellung zeigt auch, dass im **Verkehrsbereich** nur etwa Hälfte der gesamten Kosten für Gesundheit/Gebäude berücksichtigt werden (für die Strasse 830 Mio. CHF von total 1525 Mio. CHF). Dies hat zwei Gründe:

- Grundsätzlich werden alle „auspuffrelevanten“ Emissionen berücksichtigt. Die Emissionen aus dem Pneuabrieb, die im Strassenverkehr sehr bedeutend sind, werden nur zu 50% berücksichtigt, da höhere Ölpreise zwar direkt die „auspuffrelevanten“ Emissionen reduziert, aber durch den Einsatz effizienterer Fahrzeug der Pneuabrieb nicht im selben Ausmass abnimmt.
- Weiter reduzieren sich durch die weitere Verbreitung der Katalysatoren und die verbesserte Motoren- und Filtertechnologien die spezifischen Emissionen vor allem für NOx, SO2 und VOC. Da wir einen mittel- bis langfristigen Horizont in unseren Berechnungen ansetzen, reduzieren wir die Externen Kosten im Ausmass des bis 2020 zu erwartenden technischen Fortschritts in der Katalysator-, Motoren und Filtertechnologie.

Da im Gleichgewichtsmodell auch strukturelle Effekte von hohen Ölpreisen berechnet werden, berücksichtigen wir auch die in der Produktion anfallenden **nichtenergetischen Externen Kosten**. Diese in der nachfolgenden Tabelle ausgewiesenen nichtenergetischen Externen Kosten werden modellmässig (stark vereinfachend) an den Output der einzelnen Sektoren mit einer Leontieff-Beziehung verknüpft. Dies bedeutet, wenn die Produktion in einem Sektor um 5% zurückgeht, gehen auch die Externen Kosten dieses Sektors um 5% zurück.

Tabelle 9-20: Zusammenfassung - Externe Kosten Gesundheit und Gebäude für die Schweiz

Stromerzeugung	Rappen pro kWh erzeugtem Strom
Speicherwasserkraftwerk	1.12
Laufwasserkraftwerk	0.56
KKW	0.35
Erdgas, GuD, n=58%	0.96
KVA	0.31
Windkraft (270 kW, 5.5 m/s)	0.71
Geothermie (Hot Dry Rock)	1.06
Photovoltaik (Dachanlagen)	0.89
Biogas	3.43
Wärmeerzeugung	Rappen pro kWh Inputenergie
Öl	0.81
Gas	0.20
Verkehr	Mio. CHF
Strasse	830
Schiene	57
Nichtenergetische externe Kosten in der Produktion	Mio. CHF
Landwirtschaft	731
Chemische Industrie	24
Maschinenindustrie	24
Rest Industrie	614
Bau	472
Dienstleistungen (ohne Transport)	321
Raffinerien	39

9.5 Detailresultate für die externen Kosten der Stromerzeugung

Die Umrechnung der Angaben in €/ kWh wurde jeweils mit dem einem Wechselkurs von 1.57 €/ kWh vorgenommen. Die Studien werden in allen Tabellen in chronologischer Reihenfolge aufgeführt ausser bei der Darstellung der Ergebnisse von NewExt: Dort wurden die Ergebnisse für dieselbe Produktionsstätte aus ExternE jeweils direkt daneben gestellt, um den Vergleich zu vereinfachen. Die Zahlen in den folgenden Tabellen stimmen teilweise nicht ganz mit den Zahlen in Tabelle 9-1 und Tabelle 9-2 überein. Diese Differenzen sind bereits in den ursprünglichen Publikation enthalten.

