

Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe

Synthese

Schlussbericht

17. Dezember 2015

im Auftrag des Bundesamts für Umwelt

Impressum

Empfohlene Zitierweise

Autor: Ecoplan, EPFL und FHNW
Titel: Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe
Untertitel: Synthese
Auftraggeber: Bundesamt für Umwelt (BAFU), Abt. Klima, CH-3003 Bern.
Das BAFU ist ein Amt des Eidg. Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK).
Ort: Bern
Jahr: 17. Dezember 2015

Diese Studie wurde im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) verfasst. Für den Inhalt ist allein der Auftragnehmer verantwortlich.

Begleitgruppe des BAFU

Dr. Roger Ramer (Projektleiter)
Dr. Paul Filliger
Dr. Regine Röthlisberger
Silvia Ruprecht-Martignoli
Reinhard Zweidler

Studienautoren

André Müller (Ecoplan, Gesamtprojektleitung)
Tobias Schoch (Ecoplan, Projektleiter Modul A)
Michael Mattmann (Ecoplan)
Prof. Dr. Philippe Thalmann (EPFL, Projektleiter Modul B)
Dr. Marc Vielle (EPFL)
Prof. Dr. Beat Hulliger (FHNW, methodische Begleitung)

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

Ecoplan AG

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik
www.ecoplan.ch

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

Schützengasse 1
Postfach
CH - 6460 Altdorf
Tel +41 41 870 90 60
altdorf@ecoplan.ch

Inhaltsverzeichnis

	Das Wichtigste auf zwei Seiten.....	2
1	Einleitung	4
2	Untersuchungsdesign und Methodik.....	7
2.1	Untersuchungsdesign	7
2.2	Zwei komplementäre, methodische Ansätze	11
2.2.1	Zeitreihenmodell - Überblick zum Zeitreihenansatz (Modul A)	13
2.2.2	Gleichgewichtsmodell - Überblick zum GEMINI-E3 Modell (Modul B)	14
2.3	Unterschiede zwischen den Methoden	17
3	Resultate	20
4	Diskussion und Schlussfolgerung	26
	Anhang A: Wirkung der CO2-Abgabe im Zeitreihenmodell	A-0
	Anhang B: Wirkung der CO2-Abgabe im Gleichgewichtsmodell	B-0

Das Wichtigste auf zwei Seiten

Gegenstand

Seit dem 1.1.2008 wird auf den fossilen Brennstoffen Öl und Erdgas die CO₂-Abgabe erhoben. Diese Lenkungsabgabe soll einen Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen im Rahmen des CO₂-Gesetzes leisten. Die Abgabe verteuert die Energieträger Öl und Erdgas im Vergleich zu den nicht besteuerten Energiequellen (bspw. erneuerbare Energien). Mit dem Eingriff ins Preisgefüge sollen finanzielle Anreize geschaffen werden, um Haushalte und Unternehmen zu einem Wechsel von fossilen, CO₂-intensiven Energieträgern (bspw. Heizöl) zu CO₂-armen bzw. -freien Alternativen oder einem sparsameren Energieverbrauch (bspw. mit Gebäudedämmung) zu motivieren. Die mit der Abgabe erzielten Einnahmen werden zu einem grossen Teil an die Schweizer Bevölkerung und die Unternehmen zurückverteilt. Energieintensive Unternehmen können sich von der CO₂-Abgabe befreien lassen. Die Bedingungen dafür sind in der CO₂-Verordnung geregelt.

Fragestellung und Ziel der Studie

Die Studie untersucht:

- Ist die CO₂-Abgabe ein wirksames umweltpolitisches Instrument zur Reduktion der CO₂-Emissionen?
- Welche Menge an CO₂-Emissionen konnte dank der Lenkungsabgabe eingespart werden?

Methode und Vorgehen

Mit dem Instrument der Lenkungsabgabe ist kein explizites Reduktions- bzw. Belastungsziel (bspw. Reduktion um eine bestimmte Anzahl Tonnen CO₂) verbunden, das zur Überprüfung der Wirksamkeit herangezogen werden kann. Der Wirkungsansatz der CO₂-Abgabe ist indirekt. Sie verändert nur das Preisgefüge, überlässt es jedoch den Wirtschaftsakteuren, ob bzw. in welchem Ausmass diese ihr Verhalten anpassen. Ob die Abgabe wirkt, hängt somit von der Höhe des Abgabesatzes, dem Preisgefüge im Markt und dem Verhalten der Wirtschaftssubjekte ab. Bei zu tiefem Abgabesatz erfüllt das Instrument seine Lenkungsfunktion nicht, da die Individuen aufgrund ungenügender finanzieller Anreize zu keiner Verhaltensänderung bewegt werden können.

Im Kern der Wirksamkeitsbeurteilung steht daher die Frage, ob die CO₂-Abgabe zu wesentlichen Verhaltensänderungen bei den Haushalten und Unternehmen geführt hat. Zur Beantwortung dieser Frage wurden zwei verschiedene ökonomische Modelle bzw. Ansätze eingesetzt (Zeitreihenanalyse und Allgemeines Gleichgewichtsmodell). Beide Ansätze modellieren das Verhalten der Wirtschaftssubjekte unter der Annahme, dass die CO₂-Abgabe *nicht eingeführt worden wäre* (hypothetisches Szenario). Aus dem Vergleich des hypothetischen Szenarios „ohne CO₂-Abgabe“ mit der empirisch beobachteten Marktsituation können die Verhaltensänderungen infolge der CO₂-Abgabe abgeleitet werden. Anhand des veränderten Nachfrageverhaltens der Wirtschaftsakteure wird anschliessend berechnet, in welchem Ausmass die CO₂-Emissionen reduziert wurden.

Resultate im Überblick

Die CO₂-Abgabe zeigt Wirkung: Die CO₂-Abgabe hat seit ihrer Einführung im Jahr 2008 zu Reduktionen der CO₂-Emissionen in den Sektoren Wirtschaft (Industrie und Dienstleistungen) und Haushalte geführt. Der ausgewiesene Gesamteffekt beläuft sich kumuliert bis zum Jahr 2013 auf 2.5 bis 5.4 Mio. Tonnen CO₂ oder im Jahr 2013 auf 0.5 bis 1.2 Mio. Tonnen CO₂. Gemessen an den für die CO₂-Abgabe relevanten CO₂-Emissionen im Brennstoffbereich von rund 20 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2013, konnte die CO₂-Abgabe die CO₂-Emissionen bei den Brennstoffen um 2.5% bis 6% reduzieren. Die Obergrenze der Bandbreite ist allerdings leicht überschätzt, da in dieser Obergrenze neben der eigentlichen Wirkung der CO₂-Abgabe auch die Wirkung weiterer Instrumente (insbesondere der Befreiungsmöglichkeiten von der CO₂-Abgabe) zur Senkung der CO₂-Emissionen im Brennstoffbereich erfasst wird.

Die CO₂-Abgabe bringt kurz- bis mittelfristig eine Substitution weg von Heizöl: Der allergrösste Teil der Reduktionswirkung ist auf Substitutionseffekte zurückzuführen: Haushalte und Unternehmen wechseln angesichts der abgabebedingten Preiserhöhung bei den fossilen Energieträgern zu weniger CO₂-intensiven bzw. -freien Energieträgern. Dieser Effekt ist bei den Haushalten besonders deutlich sichtbar: Der Marktanteil von Heizöl sank in der betrachteten Periode zugunsten von Erdgas und den alternativen Energiequellen stetig.

Angekündigte CO₂-Abgabe zeigt sofort Wirkung: Die Wirkung der CO₂-Abgabe setzt – wenn auch auf sehr tiefem Niveau – bereits in den Jahren 2006 und 2007 ein, also vor der eigentlichen Einführung per 1.1.2008. Das heisst, dass die Abgabe von den Haushalten und Unternehmen antizipiert wurde. Damit unterscheidet sich eine CO₂-Abgabe auch von schwer vorhersehbaren Weltmarktpreisschwankungen. Glaubwürdig kommunizierte Pfade für künftige CO₂-Abgabenerhöhungen zeigen präventiv Wirkung und geben Anreize für vorgezogene auf CO₂-Effizienz ausgerichtete Investitionsentscheidungen der Unternehmen und Haushalte.

Steigende CO₂-Abgabe bringt mehr CO₂-Reduktion: Bei der Einführung der CO₂-Abgabe per 1.1.2008 betrug der Abgabesatz 12 CHF/t CO₂. Dieser Abgabesatz ist im Vergleich zum Konsumentenpreis für Heizöl und Erdgas vergleichsweise gering (Abgabesatz beträgt weniger als 4% des Konsumentenpreises für Heizöl bzw. Erdgas). Seitdem wurde der Abgabesatz zweimal erhöht: Per 1.1.2010 auf 36 CHF/t CO₂ und per 1.1.2014 auf 60 CHF/t CO₂. Die Erhöhung per 1.1.2010 hat den Substitutionseffekt zugunsten CO₂-armer bzw. CO₂-freier Energieträger verstärkt. Die zweite Erhöhung des Abgabesatzes (per 1.1.2014) konnte aus Gründen der Datenverfügbarkeit nicht umfassend untersucht werden. Die mit der Erhöhung der Abgabe stetig verstärkte Zunahme der CO₂-Reduktionswirkung lässt darauf schliessen, dass auch mit weiteren Erhöhungen massgebliche zusätzliche CO₂-Reduktionen erzielt werden können. Die Unternehmen und Haushalte dürften also auch bei weiteren abgabebedingten Energiepreiserhöhungen flexibel reagieren können. Die empirischen Resultate zeigen noch keine sich erschöpfenden CO₂-Reduktionspotenziale (keine stark steigenden Grenzkosten der CO₂-Minderung).

1 Einleitung

Ausgangslage

Die Schweiz hat sich mit dem CO₂-Gesetz¹ verpflichtet, die Treibhausgasemissionen im Inland bis zum Jahr 2020 gesamthaft um 20% unter das Niveau von 1990 zu senken. Einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des Reduktionsziels soll die CO₂-Abgabe leisten. Die CO₂-Abgabe wird seit 2008 auf fossilen Brennstoffen erhoben und soll im Gebäudebereich und in der Industrie Anreize zur Senkung der Emissionen schaffen.

Bei der Einführung der Abgabe betrug der Abgabesatz 12 CHF/t CO₂. Seitdem wurde der Abgabesatz zweimal erhöht: Per 1.1.2010 auf 36 CHF/t CO₂ und per 1.1.2014 auf den aktuell gültigen Wert von 60 CHF/t CO₂. Abbildung 1-1 zeigt, dass der Anteil der Abgabe (exkl. MWST) im Jahr 2014 beim Heizöl 21.1% und beim Erdgas weniger als 15.2% des Endkonsumentenpreises beträgt. Per 1.1.2016 erfolgt eine weitere Erhöhung auf 84 CHF/t CO₂.

Abbildung 1-1: Abgabesatz der CO₂-Abgabe pro Tonne CO₂, 2008 bis 2014

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CO₂-Abgabe	CHF/t CO ₂	12	12	36	36	36	36	60
Heizöl								
CO ₂ -Abgabe	CHF/100Liter	3.2	3.2	9.5	9.5	9.5	9.5	15.9
Endkonsumentenpreis ¹⁾	CHF/100Liter	83.2	52.5	64.7	74.1	79.1	76.6	75.5
CO ₂ -Abgabe in % Endkonsumentenpreis		3.8%	6.1%	14.7%	12.9%	12.1%	12.5%	21.1%
Erdgas								
CO ₂ -Abgabe	Rp./kWh	0.24	0.24	0.71	0.71	0.71	0.71	1.19
Endkonsumentenpreis ²⁾	Rp./kWh	7.7	7.3	6.9	7.2	7.6	7.7	7.8
CO ₂ -Abgabe in % Endkonsumentenpreis		3.1%	3.3%	10.3%	9.9%	9.4%	9.3%	15.2%

¹⁾ Kategorie 3001 bis 6000 Liter, ²⁾ Typ II (Jahresverbrauch: 20'000 kWh)

Quelle: Gesamtenergiestatistik (Bundesamt für Energie, 2015), Tab. 37; reale Preise, Basis 1990

Grundzüge der CO₂-Abgabe

Der Einsatz der CO₂-Abgabe bezweckt kein fiskalisches Ziel, sondern zielt auf die Verhaltenslenkung der Wirtschaftssubjekte. Da die Abgabe nur auf den fossilen Brennstoffen (Heizöl, Erdgas usw.)² erhoben wird, führt sie zu einer relativen Verteuerung dieser Energieträger im

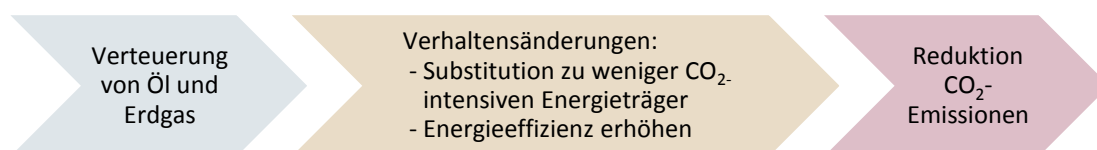
¹ SR 641.71 Bundesgesetz vom 23. Dezember 2011 über die Reduktion der CO₂-Emissionen.

² Die hinsichtlich der emittierten Menge an CO₂ wichtigsten fossilen Brennstoffe sind Heizöl und Erdgas. Die CO₂-Abgabe wird jedoch auch auf Stein- und Braunkohle und Ölen aus bituminösen Mineralien erhoben. Eine vollständige Übersicht zu den von der CO₂-Abgabe betroffenen Brennstoffen findet sich in der Verordnung über die Reduktion der CO₂-Emissionen (Anhang 11; SR 641.711).

Vergleich zu den nicht von der Abgabe betroffenen Energiequellen (bspw. erneuerbare Energien). Die Verteuerung der fossilen Energien soll deshalb Haushalte und Industrie zum Ausweichen auf Alternativen oder zu einem sparsameren Verbrauch motivieren. Insofern werden die Wirtschaftssubjekte versuchen, von CO₂-intensiven Energieträgern (bspw. Heizöl) zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern (bspw. Holz oder andere Erneuerbare) zu wechseln (Substitution) und allenfalls mit einem effizienteren Energieeinsatz (bspw. mit Gebäudedämmung oder einer effizienteren Heizung) oder einer Änderung des Verhaltens (bspw. Senkung der Raumtemperatur) reagieren. Ein Drittel der mit der Abgabe erzielten Einnahmen (max. 300 Mio.) fliesst in das Gebäudeprogramm, mit dem Bund und Kantone energetische Sanierungen unterstützen. Zusätzliche 25 Mio. CHF gelangen in den Technologiefonds (Forschung und Entwicklung). Die restlichen Einnahmen werden an alle in der Schweiz wohnhaften Personen (pro Kopf) und die Unternehmen (proportional zur Lohnsumme) zurückverteilt.

Forschungsziel: Wirkungsabschätzung der CO₂-Abgabe

Artikel 40 des CO₂-Gesetzes sieht vor, dass die einzelnen Instrumente des CO₂-Gesetzes regelmässig auf ihre Wirksamkeit überprüft werden. Gegenstand dieser Untersuchung ist eine Wirkungsabschätzung der CO₂-Abgabe. Die Wirkung der CO₂-Abgabe wird anhand der tatsächlich erzielten Reduktion der CO₂-Emissionen beurteilt.



Bei regulativen, umweltpolitischen Instrumenten, welche einen expliziten Standard verordnen, kann die Wirkungsanalyse auf einen Vergleich der Emissionen vor und nach der Einführung der Massnahme abstellen. Jedoch werden die Emissionsminderungen von Standards bei Ex-post-Evaluationen selbst unter Berücksichtigung des Mitnahmeeffekts häufig überschätzt, da bspw. Rebound-Effekte³ meist nicht berücksichtigt werden. Dieses Vorgehen ist bei der Beurteilung der CO₂-Abgabe nicht möglich, weil die Lenkungsabgabe kein direktes Reduktions- bzw. Belastungsziel vorgibt. Ob und wie gut eine Lenkungsabgabe wirkt, hängt von der Höhe des Abgabesatzes, dem Preisgefüge im Markt, der Verfügbarkeit von Substituten und dem Verhalten der Wirtschaftssubjekte ab. Bei zu tiefem Abgabesatz erfüllt das Instrument seine Lenkungsfunction nicht, da die Individuen aufgrund ungenügender finanzieller Anreize zu keiner Verhaltensänderung bewegt werden können. Um die Wirksamkeit der CO₂-Abgabe zu beurteilen, muss deshalb in einem ersten Schritt untersucht werden, ob die Verteuerung der fos-

³ Zu den Rebound-Effekten: Die höhere Energieeffizienz senkt die Produktionskosten von gewissen Gütern und die Nutzung von anderen (bspw. geringere Ausgaben für die Beheizung von Gebäuden). Diese eingesparten finanziellen Mittel werden von den Haushalten / Unternehmen anderweitig eingesetzt, was dort allerdings zu mehr Energieverbrauch führen kann. Zudem werden bei tieferen Nutzungskosten die energieeffizienteren Güter mehr gebraucht (bspw. grössere Wohnungen, höhere Raumtemperaturen, usw.). Durch all diese Anpassungen geht ein Teil der möglichen Energieeinsparungen verloren (= "rebound").

silen Energieträger infolge der Abgabe zu wesentlichen Verhaltensänderungen bei den Haushalten und Unternehmen geführt hat. Als Verhaltensänderungen werden in diesem Kontext Veränderungen bei der Energienachfrage betrachtet, d.h. ob die Wirtschaftssubjekte zugunsten weniger CO₂-intensiven Energieträger substituieren, die Energieeffizienz erhöhen und allenfalls ihren Energiebedarf reduzieren (vgl. Wirkungsmodell in Kapitel 2.1). Aus dem veränderten Verhalten bzw. den Veränderungen bei der Energienachfrage kann berechnet werden, in welchem Ausmass die Menge an CO₂-Emissionen reduziert wurde. Anhand dieser Berechnungen kann festgestellt werden, ob bzw. in welchem Ausmass die CO₂-Abgabe wirkt.

Methodik: Modellgestützte Wirkungsabschätzung

Bei der Beurteilung der Änderungen im Verhalten der Wirtschaftsakteure, die auf die Einführung der CO₂-Abgabe zurückzuführen sind, rückt folgende Frage in den Vordergrund: Wie *hätte* sich die Energienachfrage *ohne* die CO₂-Abgabe entwickelt? Diese Frage lässt sich auf der Basis von empirischen Daten allein nicht beurteilen. Zur „Messung“ der Verhaltensänderung ist daher der *Einsatz von Modellen erforderlich*, welche die Energienachfrage für das hypothetische Szenario „ohne Abgabe“ beschreiben.

Die ex post Wirkungsanalyse ist modellgestützt. Um eine möglichst umfassende Beurteilung der Wirkung zu gewährleisten, beruht die Analyse auf zwei unterschiedlichen Methoden bzw. Modellansätzen:

- **Zeitreihenmodell:** separate Zeitreihenanalyse zur Energienachfrage in den Sektoren Haushalte und Wirtschaft (Modul A)
- **Gleichgewichtsmodell:** berechenbares allgemeines Gleichgewichtsmodells zu den Haushalten und Unternehmen, aufgeschlüsselt nach 18 Branchen (Modul B)

Es handelt sich dabei um komplementäre Ansätze, die auf unterschiedlichen Prämissen beruhen und daher auch verschiedenartige Sichtweisen auf die Wirkung der CO₂-Abgabe ermöglichen. Die Unterschiede der beiden Methoden werden in Kapitel 2 besprochen.

Alle detaillierten Ausführungen zu beiden Modellansätzen (Module A und B) sowie die Ergebnisse der entsprechenden Modellsimulationen sind in separaten Forschungsberichten ausführlich dokumentiert, die diesem Bericht als Anhänge beigefügt sind (siehe Anhang A und B). Für die Gesamtbeurteilung der Wirkung werden die unterschiedlichen Blickwinkel der beiden Modelle einander gegenübergestellt, um daraus konsolidierte Schlussfolgerungen abzuleiten.

Aufbau des Berichts

In Kapitel 2 werden Untersuchungsdesign, Forschungsfrage und Methodik besprochen. Die zusammenfassenden Hauptresultate aus dem Zeitreihen- und dem Gleichgewichtsmodell zur Wirkung der CO₂-Abgabe werden in Kapitel 3 vorgestellt. Im Kapitel 4 diskutieren wir die Resultate und ziehen die Schlussfolgerungen.

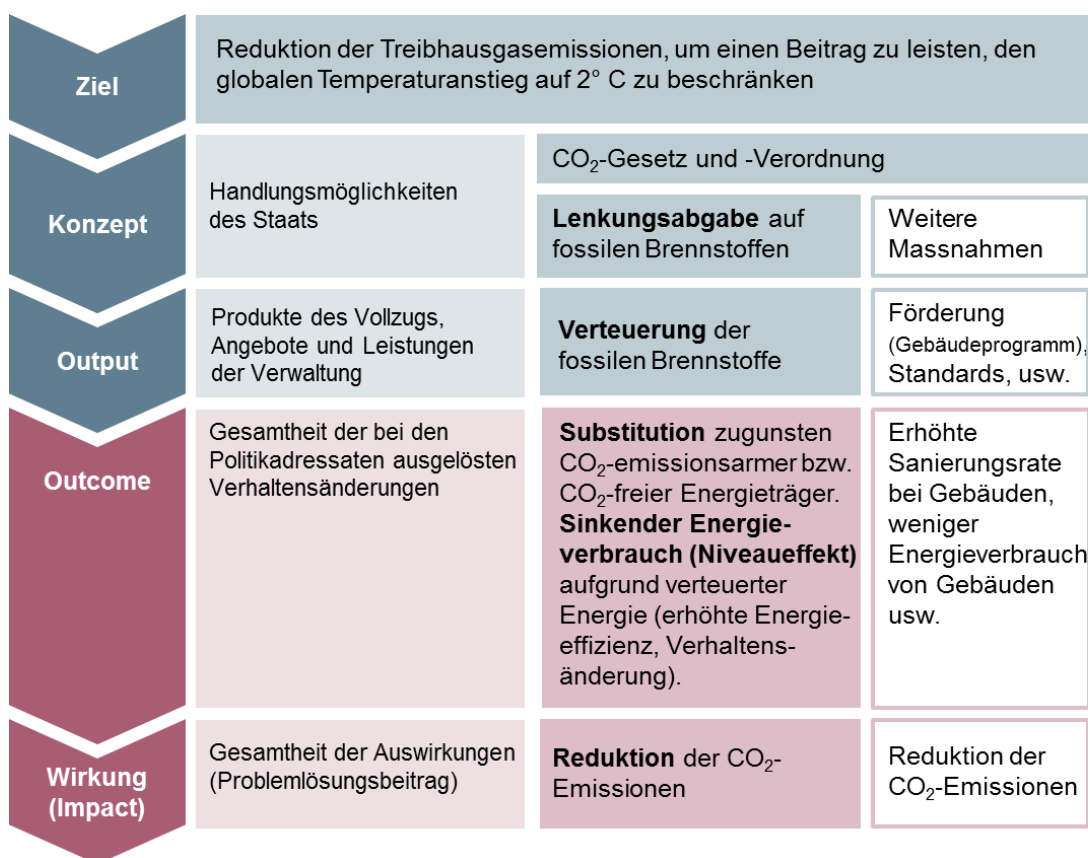
Für die Details zu den beiden verwendeten Modellen verweisen wir auf die Anhänge A (Zeitreihenmodell von Ecoplan) und B (Gleichgewichtsmodell der EPFL).

2 Untersuchungsdesign und Methodik

2.1 Untersuchungsdesign

Gegenstand der Untersuchung ist eine ex post Wirkungsanalyse der CO₂-Abgabe. Wie bereits in der Einleitung ausgeführt, bezweckt die CO₂-Abgabe kein fiskalisches Ziel, sondern zielt auf die Verhaltenslenkung der Wirtschaftssubjekte. Die Abgabe ist ein staatlicher Preiseingriff, um die fossilen Brennstoffe im Vergleich zu den übrigen Energieträgern zu verteuern. Mit dem Eingriff ins Preisgefüge wird eine Anpassung beim Preiskalkül der Wirtschaftssubjekte beabsichtigt, die ihrerseits zu Verhaltensänderungen und damit zu einer Veränderung der Energienachfrage und der CO₂-Emissionen führt.

Abbildung 2-1: Wirkungsmodell der CO₂-Abgabe



Quelle: Eigene Darstellung; Definitionen und Begriffe nach Widmer und de Rocchi (2012).

Die Wirkung der CO₂-Abgabe ist nicht direkt beobachtbar. Beispielsweise kann nicht wie bei der Vorgabe eines Standards die Emissionsminderung mehr oder weniger direkt über die Anzahl installierter Geräte bestimmt werden. Die CO₂-Abgabe soll über Preissignale das Verhalten beeinflussen und wirkt somit indirekt und viel breiter als spezifische Standards oder Subventionen. Ob und wie gut die CO₂-Abgabe wirkt, hängt somit wesentlich vom Verhalten der

Wirtschaftssubjekte ab. Das Untersuchungsdesign muss daher diesem indirekt ausgelegten Wirkungszusammengang der CO₂-Abgabe Rechnung tragen. Dies wird dadurch gewährleistet, dass die Wirkung in die folgenden Teilaspekte aufgeschlüsselt wird (siehe Wirkungsmodell⁴ in Abbildung 2-1):

- **Veränderungen der Energienachfrage** bei den Wirtschaftssubjekten (*outcome*)
- **CO₂-Reduktionswirkung** (*impact*), die sich aus der veränderten Nachfrage ergibt

Der Kern des Untersuchungsdesigns ist auf den ersten Wirkungsaspekt (*outcome*) ausgerichtet, das heisst, die Veränderungen bei der Energienachfrage, welche sich aus der Verteuerung der fossilen Energieträger infolge der Abgabe ergeben. Die CO₂-Reduktionswirkung – d.h. die für die Wirksamkeitsbeurteilung letztlich relevante Grösse – kann relativ einfach berechnet werden, wenn die Veränderungen bei der Energienachfrage bekannt sind.

Kurz- und längerfristige Reaktion

Wenden wir uns noch einmal dem ersten Teilaspekt (*outcome*) zu. Durch die CO₂-Abgabe werden die fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas, im Vergleich zu den übrigen Energieträgern verteuert. In diesem Kontext sehen sich die Wirtschaftsakteure den folgenden (idealtypischen) Reaktionsmöglichkeiten gegenüber:

- **Energiekosten-Optimierung bei den laufenden Ausgaben:** Die Beheizung der Gebäude und energieintensive industrielle Prozesse werden teurer. Haushalte und Unternehmen versuchen, diesen zusätzlichen Kosten auszuweichen, indem sie Energie effizienter nutzen, sparen oder auf andere, weniger oder gar nicht abgabebelastete Energieträger ausweichen. Die Energiekosteneinsparung kann bspw. durch die Senkung der Raumtemperatur, gezieltes Lüften usw. erreicht werden. Dieses Potenzial wäre zwar zeitlich relativ schnell umsetzbar, ist allerdings begrenzt, da der Energiekonsum bspw. stark von der energetischen Qualität des Gebäudes bzw. des industriellen Prozesses abhängt. Auch fehlt häufig das Wissen, wie dieses kurzfristig nutzbare Potenzial bspw. durch Verhaltensänderungen genutzt werden kann.
- **Energiekosten-Optimierung bei der Infrastruktur:** Viele Gebäude und Prozesse sind nicht energieeffizient. Änderungen an der Gebäude- oder Prozessinfrastruktur sind in der Regel kostspielig. Die höheren Energiepreise alleine reichen meist nicht aus, um einen vorzeitigen Ersatz oder eine vorzeitige Erneuerung auszulösen. Höhere Energiepreise führen aber bei einem Ersatz oder einer Erneuerung zu einer energieeffizienteren Infrastruktur. Das Potenzial dieser Energiekosten-Optimierung ist sehr gross, ist aber nicht sofort umsetzbar, da es meist erst mit dem Ersatz bzw. Erneuerung der entsprechenden Infrastruktur rentabel wird.
- **Optimierung in den Vorleistungen und der Endnachfrage:** Die Besteuerung führt zu einer sinkenden Nachfrage nach energieintensiven Produkten und Dienstleistungen, weil diese teurer werden. Zudem kann die Belastung durch die CO₂-Abgabe, die ja nicht vollständig

⁴ Das Wirkungsmodell fokussiert auf die Effekte der CO₂-Abgabe. Alle zusätzlichen, nicht direkt mit der Abgabe im Zusammenhang stehenden Wirkungspfade, sind nicht berücksichtigt.

und für jeden Konsumenten und jede Unternehmung einkommensneutral rückverteilt wird, zu Veränderungen im Einkaufsverhalten führen, die auch energierelevant sind.