Tabelle 9-21: Externe Kosten der Stromproduktion mit Steinkohle in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Steinkohle												
Ecoplan 1997	EU	1990-96									0.08 – 750	
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02									0.96 – 32.62	
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999									3.10 – 15.80	
ExternE 1999, S. 189-190	Spanien	1999	2.87 – 7.332	3.38	0.61	0.02	0.10			0.52 – 0.567	7.50 – 12.01	
ExternE 1999, S. 228	Finnland	1999	2.2 – 5.652	0.30	0.09	0.00	0.03			0.507 – 0.884	3.13 – 6.96	
ExternE 1999, S. 344-345	Irland	1999	2.67 – 6.594	4.55	0.91	0.13	0.19			0.685 – 0.794	9.14 – 13.18	
ExternE 1999, S. 397	Niederlande	1999	2.51 – 6.594	1.08	0.21	0.02	0.04			0.539 – 0.9	4.40 – 8.84	
ExternE 1999, S. 477	Portugal	1999	2.18 – 5.558	2.50	0.50	0.01	0.10			2.499 – 2.907	7.80 – 11.58	
ExternE 1999, S. 517	Schweden	1999	2.07 – 5.307	0.08	0.01	0.00	0.05			0.639 – 1.165	2.85 – 6.61	
Rabl et al. 2005, S. 44	Tschechien	2002	2.98	0.94	0.47	0.08	-0.01			0.52	4.98	
Rabl et al. 2005, S. 45	Ungarn	2002	5.51	11.46	5.56	1.29	0.05			0.25	24.12	
Rabl et al. 2005, S. 45	Polen	2002	3.45	3.33	2.12	0.35	-0.005			0.64	9.89	
Krewitt 2002, S. 13	Deutschland	2002	2.51	1.15		0.03	-0.04	0.31			3.96	
ExternE 1999, S. 88-89	Belgien, no FGD nor SCR	1999	2.51 – 6.421	13.80	2.10	0.35	0.20			0.315 – 0.644	19.28 – 23.51	
New Ext 2004, S. VII 44-45	Belgien, no FGD nor SCR	2004	2.65	4.63	1.65	0.33	-0.42			0.99	9.83	
ExternE 1999, S. 90-91	Belgien, with FGD and SCR	1999	2.61 – 6.641	2.41	0.38	0.01	0.04	0.03		0.315 – 0.644	5.79 – 10.16	
New Ext 2004, S. VII 44-45	Belgien, with FGD and SCR	2004	2.75	0.79	0.27	0.05	-0.09			0.99	4.74	
ExternE 1999, S. 257	FR, pulverized fuel, FGD	1999	2.54 – 6.5	6.31	1.29	0.02	0.11			0.518 – 1.335	10.79 – 15.56	
New Ext 2004, S. VII 46-48	FR, pulverized fuel, FGD	2004	3.23	1.85	0.93	0.05	0.17			1.66	7.90	
New Ext 2004, S. VII 46-48	FR, pulverized fuel, FGD, new data	2004	2.43	1.71	0.86	0.05	0.20			1.66	6.92	
ExternE 1999, S. 119	DE, pulverized fuel, FGD, DENOX	1999	2.25 – 5.746	1.63	0.24	0.02	0.00			0.535 – 0.974	4.67 – 8.61	
New Ext 2004, S. VII 49-50	DE, pulverized fuel, FGD, DENOX	2004	2.37	0.57	0.24	0.03	0.00			0.89	4.09	
ExternE 1999, S. 543-544	UK, coal fired, FGD	1999	2.36 – 6.123	3.06	0.61	0.10	0.12	0.02		0.307 – 0.527	6.58 – 10.57	
New Ext 2004, S. VII 51-52	UK, coal fired, FGD	2004	2.61	0.96	0.22	0.05	-0.11			0.25	3.97	
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004									4.16	
Minimum und Maximum		2.07 – 7.33	0.08 – 13.80	0.01 – 5.56	0.00 – 1.29	-0.42 – 0.20		0.02 – 0.03		0.25 – 2.91	0.08 – 750	

Tabelle 9-22: Externe Kosten der Stromproduktion mit Braunkohle in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Braunkohle												
Ecoplan 1997	Deutschland	1992-95									1.53 – 975	
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02									1.36 – 41.44	
ExternE 1999, S. 119	Deutschland	1999	2.9 – 7.426	2.07	0.31	0.03	0.00			0.217 – 0.359	5.54 – 10.20	
ExternE 1999, S. 294	Griechenland	1999	3.74 – 9.53	2.70	0.44	0.04	0.06			0.178 – 0.407	7.16 – 13.18	
Rabl et al. 2005, S. 44	Tschechien	2002	3.17 – 5.307	1.7 – 2.402	0.83 – 1.162	0.13 – 0.251	-0.02 – -0.01			0.126 – 0.236	5.93 – 9.35	
Rabl et al. 2005, S. 45	Ungarn	2002	4.14	8.26	4.02	0.88	0.06			0.68	18.04	
Rabl et al. 2005, S. 45	Polen	2002	3.03	3.94	2.51	0.47	0.02			0.16	10.13	
Krewitt 2002, S. 13	Deutschland	2002	3.14	1.55		0.03	-0.05	1.22			5.90	
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004									4.40	
Minimum und Maximum			2.90 – 9.53	1.55 – 8.26	0.31 – 4.02	0.03 – 0.88	-0.05 – 0.06			0.13 – 0.68	1.36 – 975	

Tabelle 9-23: Externe Kosten der Stromproduktion mit Öl in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Öl												
Infras et al. 1996	Schweiz, low Nox	1993									3.30 – 5.40	
Ecoplan 1997	EU	1990-96									0.02 – 480	
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02									4.75 – 48.54	
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999									3.50 – 17.80	
ExternE 1999, S. 299	Griechenland	1999	2.09 – 5.322	1.29	0.30	0.02	0.08			0.284 – 0.453	4.06 – 7.46	
ExternE 1999, S. 367-368	Italien	1999	1.96 – 5.008	2.40	0.36	0.04	0.04			0.55 – 0.907	5.36 – 8.76	
ExternE 1999, S. 263	FR, low S oil, steam turbine	1999	2.09 – 5.338	8.96	1.66	0.07	0.08			0.361 – 0.911	13.23 – 17.03	
New Ext 2004, S. VII 46-48	FR, low S oil, steam turbine	2004	2.59	3.17	1.51	0.08	0.05			1.18	8.57	
New Ext 2004, S. VII 46-48	FR, low S oil, steam turbine, new data	2004	2.03	3.17	1.54	0.11	0.14			1.18	8.16	
ExternE 1999, S. 119	DE, Gas-turbine peak load power plant	1999	2.45 – 6.249	3.55	0.49	0.07	0.00			1.473 – 1.834	8.03 – 12.19	
New Ext 2004, S. VII 49-50	DE, Gas-turbine peak load power plant	2004	2.62	1.21	0.52	0.08	-0.02			0.75	5.17	
ExternE 1999, S. 549	UK, combined cycle oil-fired power station	1999	1.71 – 4.396	2.21	0.35	0.06	0.05			0.265 – 0.469	4.65 – 7.54	
New Ext 2004, S. VII 51-52	UK, combined cycle oil-fired power station	2004	1.82	0.85	0.31	0.03	-0.05			0.39	3.36	
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004									5.02	
Minimum und Maximum			1.71 – 6.25	0.85 – 8.96	0.30 – 1.66	0.02 – 0.11	-0.05 – 0.14			0.27 – 1.83	0.02 – 480	

Tabelle 9-24: Externe Kosten der Stormproduktion mit Gas in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Gas												
Infras et al. 1996	Schweiz, Gas-Kombikraftwerk	1993									4.30 – 7.00	
Infras et al. 1996	Schweiz, Gasfeuerung, low NOx	1993									2.20 – 3.40	
Ecoplan 1997	EU	1990-96									0.00 – 315	
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02									0.06 – 17.55	
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999									0.80 – 5.50	
ExternE 1999, S. 65-66	Österreich	1999	0.47	0.20	0.06	0.00	0.00			0.13	0.87	
ExternE 1999, S. 168	Dänemark	1999	1.3 – 3.319	0.44	0.13	0.01	0.03			0.408 – 0.758	2.32 – 4.69	
ExternE 1999, S. 194	Spanien	1999	1.13 – 2.905	0.45	0.08	0.00	0.01			0.022 – 0.05	1.71 – 3.51	
ExternE 1999, S. 303-304	Griechenland	1999	0.57 – 1.46	0.30	0.09	0.00	0.03	0.07		0.012 – 0.017	1.07 – 1.97	
ExternE 1999, S. 372-373	Italien	1999	1.23 – 3.14	0.87	0.16	0.01	0.02			0.064 – 0.109	2.35 – 4.30	
ExternE 1999, S. 401	Niederlande	1999	1.1618	0.27	0.07	0.00	0.02			0.034 – 0.062	1.56 – 1.59	
ExternE 1999, S. 446	Norwegen	1999	1.16 – 2.969	0.04	0.01	0.00	0.00		0.00	0.00	1.21 – 3.02	
ExternE 1999, S. 481	Portugal	1999	1.22 – 3.124	0.03	0.01	0.01	0.00			0.049 – 0.084	1.33 – 3.26	
Rabl et al. 2005, S. 45	Ungarn	2002	1.26	0.60	0.30	0.05	0.02				2.21	
Krewitt 2002, S. 13	Deutschland	2002	1.15	0.53	0.00	0.01	-0.02	0.06			1.73	
ExternE 1999, S. 93-94	Belgien, combined cycle gas turbine	1999	1.1 – 2.795	0.40	0.08	0.00	0.01	0.00		0.074 – 0.168	1.66 – 3.45	
New Ext 2004, S. VII 44-45	Belgien, combined cycle gas turbine	2004	1.16	0.19	0.03	0.005	-0.03			0.06	1.42	
ExternE 1999, S. 260	FR, combined cycle gas turbine	1999	1.13 – 2.889	1.44	0.33	0.00	0.03			0.094 – 0.236	3.03 – 4.93	
New Ext 2004, S. VII 46-48	FR, combined cycle gas turbine	2004	1.19	0.35	0.19	0.002	0.06			0.63	2.42	
New Ext 2004, S. VII 46-48	FR, combined cycle gas turbine, new data	2004	1.10	0.11	0.06	0.002	0.02			0.63	1.92	
ExternE 1999, S. 119	DE, combined cycle	1999	0.99 – 2.512	0.38	0.06	0.00	0.00			0.379 – 0.599	1.81 – 3.55	
New Ext 2004, S. VII 49-50	DE, combined cycle	2004	1.04	0.11	0.05	0.005	0.00			0.27	1.46	
ExternE 1999, S. 549	UK, combined cycle gas turbine	1999	1.11 – 2.826	0.40	0.12	0.00	0.03	0.00	0.00	0.047 – 0.097	1.72 – 3.48	
New Ext 2004, S. VII 51-52	UK, combined cycle gas turbine	2004	1.18	0.08	-0.02	0.003	-0.03			0.03	1.24	
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004									1.73	
Minimum und Maximum			0.47 – 3.32	0.03 – 1.44	-0.02 – 0.33	0.00 – 0.05	-0.03 – 0.06	0.00 – 0.07	0.00 – 0.00	0.00 – 0.76	0.00 – 315	

Tabelle 9-25: Externe Kosten der Stromproduktion mit Nukleartechnologie in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Nuklear												
Ecoplan 1997	EU	1990-96									0.00 – 31	
Econcept, Infrac (2005)	Schweiz, Risikoneutralität	1993/94		0.3 – 0.6				0.001 – 0.18	0.01 – 0.07		0.31 – 0.85	
Econcept, Infrac (2005)	Schweiz, Risikoaversion	1993/94		0.3 – 0.6				1.00 – 35	0.01 – 0.07		1.31 – 35.67	
Infrac / IWW 2004	EU	1996						5.25				
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02									0.01 – 321.1	
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999									0.20 – 1.30	
ExternE 1999, S. 124	Deutschland	1999	0.02	0.01				0.001		0.703 – 0.79	0.73 – 0.82	
ExternE 1999, S. 98	Belgien	1999	0.04	0.03				0.000 – 0.055		0.581 – 0.60	0.65 – 0.72	
ExternE 1999, S. 413	Niederlande	1999	0.02							1.14	1.15	
Krewitt 2002, S. 13	Deutschland	2002	0.27		0.00	0.00	0.00				0.32	
UNITE (Suter et al., S. 76)	EU	2002						2.5			2.5	
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004									0.16	
Minimum und Maximum			0.02 – 0.27	0.01 – 0.60				0.00 – 35.00	0.01 – 0.07	0.58 – 1.14	0.00 – 321.1	