- **Innovation:** Höhere Energiepreise signalisieren, dass mit energieeffizienten Geräten, Prozesse oder Infrastruktur Geld zu verdienen ist. Dies fördert die Innovation und der technische Fortschritt in Bezug auf die Energieeffizienz wird beschleunigt. Die Früchte dieser verstärkten Innovationstätigkeit können aber nicht sofort geerntet werden.

Die Reaktion der Wirtschaftssubjekte auf diese Preisänderungen unterscheidet sich nach Fristigkeit.

- **Kurzfristige Reaktion:** In der kurzen Frist ist die Nachfrage nach Energie – bei gegebener Infrastruktur bzw. Technologie – relativ stabil und kann nur in beschränktem Ausmass bspw. durch Verhaltensänderungen vermindert werden. Das Gleiche gilt auch für die Substitution zwischen einzelnen Energieträgern. Die Kosteneinsparungen, die ein Wechsel des Energieträgers mit sich bringen würde, wiegen die Netto-Investitionskosten in eine neue Anlage kurzfristig nicht auf.
- **Mittelfristige Reaktion:** In der mittleren Frist sieht die Reaktion angesichts veränderter (längerfristiger) Preiserwartungen mitunter ganz anders aus: Haushalte und Unternehmen haben einen finanziellen Anreiz, bspw. zu den vergleichsweise günstigeren, weniger CO₂-intensiven Energieträgern zu wechseln. Dieser Energieträgerwechsel, bspw. Gas- statt Ölheizung, ist kostengünstig und lässt sich relativ schnell umsetzen.
- **Längerfristige Reaktion:** Das volle Energieeffizienzpotenzial führt über einen Umbau unserer Infrastruktur und lässt sich erst längerfristig realisieren. Der beschleunigte technische Fortschritt wird helfen, die Kosten für den Umbau tiefer zu halten, braucht aber Zeit.

Die Unterscheidung zwischen kurz-, mittel- und längerfristigen Reaktionen ist idealtypisch, hängt vom Untersuchungsgegenstand ab und kann daher nicht trennscharf oder gar universell definiert werden.

Auch wenn die Wirtschaftsakteure wegen der Lenkungsabgaben andauernd höhere Energiepreise erwarten, wird ihr Energieverbrauch in der kurzen Frist von ein paar Monaten oder, je nach Verbrauchsbereich, Jahren nur soweit sinken, wie dies durch einfache Verhaltensänderungen und Optimierungsmaßnahmen möglich ist. In der mittleren Frist sinkt ihr Energieverbrauch schon merklicher, weil sie in der Zwischenzeit Investitionen getätigt haben werden, um ihn zu senken. Dies bedingt aber, dass die Lenkungsabgabe hoch genug ist und als dauerhaft angesehen wird, sonst werden keine signifikanten Investitionen getätigt, ausser vielleicht bei sowieso anstehenden Ersatz- oder Erneuerungsmassnahmen. Andererseits können angekündigte oder erwartete künftige Erhöhungen der Lenkungsabgabe schon mittelfristig Wirkung zeigen, eben wenn die Wirtschaftsakteure sie bei solchen Ersatz- oder Erneuerungsmassnahmen schon einrechnen. Für die Einschätzung der kurz-, mittel- bis längerfristigen Reaktion spielt also sowohl die Höhe der aktuellen als auch die erwartete zukünftige Höhe der Lenkungsabgabe eine entscheidende Rolle.

Bei der CO₂-Abgabe auf den fossilen Brennstoffen sind die Abgabesätze (zumindest in den ersten paar Jahren) im betrachteten Zeitraum relativ gering, was dafür spricht, dass die Energienachfrage der Haushalte und Unternehmen in der kurzen Frist *typischerweise* unveränderlich ist (vgl. Abbildung 1-1 zu den Abgabesätzen). Man spricht in diesem Fall davon, dass die Energienachfrage hinsichtlich der Preise (kurzfristig) inelastisch ist. Die CO₂-Abgabe wird also – d.h. aus einer theoretischen Betrachtung – in der sehr kurzen Frist kaum grössere Einsparungen auslösen, da die kurzfristigen Reaktionsmöglichkeiten beschränkt sind und auch das Preissignal der CO₂-Abgabe zu tief ist. Kurz- bis mittelfristig ist aus der Energieträger-Substitution die grösste Wirkung zu erwarten. Das volle durch die CO₂-Abgabe ausgelöste Energieeffizienzpotenzial wird sich aber erst langfristig zeigen.

Preiserwartungen haben längerfristig einen grossen Effekt

Ob die CO₂-Abgabe wirksam ist oder nicht, kann erst aus einer längerfristigen Perspektive beurteilt werden. Selbst wenn der Abgabesatz relativ gering ist und die kurzfristige Reaktion der Wirtschaftsakteure entsprechend bescheiden ausfällt, kann daraus nicht abgeleitet werden, dass die CO₂-Abgabe unwirksam ist. Das Wirkungsmoment der Lenkungsabgabe entfaltet sich erst mit einer gewissen Verzögerung, nämlich dann, wenn die Haushalte und Unternehmen die Preissignale verwerten und ihr Verhalten entsprechend angepasst und/oder CO₂-senkende Investitionen ausgelöst haben. Das Untersuchungsdesign trägt diesem Faktum Rechnung und konzentriert sich nicht nur auf die unmittelbare Preisreaktion, sondern auch auf die mittel- bis längerfristigen Effekte.

Mögliche Antizipation der CO₂-Abgabe

Wie bereits ausgeführt kann schon die Ankündigung zur Einführung einer Lenkungsabgabe zu energierelevanten Reaktionen führen. Haushalte und Unternehmen berücksichtigen in ihren eher mittel- bis längerfristigen Investitionsentscheiden die kommende Lenkungsabgabe bereits. Man spricht in diesem Fall davon, dass die Wirtschaftsakteure die Massnahme antizipieren. Das Untersuchungsdesign ist derart ausgestaltet, dass eine mögliche Antizipation festgestellt und untersucht werden kann.

Nachgelagerte, indirekte Wirkung der CO₂-Abgabe

Weil die CO₂-Abgabe kein fiskalisches Ziel verfolgt, werden die mit der Abgabe erzielten Steuereinnahmen an die Haushalte und Unternehmungen zurückverteilt. Bei der Rückverteilung gilt es zu berücksichtigen, dass ein Drittel der Einnahmen dem Gebäudeprogramm zugeführt wird (maximal 300 Mio. CHF), mit dem Bund und Kantone energetische Sanierungen des Gebäudeparks unterstützen. Diese Zuschüsse zum Gebäudeprogramm haben ihrerseits einen – der CO₂-Abgabe nachgelagerten – Effekt auf die CO₂-Reduktion. Die CO₂-Reduktion, welche auf energetische Sanierungen zurückzuführen ist, die ihrerseits durch abgabe-finanzierte Zuschüsse ins Gebäudeprogramm resultieren, werden als nachgelagerte Effekte der CO₂-Abgabe betrachtet und sind ins Wirkungsmodell integriert; vgl. Abbildung 2-1. Zeitlich noch weiter nachgelagert ist die Wirkung des Technologiefonds, der mit jährlich 25 Mio. Franken für die

Innovationsförderung gespeist wird. Die restlichen Abgabeerträge werden über die Krankenkassen und die AHV-Ausgleichskassen an die Bevölkerung bzw. Unternehmen zurückverteilt. Auch diese zurückverteilten Mittel könnten eine (kleine) Wirkung auf den CO₂-Ausstoss haben, die Wirkung kann allerdings positiv oder negativ sein, je nachdem wie die Begünstigten die Mittel verwendet haben.⁵

Unabhängig davon, ob die Rückverteilung der Abgabeerträge eine Wirkung auf die CO₂-Emissionen ausübt, gilt es aus Sicht der Modellierung zu beachten, dass die Rückverteilung zu wirtschaftlichen Umverteilungs- und Rückkoppelungseffekten führen kann, die ihrerseits Wettbewerbs-, Produktions- und Verbrauchseffekte nach sich ziehen, die auch die CO₂-Emissionen verändern. Folgerichtig werden solche nachgelagerten, indirekt wirkenden Reaktionen in den Modellen berücksichtigt.

2.2 Zwei komplementäre, methodische Ansätze

Für die Wirkungsanalyse der CO₂-Abgabe ist es unabdingbar, ein hypothetisches Szenario zu entwickeln, wie sich die Gesamtwirtschaft *ohne* CO₂-Abgabe entwickelt hätte. Die Herleitung des hypothetischen Szenarios „ohne CO₂-Abgabe“ ist modellbasiert. Um eine möglichst umfassende Beurteilung der Wirkung zu gewährleisten, beruht die Analyse auf zwei unterschiedlichen Methoden bzw. Modellansätzen. Es handelt sich um folgende Ansätze:

- **Zeitreihenmodell:** aggregierter **Zeitreihenanalyse-Ansatz** (Modul A) zur Abschätzung der **direkten** Wirkung der CO₂-Abgabe für Haushalte und Unternehmen.
- **Gleichgewichtsmodell:** disaggregierter Ansatz auf Basis eines **berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodells** (Modul B) der **direkten und indirekten** Wirkung für Haushalte und unterschiedliche Wirtschaftssektoren.

Abgrenzung der CO₂-Abgabe von den übrigen Massnahmen

Parallel zur CO₂-Abgabe haben Bund und Kantone weitere Massnahmen und Instrumente eingeführt, welche eine Reduktion der Treibhausgase zum Ziel haben. In Abbildung 2-2 sind die im Kontext der CO₂-Abgabe relevanten Massnahmen (seit 2008) aufgeführt. Es handelt sich dabei um Massnahmen, deren Wirkungsziele sich mit den Wirkungszielen der CO₂-Abgabe überlappen. Als Beispiel können hierzu die Mustervorschriften MuKE_n der Kantone angeführt werden, welche in erster Linie durch energierechtliche Vorschriften die Energieeffizienz im Gebäudebereich verbessern und damit einen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten. Auch das Gebäudeprogramm trägt einen Beitrag zur Emissionsreduktion bei. Die methodischen Schwierigkeiten bei der Wirkungsabschätzung zur CO₂-Abgabe bestehen darin, deren Wirkung von den Wirkungen der übrigen Massnahmen und Instrumenten abzugrenzen.

⁵ Die zurückverteilten Beträge waren nicht so gross, dass die Haushalte damit viel zusätzlichen energieintensiven Konsum hätten auslösen können. Auf der Unternehmensseite ist zu erwähnen, dass einige Dienstleistungsunternehmen die erhaltenen Beträge in die Klimastiftung einbezahlt haben, die damit klimawirksame Innovation und Investitionen unterstützt hat.

Abbildung 2-2: Übersicht zu den Massnahmen und Instrumente zur CO₂-Reduktion (im Kontext der CO₂-Abgabe, 2008-2014) und wie diese in den Modellen berücksichtigt werden

Massnahme / Instrument	modelliert / berücksichtigt		
	Zeitreihenmodell	Gleichgewichtsmodell	
CO₂-Abgabe (seit 2008)	Von der CO ₂ -Abgabe betroffene Wirtschaftsakteure:		
– Haushalte	Ja	Ja	
– Unternehmen	Ja	Ja	
zusätzliche Unterscheidung der Firmen nach:	Nein	Ja	
– abgabepflichtige Unternehmen			
– von der Abgabe befreite Unternehmen ^{a)}			
Substitutionseffekt infolge Preisänderung	Ja	Ja	
Gebäude-Programm (seit 2009)	– Förderung von Gebäudesanierungen durch Bund und Kantone		
– Rückverteilung eines Teils der Einnahmen aus CO ₂ -Abgabe über Gebäudeprogramm	[indirekt berücksichtigt über Trendkomponente]	Nein	
MuKE n Muster-vorschriften (seit 1992)	– MuKE n sind energierechtliche Vorschriften im Gebäudebereich		
– Veränderungen MuKE n seit 2008	[indirekt berücksichtigt über Trendkomponente]	Nein	
Technologische Veränderungen / Fortschritt	technologische Veränderungen erhöhen Energieeffizienz (unabhängig von politischen Interventionen) und leisten Beitrag an Emissionsreduktion	[indirekt berücksichtigt über Trendkomponente]	Ja, exogener, autonomer technischer Fortschritt ist modelliert

Quelle: Eigene Darstellung. Es sind nur Massnahmen aufgeführt, die im Zusammenhang mit den, von der CO₂-Abgabe betroffenen, fossilen Brennstoffen stehen (im Zeitfenster 2008-2014).

Anm.: ^{a)} Bei den vor der CO₂-Abgabe befreiten Firmen unterscheidet man zusätzlich: i) Unternehmen, die vom CO₂-Gesetz nicht betroffen, ii) Unternehmen, die am EHS teilnehmen und iii) Unternehmen mit CO₂-Verminderungsverpflichtung.

Für beide methodischen Ansätze / Modelltypen ist in Abbildung 2-2 aufgeführt, ob bzw. auf welche Art und Weise die Modelle die Massnahmen und Instrumente zur Reduktion der Treibhausgasemissionen berücksichtigen. Zusätzlich zu den politischen Interventionen und Massnahmen ist auch der technologische Fortschritt als eigenständige Dimension aufgeführt, weil sich technologische Verbesserungen (bspw. effizientere Ölheizungen) auch autonom (d.h. ohne Politikintervention) im Markt durchsetzen und damit ebenfalls einen Beitrag zur Emissionsreduktion leisten.

Wie unterscheiden sich nun die beiden Modelle hinsichtlich der berücksichtigten politischen Massnahmen und Instrumente?

- Aufgrund seiner Struktur kann das Zeitreihenmodell nur ausgewählte Aspekte abbilden. Im Zeitreihenmodell wird eine Trendkomponente endogen berechnet. In dieser Trendkomponente ist der technische Fortschritt enthalten. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass

ein Teil der Wirkungen der übrigen energie- und klimapolitischen Massnahmen (bspw. verschärfte Vorschriften im Gebäudebereich) in dieser Trendkomponente subsummiert sind. Die Wirkung dieser Trendkomponenten kann nicht auf die Einzelpositionen aufgeschlüsselt werden.

- Das Allgemeine Gleichgewichtsmodell bildet, mit Ausnahme von Gebäudeprogramm und MuKE, alle in Abbildung 2-2 aufgeführten Massnahmen und Instrumente als eigenständige Modellkomponenten ab. Daher kann dieses Modell auch annäherungsweise separate Wirkungsabschätzungen zu allen Komponenten berechnen.

Die nachfolgenden zwei Unterkapitel geben einen kurzen Überblick zu den beiden Methoden. Die Ausführungen sind knapp gehalten; alle Details zu den Modellen können den Forschungsberichten im Anhang A und B entnommen werden. Im Anschluss an die Überblicksdarstellungen werden die Unterschiede der beiden Ansätze und deren Implikationen für die Resultate besprochen.

2.2.1 Zeitreihenmodell - Überblick zum Zeitreihenansatz (Modul A)

Der Zeitreihenansatz fusst auf einem ökonometrischen Zeitreihenanalysemodell zur Energienachfrage mit Daten aus der Gesamtenergiestatistik der Schweiz, 1978-2013. Der Ausgangspunkt ist ein Modell zum Produktionsverhalten. Hierzu wird unterstellt, dass die Produktion der Wirtschaft durch eine aggregierte Produktionsfunktion beschrieben werden kann. Sie beschreibt den Faktorenmix (Energieträger und nicht-energetische Faktoren, wie bspw. Arbeit und Kapital), der zu den Preisen und mit der verwendeten Technologie benötigt wird, um einen bestimmten Wirtschaftsoutput zu erzielen. Die Produktionsfunktion umfasst in unserer Spezifikation die folgenden Energieträger (Inputfaktoren):⁶

- Heizöl (bzw. allgemeiner Erdölprodukte),
- Erdgas,
- Elektrizität und
- Restenergie (v.a. Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“)

Aus der Produktionsfunktion können Gleichungen zu den (Kosten)-Anteilswerten an der Gesamtenergie für jeden einzelnen Energieträger hergeleitet werden. Daraus resultiert ein Gleichungssystem zu den Anteilswerten der Energieträger, das als **multivariates Zustandsraummodell** formuliert werden kann.

⁶ Die Energieträger „Kohle und Koks“ und „Müll und Industrieabfälle“ werden nicht berücksichtigt, weil ihr Anteil am Total geringer als 5% und es sich dabei um spezielle Energieträger handelt, deren Reaktionen mit dem gewählten Modellansatz nicht sinnvoll abbildbar sind.

Separate Modelle für Haushalte und Unternehmen

Für die beiden Sektoren Haushalte und Unternehmen werden separate Modelle geschätzt. Als Erklärungsfaktoren in den Modellen dienen die Preisdaten (Konsumenten- bzw. Produzentenpreise) zu jedem Energieträger. Überdies enthalten die Modelle eine Variable zur Witterungskorrektur (Heizgradtage). Die Nachfrage nach Energieträgern zeichnet sich im Gegensatz zum Konsum vieler anderer Güter (bspw. Äpfel) dadurch aus, dass der Besitz oder Konsum von Energie keinen unmittelbaren Nutzen stiftet. Erst im Zusammenhang mit der verfügbaren Technologie kann sie ihrem Zweck zugeführt werden (bspw. Beheizen von Gebäuden). Das Technologieniveau und der technologische Fortschritt sind deshalb zentrale Konzepte für die Nachfragemodellierung. Sie werden durch eine flexible Trendkomponente im Modell abgebildet.

Zwei Szenarien: „mit Abgabe“ und „ohne Abgabe“

Der Vorzug der multivariaten Modellierung liegt darin, dass die Anteilswerte aller Energieträger gleichzeitig modelliert werden können. Insofern ermöglicht es diese Spezifikation, dass Substitutionseffekte zwischen einzelnen Energieträgern infolge von Preisänderungen (bspw. durch die CO₂-Abgabe) direkt untersucht werden können. Um die Verhaltensänderungen der Wirtschaftssubjekte auf die CO₂-Abgabe zu analysieren, wird ein hypothetisches Szenario „ohne Abgabe“ simuliert. Anhand des Vergleichs der Szenarien „mit Abgabe“ und „ohne Abgabe“ kann die Reaktion der Wirtschaftssubjekte und im Endeffekt die Wirkung der CO₂-Abgabe herausgearbeitet werden.

2.2.2 Gleichgewichtsmodell - Überblick zum GEMINI-E3 Modell (Modul B)

GEMINI-E3 ist ein international anerkanntes (*computable*) *general equilibrium model* (CGE), das von der EPFL mitentwickelt wurde und auf die schweizerischen Besonderheiten zugeschnitten ist. Das Modell berücksichtigt sowohl mikro- als auch makroökonomische Aspekte und ist als multi-sektorielles Mehrländermodell konzipiert. Es ist deshalb für die Analyse von Fragestellungen im Kontext der Klima- und Energiepolitik prädestiniert (vgl. Einsatz für UNEP, EU Energy-Climate Directive, franz. Commission Quinet etc.).

Grundzüge des Modells

Für die Wirkungsabschätzung der CO₂-Abgabe in einer offenen Volkswirtschaft wird GEMINI-E3 als Mehrländermodell eingesetzt, wobei die Europäische Union, USA, Brasilien-Indien-China-Russland und „rest of the world“ jeweils eigenständige Regionen bilden. Neben den Unternehmen wird auch das Haushaltsverhalten im Modell abgebildet. GEMINI-E3 ist an die aktuellsten Daten zur Schweiz und den vier Regionen angepasst. Hinsichtlich der Branchenstruktur werden 18 eigenständige Sektoren berücksichtigt. Davon sind sechs Branchen typische Energiesektoren (vgl. Abbildung 2-3).

Abbildung 2-3: Die 18 Sektoren / Branchen des Modells

Sektoren	Sektoren (Fortsetzung)
1 Kohle*	10 Metallprodukte
2 Ölindustrie / Raffinerung*	11 Getränke, Nahrungsmittel und Tabak
3 Gas*	12 Papier, Karton und Papier- und Holzprodukte
4 Erdölprodukte*	13 verarbeitete Metallprodukte (ohne Maschinen)
5 Elektrizität*	14 andere Industrien
6 Fernwärme*	15 Dienstleistungen
7 Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	16 Landverkehr
8 Chemische Produkte, Plastikprodukte	17 Wasserverkehr
9 andere nicht-metallische, mineral. Produkte	18 Luftverkehr

Quelle: Vgl. Bericht zum Modul B. Anm.: * bezeichnet Energiesektoren.

Zusätzlich zur differenzierten Branchenstruktur implementiert GEMINI-E3 die Regelungen des CO₂-Gesetzes in Bezug auf die Befreiung von Unternehmen bzw. Teilbranchen von der CO₂-Abgabe. Ob ein Unternehmen befreit wird, hängt von der wirtschaftlichen Tätigkeit und der Grösse bzw. dem Energiebedarf des Unternehmens ab. Das CO₂-Gesetz unterscheidet die folgenden Kategorien CO₂-intensiver Unternehmen:

- Treibhausgasintensive, grosse Unternehmen mit einer grossen Abgabebelastung (und mit einer wirtschaftlichen Tätigkeit gem. Anhang 6 CO₂-Verordnung) sind verpflichtet, am Schweizer Emissionshandelssystem (EHS) teilzunehmen. Im Gegenzug sind sie von der CO₂-Abgabe befreit. Im Jahr 2015 sind 55 Unternehmen aus den Sektoren Zement, Chemie und Pharma, Raffinerien, Papier, Fernwärme und Stahl für die obligatorische Teilnahme am EHS verpflichtet.
- Unternehmen mit einer installierten Leistung zwischen 10 und 20 Megawatt (und der Produktion in einem von Anhang 7 der CO₂-Verordnung genannten Wirtschaftszweige) können freiwillig am EHS teilnehmen. Dieser Gruppe werden bspw. die grösseren Glas-, Glaswaren- und Keramikerhersteller zugerechnet. Mit der Teilnahme am EHS geht die Befreiung von der CO₂-Abgabe einher.
- Kleinere und mittlere, treibhausgasintensive Unternehmen, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung haben und in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit durch die Abgabe stark beeinträchtigt würden, können sich von der CO₂-Abgabe befreien lassen, sofern sie eine Tätigkeit gemäss Anhang 7 der CO₂-Verordnung ausüben. Im Gegenzug verpflichten sich diese Unternehmen dazu, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren (nonEHS).

Vor 2013 gab es kein eigentliches Emissionshandelssystem, sondern nur ein Register, in dem abgabebefreite Unternehmen ihre Emissionsverpflichtungen austauschen konnten. Ein solcher Tausch fand praktisch nicht statt, weil die für sie festgelegten CO₂-Verminderungsverpflichtungen von allen Verpflichteten mit eigenen CO₂-Minderungsmaßnahmen eingehalten werden konnten.

Das CO₂-Gesetz gibt Unternehmen, die nicht obligatorisch am EHS teilnehmen müssen (ab 2013) und die eine Tätigkeit gemäss Anhang 7 der CO₂-Verordnung ausüben, die Möglichkeit

– innerhalb des gesetzlichen Rahmens – eine eigenständige Emissionsreduktionsstrategie zu wählen. Sie können zwischen zwei Strategien wählen: (1) Unterstellung unter die CO₂-Abgabe oder (2) Aushandlung einer CO₂-Verminderungsverpflichtung. Entscheidet sich die Firma für die zweite Strategie, dann verpflichtet sie sich, ihre CO₂-Emissionen um eine ausgehandelte Menge zu reduzieren. Die Kosten, die mit dieser Reduktionsverpflichtung pro Tonne CO₂ zusammenhängen, können als Schatten-Preis aufgefasst werden. Solche impliziten Preise sind für Personen ausserhalb des Unternehmens nicht bekannt. Das idealtypische Unternehmen verfolgt eine kostenminimierende Strategie und versucht dann eine CO₂-Verminderungsverpflichtung auszuhandeln, wenn der Schattenpreis tiefer ist als der Abgabepreis.

Das GEMINI-E3-Modell trägt den verschiedenen Möglichkeiten der Unternehmen explizit Rechnung. Für jeden der 18 Sektoren werden die folgenden vier Unternehmenstypen / -gruppen separat modelliert:

- abgabepflichtiges Unternehmen (keine Befreiung)
- Unternehmen nimmt am EHS teil (von der CO₂-Abgabe befreit) (ab 2013)
- Unternehmen mit CO₂-Verminderungsverpflichtung (nonEHS, von der CO₂-Abgabe befreit)
- Unternehmen, das vom CO₂-Gesetz nicht betroffen ist (vor 2013)

Den vier Unternehmenstypen wird jeweils ein CO₂-Preis zugewiesen. Bis auf die Schattenpreise der Unternehmen mit Verminderungsverpflichtung sind diese Preise bekannt. Abgabepflichtige Unternehmen bezahlen die CO₂-Abgabe, EHS-Unternehmen den Zertifikatspreis, und für nicht betroffene Unternehmen beträgt der CO₂-Preis 0 CHF. Dem Umstand, dass die Schattenpreise der Unternehmen nicht bekannt sind, wird dadurch begegnet, dass drei verschiedene Annahmen unterstellt werden: (1) Schattenpreis entspricht dem Satz der CO₂-Abgabe, (2) Schattenpreis entspricht der Hälfte des Abgabepreises und (3) Schattenpreis ist gleich null, d.h. die ausgehandelten Verpflichtungen wären auch ohne Teilnahme am EHS erreicht worden.

Modellsimulation und Szenarien

In der Politikevaluation ist es gebräuchlich, dass Allgemeine Gleichgewichtsmodelle sowohl für Prognosen (*forward-looking simulation*) als auch zur ex-post Evaluation eingesetzt werden (*back-casting*). Für die Wirkungsabschätzung der CO₂-Abgabe wird GEMINI-E3 im *back-casting*-Modus betrieben, um rückwirkend zu untersuchen, wie sich die Nachfrage nach Energie *ohne* CO₂-Abgabe entwickelt hätte (hypothetisches Szenario). Das Forschungsdesign sieht hierzu zwei Teilschritte vor:

1. GEMINI-E3 wird derart eingestellt (kalibriert), dass es die tatsächlich beobachteten empirischen Daten (inkl. CO₂-Emissionen) für die Jahre 2008-2014 im Szenario mit CO₂-Abgabe repliziert.
2. Ausgehend von diesem Szenario mit CO₂-Abgabe wird nun ein zweites Szenario abgeleitet, das jedoch *ohne* die CO₂-Abgabe aufgestellt wird. Insofern handelt es sich um ein hypothetisches Szenario.

Aus dem Vergleich der Simulationen beider Szenarien – mit und ohne CO₂-Abgabe – kann die Wirkung (*outcome*) der Lenkungsabgabe auf die Gesamtwirtschaft untersucht werden. Insbesondere zeigt ein solcher Vergleich auf, welche Verhaltensänderungen bei den Wirtschaftsakteuren durch CO₂-Abgabe, bzw. den CO₂-Preis, ausgelöst wurden. Mit diesen Erkenntnissen kann bspw. die Frage beantwortet werden, wie Unternehmen in unterschiedlichen Branchen durch die CO₂-Abgabe belastet wurden und darauf reagierten (eingedenk der modellimmanenten Restriktionen und Annahmen). Ausgehend von den Verhaltensänderungen der Wirtschaftssubjekte kann schlussendlich die Reduktionswirkung hinsichtlich der CO₂-Emissionen (*impact*) berechnet werden.

2.3 Unterschiede zwischen den Methoden

Die Unterschiede zwischen den beiden Methoden bzw. Modelltypen wurde bereits in den Kurzbeschreibungen angedeutet. Es handelt sich dabei um komplementäre Ansätze, die auf unterschiedlichen Prämissen beruhen und daher auch verschiedenartige Sichtweisen auf die Wirkung der CO₂-Abgabe ermöglichen. An dieser Stelle sollen die wichtigsten Unterschiede aufgegriffen und deren Bedeutung für die Resultate besprochen werden. Es handelt sich hierbei um die folgenden Aspekte:

- **Aggregationsstufe / Differenzierung**

- Beim Zeitreihenmodell handelt es sich um eine Partialanalyse, welche zwischen zwei separaten Sektoren unterscheidet: Haushalte und Unternehmen. Das Modell fokussiert nur auf die Schweiz und hat keine explizite internationale Dimension (bspw. Interaktion mit dem Weltmarkt).
- GEMINI-E3 basiert auf einer Totalanalyse, bei welcher die Verhaltensreaktion von Haushalten und Wirtschaft und auch deren Interaktionen modelliert werden. Es werden insgesamt 18 Branchen separat im Modell abgebildet. Innerhalb jeder Branche wird überdies berücksichtigt, welcher Anteil der Unternehmen am EHS teilnimmt, die Strategie mit den Verminderungsverpflichtungen verfolgt, abgabepflichtig ist oder von der CO₂-Abgabe ausgenommen ist. GEMINI-E3 ist auf den Binnenmarkt ausgerichtet, modelliert jedoch auch die Vernetzung der Schweiz mit dem Weltmarkt.

- **Analysedimension**

- Das Zeitreihenmodell berücksichtigt nur die Effekte der CO₂-Abgabe auf das Verhalten der Wirtschaftsakteure, modelliert jedoch keine Rückkopplungseffekte. Die Modellabschätzung umfasst, neben den effektiven preisinduzierten Wirkungen, auch indirekte Wirkungen (wie bspw. das Gebäudeprogramms oder auch Technologieänderungen). Eine Aufschlüsselung der einzelnen Komponenten ist allerdings nicht möglich. Demzufolge neigt dieser methodische Ansatz zu einer Überschätzung der tatsächlichen Wirkung der CO₂-Abgabe (siehe oben).
- GEMINI-E3 modelliert sowohl direkt preisinduzierte als auch nachgelagerte Effekte. Das Modell bildet die Rückverteilung der Abgabeerträge und deren Auswirkungen auf das Verhalten der Wirtschaftssubjekte ab. GEMINI-E3 modelliert die Reduktionsmengen der

Instrumente CO₂-Abgabe, CO₂-Verminderungsverpflichtungen und Emissionshandelssystem separat. Demzufolge kann das Modell den Reduktionsbeitrag der einzelnen Instrumente berechnen.

- **Technischer Fortschritt**

- Das Zeitreihenmodell ist so aufgesetzt, dass es den autonomen technischen Fortschritt über eine mit dem Modell geschätzte Trendkomponente berücksichtigt.
- Im GEMINI-E3 ist das Technologieportfolio vorgegeben und ein exogener autonomer technischer Fortschritt unterstellt, der so geschätzt wurde, dass die wirtschaftliche Entwicklung von 2008 bis 2014 im Modell nachgebildet werden kann. Zudem wird jedes Jahr die Energieeffizienz in den verschiedenen Produktionssektoren und Verbrauchsbereichen erhöht, unabhängig von Energiepreisen aber basierend auf Erfahrungswerten für jeden Bereich.

- **Parametrisierungsgrad und empirische Abstützung**

- Das Zeitreihenmodell weist aufgrund der einfachen Struktur einen vergleichsweise geringen Parametrisierungsgrad auf. Weil das Modell relativ einfach strukturiert ist, kommt es mit einer geringen Anzahl von Annahmen aus (kann aber auch nur eine geringe Anzahl von Effekten modellieren). Der zentrale Punkt ist, dass alle Annahmen mit statistischen Verfahren auf ihre Tauglichkeit geprüft werden können. Dies ermöglicht es, das Modell gezielt auf die empirischen Daten abzustimmen. Mit anderen Worten: Es handelt sich zwar um ein einfaches Modell, das jedoch die wesentlichen Charakteristika der Energienachfrage adäquat abbildet und daher empirisch robust ist.
- GEMINI-E3 ist komplementär zum Zeitreihenmodell. Es bildet deutlich mehr Aspekte der Energienachfrage und der Interaktion der Wirtschaftsakteure ab. Die grössere Komplexität von GEMINI-E3 geht jedoch mit einem grösseren Parametrisierungsgrad und damit einer grösseren Anzahl von Annahmen einher. Um das Modell empirisch abzustützen, wird dessen Parametrisierung an die statistischen Schätzungen des Zeitreihenmodells angelehnt (ähnliche Energiepreiselastizitäten, aber ohne Übernahme der Trendkomponente für den technologischen Fortschritt).

Die beiden Modellansätze unterscheiden sich auch in Bezug auf weitere Aspekte (vgl. Abbildung 2-4). Die Modellansätze werden in den Forschungsberichten zu den Modulen A und B vertieft diskutiert.

Abbildung 2-4: Charakteristika der beiden Modellansätze / Methoden

Kriterium	Zeitreihenansatz	GEMINI-E3
Aggregationsstufen	Partialanalyse, hoch aggregiert auf zwei Sektoren: – Haushalte – Wirtschaft (Industrie und Dienstleistungssektor)	Totalanalyse, differenziert und disaggregiert in: – repräsentativer Haushalt – 18 Wirtschaftsbranchen / Sektoren
Analysedimension	– direkte Wirkung der CO ₂ -Abgabe	– direkte Wirkung – indirekte Wirkung (= nachgelagerte Effekte auf Wettbewerbsfähigkeit und Wohlfahrt)
Technischer Fortschritt	– über eine Trendkomponente wird autonomer technischer Fortschritt berücksichtigt	– vorgegebenes Technologieportfolio mit exogenem autonomen technischen Fortschritt
Dynamik	– über eine Trendkomponente können künftige Preiserwartungen aktuelle Entscheidungen beeinflussen (keine explizite Modellierung der Erwartungshaltung)	– rekursiv-dynamisch, d.h. keine Berücksichtigung zukünftiger Preiserwartungen in den aktuellen Entscheidungen (myopische Erwartungen)
Fristigkeit der Effekte	– kurz- bis mittelfristige Effekte – Antizipationseffekte werden explizit modelliert	– Parametrisierung erfolgte im Hinblick auf relativ kurzfristige Effekte – keine Ankündigungseffekte berücksichtigt (vgl. Annahmen zu Preiserwartungen)
Erlaubt statistische Schätzung / Tests von Modellparametern	– ja	– nein
Parametrisierungsgrad	– niedrig	– hoch
Datenbedarf	– gering	– mittel

Quelle: Eigene Zusammenstellung; vgl. Berichte zu den Modulen A und B, siehe Anhang.

3 Resultate

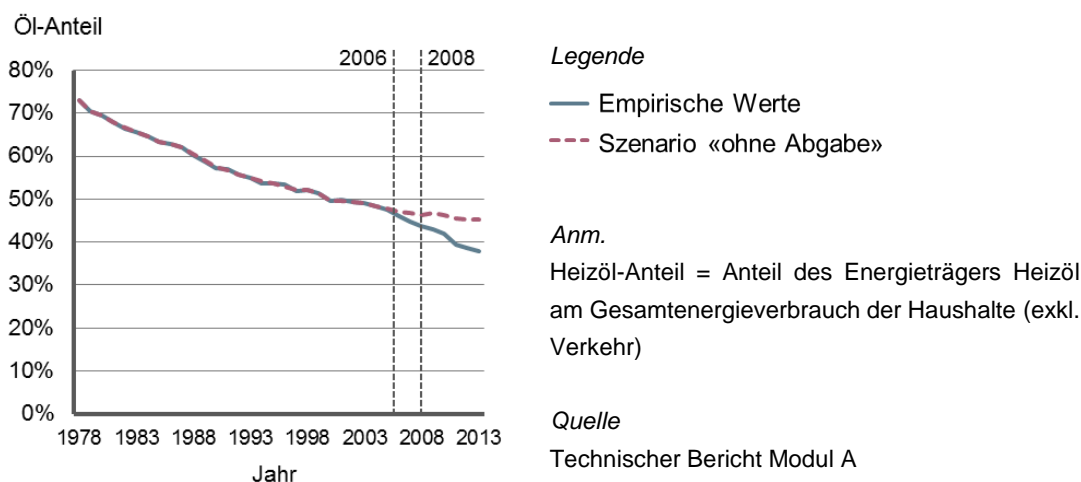
Für die Wirkungsanalyse der CO₂-Abgabe ist es – wie bereits ausgeführt – unabdingbar, ein hypothetisches Szenario zu entwickeln, wie sich die Gesamtwirtschaft *ohne* CO₂-Abgabe entwickelt hätte. Die Herleitung des hypothetischen Szenarios „ohne CO₂-Abgabe“ ist modellbasiert. Die Wirkungsanalyse beruht anschliessend auf dem Vergleich der Energienachfrage zwischen dem empirisch beobachteten Szenario „mit CO₂-Abgabe“ und dem hypothetischen Szenario „ohne CO₂-Abgabe“. Aus der Differenz der Szenarien kann abgeleitet werden, wie die Wirtschaftssubjekte ihr Verhalten primär infolge der Einführung der CO₂-Abgabe angepasst haben. Daraus kann berechnet werden, in welchem Ausmass Haushalte und Unternehmen einzelne Energieträger substituieren (bspw. Wechsel von Ölfeuerung zu elektrisch angetriebenen Wärmepumpen) bzw. ihre Energienachfrage anpassen. Aus den sich daraus ergebenden Verschiebungen bei der Energienachfrage können schlussendlich die eingesparten CO₂-Emissionen anhand der Emissionsfaktoren berechnet werden.

Für die Herleitung des hypothetischen Szenarios „ohne CO₂-Abgabe“ wurden zwei unterschiedliche Modellansätze verwendet: (1) Zeitreihenmodell und (2) Gleichgewichtsmodell. Dieses Vorgehen erlaubt es, zwei Abschätzungen zur Wirkungsanalyse vorzunehmen, die auf jeweils unterschiedlichen Annahmen beruhen. Die berechneten Reduktionswirkungen bei den CO₂-Emissionen infolge der CO₂-Abgabe werden für beide Methoden vergleichend diskutiert.

Einführung der CO₂-Abgabe wurde antizipiert

Die Untersuchungen zeigen, dass der Wirkungsverlauf des Zeitreihenmodells bereits im Jahr 2006 einsetzt, also 2 Jahre vor der Einführung der CO₂-Abgabe (vgl. Abbildung 3-1). Insofern kann davon ausgegangen werden, dass die Unternehmen und Haushalte die CO₂-Abgabe antizipierten und Verhaltensänderungen vorwegnahmen.

Abbildung 3-1: Anteil des Energieträgers Heizöl am Gesamtenergiekonsum der Haushalte (exkl. Verkehr), 1978-2013



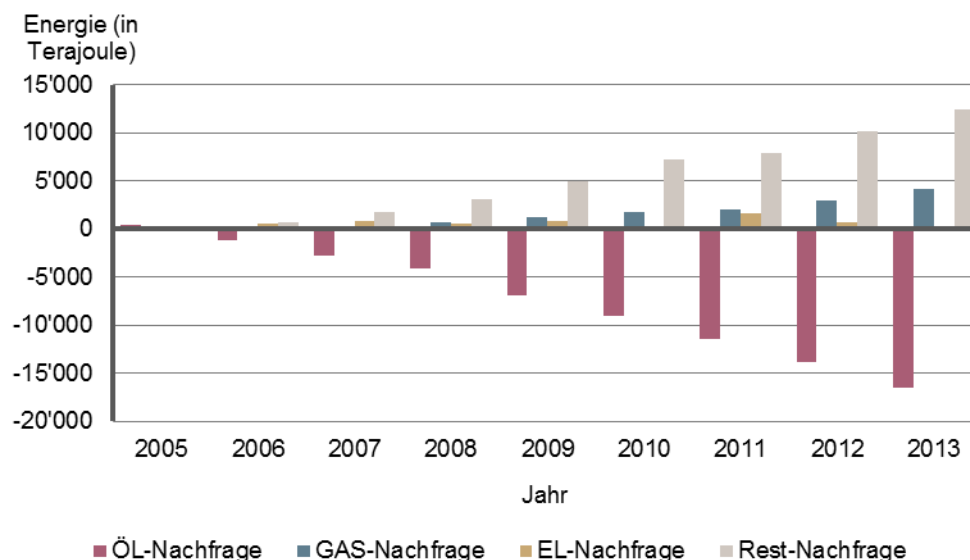
Das Antizipationsverhalten kann für die Heizölnachfrage der Haushalte beispielhaft illustriert werden. In Abbildung 3-1 ist der Anteil von Heizöl am Gesamtenergieverbrauch der Haushalte dargestellt (empirische Werte, exklusive Verkehr). In den späten 1970er Jahren besitzt Heizöl einen Anteil von über 70% der Gesamtenergienachfrage der Haushalte. Im Verlauf der Jahre nimmt der Anteil allerdings stetig ab. Die Abbildung zeigt neben den empirisch beobachteten Anteilswerten auch die simulierten Anteilswerte des Szenarios „ohne CO₂-Abgabe“. Es handelt sich hierbei um die Anteilswerte von Heizöl am Gesamtverbrauch der Haushalte, die sich eingestellt *hätten* ohne Einführung der CO₂-Abgabe. Aus dem Vergleich der beiden Kurven wird ersichtlich, dass sie bereits ab dem Jahr 2006 auseinanderlaufen. Dies kann als Indiz gelesen werden, dass die CO₂-Abgabe antizipiert wurde. Diese Interpretation wird gestützt durch die Tatsache, dass der Bundesrat bereits im März 2005 die Einführung der Abgabe beschlossen hatte und dem Parlament einen Abgabesatz von 36 Franken pro Tonne CO₂ beantragte. Das Parlament beschloss dann – abweichend vom Bundesrat – eine gestufte Einführung abhängig von Zwischenzielen. Insofern mussten die Wirtschaftsakteure und die Haushalte bereits im Jahr 2005 damit rechnen, dass die CO₂-Abgabe in den Folgejahren rechtskräftig würde. Die Menge an reduzierten CO₂-Emissionen, die in den Jahren 2006 und 2007 auf die CO₂-Abgabe zurückzuführen ist, ist jedoch vergleichsmässig gering.

Substitution zwischen den Energieträgern: ein Haupteffekt der CO₂-Abgabe

Durch die CO₂-Abgabe werden die fossilen Brennstoffe im Vergleich zu den übrigen Energieträgern verteuert. Wie oben beschrieben sollen damit die Verbraucher dazu bewegt werden, zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern zu wechseln.

Das zunehmende Substitutionsverhalten zeigt sich auch in den empirischen Daten. Zur Illustration sind in Abbildung 3-2 die Verschiebungen bei den nachgefragten Energiemengen der Haushalte dargestellt, die sich aufgrund der Substitution infolge der CO₂-Abgabe eingestellt haben. Die Kennzahlen beruhen auf dem Zeitreihenmodell und sind für die Energieträger Heizöl, Gas, Elektrizität und „Restenergie“ (v.a. Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“, grösstenteils CO₂-frei) separat ausgewiesen. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass die von den Haushalten nachgefragte Energiemenge in Form von Heizöl deutlich abnimmt. Im Gegensatz dazu steigt die Nachfrage bei den Energieträgern „Restenergie“ und Gas im gleichen Zeitraum an. Bei der Nachfrage nach Elektrizität zeichnet sich keine nennenswerte Zunahme ab. Aus diesen empirischen Resultaten geht klar hervor, dass die Haushalte (für Unternehmen ist es ähnlich) in erster Linie von Heizöl zu Gas oder zu „Restenergie“ (v.a. erneuerbare Energie) wechseln. Mit der Substitution zugunsten CO₂-armer bzw. CO₂-freier Energieträger wird die Gesamtemissionsmenge wesentlich reduziert. Die Substitution kann daher – hinsichtlich der CO₂-Reduktion – als einer der Haupteffekte der CO₂-Abgabe angesehen werden.

Abbildung 3-2: Verschiebungen bei der nachgefragten Energiemenge infolge der Substitutionseffekte, aufgeschlüsselt nach Energieträgern (Sektor Haushalte, 2005-2013)



Quelle: Daten aus dem Bericht zu Modul A, siehe Anhang. Anm. „EL“ steht für Elektrizität; die „Restgruppe“ umfasst v.a. Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“.

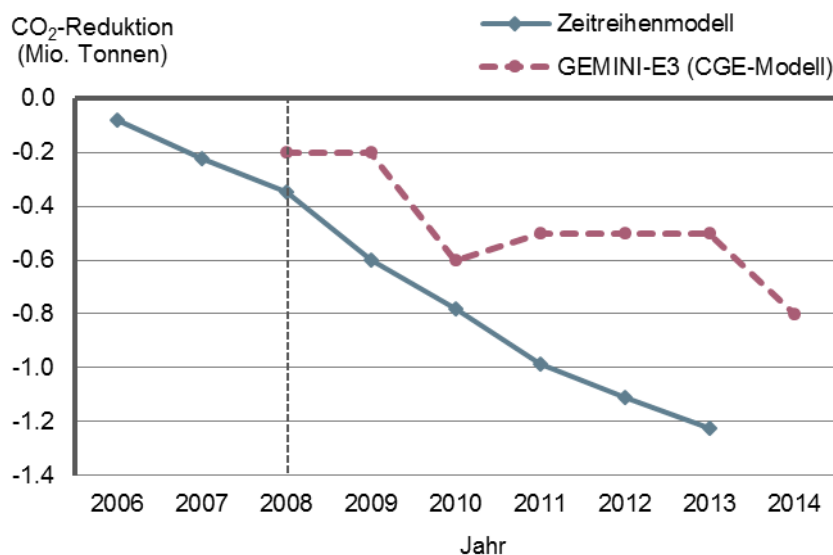
Abschätzungen der beiden Methoden

Wir gehen nun auf die Wirkungsabschätzungen der beiden Modelle in Abbildung 3-3 genauer ein. Der Reduktionspfad, den das Gleichgewichtsmodell beschreibt, verläuft weniger glatt als derjenige des Zeitreihenansatzes. Im Wirkungsverlauf des GEMINI-E3-Modells sind insbesondere die Erhöhungen der Abgabesätze per 1.1.2010 (von CHF 12 auf CHF 36 pro Tonne CO₂) und per 1.1.2014 (von CHF 36 auf CHF 60) deutlich erkennbar. In beiden Fällen wurden die Abgabesätze markant angehoben (2010 um den Faktor 2.5, 2014 um den Faktor 1.66), was zu einschneidenden Veränderungen im Preisgefüge der Energieträger führte. Die Haushalte und Unternehmen passten sich der veränderten Situation an und verstärkten insbesondere die Substitution zugunsten weniger CO₂-intensiven Energieträgern. Das Gleichgewichtsmodell verdeutlicht diese kurzfristigen Preisreaktionen, woraus die im Wirkungsverlauf (vgl. Abbildung 3-3) ersichtlichen Zunahmen in den Jahren 2010 und 2014 resultieren und die dazwischen liegenden ähnlich grossen Reduktionen bei konstanter CO₂-Abgabe.

Der Wirkungspfad des Zeitreihenmodells (siehe Abbildung 3-3) ist deutlich glatter und weist keine markanten kurzfristigen Veränderungen oder gar Sprünge auf. Diese Eigenschaft geht aus zwei Spezifikationen des Zeitreihenmodells hervor: (1) Das Modell unterstellt eine langfristige, relativ glatte Trendkomponente bei der Energienachfrage und (2) es berücksichtigt die Antizipation der CO₂-Abgabehöhung. Der Trend repräsentiert die verfügbare Technologie

und wird durch die langfristigen Preisentwicklungen/-erwartungen geleitet.⁷ Die Berücksichtigung einer solchen Trendkomponente ist für die korrekte Spezifizierung der Modelle von grosser Bedeutung, weil dadurch sichergestellt wird, dass die mittel- bis längerfristige Sicht der Wirtschaftsakteure in den Modellen abgebildet wird. Für Haushalte und Unternehmen sind in erster Linie die mittel- und längerfristigen Preiserwartungen handlungsrelevant. Bei relativ kurzfristigen (transitorischen) Preisanpassungen rentiert es für die meisten Wirtschaftssubjekte nicht, bspw. die Ölheizung gegen eine weniger CO₂-intensive Heizanlage auszutauschen. Haushalte und Unternehmen investieren eher in Energiesparmassnahmen oder weniger CO₂-intensive Anlagen, wenn sie erwarten, dass die CO₂-Abgabe nicht nur auf dem gegenwärtigen Niveau verbleiben wird, sondern noch weiter ansteigen wird.

Abbildung 3-3: Reduktionswirkung der CO₂-Abgabe (Berechnungen mit zwei unterschiedlichen methodischen Ansätzen)



Quelle: Daten aus den Berichten zu den Modulen A und B.

Anm.: Die vertikale, gepunktete Linie markiert die Einführung der CO₂-Abgabe im Jahr 2008. Die Untersuchungszeiträume der beiden Methoden sind unterschiedlich. Das Zeitreihenmodell setzt bereits im Jahr 2006 an, um allfällige Antizipationseffekte der CO₂-Abgabe vor deren Einführung im 2008 zu untersuchen. Die empirischen Daten zu den CO₂-Emissionen sind nur bis ins Jahr 2013 verfügbar, daher reicht der Untersuchungshorizont für das Zeitreihenmodell nur bis 2013. Das Gleichgewichtsmodell setzt mit der Einführung der Abgabe 2008 ein und schreibt die Wirkung bis 2014 fort.

⁷ Erläuterung: In der kurzen Frist bewirkt ein (relativer) Preisanstieg – bei gegebener Technologie und fixem Kapitalstock – einen vergleichsweise geringen Rückgang bei der Energienachfrage. Die Nachfrage fällt jedoch langfristig deutlich stärker, wenn der positive Preisschock persistent ist und energieeffizientere, produktivere Technologien fördert. Der damit einhergehende technologische Fortschritt ist insofern nicht ein Produkt seiner selbst, sondern wird (v.a. auch was die Verbreitung der Technologie angeht) mehrheitlich durch Änderungen am Preis-kalkül (im Zusammenhang mit der längerfristigen Preiserwartung der Wirtschaftssubjekte) gelenkt.

Wirkungsabschätzung der CO₂-Abgabe

Wie aus Abbildung 3-3 ersichtlich ist, unterscheiden sich die Wirkungsabschätzungen der beiden Modelle auch in Bezug auf das Niveau des Wirkungspfads. Die mit dem Zeitreihenmodell abgeschätzte Reduktion bei den CO₂-Emissionen ist grösser als die Abschätzung mit dem GEMINI-E3-Modell. Die beiden Ergebnisse können als obere bzw. untere Abschätzung (engl. *lower* bzw. *upper bound*)⁸ interpretiert werden.

Warum unterscheiden sich diese beiden Abschätzungen? Das Zeitreihenmodell weist eine stärkere Reduktionswirkung auf als GEMINI-E3. Der Grund dafür liegt in erster Linie in der Trendkomponente des Zeitreihenmodells. Zudem wird die Wirkung vor Einführung der Abgabe (Antizipation) ebenfalls berücksichtigt. Wie bereits oben ausgeführt, repräsentiert der Trend die mittel- und längerfristigen Preiserwartungen. Demzufolge sind die längerfristigen Aspekte bei der Abschätzung des Zeitreihenansatzes bereits enthalten. Die Trendkomponente ist jedoch nicht ein reines Abbild der langfristigen Preiserwartungen. Sie umfasst auch die längerfristigen Änderungen der technologischen Rahmenbedingungen und weitere Massnahmen zur Verbreitung energieeffizienter Technologien (bspw. Änderungen bei den Baustandards). Mit anderen Worten: Der Trend ist eine leichte Überschätzung der mittel- und langfristigen Preiseffekte. Demzufolge führt die Trendkomponente im Modell auch zu einer leichten Überschätzung der Wirkung der CO₂-Abgabe. Der Wirkungspfad der Zeitreihenanalyse in Abbildung 3-3 ist daher ein *upper bound*.

Die Wirkungsabschätzung des rekursiv-dynamischen GEMINI-E3-Modells zeichnet sich dadurch aus, dass sich die abgabebedingten Preisänderungen umgehend auf die CO₂-Emissionen auswirken. Ein zeitlicher Anpassungspfad kann mit der rekursiven Dynamik des Modells nicht endogen berechnet werden, da die mögliche zukünftige Entwicklung der Abgabe nicht in das Kalkül der Akteure einfließt. Auch ergeben sich aus den abgabebedingten Preisänderungen im GEMINI-E3-Modell, das mit einem exogenen technischen Fortschritt rechnet, keine positiven Rückkoppelungen auf den technischen Fortschritt. GEMINI-E3 wurde über die Wahl der hinterlegten Elastizitäten so parametrisiert, dass die kurz- bis mittelfristigen Reaktionen auf Preisänderungen abgebildet werden. Im Kontext unseres Forschungsdesigns kann die Abschätzung des GEMINI-E3-Modells somit als *lower bound* aufgefasst werden.

Die beiden Methoden liefern also eine untere und eine obere Wirkungsabschätzung zur Menge an CO₂-Emissionen, welche durch die CO₂-Abgabe reduziert wurde, und damit eine Bandbreite der möglichen Auswirkungen. Die Wirkung der CO₂-Abgabe lässt sich für die beiden Modelle für den Zeitraum bis 2013 vergleichen:

⁸ Die Abschätzung des ökonometrischen Zeitreihenmodells kann deshalb als *upper bound* betrachtet werden, weil das Modell eine Trendkomponente enthält, welche ihrerseits zwei Teilaspekte umfasst: (1) langfristige Preiseffekte (Preiserwartungen und technologische Veränderungen infolge von Preisschocks) und (2) Änderungen der technologischen Rahmenbedingungen. Letztere beinhaltet bspw. auch die Wirkung des Gebäudeprogramms. Für die Wirkungsanalyse ist nur der erste Teilaspekt von Bedeutung. Weil sich die beiden Teilaspekte des Trends nicht aufschlüsseln lassen, muss man sich mit dem Wirkungsbeitrag der gesamten Trendkomponente begnügen. Dies führt zu einer Überschätzung der Wirkung und stellt daher einen *upper bound* der Abschätzung dar.

- Das Zeitreihenmodell berechnet eine kumulierte Wirkung der CO₂-Abgabe bis und mit dem Jahr 2013 von 5.4 Mio. Tonnen CO₂. Bei dieser Abschätzung handelt es sich um eine Überschätzung der Wirkung, weil sie auch die Wirkung weiterer Instrumente zur Senkung der CO₂-Emissionen im Brennstoffbereich erfasst (vgl. Kommentare oben und Fussnote 8).
- Die CO₂-Minderung aufgrund der CO₂-Abgabe ist gemäss Berechnungen mit dem Gleichgewichtsmodell bei 2.5 Mio. Tonnen CO₂.⁹ Bei dieser Abschätzung handelt es sich tendenziell um eine Unterschätzung der Wirkung, da sich das Gleichgewichtsmodell auf die kurz- bis mittelfristigen Effekt beschränkt.

Die Wirkung der CO₂-Abgabe bis zum Jahr 2013 beträgt somit 2.5 (untere Grenze der Bandbreite) bis 5.4 Mio. Tonnen CO₂ (obere Grenze der Bandbreite). Im Jahr 2013 beträgt die Reduktion 0.5 –1.2 Mio. Tonnen CO₂.

⁹ Die Minderungswirkung der CO₂-Abgabe von 2.5 Mio. Tonnen CO₂ gemäss Berechnungen mit dem Gleichgewichtsmodell bezieht sich auf den Zeithorizont bis und mit Jahr 2013. Im Anhang B wird eine Minderungswirkung von insgesamt 3.3 Mio. Tonnen CO₂ bis und mit Jahr 2014 ausgewiesen.