Tabelle 9-26: Externe Kosten der Stromproduktion mit Biomasse in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Biomasse												
Infras et al. 1996	CH: Holzschnitzelfeuerung	1993									1.00 – 2.10	
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999									2.50 – 5.80	
ExternE 1999, S. 136-137	Deutschland	1999	0.06 – 0.157	3.15	0.44	0.03	0.00			0.664 – 0.727	4.35 – 4.51	
ExternE 1999, S. 80	Österreich	1999	0.01	3.02	0.71	0.03	0.00			0.02	3.79	
ExternE 1999, S. 173-174	Dänemark	1999	0.22 – 0.57	1.12	0.29	0.01	0.08			-0.12 – 0.612	1.61 – 2.68	
ExternE 1999, S. 199-200	Spanien, komb. mit Braunkohle	1999	2.25 – 5.731	1.71	0.25	0.01	0.02			0.25 – 0.322	4.49 – 8.05	
ExternE 1999, S. 244	Finnland	1999	0.2 – 0.534	0.57	0.24	0.01	0.09			0.163 – 0.196	1.26 – 1.62	
ExternE 1999, S. 267	Frankreich	1999		0.68	0.15	0.00	0.02			0.073 – 0.192	0.93 – 1.05	
ExternE 1999, S. 309-311	Griechenland	1999		0.13 – 0.913	0.01 – 0.116	0.00 – 0.00	0.00 – 0.00			0.047 – 0.149	0.20 – 1.18	
ExternE 1999, S. 407	Niederlande, wood co-firing	1999	2.98 – 7.85	0.19	0.04	0.00	0.01			0.38 – 0.507	3.60 – 8.60	
ExternE 1999, S. 408	Niederlande, wood gasification	1999	2.98 – 7.536	0.33	0.06	0.00	0.01			0.466 – 0.604	3.86 – 8.55	
ExternE 1999, S. 451	Norwegen	1999		0.13	0.24	0.00	0.00				0.38	
ExternE 1999, S. 486-487	Portugal	1999	0.00	1.31	0.34	0.00	0.09			0.995 – 1.038	2.74 – 2.78	
ExternE 1999, S. 521	Schweden	1999	0.00	0.17	0.02	0.00	0.08			0.168 – 0.226	0.45 – 0.51	
ExternE 1999, S. 563	Grossbritannien	1999	0.00	0.36	0.06	0.00	0.01	0.06		0.377 – 0.444	0.88 – 0.95	
Minimum und Maximum			0.00 – 7.85	0.13 – 3.15	0.01 – 0.71	0.00 – 0.03	0.00 – 0.09	0.06 – 0.06		-0.12 – 1.04	0.20 – 8.60	

Tabelle 9-27: Externe Kosten der Stormproduktion mit Wasserkraft in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total	
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme						
Wasser													
Econcept, Infras (2005)	CH / Speicherkraftwerk	1993		0.5 - 1.3					0.135			0.64 - 1.44	
bzw. Infras et al. 1996	CH / Laufkraftwerk	1993		0.4 - 0.9				0.072				0.47 - 0.97	
Ecoplan 1997	EU	1990-96										0.00 - 0.41	
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02										0.03 - 0.61	
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999										0.00 - 1.20	
ExternE 1999, S. 71	Österreich	1999	0.01								0.01	0.02	
ExternE 1999, S. 315-316	Griechenland	1999	0.04	0.00		0.02	0.57	0.02			0.15	0.80	
ExternE 1999, S. 377-378	Italien	1999	0.05			0.01	0.43		0.03			0.53	
ExternE 1999, S. 455	Norwegen	1999	0.00			0.00	0.36				0.01	0.36	
ExternE 1999, S. 493	Portugal	1999	0.00	0.00	0.01	0.00					0.04 - 0.043	0.05 - 0.06	
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004										0.31	
Minimum und Maximum			0.00 - 0.00	0.00 - 0.05	0.00 - 1.30	0.01 - 0.01	0.00 - 0.02	0.36 - 0.57	0.02 - 0.02	0.07 - 0.14	0.03 - 0.03	0.01 - 0.15	0.00 - 1.44

Tabelle 9-28: Externe Kosten der Stormproduktion mit Photovoltaik in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Photovoltaik												
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02										-0.04 - 2.07
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999										0.10 - 1.50
ExternE 1999, S. 128	Deutschland	1999	0.14 - 0.361	0.05 - 0.129	0.02	0.00	0.00		0.00			0.21 - 0.51
Krewitt 2002, S. 13	Deutschland	2002	0.52	0.71	0.00	0.02	0.00	0.06				1.30
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004										0.47
Minimum und Maximum			0.14 - 0.52	0.05 - 0.71	0.00 - 0.02	0.00 - 0.02	0.00 - 0.00	0.06 - 0.06	0.00 - 0.00			-0.04 - 2.07

Tabelle 9-29: Externe Kosten der Stormproduktion mit Windenergie in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total	
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme						
Windenergie													
Ecoplan 1997	EU	1990-95										0.00 – 0.30	
Umweltbundesamt 2005	Deutschland	1997-02										0.01 – 1.36	
Hirschberg / Jakob 1999	Schweiz	1999										0.10 – 0.60	
ExternE 1999, S. 132	Deutschland	1999	0.02 – 0.047	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00 – 0.01				0.07 – 0.11	
ExternE 1999, S. 178	Dänemark	1999		0.00 – 0.00				0.00 – 0.00		0.03 – 0.00	0.096 – 0.254	0.12 – 0.26	
ExternE 1999, S. 202-203	Spanien	1999		0.15				0.00			0.129 – 0.152	0.28 – 0.30	
ExternE 1999, S. 319-320	Griechenland	1999		0.00	0.00	0.00	0.02	0.18			0.159 – 0.195	0.36 – 0.39	
ExternE 1999, S. 462-463	Norwegen	1999	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				0.079 – 0.174	0.08 – 0.17	
ExternE 1999, S. 566	Grossbritannien	1999	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01		0.16 – 0.201	0.20 – 0.23	
Krewitt 2002, S. 13	Deutschland	2002	0.05	0.08	0.00	0.00	0.00	0.01				1.37	
Hirschberg 2004, S.65-66	Deutschland	2004										0.24	
Minimum und Maximum			0.00 – 0.05	0.00 – 0.15	0.00 – 0.00	0.00 – 0.00	0.00 – 0.02	1.22 – 1.22	0.00 – 0.18	0.00 – 0.01	0.00 – 0.03	0.08 – 0.25	0.00 – 1.37

Tabelle 9-30: Externe Kosten der Stormproduktion mit Abfallverbrennung in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Abfallverbrennung												
ExternE 1999, S. 202-203	Spanien	1999	2.4 – 6.139	2.67	0.50	0.02	0.07	0.00			0.281 – 0.349	5.94 – 9.75
ExternE 1999, S. 270-271 ¹	Frankreich	1999	5.75 – 14.7	15.81	3.05	0.07	0.21				0 0	24.88 – 33.83
Minimum und Maximum			2.40 – 14.70	2.67 – 15.81	0.50 – 3.05	0.02 – 0.07	0.07 – 0.21	0.00 – 0.00			0.00 – 0.35	5.94 – 33.83

¹ Werte sind zu hoch, da die Verbrennungsanlage hauptsächlich für der Produktion von Wärme dient.

Tabelle 9-31: Externe Kosten der Stormproduktion mit Torf in Rp./kWh

Region / Technologie	Jahr	Klima	Luftverschmutzung					Lärm	Unfall- risiko	Strahlung bzw. Land- schaftsbild	Vor- und nachgelagerte Prozesse	Total
			Todesfälle	Krankheits- fälle	Gebäude- schäden	Ernte- ausfälle	Öko- systeme					
Torf												
ExternE 1999, S. 236	Finnland	1999	2.51 – 6.594	0.49	0.17	0.01	0.06				0.204 – 0.356	3.45 – 7.69
ExternE 1999, S. 352	Irland	1999	5.81 – 14.6	3.45	0.80	0.09	0.20				0.639 – 1.502	11.00 – 20.65
Minimum und Maximum			2.51 – 14.60	0.49 – 3.45	0.17 – 0.80	0.01 – 0.09	0.06 – 0.20				0.20 – 1.50	3.45 – 20.65

9.6 «Secondary Benefits» - berücksichtigte externen Kosten

Tabelle 9-32 (für den Verkehrsbereich) und Tabelle 9-33 (für den Energiebereich) zeigen die aktuellen Schätzungen für die Externen Kosten in der Schweiz. Weiter zeigen beide Tabellen, welche Externe-Kosten-Bereiche wir im Rahmen dieser Studie berücksichtigen und aktualisieren.

Tabelle 9-32: Externe Kosten im Verkehrsbereich

	Strasse		Schiene		Total	Quelle	Erhobener Kostenbereich	Berücksichtigung im Gleichgewichtsmodell	Begründung	Modellierung im Gleichgewichtsmodell
	Personen	Güter	Personen	Güter						
Gesundheit	870	655	46	54	1'625	Ecoplan, Infrac, ISPM (2004)	Zusätzliche Krankheitsfälle und der Reduktion der Lebenserwartung	Ja		linearer Zusammenhang zwischen Diesel/Benzin-Verbrauch und Externalität
Unfälle	1'336	97	10	2	1'445	Ecoplan (2002)	Externe Unfallkosten, welche nicht durch die Verkehrsteilnehmenden gedeckt werden	Nein	Unklarer Zusammenhang zwischen Verkehrsaufkommen in einem Gesamtnetz und Unfällen	
Lärm	550	319	102	27	998	Ecoplan, Planteam, IHA-ETH (2004)	Mietzinsreduktion, lärmbedingte Gesundheitsschäden	Nein	Erst sehr grosse Verkehrsreduktionen (über 30%) führen zu spürbaren Lärminderungen.	
Natur und Landschaft	552	110	67	36	765	Buser, Kaufmann, Lack-Aschwanden, Ott (2004)	Lebensraumverlust und Trennwirkung	Nein	Kein direkter Zusammenhang	
Gebäude	129	116	6	8	259	Infrac, Wüest & Partner (2004)	Erhöhte Renovations- und Reinigungstätigkeit, Verkürzung der Lebensdauer der Fassade	Ja		linearer Zusammenhang zwischen Diesel/Benzin-Verbrauch und Externalität
Staukosten					1'000	Infrac, IWW (2000), Suter, UNITE (2002)	Von den Verkehrsteilnehmern gegenseitig aufgezogene Zeitkosten	Nein	Modellierung würde einen desaggregierten Verkehrsbereich erfordern.	
Landwirtschaft und Biosphäre	143		1		144	Infrac (2006)	Ernteausfälle und Waldschäden	Nein	relativ geringe externe Kosten, vor- und nachgelagerte Prozesse teilweise in Gleichgewichtsmodell bereits enthalten	
Gewässer und Böden	103		1		104	Infrac (2006)	Auf Reparatur- oder Vermeidungsansatz basierende Schätzungen	Nein	relativ geringe externe Kosten, vor- und nachgelagerte Prozesse teilweise in Gleichgewichtsmodell bereits enthalten	
Klima	1'150		2		1'152	Infrac (2006)	Auf Vermeidungskostenansatz basierende Schätzungen der Klimakosten	CO2 als Zielgrösse: Resultate aus dem Gleichgewichtsmodell zeigen die Kosten zur Erreichung der CO2-Ziele		CO2-Gehalt von Diesel/Benzin
Infrastruktur					3'680	Econcept (1999)	Nicht gedeckte Infrastrukturkosten	implizit im Gleichgewichtsmodell bereits berücksichtigt		Nicht gedeckte Infrastrukturkosten durch Staat bezahlt
Total Externe Kosten im Verkehr (at least Ansatz) **)					11'172	= Minimale externe Kosten				