4 Diskussion und Schlussfolgerung

Mit der vorliegenden ex post Wirkungsanalyse zur CO₂-Abgabe wurde ein für die Schweiz in dieser Form erstmals konzipiertes integratives Untersuchungsdesign eingesetzt. Das Untersuchungsdesign verknüpft eine multivariate ökonometrische Elastizitätsschätzung mit einem berechenbaren Allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Der Einsatz von zwei Methoden hat folgende Vorteile: Einerseits kann die Wirkung der CO₂-Abgabe aus zwei verschiedenen Perspektiven (mit unterschiedlichen Annahmen) untersucht werden. Andererseits können die unterschiedlichen Sichtweisen der Methoden zu einem integrierten und breiter abgestützten Gesamtbild verknüpft werden. Die wichtigsten Erkenntnisse sind:

Die CO₂-Abgabe zeigt Wirkung

Die CO₂-Abgabe und die damit verbundenen Massnahmen für die davon befreiten Unternehmen, hat seit ihrer Einführung zu Reduktionen der CO₂-Emissionen in den Sektoren Wirtschaft (Industrie und Dienstleistungen) und Haushalte geführt. Der berechnete Gesamteffekt beläuft sich kumuliert bis zum Jahr 2013 auf 3.3 bis 5.4 Mio. Tonnen CO₂ oder im Jahr 2013 auf 0.5 bis 1.2 Mio. Tonnen CO₂. Gemessen an den für die CO₂-Abgabe relevanten CO₂-Emissionen im Brennstoffbereich von rund 20 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2013, konnte die CO₂-Abgabe die CO₂-Emissionen bei den Brennstoffen um 2.5% bis 6% reduzieren. Die Obergrenze der Abschätzung ist allerdings leicht überschätzt, da neben der eigentlichen Wirkung der CO₂-Abgabe auch die Wirkung weiterer Instrumente zur Senkung der CO₂-Emissionen im Brennstoffbereich erfasst wird.

Die CO₂-Abgabe bringt kurz- bis mittelfristig eine Substitution weg vom Heizöl

Der allergrösste Teil der Reduktionswirkung ist auf Substitutionseffekte zurückzuführen: Haushalte und Unternehmen wechseln angesichts der abgabebedingten Preiserhöhung bei den fossilen Energieträgern zu weniger CO₂-intensiven bzw. CO₂-freien Energieträgern. Dieser Effekt ist bei den Haushalten besonders deutlich sichtbar: Der Marktanteil von Heizöl sinkt zugunsten von Erdgas und den alternativen Energiequellen stetig.

Angekündigte CO₂-Abgabe zeigt sofort Wirkung

Die Wirkung der CO₂-Abgabe setzt – wenn auch auf sehr tiefem Niveau – bereits in den Jahren 2006 und 2007 ein, also vor der eigentlichen Einführung per 1.1.2008. Das heisst, dass die Abgabe von den Haushalten und Unternehmen antizipiert wurde. Damit unterscheidet sich eine CO₂-Abgabe auch von schwer vorhersehbaren Weltmarktpreisschwankungen. Glaubwürdig kommunizierte Pfade für künftige CO₂-Abgabehöhen zeigen präventiv Wirkung und geben Anreize für vorgezogene auf CO₂-Effizienz ausgerichtete Investitionsentscheidungen der Unternehmen und Haushalte.

Steigende CO₂-Abgabe bringt mehr CO₂-Reduktion

Bei der Einführung der CO₂-Abgabe per 1.1.2008 betrug der Abgabesatz 12 CHF/t CO₂. Dieser Abgabesatz war im Vergleich zum Konsumentenpreis für Heizöl und Erdgas vergleichsweise gering (weniger als 4% des Konsumentenpreises für Heizöl bzw. Erdgas). Seitdem wurde der

Abgabesatz zweimal erhöht: Per 1.1.2010 auf 36 CHF/t CO₂ und per 1.1.2014 auf 60 CHF/t CO₂. Die Erhöhung per 1.1.2010 hat den Substitutionseffekt zugunsten CO₂-armer bzw. CO₂-freier Energieträger verstärkt. Die zweite Erhöhung des Abgabesatzes (per 1.1.2014) konnte aus Gründen der Datenverfügbarkeit nicht umfassend untersucht werden. Die mit der Erhöhung der Abgabe stetig verstärkte Zunahme der CO₂-Reduktionswirkung lässt darauf schließen, dass auch mit weiteren Erhöhungen massgebliche zusätzliche CO₂-Reduktionen erzielt werden können. Die Unternehmen und Haushalte dürften also auch bei weiteren abgabebedingten Energiepreiserhöhungen flexibel reagieren können. Die empirischen Resultate zeigen noch keine sich erschöpfenden CO₂-Reduktionspotenziale (keine stark steigenden Grenzkosten der CO₂-Minderung).

Anhang A: Wirkung der CO₂-Abgabe im Zeitreihenmodell

Nachfolgend ist der Forschungsbericht von Ecoplan / FHNW zum Modul A abgedruckt. Der Bericht ist mit einem eigenständigen Titelblatt, Inhaltsverzeichnis und separaten Seitennummern versehen.

Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe

Modul A: Entwicklung eines Zeitreihenanalysemodells zur Abschätzung der bisherigen Reduktionswirkung der CO₂-Abgabe

Schlussbericht Modul A

17. September 2015

zuhanden des Bundesamts für Umwelt

Impressum

Empfohlene Zitierweise

Autor: Ecoplan
Titel: Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe
Untertitel: Modul A: Entwicklung eines Zeitreihenanalysemodells zur Abschätzung der bisherigen Reduktionswirkung der CO₂-Abgabe
Auftraggeber: Bundesamt für Umwelt
Ort: Bern
Datum: 17. September 2015
Bezug: www.ecoplan.ch

Begleitgruppe des BAFU

Dr. Roger Ramer (Projektleiter)
Dr. Paul Filliger
Dr. Regine Röthlisberger
Silvia Ruprecht-Martignoli
Reinhard Zweidler

Modul A: Zeitreihenansatz

Tobias Schoch (Ecoplan)
André Müller (Ecoplan)
Michael Mattmann (Ecoplan)

Methodische Begleitung von Modul A

Prof. Dr. Beat Hulliger (Fachhochschule Nordwestschweiz, FHNW)

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

Ecoplan AG

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

www.ecoplan.ch

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

Schützengasse 1
Postfach
CH - 6460 Altdorf
Tel +41 41 870 90 60
altdorf@ecoplan.ch

Inhaltsübersicht

	Inhaltsverzeichnis	A-3
	Abkürzungsverzeichnis	A-4
1	Einleitung	A-5
2	Vorgehen, Methodik und Daten des Zeitreihenansatzes	A-8
3	Modellschätzungen	A-23
4	Wirkungsabschätzung	A-39
5	Schlussfolgerungen	A-45
6	Technischer Anhang	A-46
	Literaturverzeichnis	A-54

Inhaltsverzeichnis

	Inhaltsverzeichnis	A-3
	Abkürzungsverzeichnis	A-4
1	Einleitung	A-5
2	Vorgehen, Methodik und Daten des Zeitreihenansatzes	A-8
2.1	Vorgehen	A-8
2.2	Entwicklung der Szenarien und Untersuchungsdesign	A-8
2.2.1	Reaktion der Wirtschaftssubjekte auf die CO ₂ -Abgabe	A-9
2.2.2	Annahmen	A-10
2.2.3	Kontrafaktisches Szenario „ohne Abgabe“ und Forschungsdesign	A-11
2.2.4	Abschätzung der CO ₂ -Reduktionswirkung	A-13
2.3	Modelle zur Energienachfrage	A-14
2.3.1	Grundzüge der Nachfragemodelle	A-14
2.3.2	Ökonometrisches Nachfragemodell	A-17
2.4	Datenquellen und Variablen	A-20
3	Modellschätzungen	A-23
3.1	Sektor Wirtschaft	A-23
3.1.1	Ökonometrisches Modell	A-23
3.1.2	Modellschätzung zum Referenzszenario	A-24
3.1.3	Szenario „ohne Abgabe“ und Simulation	A-26
3.2	Sektor Haushalte	A-31
3.2.1	Ökonometrisches Modell	A-32
3.2.2	Modellschätzungen	A-32
3.2.3	Szenario „ohne Abgabe“ und Simulation	A-34
4	Wirkungsabschätzung	A-39
4.1	Sektorale Betrachtung	A-39
4.1.1	Sektor Wirtschaft	A-39
4.1.2	Sektor Haushalte	A-41
4.2	Gesamtbetrachtung	A-43
5	Schlussfolgerungen	A-45
6	Technischer Anhang	A-46
6.1	Produktionsfunktion	A-46
6.2	Stochastische Spezifikation	A-48
6.3	Modellschätzung und Simulation	A-51
6.4	Exkurs: Mengenmodell	A-52
	Literaturverzeichnis	A-54

Abkürzungsverzeichnis

ADL	Autoregressive distributed lag (Modell)
AIC	Akaike Informationskriterium
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BIP	Bruttoinlandprodukt
CGE	Computable general equilibrium (Modell)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
GEST	Gesamtenergiestatistik
HGT	Heizgradtage
kWh	Kilowatt pro Stunde
LA	Lenkungsabgabe
MSE	Mean squared error
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SUTSE	Seemingly unrelated time series model
SZM	Strukturelles Zustandsraummodell (engl. structural state-space model)
TJ	Terajoule
UEDT	Underlying energy demand trend (Modell)

1 Einleitung

Ausgangslage

Die Schweiz hat sich mit dem CO₂-Gesetz¹ verpflichtet, die Treibhausgasemissionen im Inland bis zum Jahr 2020 gesamthaft um 20% unter das Niveau von 1990 zu senken. Einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des Reduktionsziels soll die CO₂-Abgabe leisten. Die CO₂-Abgabe wird seit 2008 auf fossilen Brennstoffen erhoben und soll im Gebäudebereich und in der Industrie Anreize zur Senkung der Emissionen schaffen.

Gegenstand und Fragestellung

Artikel 40 des CO₂-Gesetzes sieht vor, dass die einzelnen Instrumente regelmässig auf ihre Wirksamkeit überprüft werden. Gegenstand dieser Untersuchung ist eine Wirkungsabschätzung der CO₂-Abgabe. Die zu beantwortende Frage lautet somit: Wie gross ist Reduktion der CO₂-Emissionen, die seit der Einführung der CO₂-Abgabe (d.h. *ex post*) ursächlich auf die Abgabe zurückgeführt werden kann?

Bei der Einführung der Abgabe betrug der Abgabesatz 12 CHF/t CO₂. Seitdem wurde der Abgabesatz zweimal erhöht: Per 1.1.2010 bis 31.12.2013 auf 36 CHF/t CO₂ und per 1.1.2014 auf den aktuell gültigen Wert von 60 CHF/t CO₂. Per 1.1.2016 wird der Abgabesatz erneut erhöht. Die nachfolgende Abbildung 1-1 zeigt, dass der Anteil der Abgabe (exkl. MWST) bis 2013 beim Heizöl weniger als 15% und beim Erdgas weniger als 8% des Endkonsumentenpreises beträgt. Die (noch) geringe Abgabehöhe sowie der kurze Zeitraum seit der Einführung der CO₂-Abgabe sind Herausforderungen für die empirische Schätzung der Wirkung der CO₂-Abgabe.

Abbildung 1-1: Die CO₂-Lenkungsabgabe 2008 bis 2013

		2008	2009	2010	2011	2012	2013
CO₂-Abgabe	CHF/t CO ₂	12	12	36	36	36	36
Heizöl							
CO ₂ -Abgabe	CHF/100Liter	3.2	3.2	9.5	9.5	9.5	9.5
Endkonsumentenpreis ¹⁾	CHF/100Liter	83.2	52.5	64.7	74.1	79.1	76.6
CO ₂ -Abgabe in % Endkonsumentenpreis		3.8%	6.1%	14.7%	12.9%	12.1%	12.5%
Erdgas							
CO ₂ -Abgabe	Rp./kWh	0.24	0.24	0.71	0.71	0.71	0.71
Endkonsumentenpreis ²⁾	Rp./kWh	10.2	9.6	9.1	9.5	10	10.1
CO ₂ -Abgabe in % Endkonsumentenpreis		2.3%	2.5%	7.8%	7.5%	7.1%	7.1%

¹⁾ Kategorie 3001 bis 6000 Liter, ²⁾ Typ II (Jahresverbrauch: 20'000 kWh)

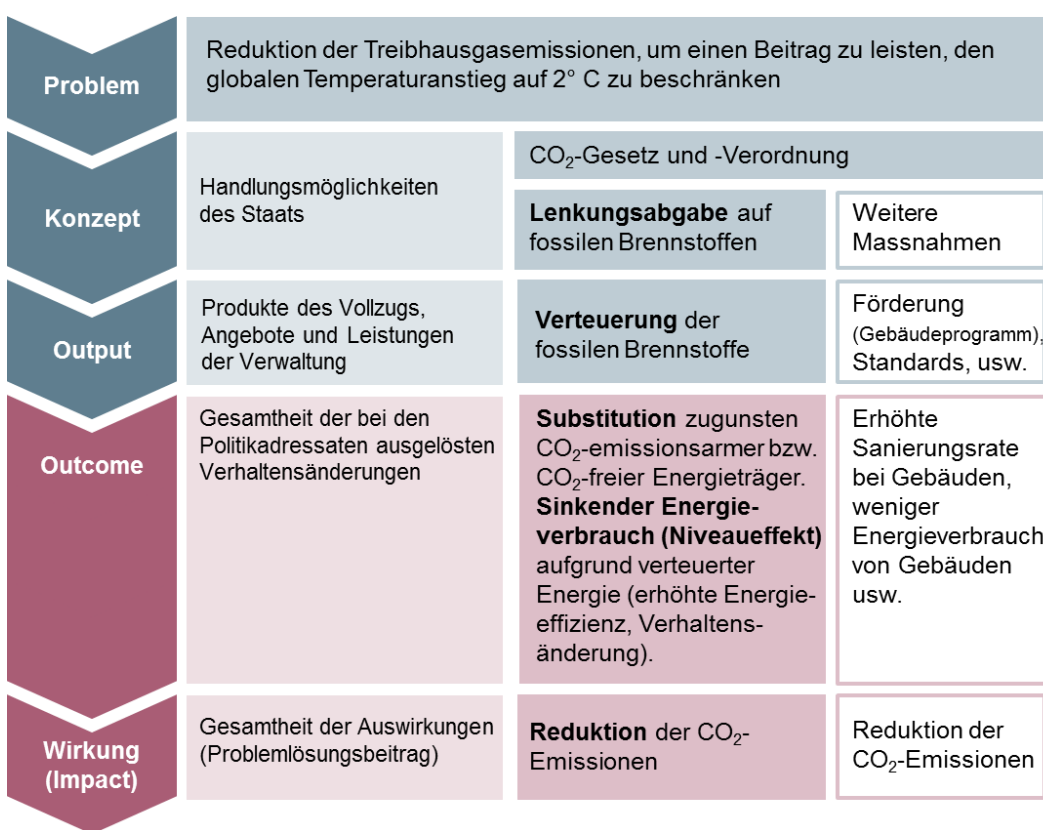
Quelle: Landesindex der Konsumentenpreise, Bundesamt für Statistik, zitiert aus Gesamtenergiestatistik 2013, Tabelle 37, Bundesamt für Energie

¹ SR 641.71 Bundesgesetz vom 23. Dezember 2011 über die Reduktion der CO₂-Emissionen.

Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, führt die CO₂-Abgabe auf zwei Wegen zu tieferen CO₂-Emissionen:

- Die CO₂-Abgabe verteuert CO₂-intensive Brennstoffe: Haushalte und Unternehmen werden versuchen, von CO₂-intensiven Energieträgern (bspw. Heizöl) zu weniger CO₂-intensiven Energieträger (bspw. Erdgas, Holz oder andere Erneuerbare) zu wechseln (Substitution zugunsten von weniger CO₂-intensiven Energieträgern).
- Auf die durch die CO₂-Abgabe verteuerten Brennstoffe kann auch mit einem effizienteren Energieeinsatz (bspw. mit Gebäudedämmung oder einer effizienteren Heizung) oder einer Änderung des Verhaltens (bspw. Senkung der Raumtemperatur) reagiert werden.

Abbildung 1-2: Wirkungsmodell der CO₂-Lenkungsabgabe



Quelle: Eigene Darstellung; Definitionen und Begriffe nach Widmer und de Rocchi (2012).

In Abbildung 1-2 ist das Wirkungsmodell skizziert.² Neben der CO₂-Abgabe gibt es weitere Massnahmen wie bspw. das Gebäudeprogramm oder Effizienzstandards, die ebenfalls auf eine CO₂-Emissionsminderung abzielen. Eine weitere Herausforderung besteht also darin, die

² Die Bezeichnung der Wirkungsebenen richtet sich nach der international gebräuchlichen Terminologie, die auch in der aktuellen schweizerischen Evaluationsforschung dominiert; vgl. Widmer und de Rocchi (2012) und Widmer et al. (2012). In der älteren schweizerischen Evaluationsliteratur werden die Begriffe Outcome und Impact vertauscht; vgl. bspw. Bussmann et al. (1997).

Auswirkungen der CO₂-Abgabe von den Auswirkungen der anderen Massnahmen abzugrenzen.

Methodischer Ansatz - Einsatz von Modellen notwendig

Die Reduktionswirkung der CO₂-Abgabe ist *nicht direkt beobachtbar*, da die Entwicklung ohne CO₂-Abgabe nicht bekannt ist. Zur „Messung“ der Wirkung ist der *Einsatz von Modellen erforderlich*. Unser methodischer Ansatz für die **ex post Wirkungsanalyse** der CO₂-Abgabe kombiniert

- einen **aggregierten Zeitreihenanalyse-Ansatz** (Modul A) zur Abschätzung der **direkten Wirkung** (engl. *impact*) der CO₂-Abgabe auf den Konsum von Brennstoffen (für die Sektoren Haushalte und Unternehmen)

mit einem

- **disaggregierten Ansatz** auf Basis eines **Gleichgewichtsmodells** (Modul B) zur Abschätzung der **direkten und indirekten Wirkung** für Haushalte und unterschiedliche Wirtschaftssektoren.

Der vorliegende Bericht zum Modul A beschäftigt sich mit dem Zeitreihenansatz. Der Beitrag der EPFL untersucht die Wirkung der Abgabe mit Hilfe des GEMINI-E3 Gleichgewichtsmodells (Modul B). Die Erkenntnisse aus beiden Modulen werden in der Synthese (Modul C) vergleichend diskutiert und konsolidiert.

Anmerkung zum Sprachgebrauch: Im vorliegenden Kontext werden die „direkten“ und „indirekten Wirkungen“ dahingehend unterschieden, dass erstere keine Rückkoppelungseffekte (beispielsweise nachgelagerte Einkommenseffekte, welche durch die Rückverteilung der Einnahmen aus der CO₂-Abgabe entstehen) umfassen. Der Zeitreihenansatz kann keine Rückkoppelungseffekte berechnen; hierzu wird ein Gleichgewichtsmodell benötigt.

Aufbau des Berichts

In Kapitel 2 wird das methodische Vorgehen zum Zeitreihenansatz besprochen und die für die Modellierung notwendigen Datenquellen untersucht. Dieses Kapitel fokussiert nur auf die Grundzüge der Modellierung. Alle technischen Details sind im Anhang (Kapitel 6) dokumentiert. Die Modellschätzungen und die Besprechung der Szenarien befinden sich in Kapitel 3. Ausgehend von den Modellschätzungen wird in Kapitel 4 die Reduktionswirkung der CO₂-Abgabe berechnet und untersucht. Kapitel 5 fasst die wichtigsten Erkenntnisse zusammen.

2 Vorgehen, Methodik und Daten des Zeitreihenansatzes

2.1 Vorgehen

Der Zeitreihenansatz zielt darauf ab, die CO₂-Reduktionswirkung (*impact*, vgl. Kapitel 1) der Lenkungsabgabe abzuschätzen. Dazu werden Methoden der Zeitreihenstatistik bzw. -analyse eingesetzt. Die eigentliche CO₂-Reduktionswirkung kann aus folgenden zwei Gründen nicht direkt modelliert werden:

- Die Lenkungsabgabe (an sich) führt nicht direkt zu einer Reduktion der CO₂- bzw. Treibhausgasemissionen, sondern ist ein Instrument, um eine Verhaltensänderung bei den Wirtschaftsakteuren (Individuen bzw. Haushalte und Unternehmen) zu erwirken (vgl. Wirkungsmodell, Kapitel 1). Die Abgabe ist ein staatlicher Preiseingriff, um die fossilen Brennstoffe im Vergleich zu den übrigen Energieträgern zu verteuern. Mit dem Eingriff ins Preisgefüge wird eine Anpassung beim Preiskalkül der Wirtschaftssubjekte beabsichtigt. Diese Anpassung soll ihrerseits zu Energieeffizienzmassnahmen und/oder zur Substitution zugunsten CO₂-ärmerer Energieträger führen. Insofern muss die Wirkungsanalyse bei der Nachfrage nach Energie ansetzen und in einem ersten Schritt untersuchen, ob die Preisänderungen durch die CO₂-Abgabe zu einer veränderten Energienachfrage bei den Wirtschaftssubjekten geführt haben (*outcome*). Erst in einem zweiten Schritt kann die CO₂-Reduktionswirkung (*impact*) aus der veränderten Nachfrage abgeleitet werden. Daher steht die Modellierung der Energienachfrage im Zentrum der Untersuchung.
- Die empirischen Daten zur Energienachfrage (und den CO₂-Emissionen) im Lichte der CO₂-Abgabe sind seit ihrer Inkraftsetzung im Jahr 2008 beobachtbar. Um die Wirkung der Abgabe abschätzen zu können, werden jedoch auch Daten benötigt, wie sich die Nachfrage entwickelt *hätte ohne* Einführung der CO₂-Abgabe. Diese Kennzahlen sind aber nicht bekannt und müssen daher mittels hypothetischer Szenarien konstruiert werden.

Wir greifen beide hier angesprochenen Punkte auf und besprechen sie in den nachfolgenden Abschnitten detaillierter.

2.2 Entwicklung der Szenarien und Untersuchungsdesign

Wie sich die Energienachfrage der Wirtschaftssubjekte ohne die Lenkungsabgabe entwickelt hätte, kann mit den empirischen Daten allein nicht beurteilt werden. Für die Wirkungsabschätzung ist jedoch das Vorliegen eines solchen *hypothetischen Szenarios* unerlässlich. Wir leiten dieses kontrafaktische Szenario „Energienachfrage ohne CO₂-Abgabe“ auf der Grundlage von einfachen überprüfbaren Annahmen zu den Energiepreisen und dem Verhalten der Wirtschaftssubjekte ab. In der Folge wird dieser hypothetische Fall als Szenario „ohne Abgabe“ bezeichnet.

Im ersten Schritt betrachten wir welche Handlungsfelder und Reaktionsmöglichkeiten die Haushalte und Unternehmen besitzen, um auf die Einführung der CO₂-Abgabe reagieren zu können.

2.2.1 Reaktion der Wirtschaftssubjekte auf die CO₂-Abgabe

Wie reagieren Haushalte und Unternehmen auf den Preiseingriff durch die CO₂-Abgabe? Nachfolgend sind die vier wichtigsten Handlungsfelder der Wirtschaftsakteure in chronologischer Reihenfolge illustriert.

- **Energiekosten-Optimierung bei den laufenden Ausgaben:** Die Beheizung der Gebäude und energieintensive industrielle Prozesse werden durch die Abgabe teurer. Haushalte und Unternehmen versuchen, diesen zusätzlichen Kosten auszuweichen, indem sie Energie effizienter nutzen, sparen oder auf andere, weniger oder gar nicht abgabebelastete Energieträger ausweichen. Die Energiekosteneinsparung kann bspw. durch die Senkung der Raumtemperatur, gezieltes Lüften usw. erreicht werden. Dieses Potenzial wäre zwar zeitlich relativ schnell umsetzbar, ist allerdings begrenzt, da der Energiekonsum bspw. stark von der energetischen Qualität des Gebäudes bzw. des industriellen Prozesses abhängt. Auch fehlt häufig das Wissen, wie dieses kurzfristig nutzbare Potenzial bspw. durch Verhaltensänderungen genutzt werden kann.
- **Energiekosten-Optimierung bei der Infrastruktur:** Viele Gebäude und Prozesse sind nicht energieeffizient. Änderungen an der Gebäude- oder Prozessinfrastruktur sind in der Regel kostspielig. Die höheren Energiepreise alleine reichen meist nicht aus, um einen vorzeitigen Ersatz oder eine vorzeitige Erneuerung auszulösen. Höhere Energiepreise führen aber bei einem Ersatz oder einer Erneuerung zu einer energieeffizienteren Infrastruktur. Das Potenzial dieser Energiekosten-Optimierung ist sehr gross, ist aber nicht sofort umsetzbar, da meist erst rentabel mit dem Ersatz bzw. Erneuerung der entsprechenden Infrastruktur.
- **Optimierung in den Vorleistungen und der Endnachfrage:** Die Besteuerung führt zu einer sinkenden Nachfrage nach energieintensiven Produkten und Dienstleistungen, weil sie teurer werden. Zudem kann die Belastung durch die CO₂-Abgabe, die ja nicht vollständig und für jeden Konsumenten und jede Unternehmung einkommensneutral rückverteilt wird, zu Veränderungen im Einkaufsverhalten führen, die auch energierelevant sind.
- **Innovation:** Höhere Energiepreise signalisieren, dass mit energieeffizienten Geräten, Prozesse oder Infrastruktur Geld zu verdienen ist. Dies fördert die Innovation und der technische Fortschritt in Bezug auf die Energieeffizienz wird beschleunigt. Die Früchte dieser verstärkten Innovationstätigkeit können aber nicht sofort geerntet werden.

Die vier Handlungsfelder sind zeitlich gestaffelt. Die Reaktion der Wirtschaftssubjekte auf die Preisänderungen können nach Fristigkeit gegliedert werden. Wir unterscheiden:

- **Kurzfristige Reaktion:** In der kurzen Frist ist die Nachfrage nach Energie – bei gegebener Infrastruktur bzw. Technologie – relativ stabil und kann nur in beschränktem Ausmass bspw. durch Verhaltensänderungen vermindert werden. Das Gleiche gilt auch für die Substitution zwischen einzelnen Energieträgern. Die Kosteneinsparungen, die ein Wechsel des Energieträgers mit sich bringen würde, wiegen die Netto-Investitionskosten in eine neue Anlage kurzfristig nicht auf.
- **Mittelfristige Reaktion:** In der mittleren Frist sieht die Reaktion angesichts veränderter (längerfristiger) Preiserwartungen mitunter ganz anders aus: Haushalte und Unternehmen

haben einen finanziellen Anreiz bspw. zu den vergleichsweise günstigeren, weniger CO₂-intensiven Energieträgern zu wechseln. Dieser Energieträgerwechsel, bspw. Gas- statt Ölheizung, ist kostengünstig und lässt sich relativ schnell umsetzen.

- **Längerfristige Reaktion:** Das volle Energieeffizienzpotenzial führt über einen Umbau unserer Infrastruktur und lässt sich erst längerfristig realisieren. Der beschleunigte technische Fortschritt wird helfen, die Kosten für den Umbau tiefer zu halten, braucht aber Zeit.

Das Untersuchungsdesign der Studie fokussiert auf die kurz- und mittelfristigen Reaktionen der Haushalte und Unternehmen. Eine umfassende, langfristige Untersuchung der Verhaltensänderung ist gegenwärtig nicht möglich, weil der Zeithorizont seit der Einführung der CO₂-Abgabe seit 2008 zu kurz ist.

2.2.2 Annahmen

Die Herleitung des hypothetischen Szenarios beruht auf den folgenden Annahmen:

- Annahmen zur Preisbildung
 - P.1: Die Preisbildung für Heizöl und Gas (bevor die CO₂-Abgabe eingezogen wird) ist in der kurzen Frist unabhängig von der Höhe der CO₂-Abgabe.
 - P.2: Die Wirtschaftssubjekte (Individuen bzw. Haushalte und Unternehmen) sind hinsichtlich der Energienachfrage mehrheitlich Preisnehmer.
- Annahmen zum Verhalten der Wirtschaftssubjekte
 - W.1: Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Wirtschaftssubjekte die Einführung der CO₂-Abgabe bereits einige Zeit vor der Inkraftsetzung antizipierten.
 - W.2: Die CO₂-Abgabe kann auch bei den von der CO₂-Abgabe befreiten Sektoren eine entsprechende Substitutions- oder Minderungsreaktion auslösen, da die Befreiung nur mit einer verpflichtenden Zielvereinbarung oder mit einer Teilnahme am Emissionshandelssystem erreicht werden kann.
 - W.3: In der kurzen und mittleren Frist ist die Gesamtnachfrage nach Energie relativ stabil.

Diskussion der Annahmen

Annahme P.1 besagt, dass die CO₂-Abgabe keinen direkten Effekt auf die Preisbildung besitzt. Mit anderen Worten, der internationale Rohölpreis richtet sich nicht nach der CO₂-Abgabehöhe, sondern wird unabhängig von dieser gebildet. Das gleiche gilt für die Transport- und Lagerkosten von Öl und Gas (bspw. Rheinfahrt Rotterdam bis Basel), die Handelsspanne, Pflichtlagerabgabe, Mineralölsteuer und Mehrwertsteuer. Die Kosten aller genannten Preiskomponenten sind von der CO₂-Abgabehöhe unabhängig. Aus dieser Überlegung folgt, dass die CO₂-Abgabe als additive Preiskomponente betrachtet werden kann. Die Preise (für Heizöl und Gas), die sich im Szenario „Energienachfrage ohne Lenkungsabgabe“ eingespielt hätten, ergeben sich somit aus dem empirisch beobachtbaren Preis abzüglich der CO₂-Abgabe (= kontrafaktischer Preis im Szenario „ohne Abgabe“).

Die Annahme P.2, dass die Wirtschaftssubjekte (insbesondere die Haushalte) im Energiemarkt mehrheitlich als Preisnehmer agieren (v.a. in Bezug auf Heizöl und Gas), ist nicht kontrovers. Selbst grosse, marktmächtige Unternehmen haben auf die Preisbildung bspw. von Rohöl nur einen marginalen Effekt, weil diese Preise massgeblich im internationalen Kontext ausgehandelt werden. Diese Annahme ist für die Modellbildung zentral, weil aus ihr folgt, dass die Wirtschaftssubjekte (mit ganz wenigen Ausnahmen) nur als Nachfrager agieren und der Preis exogen gegeben ist. Daher ist es ausreichend, partial-analytische Energienachfragemodelle zu schätzen.

Annahme W.1 besagt, dass die Modelle und Szenarien dergestalt sein sollen, dass Ankündigungs- bzw. Antizipationseffekte berücksichtigt werden können und nicht per Definition ausgeschlossen sind. Ob und in welchem Ausmass die CO₂-Abgabe von den Wirtschaftssubjekten antizipiert wurde, wird in der empirischen Analyse untersucht.

Aus Annahme W.2 folgt, dass die Effekte der CO₂-Abgabe und der verpflichtenden Zielvereinbarungen nicht voneinander trennbar sind. Bei der Messung der Wirkung der CO₂-Abgabe werden also auch die Effekte der verpflichtenden Zielvereinbarungen miteinbezogen. Dennoch ist der allergrösste Effekt der Reduktionswirkung auf die CO₂-Abgabe zurückzuführen, weil sie die Preissignale derart setzt, dass die Wirtschaftssubjekte tendenziell zu weniger CO₂-intensiven Energieträger (bspw. Erdgas, Holz oder andere Erneuerbare) wechseln. Dies wird auch durch die Untersuchungen mit dem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell (siehe Modul B) bekräftigt.

Annahme W.3 bedeutet, dass die Gesamtnachfrage nach Energie in der kurzen und mittleren Frist relativ konstant ist. Das soll nicht heissen, dass es keine Änderungen gibt. Es ist zu erwarten, dass – wie oben ausgeführt – Haushalte und Unternehmen kurzfristig Energiekosten-Optimierung vornehmen (bspw. durch moderate Energiekosteneinsparung). Gemessen an der Gesamtnachfrage sind diese Einsparungen jedoch eher gering. Im Übergang von der kurzen zur mittleren Frist besitzen die Wirtschaftsakteure einen finanziellen Anreiz, zu den vergleichsweise günstigeren, weniger CO₂-intensiven Energieträgern zu wechseln. Insofern bleibt die Energiegesamtnachfrage ebenfalls relativ konstant, es gibt jedoch Substitutionen zwischen den Energieträgern.

2.2.3 Kontrafaktisches Szenario „ohne Abgabe“ und Forschungsdesign

Aufbauend auf den oben besprochenen Annahmen zum Verhalten der Wirtschaftsakteure legen wir fest, dass die Preise (für Heizöl und Gas), die sich im Szenario „Energienachfrage ohne Lenkungsabgabe“ eingespielt hätten, aus den empirisch beobachtbaren Preisen abzüglich der CO₂-Abgabe berechnen.

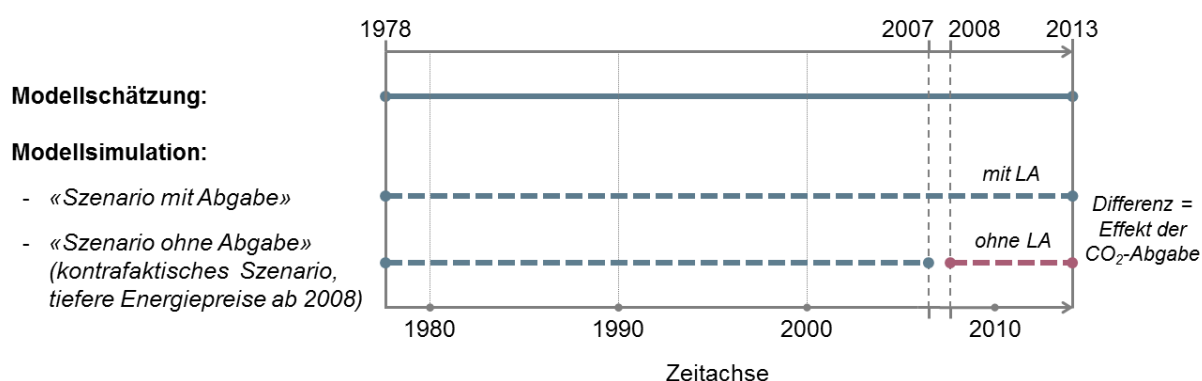
Das Forschungsdesign stellt daher den Vergleich der folgenden zwei Szenarien in den Mittelpunkt der Analyse:

- Szenario „mit Abgabe“ (Ist-Szenario bzw. Referenzszenario mit empirisch beobachteter Energienachfrage)

- Szenario „ohne Abgabe“ (hypothetische, nicht-beobachtbare Nachfrage nach Energie, die sich eingespielt hätte, wenn die Lenkungsabgabe nicht eingeführt worden wäre)

Für beide Szenarien beruht die Schätzung auf den Daten zu den Jahren 1978-2013 (Linie „Modellschätzung“ in Abbildung 2-1). Das heisst, dass beide Szenarien die identischen Parameterschätzungen als Ausgangspunkt verwenden. Die Szenarien unterscheiden sich jedoch bei der Modellsimulation. Für das Referenzszenario „mit Abgabe“ sind die empirischen Daten für die gesamte Beobachtungsperiode 1978-2013 durchgehend verfügbar, so dass die die Energienachfrage über den gesamten Zeitverlauf simuliert werden kann³.

Abbildung 2-1: Zeitstruktur der Szenarien zur Energienachfrage



Quelle: Eigene Darstellung. Anm.: LA steht für Lenkungsabgabe.

Lesehilfe: Für beide Szenarien beruht die Schätzung auf den Daten zu den Jahren 1978-2013 (Linie „Modellschätzung“). Das heisst, dass beide Szenarien die identischen Parameterschätzungen als Ausgangspunkt verwenden. Die Szenarien unterscheiden sich jedoch bei der Modellsimulation. Beim Szenario „mit Abgabe“ werden die tatsächlich beobachteten Preise verwendet und die Werte der Energienachfrage durchgehend für die Jahre 1978-2013 simuliert. Für das Szenario „ohne Abgabe“ hingegen werden hypothetische Energiepreise zu den Jahren 2008-2013 verwendet. Weil überdies die Energienachfrage in diesem Szenario (2008-2013) unbekannt ist, werden diese Daten mit dem Modell vorhergesagt bzw. simuliert.

Beim Szenario „ohne Abgabe“ sind die tatsächlich beobachteten Daten zur nachgefragten Energie und den Preisen nur bis ins Jahr 2007 verfügbar. Für die anschliessende Periode 2008-2013 werden hypothetische Preise (ohne Abgabe) verwendet. Die Simulation unterscheidet sich beim Szenario „ohne Abgabe“ insofern vom Referenzszenario, dass das Kalman Filter hier für die Jahre 1978-2007 filtert und für die Jahre 2008-2013 eine Vorhersage macht (dies ist in Abbildung 2-1 durch die Unterbrechung der Linie „ohne Abgabe“ im Übergang von 2007 zu 2008 illustriert). Die Vorhersage für die Jahre 2008-2013 ist unumgänglich, weil beim Szenario „ohne Abgabe“ die Nachfragewerte für 2008-2013 nicht bekannt sind. Das Filter übernimmt nun die aus dem Referenzszenario geschätzten Parameter, kann diese jedoch während

³ Wir verwenden den Begriff der Simulation für die *within-sample prediction*. Die Simulation beruht auf der Filterung der Daten mit dem Kalman Filter.

der Filtrierung anpassen.⁴ Dadurch ist gewährleistet, dass das Modell die Eigenschaften des kontrafaktischen Szenarios „ohne Abgabe“ (v.a. Trend und Preiseffekte mit den hypothetischen Preisdaten) adäquat abbildet. Demzufolge kann die nicht-beobachtete Nachfrage im Zeitfenster 2008-2013 mit den hypothetischen Energiepreisen simuliert werden.

Das hier verwendete Forschungsdesign beruht auf dem **Vergleich der Simulationsresultate** zwischen dem Referenz- und dem kontrafaktischen Szenario (Szenario „mit Abgabe“ vs. „Szenario ohne Abgabe“), obwohl für das Referenzszenario (Szenario „mit Abgabe“) die tatsächlichen Nachfragedaten eigentlich vorlägen. Es werden jedoch nur die simulierten Daten verglichen, um sicherzustellen, dass beide Szenarien auf dem gleichen Informationsgehalt beruhen (namentlich auf den in den Modellvariablen manifesten Informationen). Dadurch kann die Problematik, dass exogene Informationen zu einer Verfälschung des Vergleichs führen, merklich reduziert werden. Dies kann am Beispiel der globalen Finanz- und Wirtschaftskrise 2008 illustriert werden. Die Krise bricht, aus Sicht des Modells zum kontrafaktischen Szenario „ohne Abgabe“, erst nach dessen Schätzperiode 1978-2007 aus. Das Modell hat daher quasi keine Kenntnis von der sich anbahnenden Krise. Damit die Vergleiche zwischen den beiden Szenarien korrekt sind, beruhen beide Szenarien-Simulationen auf dem gleichen Informationsstand.

Die Modellsimulation trägt dieser Problematik Rechnung, indem sie eine Projektion der Nachfrage berechnet, die nur auf modellimmanente Information (bspw. bekannte Preisdaten) zurückgreift. Weil beide Szenarien von den gleichen Modellen und Parameterschätzungen ausgehen, werden alle Effekte, die nicht durch die Modellfaktoren determiniert sind, – sozusagen – herausgefiltert. Da die Finanz- und Wirtschaftskrise nur einen transitorischen und keinen permanenten, langfristigen Einfluss auf die Energienachfrage ausübt, kann durch dieses Verfahren deren Effekt auf den Vergleich reduziert werden.

2.2.4 Abschätzung der CO₂-Reduktionswirkung

Die mit dem Modell geschätzten (Preis-) Elastizitäten zeigen auf, in welchem Ausmass die Wirtschaftssubjekte bereit sind, zwischen den Energieträgern zu substituieren. Auf Basis dieser Elastizitäten wird die Nachfrage nach Energie für die Szenarien „mit Abgabe“ und „ohne Abgabe“ simuliert. Das heisst, es werden die jeweils nachgefragten Mengen (für Öl, Gas etc.) ermittelt. Aus der Differenz zwischen den berechneten Nachfragemengen für die beiden Szenarien ergibt sich der erste Teilaspekt der Wirkung (engl. *outcome*). Die eigentliche Wirkungsabschätzung bezieht sich jedoch nicht auf die Mengenanpassungen bei der nachgefragten Energiemenge, sondern auf die CO₂-Reduktionswirkung (engl. *impact*). Diese kann mit den Emissionsfaktoren aus den Mengenanpassungen für jeden einzelnen Energieträger separat berechnet werden. Durch eine Aggregation der Veränderungen der CO₂-Emissionen bei allen Energieträgern erhält man schlussendlich eine Abschätzung zur gesamthaften CO₂-Reduktionswirkung.

⁴ Die Regressionsparameter des Modells (bspw. Effekt der Preise) werden im Kontext der Zustandsraumformulierung als Komponenten des Zustands modelliert; vgl. Kapitel 6. Daher sind die gefilterten und ge-*smoothen* Parameter verfügbar.

2.3 Modelle zur Energienachfrage

Die ökonometrischen (Zeitreihen-) Modelle zur Energienachfrage beruhen auf einer **Partialanalyse** und sind mehrheitlich auf die Untersuchung kurz- und mittelfristiger Effekte ausgelegt (siehe unten). Namentlich geht dieses Forschungsdesign davon aus, dass die Wirtschaftssubjekte Preisnehmer sind und die Preisdaten deshalb als exogen (gegeben) betrachtet werden können (siehe oben). Bei einer langfristigen Betrachtung können die **Rückkopplungseffekte** der CO₂-Abgabe nicht mehr ausgeblendet werden (wie es das Zeitreihenanalysemodell macht). Um diese langfristig wirkenden Effekte adäquat zu modellieren, ergänzen wir den Zeitreihenansatz mit einem Allgemeinen Gleichgewichtsmodell (siehe Bericht zu Modul B). Das Gleichgewichtsmodell ist die bevorzugte Methode, um Rückkopplungseffekte und längerfristige Wirkungszusammenhänge abzuschätzen. Insofern kann es zum hier besprochenen Ansatz als komplementär betrachtet werden.

Trotz der Einschränkungen, welchen das **Zeitreihenmodell in der langen Frist** unterliegt, ist es dennoch wertvoll, die mittel- und längerfristigen Effekte mit diesem Ansatz zu untersuchen. Die hieraus gewonnen Erkenntnisse werden in der Synthese (Modul C) den Resultaten des Allgemeinen Gleichgewichtsmodells (Modul B) gegenübergestellt und besprochen.

2.3.1 Grundzüge der Nachfragemodelle

Hinsichtlich der Modellbildung, beschränken wir uns auf die Modellierung der Energienachfrage, wobei angenommen wird, dass die Preise (aus Sicht der Wirtschaftssubjekte) exogen bestimmt sind (vgl. Annahme P.2); vgl. bspw. auch Deaton (1986). Im Kontext der Energienachfrage ist in der Literatur eine Vielzahl von Modellen dokumentiert.⁵ Wir konzentrieren uns auf sogenannte Strukturelle Zeitreihenmodelle (SZM, engl. *structural time series model*), die als lineare Gauss'sche Zustandsraummodelle (ZRM, engl. *state space model*) formuliert werden; vgl. Harvey (1989) oder Durbin und Koopman (2012)).⁶ Diese Modellklasse ist hinsichtlich der Parametrisierung flexibel und erlaubt es insbesondere, Trends in den Zeitreihen datennah zu modellieren. Ebendiese Eigenschaft machen sich Hunt et al. (2003a, b) zu Nutze, um einen

⁵ Vgl. Bhattacharyya und Timilsina (2009). Die meisten Ansätze gehen von ko-integrierten Zeitreihen aus und schätzen univariate Modelle für die Nachfrage nach einzelnen Energieträgern (vgl. bspw. Silk und Joutz, 1997; Akinboade et al., 2008; Amusa et al., 2009).

In den letzten Jahren hat – ausgehend von Harvey (1989) – eine Verschiebung bezüglich der Methodik von der Ko-Integrationsanalyse hin zu verallgemeinerten Modellansätzen stattgefunden, weil die Ko-Integrationsanalyse nicht unproblematisch ist. Eine vielzitierte Kritik dazu stammt von Harvey (1997), der die "over-reliance on co-integration" als "unnecessary or misleading or both" bezeichnet. Harvey argumentiert: „The use of autoregressive models and associated unit root tests forces the researcher into a specific way of modeling which effectively excludes forecasting and decomposition procedures which may be more effective and have a more natural interpretation“. Ferner konstatiert Harvey (1997): "[t]he statistical properties of the method are poor and consequently, there is limited justification for such a systematic use of this method".

⁶ Strukturelle Zeitreihenmodelle werden auch als *unobserved components* (UC) Modelle bezeichnet. Der Begriff widerspiegelt den latenten Charakter der *stylized facts* (hier, UEDT) besser, weil diese *facts* eben nicht direkt beobachtbar sind. Beide Bezeichnungen sind etwa gleich gebräuchlich; selbst A. C. Harvey spricht einmal von UC, ein andermal von STSM (vgl. bspw. Harvey und Koopman, 1992 und Harvey und Shepard, 1993).

sogenannten **underlying energy demand trend** (UEDT) in die Modelle zu integrieren.⁷ Hunt et al. (2003a, b) fassen diesen UEDT als Proxy für den technologischen Fortschritt auf; in einem geringeren Ausmass bildet der UEDT auch weitere exogene Faktoren ab (bspw. Veränderung von Konsumpräferenzen etc.); siehe auch Jones (1994).

Technologie, Trend und Preise

Die Nachfrage nach Energie zeichnet sich, im Gegensatz zum Konsum vieler anderer Güter (bspw. Äpfel) dadurch aus, dass der Besitz oder Konsum von Energie keinen unmittelbaren Nutzen stiftet. Erst im Zusammenhang mit der verfügbaren Technologie kann sie ihrem Zweck zugeführt werden (bspw. Beheizen von Gebäuden). Das Technologieniveau und der technologische Fortschritt sind deshalb zentrale Konzepte für die Nachfragemodellierung, auf die wir nun vertieft eingehen.

Es besteht in der Forschung (seit wenigen Jahren) ein breiter Konsens, dass die technologische Veränderung in den Nachfragemodellen berücksichtigt werden muss, weil sonst die Schätzungen erheblich verzerrt sein können.⁸ Die Modelle enthalten somit ökonomische Determinanten, allen voran die Preise (und auch den Wirtschaftsoutput), und eine Trendkomponente als Repräsentation des Technologieniveaus. Die Preise und der Trend verhalten sich im Kontext des Modells wie zwei komplementäre Komponenten und sind dennoch zusammenhängend, wie aus der folgenden Überlegung ersichtlich wird: In der kurzen Frist bewirkt ein (relativer) Preisanstieg – bei gegebener Technologie und fixem Kapitalstock – einen vergleichsweise geringen Rückgang bei der Energienachfrage. Die Nachfrage fällt jedoch langfristig deutlich stärker, wenn der positive Preisschock persistent ist und energieeffizientere, produktivere Technologien fördert. Der damit einhergehende technologische Fortschritt ist insofern nicht ein Produkt seiner selbst, sondern wird (v.a. auch was die Verbreitung der Technologie angeht) mehrheitlich durch Änderungen am Preiskalkül (im Zusammenhang mit der längerfristigen Preiserwartung der Wirtschaftssubjekte) gelenkt. Diese Einschätzung wird auch von Hunt et al. (2003b) geteilt:

“[Der Trend] is a combination of the normal process of moving along the long-run demand curve (the long-run price elasticity) and partly the movement to the left of the demand curve (the technical progress effect). This could be thought of as the long-run price elasticity measuring changes within ‘normal bounds’ with the technical progress effect picking up price ‘shock’ effects.”

Den wichtigsten Punkt, den Hunt et al. (2003b) aufgreifen, ist, dass der Trend in erster Linie durch die „normale“, langfristige Preisentwicklung (bzw. Preiserwartung) geleitet wird. Markante technologische Veränderungen hingegen, so die Interpretation der Autoren, seien auf

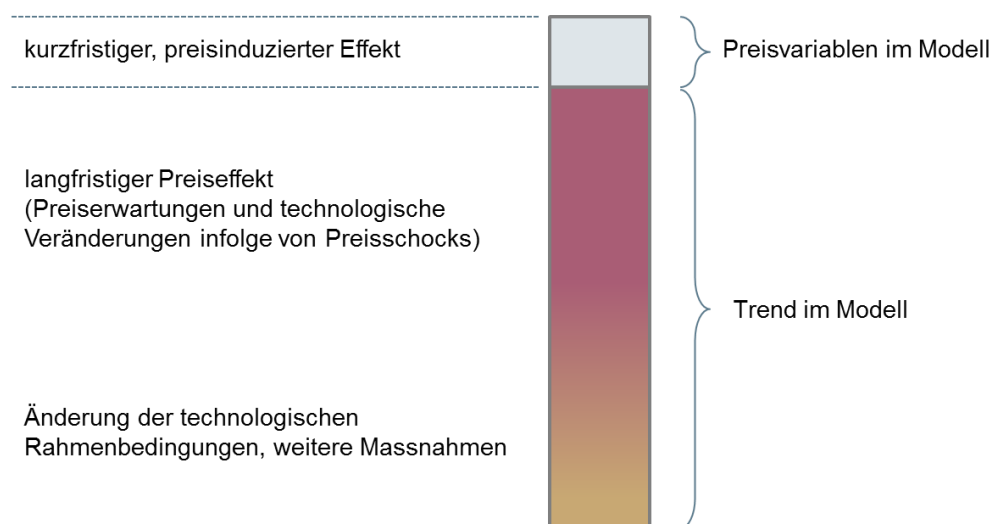
⁷ Das UEDT-Modell von Hunt et al. (2003a, b) wird in der Machbarkeitsstudie (Infras, 2011) als bevorzugte Methode hervorgehoben. Beim UEDT handelt es sich – nach der Lesart von Harvey (1989) und Harvey und Jaeger (1993) – um ein „stylized fact“, d.h. um eine konzeptionelle Grösse, die nicht direkt in den Daten beobachtbar ist.

⁸ Siehe Hunt et al. (2000) zu einem Literaturüberblick.

Preisschocks zurückzuführen. Diese Lesart findet sich auch bei Jones (1994) und Binswanger (1974a, b).

In Anbetracht der geschilderten Interpretation zur technologischen Entwicklung wäre es wünschenswert, die kurzfristigen und langfristigen Preiseffekte und die rein technologie-bedingten Effekte gesondert zu untersuchen. Eine solche Untersuchungsanlage müsste zusätzlich zum Trend sowohl die aktuellen Preise als auch eine beträchtliche Anzahl von *lagged prices* (bspw. 10-15 lags) modellieren. Die notorische Kürze der empirisch verfügbaren Zeitreihendaten verunmöglicht aber ein solches Design. Dies gilt auch für unsere Anwendung mit 36 Datenpunkten (1978-2013) und ebenfalls für Hunt et al. (2003a).⁹ Obwohl es nicht möglich ist, den langfristigen Preiseffekt durch den Einbezug von *lagged prices* abzubilden, tut dies dem Gesamtvorhaben keinen Abbruch.

Abbildung 2-2: Schematische Dekomposition des Erklärungsbeitrags der Trendkomponente



Quelle: Eigene Darstellung.

Mit Bezug auf obenstehende Ausführungen argumentieren wir, dass es ausreicht, die gegenwärtigen Preise und den Trend zu modellieren. **Wir fassen den Trend in diesem Sinn als Repräsentation bzw. Approximation der „normalen“ langfristigen Preisentwicklung (bzw. Preiserwartung) auf.** Diese Interpretation ist – wie oben ausgeführt – vereinfacht, weil die rein technologischen Veränderungen zur langfristigen Preisentwicklung dazugeschlagen werden. Die Situation ist in Abbildung 2-2 schemenhaft illustriert. Wie oben besprochen, ist es nicht möglich, die längerfristigen Änderungen der technologischen Rahmenbedingungen und weiterer Massnahmen zur Verbreitung energieeffizienter Technologien (bspw. Änderungen bei den Baustandards) vom langfristigen Preiseffekt zu trennen. Das heisst, dass sich diese beiden

⁹ In den Modellen von Hunt et al. (2003a) ist jeweils nur eine Preisvariable signifikant; entweder $p(t)$ oder $p(t-3)$, jedoch nie beide.

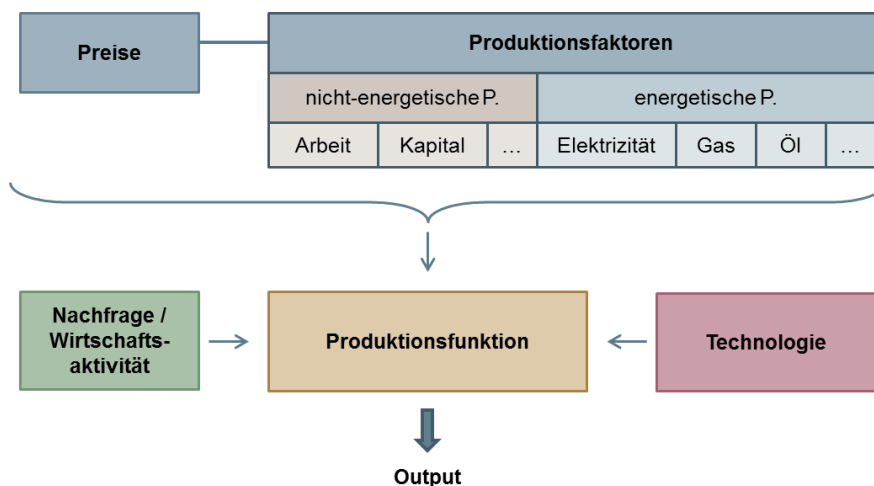
Trendkomponenten überlagern. Unsere Lesart der Trendkomponente als Repräsentation der „normalen“ langfristigen Preisentwicklung (bzw. Preiserwartung) führt somit zu einer (leichten) Überschätzung der langfristigen Preiseffekte.

2.3.2 Ökonometrisches Nachfragemodell

Der Ausgangspunkt für die Diskussion ist ein neoklassisches Modell zum Produktionsverhalten. Hierzu wird unterstellt, dass das Produktionsverhalten der Wirtschaft durch eine aggregierte Produktionsfunktion beschrieben werden kann. Die Produktionsfunktion beschreibt den Faktorenmix (Energieträger und nicht-energetische Faktoren, wie bspw. Arbeit und Kapital), der zu den Preisen und mit der verwendeten Technologie benötigt wird, um einen bestimmten Wirtschaftsoutput zu erzielen. Die Produktionsfunktion ist dabei per Definition mehrdimensional in den Faktoren und beschreibt auch, ob bzw. in welchem Umfang einzelne Produktionsfaktoren substituiert werden können. Das aus der Produktionsfunktion hergeleitete statistische Modell (siehe unten) ist deshalb (als Folge der simultanen Berücksichtigung mehrerer Faktoren) multivariat und damit adäquat spezifiziert, um Substitutionseffekte zwischen den Faktoren zu untersuchen. Dies steht im klaren Gegensatz zu univariaten Modellen; siehe Exkurs.

Von nicht zu unterschätzender Bedeutung für das Produktionsverhalten bzw. den Output ist die **Technologie**, weil sie wesentlichen Einfluss auf Faktorenausschöpfung und Effizienz der Produktion besitzt. Die wichtigsten Elemente und Zusammengänge dazu sind in Abbildung 2-3 (schemenhaft) dargestellt und werden nachfolgend thematisiert.

Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der Produktionsfunktion



Quelle: Eigene Darstellung.