*) exkl. Luftverkehr in den Bereichen Gesundheit, Unfälle, Lärm, Natur und Landschaft sowie Gebäude. Bei übrigen Bereichen ist unklar inwieweit der Luftverkehr miteinbezogen ist. Die Bereiche Gesundheit, Unfälle Lärm, Natur und Landschaft sowie Gebäude beziehen sich auf das Jahr 2000.

**) Nicht eingerechnet sind hier die Zusatzkosten für sensible Räume (31 Mio. CHF) und Erschütterungen (20 Mio. CHF)

Tabelle 9-33: Externe Kosten im Energiebereich (ohne Berücksichtigung Baumaschinen-, Motoren-PM10-Emissionen)

	Total	Quelle	Erhobener Kostenbereich	Berücksichtigung im Gleichgewichtsmodell	Begründung	Modellierung im Gleichgewichtsmodell
Gesundheit	510	Ecoplan, Infrac, ISPM (2004), BAFU (2006), eigene Berechnungen	Zusätzliche Krankheitsfälle und der Reduktion der Lebenserwartung	Ja		linearer Zusammenhang zwischen Verbrauch Brennstoffe und Externalität
Gebäude	56	Infrac, Wüest & Partner (2004), BAFU (2006), eigene Berechnungen	Erhöhte Renovations- und Reinigungstätigkeit, Verkürzung der Lebensdauer der Fassade	Ja		linearer Zusammenhang zwischen Verbrauch Brennstoffe und Externalität
Landwirtschaft und Biosphäre	128	Infrac, Econcept, Prognos (1996)	Ernteauffälle und Waldschäden	Nein	veraltete Datengrundlage	
Transport, Lagerung und Raffination von Erdölprodukten	13	Infrac, Econcept, Prognos (1996)	Belastung der Meere durch Offshore-Förderung, Transport und Tankerunfälle, Belastung Böden, Gewässer, usw. in der Schweiz	Nein	geringe Bedeutung und nur teilweise in der Schweiz direkt anfallend	
Klima	1'900	Infrac, Econcept, Prognos (1996)	Auf Vermeidungskostenansatz basierende Schätzungen der Klimakosten	CO2 als Zielgrösse: Resultate aus dem Gleichgewichtsmodell zeigen die Kosten zur Erreichung der CO2-Ziele		CO2-Gehalt der fossilen Brennstoffe
Total Externe Kosten im Energiebereich	2'608		= Minimale externe Kosten			

Literaturverzeichnis

- ASTRA Bundesamt für Strassen (2003)
NISTRA: Nachhaltigkeitsindikatoren für Strasseninfrastrukturprojekte. Ein Instrument zur Beurteilung von Strasseninfrastrukturprojekten unter Berücksichtigung der Nachhaltigkeitsziele. Methodenbericht. Bern.
- BEW (Bundesamt für Energiewirtschaft) (1997)
Empfehlung für energetische Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit Einbezug der externen Kosten. Bern.
- BFE (Bundesamt für Energie) (2006)
Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2005. Bern.
- BFE (Bundesamt für Energie) (2006)
Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2005. Bern.
- Böhringer Christoph, Jensen Jesper, Rutherford Th (2000)
Energy Market Projections and Differentiated Carbon Abatement in the European Union. In: Carraro C. (Hrsg., 2000). Efficiency and Equity of Climate Change Policy, pp. 199-219. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, NL.
- Böhringer Christoph, Rutherford Thomas F. (2005)
Integrating Bottom-Up into Top-Down: A Mixed Complementarity Approach. Online im Internet: <http://bibserv7.bib.uni-mannheim.de/madoc/volltexte/2005/1104/pdf/dp0528.pdf> (21. 12. 2006).
- Böhringer Christoph, Löschel Andreas (2005)
Climate Policy Beyond Kyoto: Quo Vadis? A Computable General Equilibrium Analysis Based on Expert Judgements, KYKLOS, Vol. 58, 453-479.
- Botschaft zur Genehmigung des CO₂-Abgabegesetzes für Brennstoffe.
- Buser H., Kaufmann Y., Lack-Aschwanden N., Ott W. (2004)
Externe Kosten des Verkehrs im Bereich Natur und Landschaft. Monetarisierung der Verluste und Fragmentierung von Habitaten. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumplanung, des Bundesamtes für Strassen und des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft. Bern.
- BUWAL (1995)
Vom Menschen verursachte Luftschadstoff-Emissionen in der Schweiz von 1900 bis 2010. Schriftenreihe Umwelt Nr. 256. Bern.
- BUWAL (2003)
Anthropogene VOC-Emissionen Schweiz 1998 und 2001. Bern.
- BUWAL (2005)
Arbeitsblatt Emissionsfaktoren Feuerungen. Stand Oktober 2005. Bern.
- BUWAL (2005)
Interne Schätzung der PM10-Emissionen im Jahr 2000, Stand November 2005. Bern.

- Dimaranan, B.V. (Hrsg., 2006)
Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 6 Data Base, Center for Global Trade Analysis, Purdue University,
Online im Internet: https://www.gtap.agecon.purdue.edu/databases/v6/v6_doco.asp.
- Econcept (1999)
Externe Kosten im Verkehr: Regionale Verteilungswirkungen. Forschungsprojekt im Rahmen des NFP41. Zürich.
- Econcept, Infrac (2005)
Konsequente Umsetzung des Verursacherprinzips. Studie im Auftrag des BUWAL Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft. Umwelt-Materialien Nr. 201. Bern.
- Ecoplan (1997)
Review of Studies: Method for integrated evaluation of benefits, costs, and effects of programmes for promoting energy conservation. Studie im 4. Rahmenforschungsprogramm Nicht-nukleare Energien der EU.
- Ecoplan (2002)
Unfallkosten im Strassen- und Schienenverkehr der Schweiz 1998. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung und des Bundesamtes für Statistik. Altdorf.
- Ecoplan (2005)
Bewertungsmethode für die Priorisierung von Projekten im Schienenverkehr. Einbezug Güterverkehr und Vereinfachung. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Verkehr. Bern.
- Ecoplan (2005)
Schweizer energie- und klimapolitische Szenarien im internationalen Kontext. Ergebnisse einer Befragung von Schweizer Klimapolitikexperten. Bern.
- Ecoplan (2007)
Auswirkungen langfristig hoher Ölpreise. Einfluss eines hohen langfristigen Ölpreises auf Wirtschaftswachstum, Strukturwandel sowie Energieangebot und -nachfrage. Bern.
- 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.
- Ecoplan, Planteam, IHA-ETH (Institut für Hygiene und Arbeitsphysiologie) (2004)
Externe Lärmkosten des Strassen- und Schienenverkehrs der Schweiz. Aktualisierung für das Jahr 2000. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung, des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft sowie des Bundesamtes für Gesundheit. Bern.
- EIA Energy Information Administration (2004)
International Energy Outlook 2004. Online im Internet:
[http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/forecasting/0484\(2004\).pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/forecasting/0484(2004).pdf) (21. 12. 2006)

- European Commission (2003)
External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. Online im Internet: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Externe%20Kosten/Studie_ExternE.pdf
- 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://www.externe.info/> (20.12.2005).
- European Commission, Directorate-General XII, Science, Research and Development (1999)
ExternE: Externalities of Energy. Vol XX : National Implementation. Prepared by CIEMAT, ES. Online im Internet: <http://www.externe.info/> (19.12.2005).
- Gantner U., Jakob M., Hirschberg S. (2000)
Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von nachfrageorientierten Massnahmen. Ökologische und ökonomische Betrachtungen. Paul Scherrer Institut. Villigen.
- Gielen Dolf (2003)
The Future Role of CO₂ Capture and Storage Results of the IEA-ETP Model. Report Number EET/2003/04. Paris.
- Hertel T. (1997)
Global Trade Analysis, Modeling and applications, Cambridge University Press.
- Hirschberg Stefan, Dones Roberto, Heck Thomas, Burgherr Peter, Schenler Warren, Bauer Christian (2004)
Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation. Comprehensive Assessment of Energy Systems. Studie im Auftrag des International Committee on NuclearTechnology. PSI-Bericht 04-15. Villigen. Online im Internet: http://gabe.web.psi.ch/pdfs/PSI_Report/ILK%20-%20PSI%20Report%2004-15.pdf (2.2.2006).
- Hirschberg Stefan, Jakob Martin (1999)
Cost Structure of the Swiss Electricity Generation under Consideration of External Costs. SAEE Seminar "Strompreise zwischen Markt und Kosten: Führt der freie Strommarkt zum Kostenwahrheit?", Tagungsband, 11 June 1999, Bern. Online im Internet: http://manhaz.cyf.gov.pl/manhaz/Warsztaty_10_2004/wp4/psi_materials/SAEE_Paper_Hirschberg_Jakob_1999.pdf (3.2.2006).
- Hirschberg Stefan, Spiekerman G., Dones Roberto (1998)
Severe accidents in the Energy Sector. Comprehensive Assessment of Energy Systems. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie. PSI-Bericht 98-16. Villigen. Online im Internet: http://gabe.web.psi.ch/pdfs/PSI_Report/ENSAD98.pdf (2.2.2006).
- Hohmeyer Olav (2002)
Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien Gesetz. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Universität Flensburg. Online im Internet: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Externe%20Kosten/Studie_BMU_Vergleich_EEG.pdf (23.12.2005).