Exkurs: Problematik univariater Modelle

Die eingangs dieses Kapitels diskutierten ökonometrischen Nachfragemodelle (bspw. UEDT-Modell) zeichnen sich dadurch aus, dass sie jeweils nur die Nachfrage nach einem Gut bzw. einem Energieträger modellieren. Es handelt sich damit um univariate Zeitreihenmodelle. Deren Problematik liegt nun – im Kontext unseres Forschungsdesigns – darin, dass sie die Substitution zwischen den einzelnen Energieträgern (aufgrund veränderter relativer Preise infolge der CO₂-Abgabe) nicht oder nicht adäquat einbeziehen. Mit anderen Worten, die univariaten, Energieträger-spezifischen Modelle sind ungeeignet, um die Wechselwirkung zwischen den Energieträgern zu untersuchen. Diese Nachteile zeigten sich auch bei unseren empirischen Untersuchungen zum UEDT-Modell. Daher wurden im Rahmen dieser Analyse die univariaten Modelle nicht weiter verfolgt. Eine (illustrative) Schätzung findet sich im Anhang.

a) Modellformalisierung

Die (bisher kursorisch umschriebene) Produktionsfunktion muss für ökonometrische Schätzungen formalisiert werden. Die Ausführungen dazu sind im Anhang (Kapitel 6) dokumentiert. Dort wird aufgezeigt, wie man aus dem bisher skizzierten Konzept die vielbeachtete **translog-Produktionsfunktion** entwickelt (vgl. Jorgenson, 1986). Aus ebendieser Produktionsfunktion können Gleichungen zu den (Kosten)-Anteilen für die einzelnen Inputfaktoren hergeleitet werden, die anschliessend statistisch schätzbar sind. Als Resultat der Herleitungen erhalten wir ein Gleichungssystem zu den Anteilswerten der Energieträger¹⁰, $s_{i,t}$, am jährlichen Gesamtverbrauch,

$$s_{i,t} = \mu_{i,t} + \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \log \left(\frac{p_{j,t}}{f_{j,t}} \right) + \gamma_i \log HGT_t + e_{i,t}, \quad \text{für die Zeit } t = 1, \dots, T, \quad (2.1)$$

wobei $i \in \{\text{Öl, Gas, Elektrizität, ...}\}$; die $e_{i,t}$ sind stochastische Fehlerterme, die Terme $p_{i,t}/f_{i,t}$ bezeichnen die normierten Preise der Energieträger i zum Zeitpunkt t (die Herleitung der Faktoren $f_{i,t}$ wird in den Kapiteln 3 und 6 besprochen); α_{ij} ist die Koeffizientenmatrix der Preiseffekte; vgl. bspw. Greene (2008, Kapitel 14): $\log HGT_t$ sind die logarithmierten Heizgradtage und γ_i der dazugehörige Koeffizient.

Bei der Spezifikation in (2.1) handelt es sich um ein multivariates Modell, weil alle Schätzgleichungen für die Anteilswerte $s_{i,t}$ gleichzeitig geschätzt werden. Die Matrix zu den Preiseffekten, α_{ij} , erlaubt es Eigen- und Kreuzpreiseffekte abzubilden und kann daher Substitutionen zwischen einzelnen Energieträgern berücksichtigen.

¹⁰ Bspw.: Der Anteil von Gas am Gesamtenergieverbrauch der Wirtschaft betrug im Jahr 2013 21.3%; GEST (2014).

Bei den $\mu_{i,t}$ handelt es sich um Trendkomponenten zur technologischen Entwicklung (Harvey und Marshall, 1991). Dem Trend kommt – wie bereits oben ausgeführt – eine besondere Bedeutung zu, da er als Repräsentation bzw. Approximation der „normalen“, langfristigen Preisentwicklung (bzw. Preiserwartung) aufgefasst werden kann. Das heisst, dass die langfristigen Preiseffekte in den Verlauf des Trends eingebettet sind.

Man beachte, dass in Modell (2.1) nur die Trendkomponenten, die Heizgradtage (Klimakorrektur) und die relativen Preise als erklärende Faktoren einfließen. Der Wirtschaftsoutput (bspw. Bruttoinlandprodukt, BIP) ist nicht als Erklärungsvariable vertreten. Dies begründet sich damit, dass (v.a. kurz- und mittelfristig) ausschliesslich die verfügbare Technologie und die Faktorpreise einen Einfluss haben auf die Substitutionswirkung, jedoch nicht der Wirtschaftsoutput.¹¹ Man rufe sich hierzu in Erinnerung, dass im Modell die Anteilswerte geschätzt werden, nicht die absoluten Energiemengen. Eine mengenmässige Ausweitung oder Verringerung der Gesamtenergienachfrage hat keinen (oder nur einen minimalen) Effekt auf die Anteilswerte.¹² Das Bruttoinlandprodukt wäre hingegen eine wichtige Determinante, wenn die absoluten Energiemengen modelliert werden sollen (vgl. Exkurs zum Mengenmodell, Kapitel 6.4). Wir sind hier jedoch nur an der Modellierung der Substitutionseffekte interessiert. Die Angaben zu den nachgefragten Mengen müssen in unserem Forschungsdesign nicht eigenständig simuliert werden, weil diese Daten für den gesamten Zeitraum bekannt sind.

Ob ein Winter kalt oder warm war, hat (kurz- und mittelfristig) keinen relevanten Effekt auf die Substitution zwischen den Energieträgern, wenn nur die tatsächliche Heizenergie betrachtet würde. Die Heizgradtage (Klimakorrektur) werden im Modell jedoch berücksichtigt, weil der Energieträger Elektrizität – im Gegensatz zu den anderen Energieformen – nicht nur für die Wärmeengewinnung eingesetzt wird (sondern auch für Licht und den Betrieb von Geräten). Diejenige (Teil-) Menge an Elektrizität, die für die ausschliesslich für Raumbeheizung aufgewendet wird, ist nicht bekannt (bzw. nicht in der für die Modelle benötigten Qualität erhoben). Insofern ist zu erwarten, dass die Variable der Heizgradtage für die Elektrizität und die übrigen Energieträger einen unterschiedlichen Erklärungsgehalt besitzt.

b) *Seemingly unrelated times series model*

Das Modell in (2.1) kann, wie Harvey und Marshall (1991) gezeigt haben, in die Klasse der *seemingly unrelated times series model* (SUTSE; Harvey, 1989; Harvey und Koopman, 1997) eingebettet werden.¹³ Insofern handelt es sich dabei um eine Modellklasse der multivariaten

¹¹ Das BIP wurde auch als Erklärungsvariable modelliert, war jedoch in keiner Modellspezifikation signifikant von null unterschiedlich.

¹² Wir gehen insbesondere von der Annahme aus, dass eine Expansion / Kontraktion der Nachfragemenge sich in der kurzen Frist proportional auf alle Anteile gleich auswirkt.

¹³ Diese Modellklasse hat Ähnlichkeiten mit der bekannteren Klasse der sogenannten *seemingly unrelated regression models* (SURE, vgl. Greene, 2008, Kapitel 14). Die grössten Unterschiede der beiden Klassen bestehen jedoch darin, dass das SUTSE-Modell ein genuines Zeitreihenanalysemodell ist und daher auf einfache Art und Weise mit Autokorrelation und Zeittrends umgehen kann, im Gegensatz zum SURE-Modell.

Zeitreihenanalyse, die zur Beschreibung zeitlich dynamischer Aspekte geeignet ist. Folgerichtig bietet diese Modellklasse die Möglichkeit, den Veränderungspfad der Nachfrage und insbesondere die sich im Zeitverlauf verändernde Technologie adäquat zu modellieren.¹⁴ Dieser Aspekt kann kaum überschätzt werden, wenn man bedenkt, dass sich die Technologien der Energienutzung seit 1978 (dem Startpunkt für unsere Schätzung) doch deutlich verbessert haben.

Die Dynamik des SUTSE-Modells wird massgeblich durch die Definition der Trendkomponenten $\mu_{i,t}$ bestimmt. Für die $\mu_{i,t}$ können unterschiedliche Spezifikationen verwendet werden (Harvey und Shepard, 1993). Die gebräuchlichsten Formen der Parametrisierungen sind: „local level“, „local level with deterministic trend“, „smooth trend“ und „local linear trend“. Neben den vier aufgeführten Typen sind zwar weitere Formen bekannt, jedoch für unsere Fragestellung nicht relevant. Wir prüfen in unseren Modellen unterschiedliche Spezifikationen und wählen diejenige Form, welche die empirischen Daten am besten beschreibt.

2.4 Datenquellen und Variablen

Als Datenbasis für die Modellierung werden in erster Linie die Daten aus der Gesamtenergiestatistik (GEST) des Bundesamts für Energie (BFE) herangezogen. Dieser Korpus an Variablen wird durch weitere Datenreihen ergänzt. Bei den Daten handelt es sich um Kennzahlen auf jährlicher Basis für den Beobachtungszeitraum 1978-2013.

Sektor-spezifische Daten

Für die Beobachtungsperiode 1978-2013 stehen sektorspezifische Datenreihen zur Nachfrage für die Sektoren „Haushalte“ und „Dienstleistungen und Industrie“ zur Verfügung. Die Definition der Sektoren beruht auf der Definition in der GEST (2014) des Bundesamts für Energie.¹⁵

Eine detailliertere Aufschlüsselung dieser Sektordaten (d.h. eine Aufteilung des Sektors „Dienstleistungen und Industrie“ in seine Bestandteile) ist erst ab dem Jahr 1990 in den Statistiken erhältlich.¹⁶ Obwohl es wünschenswert wäre, die Nachfrage in allen drei Sektoren separat zu modellieren, ist ein solches Vorgehen nicht möglich. Unsere empirischen Analysen haben gezeigt, dass die Zeitreihen für den Untersuchungszeitraum 1990-2012 zu kurz sind und daher die Modelle aufgrund der geringen Anzahl verfügbarer Beobachtungen höchst instabil sind.¹⁷

¹⁴ Die Klasse der SURE-Modelle kennt keine explizite Dynamik und unterstellt i.d.R., dass sowohl das Nachfrageverhalten, als auch die Technologie über die Zeit konstant sind.

¹⁵ Die Sektor-spezifische Zeitreihe Wirtschaft (Dienstleistungen und Industrie) umfasst überdies die Landwirtschaft und die sogenannten statistischen Differenzen, die sich bei der Zusammenstellung der Energiebilanz ergaben; vgl. BFE (2014), GEST.

¹⁶ Es existieren zwar bereits Daten zu den Teilsektoren vor 1990, diese beruhen jedoch auf unterschiedlichen Erhebungsmethoden und können daher nicht (bzw. nur mit grossen Einschränkungen) vergleichbar gemacht werden.

¹⁷ Die Preisvariablen in den Modellen mit den kurzen Zeitreihen (1990-2013) waren häufig nicht signifikant.

Datenaufbereitung

Für die Untersuchung werden die Daten zum Energieverbrauch (bzw. zur Nachfrage) für die Jahre 1978-2013, aufgeschlüsselt nach den wichtigsten Energieträgern, aus der GEST (2014) herangezogen. Es handelt sich hierbei um die folgenden Energieträger:

- Heizöl (bzw. allgemeine Erdölprodukte),
- Gas,
- Elektrizität und
- Restenergie

Die Restenergie ist eine Residualgruppe und wird für die Sektoren Wirtschaft und Haushalte unterschiedlich definiert. Für den Moment ist die genaue Definition der Restgruppe nicht relevant. Wir besprechen die sektorspezifischen Unterschiede der Definition in Kapitel 3.

Die ersten drei Energieträger in obenstehender Aufzählung werden in der Folge als Gruppe betrachtet und unter Verwendung der Mengennotation,

$$\mathcal{A} = \{Oil, Gas, El\}, \quad (2.2)$$

zusammengefasst. Die Abkürzung „El“ steht für Elektrizität. Die Restenergie ist nicht in \mathcal{A} enthalten. Wenn alle vier Energieträger gemeint sind, benutzen wir die Mengennotation $\{\mathcal{A}, Rest\}$.¹⁸

Für jeden der vier Energieträger $i \in \{\mathcal{A}, Rest\}$ wird neben dem absoluten Energieverbrauch (in TJ) pro Jahr, $E_{i,t}$, auch der Anteilswert am Gesamtverbrauch (pro Jahr) benötigt. Diese Anteilswerte (engl. *share*) werden für beide Sektoren (Wirtschaft und Haushalte) separat berechnet,

$$s_{i,t} = E_{i,t} / \sum_{j \in \{\mathcal{A}, Rest\}} E_{j,t}, \quad \text{für alle } i \in \{\mathcal{A}, Rest\} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (2.3)$$

Für alle vier aufgeführten Energieträger werden auch Preisdaten benötigt. Diese Daten stammen ebenfalls aus der GEST (2014). Es handelt sich dabei um die realen Energiepreise zum Basisjahr 1990 für Produzenten und Importeure (Sektor Wirtschaft) bzw. Konsumenten (Sektor Haushalte). Alle Preisdaten wurden mit Hilfe von Brenn- bzw. Heizwerten in die Einheit Rappen / kWh umgerechnet und werden mit $P_{i,t}$ bezeichnet, mit $i \in \{\mathcal{A}, Rest\}$ und dem Zeitindex $t = 1, \dots, T$.

Für die Modellschätzungen können – wie in Kapitel 3 detailliert ausgeführt wird – nicht alle vier Energieträger gemeinsam in die Modelle aufgenommen werden.¹⁹ Es muss daher eine Energieart weggelassen, so dass das Modell nur mit drei Energieträgern geschätzt wird. Es spielt dabei keine Rolle, welcher Energieträger nicht direkt modelliert wird. Wir lassen die Restenergie

¹⁸ Wobei $\{\mathcal{A}, Rest\} \equiv \{x \mid x \in \mathcal{A} \vee x = Rest\}$.

¹⁹ Identifikationsproblematik, weil das System der Schätzgleichungen überbestimmt ist.

gie weg und modellieren nur die Energieträger $i \in \mathcal{A}$. Das Weglassen der Restenergie erfordert es, dass die Preisdaten $P_{i,t}$ zu den Energieträgern $i \in \mathcal{A}$ angepasst werden müssen. Die entsprechend angepassten Preise ergeben sich aus

$$p_{i,t} = \log\left(\frac{P_{i,t}}{P_{Rest,t}}\right), \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T, \quad (2.4)$$

wobei der Preis der Restenergie $P_{Rest,t}$ als sogenannter *numéraire* in den Ausdruck von (2.4) einfließt. Insofern sind die (logarithmierten) Preise $p_{i,t}$ als relative Preise in Bezug zum Energieträger „Rest“ definiert. In allen Schätzmodellen wird nur mit der Preisdefinition $p_{i,t}$ gemäss (2.4) gearbeitet.

Potenzielle Datenprobleme

Bei der Datenanalyse muss auch beachtet werden, dass es sich teilweise um „konstruierte“ und nicht beobachtete Zeitreihen handelt (Lagerhaltung). Überdies weisen gewisse Zeitreihen Strukturbrüche auf. Derartige Brüche sind in erster Linie auf unterschiedliche Mess-, Erhebungs- oder Aggregationsmethoden im Zeitverlauf zurückzuführen. Bspw. werden die erneuerbaren Energien aus Sonne, Wind, Biogas und Umweltwärme erst ab 1990 erfasst. Wir begegnen solchen Datenanomalien mit spezifischen Modellspezifikationen (bspw. Einsatz von Erklärungsvariablen zu Strukturbrüchen).

Ferner sind die Erklärungsfaktoren häufig gesamtschweizerisch definiert und nicht spezifisch auf die Sektoren zugeschnitten.

3 Modellschätzungen

Die Datenlage erlaubt es, für die Sektoren Haushalte und Wirtschaft separate Modelle zu schätzen. Der Sektor Wirtschaft umfasst die Untergruppen Industrie und Dienstleistungen. Eine Aufteilung des Wirtschaftssektors in seine Untergruppen ist mit den Daten für die Jahre 1978-2013 nicht möglich (siehe Kapitel 2).

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Modellschätzungen zu den beiden Sektoren gesondert besprochen. Aus diesen Modellen kann anschliessend die Reduktionswirkung der Lenkungsabgabe in einem Sektor ermittelt werden.

3.1 Sektor Wirtschaft

Für die Schätzung des aggregierten Produktionsmodells im Sektor Wirtschaft werden die folgenden Energieträger berücksichtigt:

- Öl (Heizöl und weitere Erdölprodukte)
- Gas
- Elektrizität
- Restenergie (Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“)

Die Energieträger „Kohle und Koks“ und „Müll und Industrieabfälle“ werden nicht berücksichtigt, weil ihr Anteil am Total, mit 1.6% bzw. 3.3% im Jahr 2013, relativ unbedeutend ist. Für einzelne Unternehmen mögen diese Energieträger von Bedeutung sein, auf die gesamtwirtschaftliche Betrachtung hat das Weglassen dieser Energieträger jedoch keinen nennenswerten Einfluss. Insgesamt berücksichtigt das Modell somit 95.1% der nachgefragten Energiemenge (im Jahr 2013).

Die ersten drei Energieträger in obenstehender Aufzählung werden in der Folge als Gruppe betrachtet und analog zu Gleichung (2.2) mit $\mathcal{A} = \{Oil, Gas, El\}$ bezeichnet.

Die Preise für den Energieträger „Restenergie“ (Gruppe aus: Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“) werden durch den Preisindex für Energieholz approximiert, weil keine eigenständigen Preisdaten zu dieser Sammelgruppe verfügbar sind. Die Holzenergie vereinigt mit 55% den grössten Anteil der Energiemenge dieser Restgruppe auf sich (Fernwärme 31%; übrige erneuerbare Energien 14%) und ist daher preisbestimmend.²⁰

3.1.1 Ökonometrisches Modell

Die Anteilswerte der Energieträger am jährlichen Gesamtverbrauch, $s_{i,t}$ in Formel (2.3), werden im Rahmen des aggregierten Produktionsmodells auf der Basis der Gleichungen,

²⁰ Anmerkung: Die Menge an CO₂-Emissionen, die durch die „Restenergie“ verursacht wird, ist sehr gering.

$$s_{i,t} = \mu_{i,t} + \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \log\left(\frac{p_{j,t}}{f_{j,t}}\right) + \delta_{i=EL} \times d_{1990} + \gamma_i \times \log HGT_t + e_{i,t}, \quad (3.1)$$

für $i \in \mathcal{A}$ und $t = 1, \dots, T$, modelliert. Es handelt sich hierbei um das Modell in (2.1), das hier um zusätzliche Effekte ergänzt wurde. Die Terme in (3.1) haben die folgende Bedeutung:

- die $e_{i,t}$ sind stochastische Fehlerterme;
- die $p_{i,t}$ bezeichnen die Preisdaten, vgl. Definition in Formel (2.4);
- die $f_{i,t}$ bezeichnen sogenannte *augmentation factors* (vgl. Herleitung und Besprechung dieser Faktoren in Kapitel 6);
- α_{ij} stellt eine Matrix mit unbekanntem Koeffizienten zu den Preisvariablen dar;
- $\delta_{i=EL}$ ist der Regressionskoeffizient zur Dummyvariable $d_{1990} = 0 + \mathbb{I}\{t \geq 1990\}$ für die Schätzgleichung zum Anteilswert der Elektrizität; für die Schätzgleichungen $i \in \mathcal{A} \setminus \{EL\}$ ist $\delta_i = 0$; $\mathbb{I}\{\cdot\}$ bezeichnet eine Indikatorenvariable;
- γ_i ist ein Regressionskoeffizient für die (logarithmierten) Heizgradtage, $\log HGT_t$,
- $\mu_{i,t}$ ist eine Trendkomponente.

Der Regressionskoeffizient $\delta_{i=EL}$ wurde eingeführt, um einen Strukturbruch in der Zeitreihe zur Elektrizität abzufangen. Dieser Effekt ist bei den übrigen Gleichungen zu den Anteilswerten nicht vorhanden. Für die Trendkomponenten $\mu_{i,t}$ können unterschiedliche Spezifikationen verwendet werden (siehe Kapitel 2). Wir prüfen in unseren Modellen unterschiedliche Spezifikationen und wählen diejenige Form, welche die empirischen Daten am besten beschreibt.

Im Zentrum des Interesses steht die Schätzung der Koeffizienten α_{ij} zu den Preisvariablen. Aus diesen Koeffizienten können anschliessend die Preiselastizitäten der Nachfrage berechnet werden.

3.1.2 Modellschätzung zum Referenzszenario

Für das multivariate Nachfragemodell in (3.1) haben wir unterschiedliche Trendspezifikationen geschätzt und die Modellgütekriterien dazu berechnet. Die Parameterschätzungen des besten Modells (hinsichtlich der Gütekriterien) sind in Abbildung 3-1 aufgeführt. Es handelt sich hierbei um ein Modell mit „smooth trend“ Formulierung.

Die Koeffizienten der Preisvariablen zu den einzelnen Anteilsgleichungen (in Abbildung 3-1) können nicht direkt als Preiselastizitäten aufgefasst werden (siehe Diskussion, unten). Die Dummyvariable ist nicht signifikant, wird aber trotzdem im Modell belassen, weil die Datenanomalien in der Zeitreihe sonst einen zu starken negativen Einfluss haben. Die Variable der Heizgradtage (HGT) ist in den Gleichungen des Öl- und des Elektrizitätsanteils signifikant von null verschieden und trägt daher zur Erklärung bei. Der Koeffizient in der Öl-Gleichung ist positiv, weil eine Zunahme der Heizgradtage ceteris paribus zu verstärkter Heizztätigkeit und damit zu einer relativen Zunahme der Nachfrage (bzw. des Anteils) führt. Bei der Elektrizität finden wir ein negatives Vorzeichen. Dies wird dadurch erklärt, dass der Energieträger Elektrizität –

im Gegensatz zu den anderen Energieformen – nicht nur für die Wärme Gewinnung eingesetzt wird (sondern auch für Licht und den Betrieb von Geräten).²¹ Insofern reagiert der Koeffizient zu den logarithmierten HGT bei der Elektrizität gegenläufig zu den Koeffizienten der übrigen Energieträger.

Abbildung 3-1: Parameterschätzungen zum Substitutionsmodell (Sektor Wirtschaft, Referenzszenario, 1978-2013)

Joint energie price model							
Data		1978-2013					
Dependent variable		i) OIL share eq.		ii) GAS share eq.		iii) EL share eq.	
Hyperparameters							
Error variance	coef.	-6.17E-01	0.002 ***	2.52E-01	0.002 ***	1.56E+00	0.000 ***
	std. err.	(1.7E-01)		(7.1E-02)		(1.8E-01)	
Slope variance	coef.	-7.56E-03	0.146 *	5.30E-03	0.082 **	-6.61E-04	0.883
	std. err.	(5.0E-03)		(2.9E-03)		(4.4E-03)	
Regression effects							
logPriceOIL	coef.	-0.017	0.010 ***	0.006	0.025 ***	0.009	0.118 *
	std. err.	(0.006)		(0.003)		(0.005)	
logPriceGAS	coef.	0.006	0.025 ***	-0.004	0.506	-0.029	0.011 ***
	std. err.	(0.003)		(0.006)		(0.010)	
logPriceEL	coef.	0.009	0.118 *	-0.029	0.011 ***	-0.053	0.309
	std. err.	(0.005)		(0.010)		(0.050)	
Dummy1990	coef.	-		-		-0.007	0.280
	std. err.	-		-		(0.007)	
logHGT	coef.	0.103	0.000 ***	0.006	0.463	-0.114	0.000 ***
	std. err.	(0.021)		(0.008)		(0.013)	
Diagnostics of the standardized innovations							
Durbin-Watson stat	coef.	1.871		2.142		2.311	
	p-value	0.347		0.667		0.823	
Ljung-Box stat.	coef.	0.109		0.215		1.434	
	p-value	0.741		0.643		0.231	
Shapiro-Wilk stat.	coef.	0.966		0.984		0.971	
	p-value	0.322		0.878		0.454	
Significance levels:		≤20 % *		≤10 % **		≤5% ***	

Quelle: Eigene Berechnungen. Daten: GEST 2014; die Ljung-Box-Statistik ist zum Lag 1 berechnet.

Anm.: Die Koeffizienten zu den Preisvariablen können hier nicht als Elastizitäten aufgefasst werden. Die tatsächlichen Preiselastizitäten wurden separat berechnet und sind im Text diskutiert.

²¹ Diejenige (Teil-) Menge an Elektrizität, die für die ausschliesslich für Raumbeheizung aufgewendet wird, ist nicht bekannt (bzw. nicht in der für die Modelle benötigten Qualität erhoben).

Die Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten können nicht direkt aus den Koeffizienten in Abbildung 3-1 abgelesen werden. Sie können jedoch aus den Koeffizienten hergeleitet werden (vgl. Anhang, Kapitel 6). Wir haben die berechneten (Faktorpreis-) Elastizitäten in Abbildung 3-2 dokumentiert. Aus dieser Darstellung wird ersichtlich, dass die Elastizitäten (annahmegemäss) symmetrisch sind.²² Das heisst bspw., dass die Preiselastizitäten „Öl zu Gas“ und „Gas zu Öl“ identisch sind. Die Symmetrieannahme ist eine direkte Implikation der ökonomischen Nachfrage- und stellt für gesamtwirtschaftliche Untersuchungen – wie die vorliegende Wirkungsanalyse – keine Nachteile dar.²³

Zur Interpretation der Faktorpreiselastizitäten in Abbildung 3-2: Die Eigenpreiselastizitäten (auf der Diagonale) sind für alle Energieträger negativ. Dies bedeutet, dass eine Preissteuerung zu einer Reduktion der Nachfrage führt (*et vice versa*). Die Kreuzpreiselastizitäten sind ein Mass dafür, wie stark sich die Nachfrage eines Energieträgers ändert, wenn sich die Preise bei den übrigen Energieträgern ändern. In Übereinstimmung mit der ökonomischen Theorie, sind die Kreuzpreiselastizitäten positiv. Beispiel: Wenn der Ölpreis um einen Prozentpunkt steigt, dann nimmt die Gasnachfrage um 0.066 Prozentpunkte zu. Das heisst, der Energieträger Gas wird vergleichsweise günstiger, was die Wirtschaftssubjekte veranlasst, vom Öl zum Gas zu wechseln.

Abbildung 3-2: Preiselastizitäten (Sektor Wirtschaft, Referenzszenario, 1978-2013)

	Ölpreis	Gaspreis	Elektrizitätspreis	Preis Restenergie
Ölpreis	-0.252	0.066	0.159	0.026
Gaspreis	0.066	-0.137	0.034	0.037
Elektrizitätspreis	0.159	0.034	-0.292	0.099
Preis Restenergie	0.026	0.037	0.099	-0.163

Quelle: Modell zu den Energieanteilen für den Sektor Wirtschaft, Zeitraum: 1978-2013.

Anm.: Die Eigenpreiselastizitäten sind auf der Hauptdiagonale verzeichnet, die Kreuzpreiselastizitäten ergeben sich als Nebendiagonaleinträge der Matrix. Es handelt sich um (symmetrische) Faktorpreiselastizitäten nach Allen-Uzawa.

3.1.3 Szenario „ohne Abgabe“ und Simulation

Beim Szenario „ohne Abgabe“ wird das Substitutionsmodell mit den Daten bis 2007 geschätzt (vgl. Kapitel 2). Für das Zeitfenster 2008-2013 werden die Nachfragedaten simuliert. Dies auf

²² Es handelt sich hierbei um die klassischen (Preis-) Elastizitäten nach Allen-Uzawa.

²³ Die Kreuzpreiselastizitäten für einzelne Haushalte (und auch Unternehmen) sind in der Regel nicht symmetrisch, weil die Substitution zwischen den Energieträgern mit unterschiedlichen zusätzlichen Aufwendungen verbunden ist. Beispiel: Der Wechsel von einer Gas- zu einer Ölheizung ist typischerweise mit geringeren Aufwendungen verbunden als der umgekehrte Fall. Dies liegt vor allem daran, dass der Betrieb einer Gasheizung den Zugang zum Gasversorgungsnetz voraussetzt. Dies wird für die Ölfeuerung nicht benötigt. Insofern ist davon auszugehen, dass die Elastizitäten für „Gas zu Öl“ und „Öl zu Gas“ unterschiedlich sind.