- IEA International Energy Agency (2005)
Resources to Reserves. Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future.
Paris.
- IER, Germany, ARMINES / ENSMP, France, PSI, Switzerland, Université de Paris I, France,
University of Bath, United Kingdom, VITO, Belgium (2004)
New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy
Technologies. Publishable Report to the European Commission. Online im Internet:
http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/newext/newext_publishable.pdf
(20.12.2005).
- IER, Germany, ARMINES / ENSMP, France, PSI, Switzerland, Université de Paris I, France,
University of Bath, United Kingdom, VITO, Belgium (2004)
New Ext: New Elements for the Assessment of External Costs from Energy
Technologies. Final Report to the European Commission. Online im Internet:
http://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projektwebsites/newext/newext_final.pdf
(20.12.2005).
- Infras (2006)
Externe Kosten des Strassen und Schienenverkehrs 2000. Klima und nicht erfasste
Umweltbereiche sowie vor- und nachgelagerte Prozesse. Studie im Auftrag des
Bundesamtes für Raumentwicklung und des Bundesamtes für Umwelt, Wald und
Landschaft. Zürich.
- Infras (2005)
Beitrag des Verkehrs zur Wertschöpfung in der Schweiz: Teilprojekt 2 der Studie Nutzen
des Verkehrs. Zürich.
- Infras, Econcept, Prognos (1996)
Die Vergessenen Milliarden. Externe Kosten im Energie- und Umweltbereich. Verlag
Paul Haupt Bern.
- 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.
- INFRAS/IWW (2000)
External Costs of Transport; Studie im Auftrag der UIC; Paris.
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change (2000)
Emissions Scenarios. Special Report. Cambridge.
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change (2001)
Climate Change 2001: Mitigation. 2 Greenhouse Gas Emission Mitigation Scenarios and
Implications. Online im Internet: http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg3/index.htm
(21.12.2006).
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change (2001)
Climate Change 2001: Mitigation. Summary for Policymakers. Online im Internet:
<http://www.ipcc.ch/pub/wg3spm.pdf> (21.12.2006).

- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change (2001)
Climate Change 2001: Working Group III: Mitigation: Technical Summary. Online im Internet: <http://www.ipcc.ch/pub/wg3TARtechsum.pdf> (21.12.2006).
- IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change (2001)
Summary for Policymakers. A Report of Working Group I of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Online im Internet: <http://www.ipcc.ch/pub/spm22-01.pdf> (21.12.2006).
- 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/katarisk.ContentPar.0004.DownloadFile.tmp/methode-print.pdf> (20.12.2005).
- KATARISK (2002)
KATARISK - Katastrophen und Notlagen in der Schweiz. Eine Risikobeurteilung aus der Sicht des Bevölkerungsschutzes. Ergebnisse der Risikobewertung. Online im Internet: http://www.bevoelkerungsschutz.admin.ch/internet/bs/de/home/themen/gefaehrdungen/katarisk.ContentPar.0014.DownloadFile.tmp/rb_ergeb-monitor.pdf (20.12.2005).
- Krewitt Wolfram (2002)
Externe Kosten der Stromerzeugung. Zur Veröffentlichung vorgesehen in: Rebhan, E. (Hrsg.): Energie – Handbuch für Wissenschaftler, Ingenieure und Entscheidungsträger. Springer Verlag, 2002. Online im Internet: http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Externe%20Kosten/Krewitt_Externe_Kosten_2002.pdf (23.12.2005).
- Krewitt W., DLR und Schlomann 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.
- Marheineke T. (IER) (2002)
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken. Forschungsbericht. Stuttgart.
- 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).
- Michaelowa Axel (2005)
Kann die EU ihre Vorreiterrolle in der internationalen Klimapolitik glaubhaft fortsetzen? Manuskript für die Tagung des AK Europäische Integration „Die EG in der internationalen Umweltpolitik“, Würzburg, 2.7.2005.
- Nathani C., Wickart M., Oleschak R., van Nieuwkoop R. (2006)
Estimation of a Swiss Input-Output Table for 2001, CEPE Report No. 6, Zürich.

- Nipkow Jürg, Brunner Conrad U. (2005)
Energie effizient nutzen. Perspektiven des Elektrizitätsverbrauchs. In: Bulletin SEV/VSE, No. 9/05, S. 27-32.
- 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.
- Rabl et al. (2005)
Externalities of Energy: Extension of accounting framework and Policy Applications. Final Technical Report of ExternE-Pol. Online: <http://www.externe.info/expoltec.pdf> (20.12.2005).
- Rutherford Thomas F., Paltsev Sergey V. (2000)
GTAP-Energy in GAMS: The Dataset and Statistic Model. Discussion Papers in Economics. Working Paper No. 00-02. University of Colorado at Boulder, Boulder.
- Schüssler R (1994)
Die externen Kosten der Übertragung und Verteilung von Elektrizität. Materialien zu PACER, BAK, Bern.
- SN 506 480 (2004)
Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Investitionen im Hochbau. Norm des Schweizerischen Ingenieur und Architekturvereins.
- Springer Urs (2003)
The market for tradable GHG permits under the Kyoto Protocol: a survey of model studies. In: Energy Economics, Vol. 25, 527-551.
- Suter S., Sommer H., Marti M., Wickart M., Schreyer C., Peter M., Gehrig S., Maibach M., Wüthrich P., Bickel P., Schmid S. (2002)
The Pilote Accounts of Switzerland. UNITE (UNification of accounts and marginal costs for Transport Efficiency). Deliverable 5, Appendix 2. Funded by 5th Framework RTD Programme. ITS, University of Leeds, Leeds.
- Swiss Agency for the Environment, Forests and Landscapes SAEFL (2004)
Modelling of NO₂ and benzene ambient concentrations in Switzerland 2000 to 2020. Environmental Documetation No. 188. Bern.
- Umweltbundesamt (2005)
Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention zur Schätzung von externen Umweltkosten. Stand Juli 2005. Dessau.