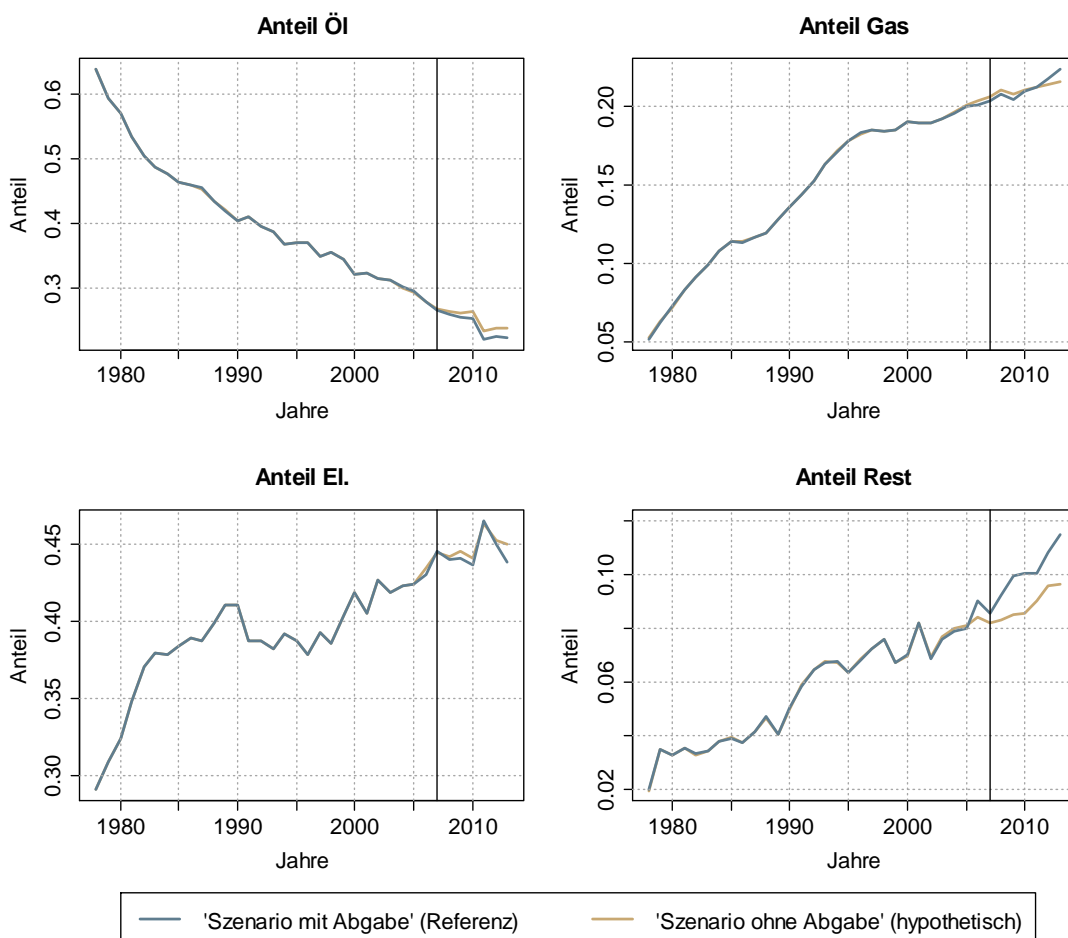
der Basis der hypothetischen Preise, die sich eingestellt hätten ohne Einführung der CO₂-Abgabe (vgl. Annahmen in Kapitel 2). Die Berechnungen zur Simulation sind im Anhang dokumentiert; siehe Kapitel 6. Die geschätzten Koeffizienten und Elastizitäten unterscheiden sich für das Szenario „ohne Abgabe“ – wenn überhaupt – nur äusserst marginal von den Schätzungen zum Referenzszenario in Abbildung 3-1 bzw. Abbildung 3-2, so dass wir darauf verzichten diese Kennzahlen hier abzudrucken.

Das Kernstück der Analyse ist der Vergleich der simulierten Nachfragedaten. Hierzu haben wir für das Szenario „mit Abgabe“ und das Szenario „ohne Abgabe“, die Anteilswerte der vier Energieträger am Total simuliert und in Abbildung 3-3 dargestellt. Die Unterschiede bei den simulierten Anteilswerten zwischen den beiden Szenarien (in Abbildung 3-3) sind in Abbildung 3-4 separat dargestellt. Aus dieser zweiten Grafik sind die Unterschiede besser erkennbar.

Aus den grafischen Darstellungen werden die folgenden Charakteristika ersichtlich:

- **Öl:** Der Öl-Anteil ist generell rückläufig. Die CO₂-Abgabe verstärkte diesen Trend noch: Gemäss den Modellschätzungen hat der Öl-Anteil seit der Einführung der Abgabe im Jahr 2008 bis 2013 deutlich abgenommen. Im Jahr 2013 ist der Anteil im Szenario „mit Abgabe“ um 4 Prozentpunkte tiefer im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“. Die CO₂-Abgabe hat also dazu geführt, dass vom relativ CO₂-intensiven Energieträger Öl wegs substituiert wird zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern. Es ist ferner bemerkenswert, dass die Wirkung bereits vor der offiziellen Inkraftsetzung der Abgabe im Jahr 2008 einsetzt. Die beiden Kurven laufen etwa ab dem Jahr 2006 auseinander. Insofern können wir hier davon ausgehen, dass die Unternehmen die Implementation der CO₂-Abgabe antizipierten und durch Verhaltensänderungen vorwegnahmen. Diese Interpretation wird gestützt durch das Faktum, dass der Bundesrat bereits im März 2005 die Einführung der Abgabe beschlossen hatte.
- **Gas:** Der Gas-Anteil konnte in den letzten Jahrzehnten aufgrund der besseren Erschliessung (Ausbau des Gasnetzes) auf Kosten des Öls zulegen. Obwohl Gas im Gegensatz zur Elektrizität und Restenergie nicht CO₂-frei ist, hat die CO₂-Abgabe den Gas-Anteil nicht massgeblich verändert.
- **Elektrizität:** Der Elektrizitäts-Anteil hat bis kurz vor 1990 stark zugelegt. In den 90-er Jahren mit der langandauernden Rezession und tiefen Ölpreisen hat der Elektrizitäts-Anteil wieder leicht abgenommen, um dann ab 1997 wieder anzusteigen. In den letzten Jahren ist der Elektrizitätsanteil nicht mehr weiter angestiegen. Die Einführung der CO₂-Abgabe hat beim weitgehend CO₂-freien Elektrizitäts-Anteil zu keiner eindeutigen Veränderung geführt (im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“).
- **Rest:** Der Anteil der restlichen Energieträger (Holz, Fernwärme und übrige Erneuerbare) ist von einem tiefen Niveau in den letzten Jahrzehnten mehr oder weniger stetig angestiegen. Auch hier hat die Einführung der CO₂-Abgabe den weitgehend CO₂-freien Anteil für die restlichen Energieträger um bis zu 2 Prozentpunkte erhöht (im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“).

Abbildung 3-3 Simulierte Anteilswerte der Energieträger am gesamten Energieverbrauchs (Sektor Wirtschaft, 1978-2013)



Quelle: Modell zu den Energieanteilen für den Sektor Wirtschaft, Zeitraum: 1978-2013.

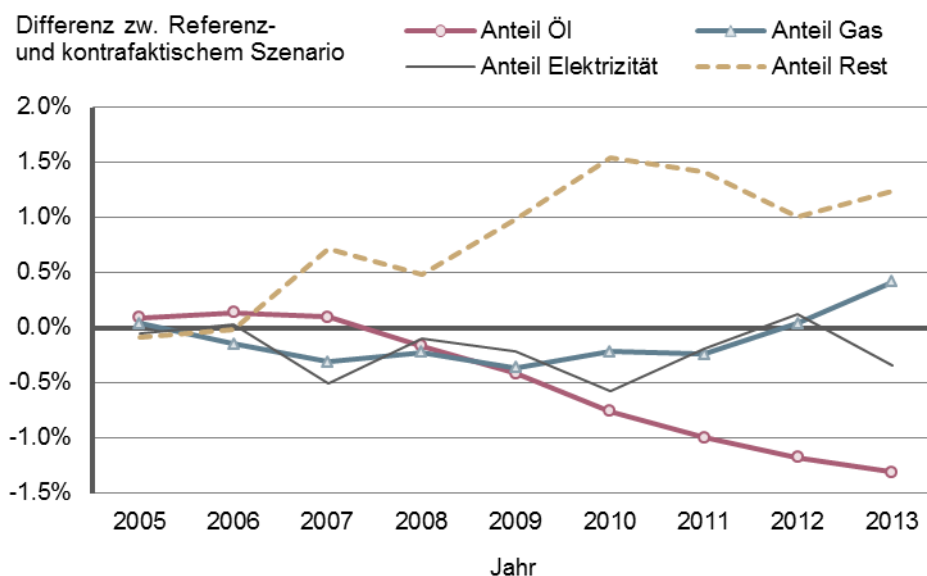
Anm.: Die Anteilswerte sind im Zahlenbereich [0,1] definiert. Die vertikale Linie in den Grafiken zeigt das Jahr 2007 an. Der Ausdruck „El.“ steht für Elektrizität. Die Skalierung der Achsen ist in den vier Plots unterschiedlich.

Lesehilfe: Für jeden Energieträger sind die Anteilswerte am Gesamttotal ausgewiesen, die sich beim Szenario „mit Abgabe“ (Ist-Analyse) ergeben bzw. beim hypothetischen Szenario „ohne Abgabe“ eingespielt hätten.

Die in Abbildung 3-4 dargestellten Unterschiede bei den Anteilswerten zwischen den Szenarien beziehen sich auf die Gesamteffekte der CO₂-Abgabe. Die Wirkung der CO₂-Abgabe (Outcome), d.h. die Gesamtheit der hervorgerufenen Verhaltensänderungen bei den Wirtschaftssubjekten, kann aufgeschlüsselt werden in einen kurzfristigen und einen längerfristigen Aspekt (siehe auch Abbildung 2-2).

- Kurzfristiger Preiseffekt infolge der CO₂-Abgabe, der sich durch die unmittelbare Verteuerung der fossilen Energieträger ergibt.
- Längerfristiger Preiseffekt: Die CO₂-Abgabe beeinflusst die längerfristigen Preiserwartungen der Wirtschaftssubjekte

Abbildung 3-4: Unterschiede bei den simulierten Anteilswerten zwischen dem „Szenario mit Abgabe“ (Referenz) und dem kontrafaktischen „Szenario ohne Abgabe“ (Sektor Wirtschaft, 2005-2013)



Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien.

In der kurzen und mittleren Frist ist die Nachfrage nach dem Produktionsfaktor Energie – bei gegebener Technologie – relativ stabil und kann nur in geringem Ausmass (wenn überhaupt) durch nicht-energetische Faktoren substituiert werden. Das Gleiche gilt auch für die Substitution zwischen einzelnen Energieträgern. Die Kosteneinsparungen, die ein Wechsel des Energieträgers mit sich bringen würde, wiegen die Netto-Investitionskosten in eine neue Anlage kurzfristig nicht auf. In der längeren Frist sieht dies jedoch (angesichts veränderter Preiserwartungen) mitunter ganz anders aus. Für die relativ unveränderliche Energienachfrage in der kurzen Frist spricht auch, dass die Höhe der CO₂-Abgabe vergleichsweise zu gering ist, als dass eine Vielzahl von Unternehmen ihren Output massgeblich reduzieren würde.

Es ist daher zu erwarten, dass die kurzfristige Wirkung der CO₂-Abgabe (Outcome) vergleichsweise gering ausfällt, weil die Energienachfrage hinsichtlich der Preise (kurzfristig) inelastisch ist. Die Wirkungsmessung der CO₂-Abgabe darf daher nicht auf eine kurzfristige Analyse reduziert werden, sondern muss auch die über die unmittelbar eintretenden Effekte hinausreichenden Einflüsse einbeziehen. Insofern kann der Wirkungspfad der CO₂-Abgabe mit der Zinseszinsrechnung veranschaulicht werden: Der Zinsgewinn, der sich nach einem Jahr einstellt, ist in der Regel gering. Dies gilt auch für die Erträge nach einem weiteren Jahr. Ganz anders ist es jedoch um die Zinsgewinne bestellt, wenn man eine längere Zeitperiode betrachtet. Bei dieser Analogie zur Zinseszinsrechnung sind es die längerfristigen, kumulativen Effekte, die ihre massgebliche Wirkung entfalten. Ein ganz ähnliches Phänomen treffen wir auch beim Wirkungspfad der CO₂-Abgabe an. Obwohl die Abgabehöhe pro Jahr relativ gering ist (wie der Zinssatz im Beispiel der Zinsrechnung) und kurzfristig nur eine bescheidene Auswirkung auf

die Substitution hat, beeinflusst sie die längerfristigen Preiserwartungen der Wirtschaftssubjekte. Eine massgebliche Rolle spielt dabei die Erwartung der Akteure, dass die Verteuerung der fossilen Brennstoffe persistent ist und die Abgabe allenfalls im Zeitverlauf durch den Bundesrat weiter erhöht werden kann.

Das geschätzte Substitutionsmodell trägt den unterschiedlichen Fristigkeiten der Effekte Rechnung. Die kurzfristigen, direkt preisinduzierten (Substitutions-) Effekte sind in Form der Preisvariablen im Modell integriert. Diese Preiseffekte bilden (abgesehen von den bereits eingepreisten Erwartungen) keine mittel- und längerfristigen Wirkungen ab, weil nur kontemporäre Preisvariablen und keine zeitlich zurückversetzten (engl. *lagged*) Variablen im Modell enthalten sind.²⁴ Die längerfristigen Einflüsse auf die Energienachfrage sind eng an den technologischen Fortschritt gekoppelt und fliessen deshalb in Form der Trendkomponenten in das Substitutionsmodell ein. Diese Aspekte werden nun anhand des empirisch geschätzten Modells diskutiert.

In Abbildung 3-4 haben wir die Unterschiede bei den simulierten Anteilswerten zwischen dem Szenario „mit Abgabe“ und dem Szenario „ohne Abgabe“ im Ganzen veranschaulicht, ohne eine Aufteilung nach den Fristigkeiten vorzunehmen.

An dieser Stelle gehen wir nun auf die kurzfristigen, direkt preisinduzierten Effekte ein; siehe Abbildung 3-5. Es handelt sich hierbei nur um diejenigen Veränderungen bei den Anteilswerten (der Energieträger am Gesamttotal), welche direkt auf Veränderungen der Preisdaten zurückzuführen sind. In der Grafik ist dargestellt, wie stark die preisinduzierten Anteilswerte des Szenarios „ohne Abgabe“ von denjenigen des Szenarios „mit Abgabe“ abweichen.

Die Interpretation von Abbildung 3-5 soll anhand des folgenden Beispiels illustriert werden: Im Jahr 2010 wird beim Öl eine Veränderung des Anteilswerts von -0.18% ausgewiesen. Das bedeutet, dass der preisinduzierte Effekt, der sich im Jahr 2010 einstellt, im Referenzszenario um 0.18% kleiner ist als beim kontrafaktischen Szenario „ohne Abgabe“ zum Jahr 2005.²⁵ Das heisst, dass der preisinduzierte Effekt, den die Lenkungsabgabe ausübt, zu einer Reduktion der Nachfrageanteile bei Öl und Gas führt. Aus dem zeitlichen Verlauf der Kurven in Abbildung 3-5 wird ersichtlich, dass die Abnahmewirkung bis zum Jahr 2010 – dem Jahr mit der Erhöhung der Abgabe von 12 auf 36 CHF/t CO₂- stärker wird. Danach nimmt der Preiseffekt tendenziell ab. Ein Grund dafür können die steigenden internationalen Energiepreise sein, die dazu führen, dass die relative Bedeutung der CO₂-Abgabe auf den Endkonsumentenpreis abnimmt: Der Anteil der Abgabe in Bezug zum Ölpreis fällt von 14.7% im Jahr 2010 auf 12.5% im Jahr 2013; beim Gas ist die Abnahme geringer (vgl. Abbildung 1-1).

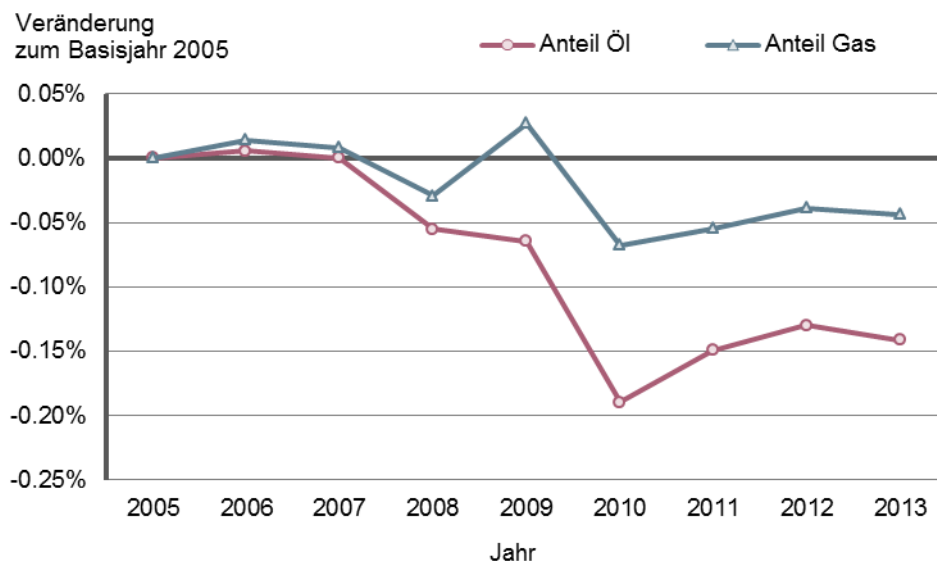
Wie bereits eingangs diskutiert, sind die kurzfristigen, direkt preisinduzierten Effekte (Abbildung 3-5) deutlich kleiner als die Gesamteffekte (Abbildung 3-4). Im Jahr 2010 beispielsweise ist der

²⁴ Durch die Modellierung der Kreuzpreiseffekte ist die Anzahl der im Modell geschätzten Preiseffekte bereits relativ gross (i. Vgl. z. Anzahl verfügbarer Beobachtungen), so dass es nahezu unmöglich ist, zusätzlich Variablen in *lags* zu integrieren.

²⁵ Notiz: Es handelt sich nicht um kumulierte Effekte, sondern nur um Differenzen der abgedruckten Werte zum Jahr 2005.

reine Kurzfrist-Preiseffekt ungefähr 10-mal kleiner als die Gesamtwirkung. Der überwiegende Teil des Gesamteffekts ist somit den mittel- und längerfristigen Effekten, im Zusammenhang mit Preiserwartungen der Wirtschaftssubjekte und dem technologischen Wandel, zuzurechnen.

Abbildung 3-5: Kurzfristige, preisinduzierte Unterschiede bei den simulierten Anteilswerten zwischen dem Szenario „mit Abgabe“ (Referenz) und dem kontrafaktischen Szenario „ohne Abgabe“, indiziert auf das Jahr 2005 (Sektor Wirtschaft, 2005-2013)



Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien im Sektor Wirtschaft.

Anm.: Die Veränderungen bei den Anteilswerten sind in Bezug zum Jahr 2005 berechnet. Es handelt sich nur um die (direkten) preisinduzierten Veränderungen bei den Anteilswerten. Das heißt, es wird nur die (relativ kurzfristige) Information aus den Preisvariablen berücksichtigt. Die Trendveränderungen werden hier nicht einbezogen.

Lesehilfe: Beispiel: Im Jahr 2010 wird beim Öl ein Wert von -0.18% ausgewiesen. Das bedeutet, dass der Öl-Anteil infolge der Preiserhöhung durch die CO₂-Abgabe eine preisinduzierte Veränderung (im Vergleich zum Basisjahr 2005) von -0.18% erfährt, im Vergleich zum "Szenario ohne Abgabe". Oder anders gesagt: rein aufgrund des kurzfristigen Effekts der Abgabe liegt der Öl-Anteil im Szenario „mit Abgabe“ -0.18% tiefer als im Szenario „ohne Abgabe“ als im 2005.

3.2 Sektor Haushalte

Für die Schätzung im Sektor Haushalte werden die folgenden Energieträger berücksichtigt:

- Öl (Heizöl und weitere Erdölprodukte)
- Gas
- Elektrizität
- Restenergie (Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“)

Die Gruppe der Energieträger „Kohle und Koks“ wird nicht berücksichtigt, weil ihr Anteil von 0.2% am Total im Jahr 2013 unbedeutend ist.²⁶ Insgesamt berücksichtigt das Modell somit über 99% der nachgefragten Energiemenge (im Jahr 2013). Die ersten drei Energieträger in obenstehender Aufzählung werden in der Folge als Gruppe betrachtet und analog zu Gleichung (2.2) mit $\mathcal{A} = \{Oil, Gas, El\}$ bezeichnet.

Die Preise für Energieträger Restenergie (Gruppe aus: Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“) werden durch den Preisindex für Energieholz approximiert, weil keine eigenständigen Preisdaten zu dieser Sammelgruppe verfügbar sind. Die Holzenergie vereinigt mit 52% den grössten Anteil der Energiemenge dieser Restgruppe auf sich (Fernwärme 17%; übrige erneuerbare Energien 31%) und ist daher preisbestimmend.²⁷

3.2.1 Ökonometrisches Modell

Für die Schätzung des Substitutionsmodells unterstellen wir einen aggregierten Haushalt, analog zum repräsentativen Produzent im Sektor Wirtschaft.²⁸ Demzufolge formulieren wir für den aggregierten Haushalt ebenfalls eine (eigenständige) Produktionsfunktion (vgl. Kapitel 6) und leiten daraus Schätzgleichungen für die Anteilswerte der Energieträger her. Die Anteilswerte der Energieträger am jährlichen Gesamtverbrauch, $s_{i,t}$, werden auf Basis von Gleichung (2.1) geschätzt (siehe Absatz 2.3.2). Hinsichtlich der Trendkomponente (vgl. $\mu_{i,t}$ in Formel 2.1) können unterschiedliche Spezifikationen verwendet werden. Im Zentrum des Interesses steht die Schätzung der Koeffizienten α_{ij} zu den Preisvariablen. Aus diesen Koeffizienten können anschliessend die Preiselastizitäten der Nachfrage berechnet werden.

3.2.2 Modellschätzungen

Für das multivariate Nachfragemodell (vgl. Formel 2.1) haben wir unterschiedliche Trendspezifikationen geschätzt und die Modellgütekriterien dazu berechnet. Die Parameterschätzungen des besten Modells (hinsichtlich der Gütekriterien) sind in Abbildung 3-6 aufgeführt. Es handelt sich hierbei um ein Modell mit „smooth trend“ Formulierung. Die Koeffizienten der Preisvariablen zu den einzelnen Anteilsgleichungen (in Abbildung 3-6) können nicht direkt als Preiselastizitäten aufgefasst werden (siehe unten).

²⁶ Im Jahr 1978 beträgt der Anteil von „Kohle und Koks“ 1.7% der Gesamtenergienachfrage; vgl. GEST (2014). Der Energieträger „Müll und Industrieabfälle“ ist für den Haushaltssektor irrelevant.

²⁷ Im Jahr 1978 belief sich der Anteil der Holzenergie in dieser Gruppe auf über 73%; vgl. GEST (2014).

²⁸ Der repräsentative Haushalt „produziert“ ebenfalls Output. Der wichtigste Output, den dieser Haushalt (im Kontext dieser Studie) produziert, ist die Raumbeheizung und Warmwasserbereitstellung. Die Produktionsfunktion des aggregierten Haushalts beruht daher auf der Nachfrage nach Energie (und weiteren Konsumgütern, die hier jedoch nicht relevant sind). Aus dieser Perspektive betrachtet, verhält sich der aggregierte Haushalt analog zum repräsentativen Produzent.

Abbildung 3-6: Parameterschätzungen zum Substitutionsmodell (Sektor Haushalte, Referenzszenario, 1978-2013)

Joint energie price model							
Data		1978-2013					
Dependent variable		i) OIL share eq.		ii) GAS share eq.		iii) EL share eq.	
Hyperparameters							
Error variance	coef.	-7.55E-02	0.589	3.52E-02	0.582	9.59E-01	0.000 ***
	std. err.	(1.4E-01)		(6.3E-02)		(1.2E-01)	
Slope variance	coef.	-1.18E-02	0.001 ***	5.00E-03	0.001 ***	2.36E-03	0.016 ***
	std. err.	(2.9E-03)		(1.3E-03)		(9.0E-04)	
Regression effects							
logPriceOIL	coef.	-0.015	0.007 ***	0.007	0.014 ***	0.004	0.334
	std. err.	(0.005)		(0.003)		(0.004)	
logPriceGAS	coef.	0.007	0.014 ***	-0.020	0.021 ***	0.007	0.477
	std. err.	(0.003)		(0.008)		(0.010)	
logPriceEL	coef.	0.004	0.334	0.007	0.477	0.001	0.954
	std. err.	(0.004)		(0.010)		(0.020)	
logHGT	coef.	0.056	0.004 ***	0.019	0.016 ***	-0.087	0.000 ***
	std. err.	(0.017)		(0.007)		(0.014)	
Diagnostics of the standardized innovations							
Durbin-Watson stat	coef.	2.167		1.831		1.885	
	p-value	0.701		0.305		0.364	
Ljung-Box stat.	coef.	0.516		0.205		0.021	
	p-value	0.472		0.651		0.964	
Shapiro-Wilk stat.	coef.	0.924		0.979		0.952	
	p-value	0.016 **		0.715		0.126	
Significance levels:		≤20 % *		≤10 % **		≤5% ***	

Quelle: Eigene Berechnungen. Daten: GEST 2014; die Ljung-Box-Statistik ist zum Lag 1 berechnet.

Anm.: Die Koeffizienten zu den Preisvariablen können hier nicht als Elastizitäten aufgefasst werden. Die tatsächlichen Preiselastizitäten wurden separat berechnet und sind im Text diskutiert.

Es ist überdies nennenswert, dass alle Elastizitäten das erwartete Vorzeichen aufweisen. Zur Interpretation der Faktorpreiselastizitäten in Abbildung 3-7²⁹: Die Eigenpreiselastizitäten (auf der Diagonale) sind für alle Energieträger negativ. Dies bedeutet, dass eine Preissteuerung zu einer Reduktion der Nachfrage führt (*et vice versa*). Die Kreuzpreiselastizitäten sind ein Mass dafür, wie stark sich die Nachfrage eines Energieträgers anpasst, wenn die Preise bei den übrigen Energieträgern ändern.

²⁹ Man beachte, dass die Koeffizientenmatrix symmetrisch ist, wie es die Theorie für die klassischen Elastizitäten nach Allen-Uzawa einfordert. Für weitere Erläuterungen siehe Abbildung 3-2.

Abbildung 3-7: Preiselastizitäten (Sektor Haushalte, Referenzszenario, 1978-2013)

	Ölpreis	Gaspreis	Elektrizitätspreis	Preis Restenergie
Ölpreis	-0.264	0.075	0.120	0.068
Gaspreis	0.075	-0.130	0.034	0.020
Elektrizitätspreis	0.120	0.034	-0.167	0.012
Preis Restenergie	0.068	0.020	0.012	-0.100

Quelle: Modell zu den Energieanteilen für den Sektor Haushalte, Zeitraum: 1978-2013.

Anm.: Die Eigenpreiselastizitäten sind auf der Hauptdiagonale verzeichnet, die Kreuzpreiselastizitäten ergeben sich als Nebendiagonaleinträge der Matrix. Es handelt sich um (symmetrische) Faktorpreiselastizitäten nach Allen-Uzawa.

Lesehilfe: Beispiel: Wenn der Ölpreis um einen Prozentpunkt steigt, dann nimmt die Gasnachfrage um 0.075 Prozentpunkte zu. Das heisst, der Energieträger Gas wird vergleichsweise günstiger, was die Wirtschaftssubjekte veranlasst, vom Öl zum Gas zu wechseln.

3.2.3 Szenario „ohne Abgabe“ und Simulation

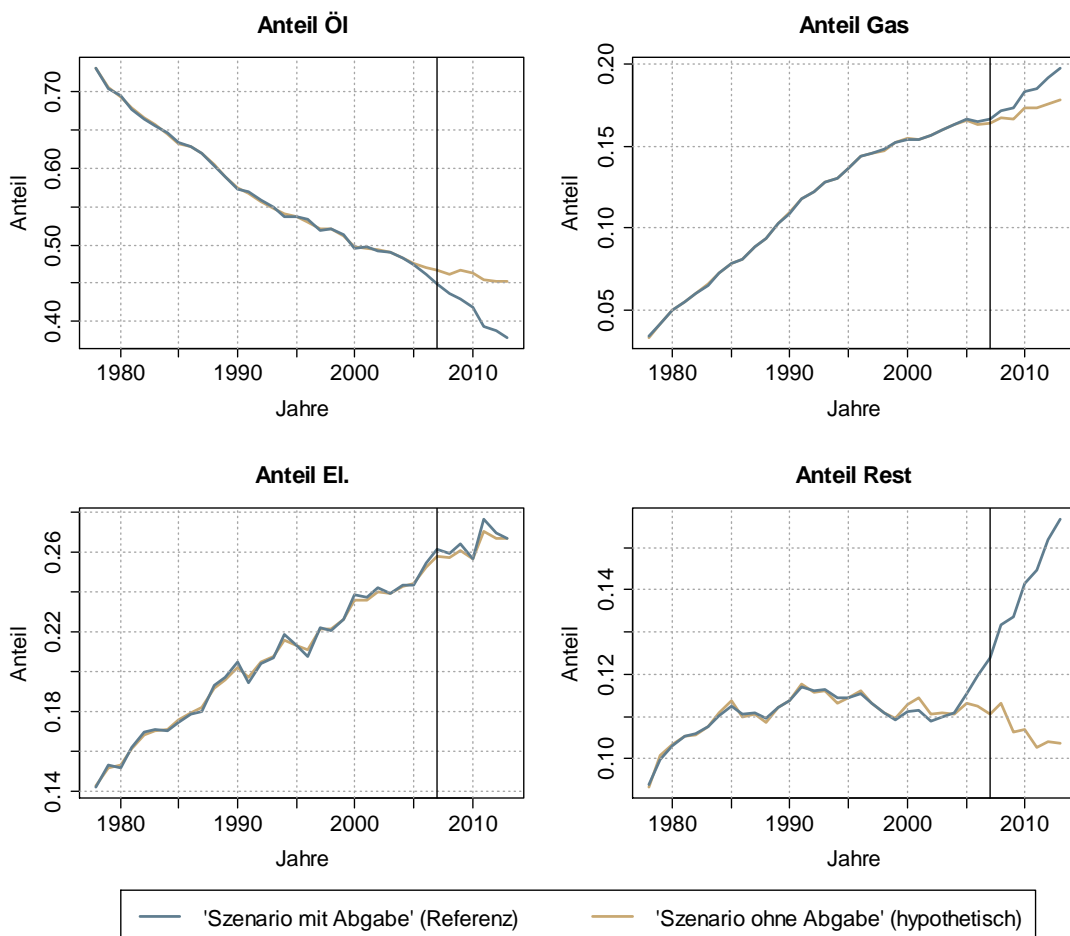
Beim Szenario „ohne Abgabe“ wird das Substitutionsmodell mit den Daten bis 2007 geschätzt (vgl. Kapitel 2). Für das Zeitfenster 2008-2013 werden die Nachfragedaten simuliert, auf der Basis der hypothetischen Preise, die sich eingestellt hätten ohne Inkraftsetzung der CO₂-Abgabe (vgl. Annahmen in Kapitel 2). Die Berechnungen zur Simulation sind im Anhang dokumentiert (vgl. Kapitel 6). Die geschätzten Koeffizienten und Elastizitäten unterscheiden sich für das kontrafaktische Szenario „ohne Abgabe“ – wenn überhaupt – nur äusserst marginal von den Schätzungen zum Referenzszenario in Abbildung 3-6 bzw. Abbildung 3-7, so dass wir darauf verzichten diese Kennzahlen hier abzudrucken.

Das Kernstück der Analyse ist der Vergleich der simulierten Nachfragedaten. Hierzu haben wir (in gleicher Weise wie für den Sektor Wirtschaft) für das Szenario „mit Abgabe“ (Referenz) und das kontrafaktische Szenario „ohne Abgabe“ die Anteilswerte simuliert und in Abbildung 3-8 dargestellt. Die Unterschiede bei den simulierten Anteilswerten zwischen den beiden Szenarien sind zusätzlich in Abbildung 3-9 separat dargestellt. Die Unterschiede zwischen den Szenarien beziehen sich – wie bereits in Kapitel 3.1 besprochen – auf die Gesamteffekte (*outcome*) der CO₂-Abgabe, d.h. auf den kurzfristigen Preiseffekt und den längerfristigen Effekt über die Preiserwartungen der Wirtschaftssubjekte.

Aus den grafischen Darstellungen werden die folgenden Charakteristika ersichtlich:

- **Öl:** Der Öl-Anteil ist generell rückläufig. Die CO₂-Abgabe verstärkte diesen Trend noch: Gemäss den Modellschätzungen hat der Öl-Anteil seit der Einführung der Abgabe deutlich abgenommen. Im Jahr 2013 ist der Anteil im Szenario „mit Abgabe“ um gut 7 Prozentpunkte tiefer im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“. Die CO₂-Abgabe hat also dazu geführt, dass vom relativ CO₂-intensiven Energieträger Öl wegs substituiert wird zu weniger CO₂-intensiven Energieträgern. Es ist ferner bemerkenswert, dass die Wirkung bereits vor der offiziellen Inkraftsetzung der Abgabe im Jahr 2008 einsetzt, d.h. antizipiert wurde.

Abbildung 3-8: Simulierte Anteilswerte der Energieträger am Total des Energieverbrauchs (Sektor Haushalte, 1978-2013)



Quelle: Modell zu den Energieanteilen für den Sektor Haushalte, Zeitraum: 1978-2013.

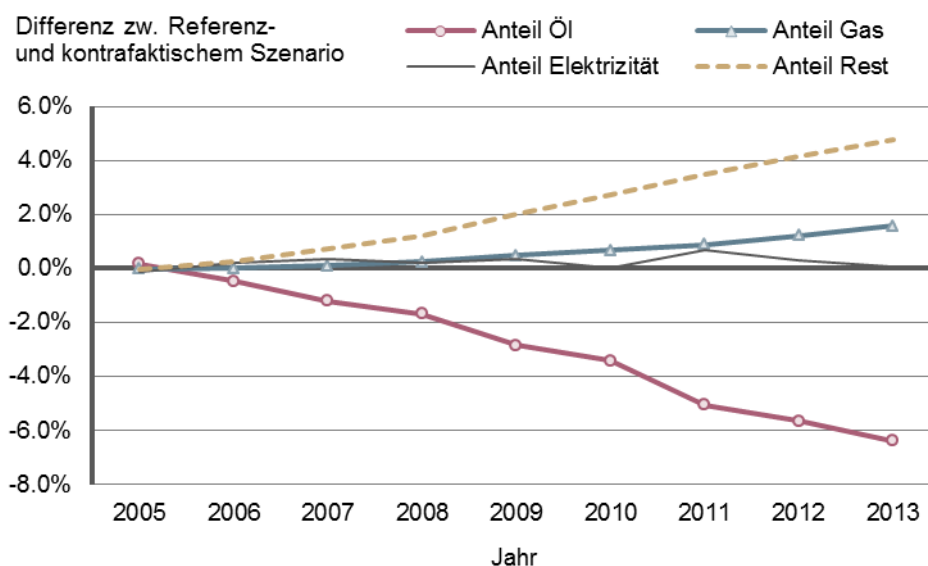
Anm.: Die Anteilswerte sind im Zahlenbereich [0,1] definiert. Die vertikale Linie in den Grafiken zeigt das Jahr 2007 an. Der Ausdruck „El.“ steht für Elektrizität. Die Skalierung der Achsen ist in den vier Plots unterschiedlich.

Lesehilfe: Für jeden Energieträger sind die Anteilswerte am Gesamttotal ausgewiesen, die sich beim „Szenario mit Abgabe“ (Ist-Analyse) ergeben bzw. beim hypothetischen „Szenario ohne Abgabe“ eingeschrieben hätten. Man beachte, dass der Anteilsunterschied beim „Rest“ zwischen den Szenarien (2006-2013) beachtlich aussieht. Wenn man allerdings die absoluten Werte betrachtet, dann sind die Anteilswerte der Restgruppe immer noch vergleichsweise klein. 11.8% im Jahr 2006 und 15.7% im Jahr 2013 (Referenzszenario).

- **Gas:** Der Gas-Anteil konnte in den letzten Jahrzehnten aufgrund der besseren Erschließung (Ausbau des Gasnetzes) auf Kosten des Öls zulegen. Der Zeitverlauf dieses Anteilswerts zeichnet sich durch eine kontinuierliche Zunahme aus. Im Jahr 2013 ist der Anteil im Szenario „mit Abgabe“ fast 2 Prozentpunkte höher im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“.
- **Elektrizität:** Der Elektrizitäts-Anteil nimmt während des gesamten Beobachtungszeitraums, 1978-2013, kontinuierlich zu. Die Einführung der CO₂-Abgabe hat jedoch zu keiner nennenswerten Erhöhung geführt (im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“).

- **Rest:** Der Anteil der restlichen Energieträger (Holz, Fernwärme und übrige Erneuerbare) hat sich bis zum Jahr 2005 auf einem Niveau von etwa 11% festgesetzt. Ab dem Jahr 2006 hingegen steigt der Anteil der restlichen Energieträger markant an und klettert im Jahr 2013 auf die Marke von 15.7%. Im Szenario „ohne Abgabe“ bleibt diese Zunahme aus; die Anteilswerte verharren im Bereich leicht unterhalb von 11%. Im Jahr 2013 ist daher der Anteil im Szenario „mit Abgabe“ um gut 5.3 Prozentpunkte tiefer im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“. Die CO₂-Abgabe hat also dazu beigetragen, dass der Anteil dieser CO₂-freien bzw. relativ CO₂-armen Energieträger zunahm.

Abbildung 3-9: Unterschiede bei den simulierten Anteilswerten zwischen dem Szenario „mit Abgabe“ (Referenz) und dem kontrafaktischen Szenario „ohne Abgabe“ (Sektor Haushalte, 2005-2013)



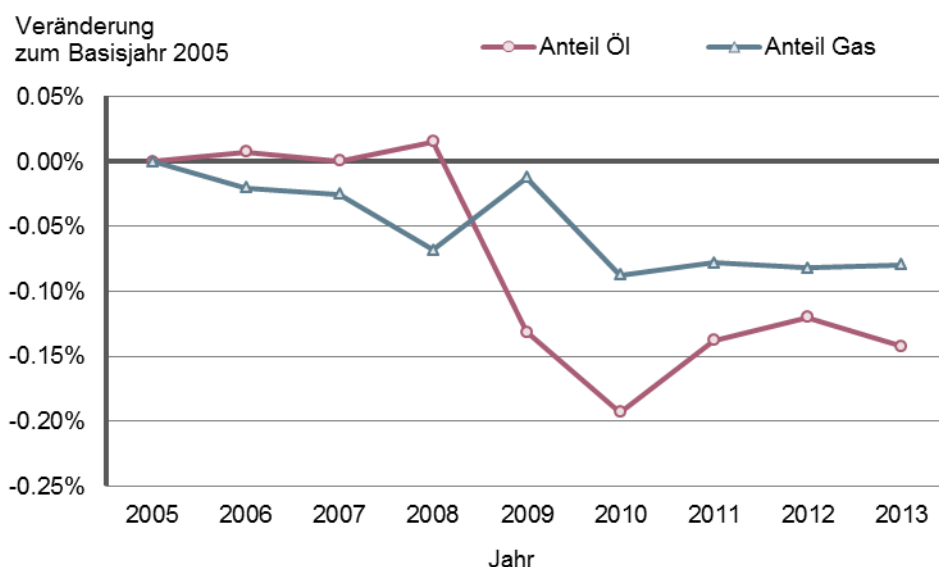
Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien.

Zieht man Vergleiche mit dem Sektor Wirtschaft, dann fallen die folgenden Unterschiede auf: Die Änderungen bei den Haushalten im Zuge der CO₂-Abgabe sind viel deutlicher ausgeprägt als im Sektor Wirtschaft. Das heisst, dass die Haushalte stärker auf die Preissignale reagieren und in grösserem Ausmass substituieren. Ein wichtiger Grund weshalb Haushalte preissensibler sind ist, dass sie die höheren Energiekosten infolge der CO₂-Abgabe mehrheitlich selber tragen. Im Gegensatz dazu können Unternehmungen versuchen, zumindest einen Teil der Mehrkosten auf die Konsumentinnen abzuwälzen. Durch die Abwälzung können Unternehmen den Kostendruck der Abgabe entsprechend reduzieren, so dass sich weitere Massnahmen, bspw. ein Wechsel zu einem CO₂-freien bzw. -ärmeren Energieträger, nicht oder weniger stark

aufdrängen. Haushalte hingegen haben diese Möglichkeit nicht und besitzen daher eine grössere Substitutionsneigung.³⁰

Es zeigt sich überdies, dass die Energieträger Gas und in geringerem Ausmass Rest (Holz, Fernwärme und übrige erneuerbare Energien) während der gesamten Periode ihre Anteilswerte am Gesamtmarkt ausweiten. Im Sektor Wirtschaft ist dies nicht so deutlich der Fall. Insbesondere der Gasanteil nimmt in der Wirtschaft weniger stark zu.

Abbildung 3-10: Kurzfristige, preisinduzierte Unterschiede bei den simulierten Anteilswerten zwischen dem „Szenario mit Abgabe“ (Referenz) und dem kontrafaktischen „Szenario ohne Abgabe“, indiziert auf das Jahr 2005 (Sektor Haushalte, 2005-2013)



Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien im Sektor Haushalte.

Anm.: Die Veränderungen bei den Anteilswerten sind in Bezug zum Jahr 2005 berechnet. Es handelt sich nur um die (direkten) preisinduzierten Veränderungen bei den Anteilswerten. Das heisst, es wird nur die (relativ kurzfristige) Information aus den Preisvariablen berücksichtigt. Die Trendveränderungen werden hier nicht einbezogen.

Lesehilfe.: Beispiel: Im Jahr 2010 wird beim Öl ein Wert von -0.19% ausgewiesen. Das bedeutet, dass der Öl-Anteil infolge der Preiserhöhung durch die CO₂-Abgabe eine preisinduzierte Veränderung (im Vergleich zum Basisjahr 2005) von -0.19% erfährt, im Vergleich zum Szenario „ohne Abgabe“. Oder anders gesagt: Rein aufgrund des kurzfristigen Effekts der Abgabe liegt der Öl-Anteil im Szenario „mit Abgabe“ -0.19% tiefer als im Szenario „ohne Abgabe“.

In der Folge gehen wir auf die kurzfristigen, direkt preisinduzierten Effekte ein; siehe Abbildung 3-10. Die Interpretation dieser Grafik orientiert sich an den Erläuterungen, die wir zur analogen

³⁰ Dieses Argument betrifft v.a. Haushalte mit Wohneigentum; bei Haushalten mit einem Mietverhältnis kann der/die Vermieter/in die Kosten auf die Mieter/innen überwälzen. Für die vergleichsweise starke Substitutionswirkung bei den Haushalten spricht auch – im Vergleich zum Sektor Industrie –, dass sich Gebäudeheizungen einfacher (d.h. mit weniger Kosten) austauschen lassen, als dies für die Umstellung von industriellen Produktionsprozessen gilt.

Darstellung für den Sektor Wirtschaft gegeben haben (siehe oben, Abbildung 3-5). Die wichtigste Erkenntnis ist, dass der reine Kurzfrist-Preiseffekt ungefähr 10-mal kleiner ist als die Gesamtwirkung. Der überwiegende Teil des Gesamteffekts ist somit den mittel- und längerfristigen Effekten zuzurechnen.

Aus dem zeitlichen Verlauf der Kurven in Abbildung 3-10 wird ersichtlich, dass die Abnahmewirkung bis zum Jahr 2010 – dem Jahr mit der Erhöhung der Abgabe von 12 auf 36 CHF/t CO₂- stärker wird. Danach nimmt der Preiseffekt tendenziell ab. Ein Grund dafür können die steigenden internationalen Energiepreise sein, die dazu führen, dass die relative Bedeutung der CO₂-Abgabe auf den Endkonsumentenpreis abnimmt (vgl. Abbildung 1-1). Die Kurve zum kurzfristigen Verhalten des Gasanteils zeichnet sich indes dadurch aus, dass sie weniger stark reagiert als diejenige für den Energieträger Öl. Der Grund für diesen Unterschied ist wohl darin auszumachen, dass Haushalte mit Ölheizungen reagibler sind, weil sie nicht ans Gasnetz angebunden sind (mit entsprechenden längerfristigen Gaslieferverträgen). Überdies darf angenommen werden, dass die Neigung der Haushalte, aus dem Energieträger Öl auszusteigen, generell grösser ist im Vergleich zu Haushalten mit Gasheizungen.

4 Wirkungsabschätzung

Für die Wirkungsabschätzung der CO₂-Abgabe (*impact*) wurde in den vorangehenden Kapiteln die Grundlage geschaffen. Die Differenz bei den Anteilswerten der Energieträger, die zwischen den beiden simulierten Szenarien resultiert (vgl. Kapitel 3), wird nun in Energiewerten (Terajoule, TJ) ausgedrückt. Auf der Basis der Energiewerte können die damit zusammenhängenden CO₂-Emissionen berechnet werden. Hierzu werden Emissionsfaktoren³¹ herangezogen.

In den folgenden Kapiteln diskutieren wir die Berechnung der Emissionen für jeden Sektor separat. Im Anschluss an die sektorale Betrachtung wird die Gesamtwirkung untersucht.

4.1 Sektorale Betrachtung

4.1.1 Sektor Wirtschaft

Ausgehend von den Unterschieden bei den Anteilswerten der Energieträger, die zwischen den beiden simulierten Szenarien resultieren (vgl. Kapitel 3), werden nun die Unterschiede für die Energiewerte (in TJ) berechnet. Die Daten dazu sind Abbildung 4-1 für den Zeitraum 2005-2013 dargestellt.

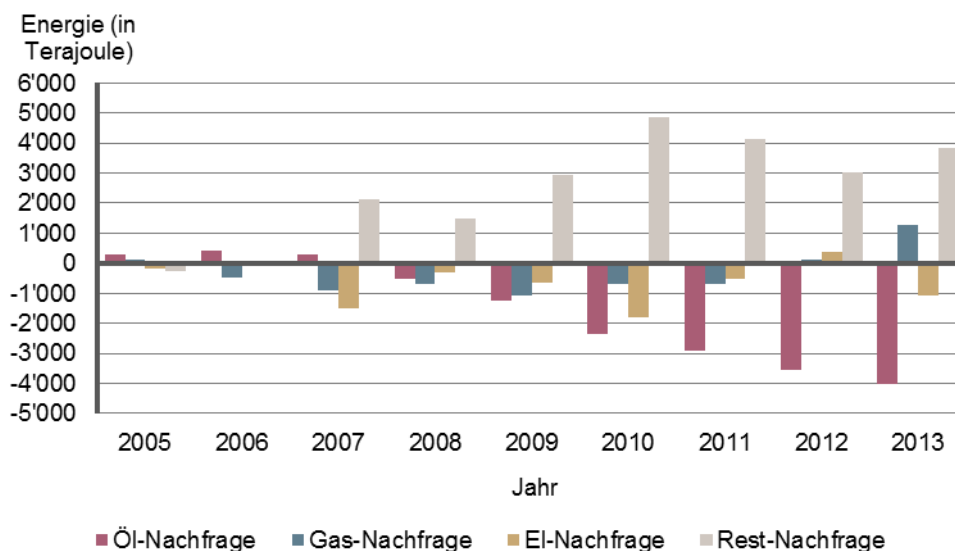
Für die Interpretation der Daten in Abbildung 4-1 ist der folgende Punkt beachtenswert, der aus der folgenden Argumentation ersichtlich wird. Zuerst muss man sich in Erinnerung rufen, dass die Zahlenwerte in Abbildung 4-1 Differenzen zwischen den beiden Szenarien sind. Als dann gilt es sich klarzumachen, dass diese Differenz der Energiewerte die Entwicklung der gesamten Energienachfrage über die Zeit bereits berücksichtigt. Der springende Punkt ist nun, dass die Jahressummen der energieträgerspezifischen Daten in Abbildung 4-1 jeweils für jedes Jahr null ergeben. Beispiel: Zählt man die Kennzahlen zu den Energieträgern Öl, Gas, Elektrizität und Restgruppe für das Jahr 2008 zusammen, dann resultiert die Null. Das Gleiche stellt sich auch für alle übrigen Jahressummen ein. Die Expansion der Energienachfrage ist also bereits herausgerechnet, die in Abbildung 4-1 aufgeführten Daten repräsentieren nur die Verschiebungen zwischen den Energieträgern, die sich durch die Substitution (pro Jahr) ergeben. Die Gesamtnachfrage ist annahmegemäss in beiden Szenarien identisch; sie wird durch die CO₂-Abgabe nicht beeinflusst. Insofern ist es zwingend, dass diese Kennzahlen in der Summe null ergeben. Weil die CO₂-Abgabe in erster Linie eine Substitutionswirkung intendiert, sind diese Daten die relevante Messgrösse, um die Wirksamkeit der Abgabe zu untersuchen.

Aus dem Zeitverlauf der Daten in Abbildung 4-1 wird ersichtlich, dass die Substitutionswirkung im „Szenario ohne Abgabe“ (insbesondere was das Öl betrifft) stetig zunimmt (im Vergleich

³¹ Die Daten zu den Emissionsfaktoren stammen aus BAFU (2014): „Faktenblatt CO₂-Emissionsfaktoren“. Für Heizöl Extraleicht wird der Wert 73.7 Tonnen CO₂ / TJ verwendet, für (Erd-) Gas: 56.1 Tonnen CO₂ / TJ. Die Energieträger Elektrizität und die Residualgruppe haben, nach der Berechnungsmethode des BAFU, im Kontext dieser Studie keinen relevanten Emissionsausstoss. Abgesehen davon, sind die berechneten Emissionen für diese Energieträger verschwindend gering, weil ihre Emissionsfaktoren kleiner als 1 sind.

zum Referenzszenario). Der Rückgang bei den Erdölprodukten wird vor allem durch den Nachfragezuwachs bei der Elektrizität und der Restgruppe kompensiert. Es findet also eine deutlich sichtbare Verschiebung in Richtung weitgehend CO₂-freier Energieträger statt.

Abbildung 4-1: Differenzen bei den nachgefragten Energieträgern zwischen den Szenarien („Szenario mit Abgabe“ minus „Szenario ohne Abgabe“, Sektor Wirtschaft, 2005-2013)

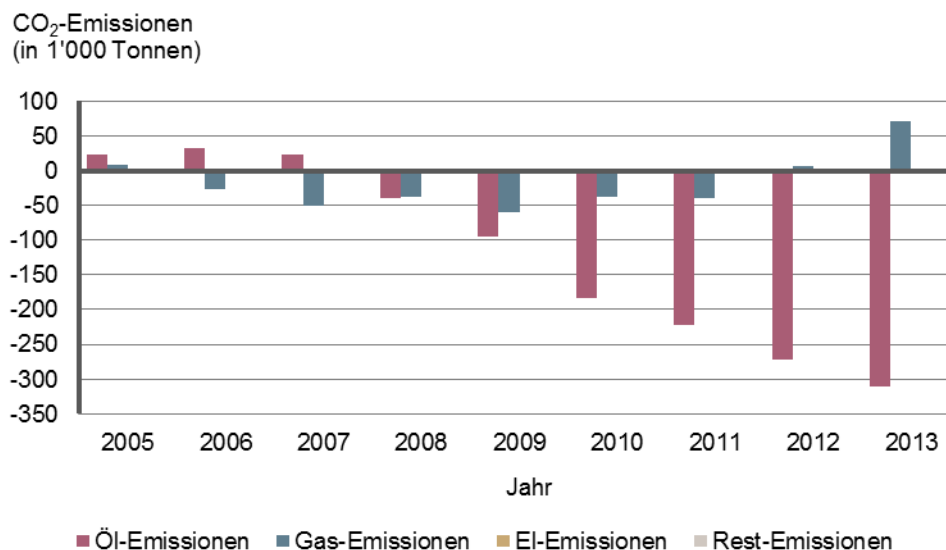


Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien.

Die Besprechung der Daten in Abbildung 4-1 hat aufgezeigt, dass die Jahressummen über die Energieträger jeweils null ergeben, da es sich nur um Substitutionseffekte handelt. Werden nun die entsprechenden Emissionswerte berechnet,³² so ergibt sich ein ganz anderes Bild; vgl. Abbildung 4-2. Da eine – im Zeitverlauf zunehmende – Substitution zugunsten CO₂-ärmerer Energieträger stattfindet (insbesondere ein Ausstieg aus den Erdölprodukten), zeichnen sich grosse Unterschiede bei den CO₂-Emissionen zwischen den Szenarien ab. Der jährliche Nettoeffekt (d.h. die Summe der in Abbildung 4-2 ausgewiesenen Differenzen zwischen den Szenarien über alle Energieträger) ist eindeutig negativ. Insofern kann festgehalten werden, dass die CO₂-Abgabe im Sektor Wirtschaft zu einer wesentlichen Reduktion CO₂-Emissionen beigetragen hat. Im Jahr 2013 beträgt der Unterschied zwischen den Szenarien rund 250'000 Tonnen. Dabei ist aber zu beachten, dass in dieser Wirkung sowohl kurzfristige als auch mittel- bis langfristige Effekte (inklusive technischer Fortschritt, siehe Abbildung 2-2) enthalten sind. Die Effekte lassen sich nicht eindeutig trennen; insbesondere kann der technologische Fortschritt nicht herausgerechnet werden. Die effektive Wirkung der Abgabe dürfte also etwas tiefer liegen als in Abbildung 4-2 dargestellt.

³² Die Berechnung der Emissionswerte erfolgt auf der Grundlage der Energieträger-spezifischen Emissionsfaktoren; vgl. Text oben.

Abbildung 4-2: Unterschiede bei den CO₂-Emissionen zwischen den Szenarien, aufgeschlüsselt pro Energieträger (Sektor Wirtschaft, 2005-2013)



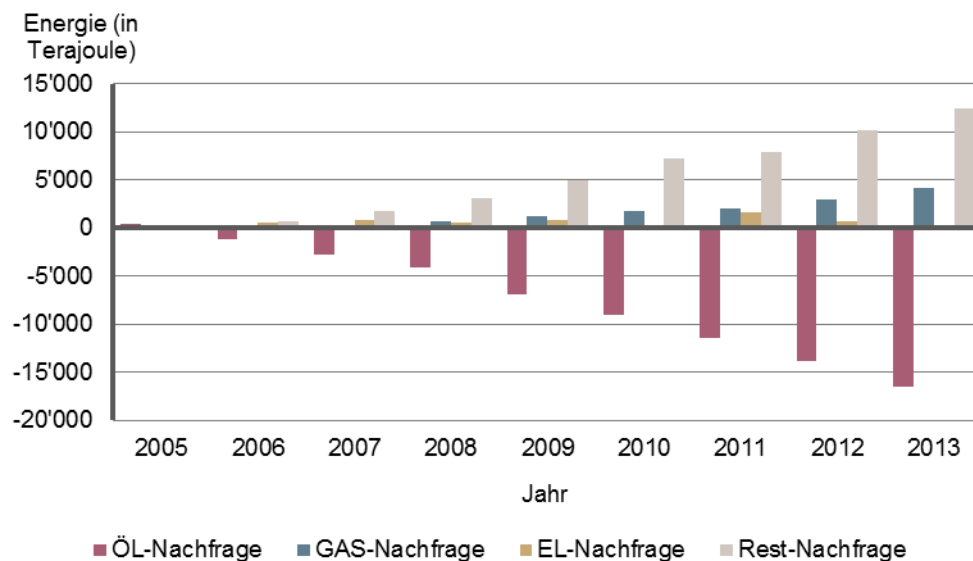
Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien.

4.1.2 Sektor Haushalte

Die Berechnungen für den Sektor Haushalte sind analog zum Sektor der Wirtschaft und werden hier nur cursorisch beschrieben. In Abbildung 4-3 sind die aus den Anteilswerten berechneten Differenzen (zwischen den Szenarien) bei den Energiewerten dargestellt, aufgeschlüsselt nach Energieträger. Die Energiewerte belaufen sich in der Summe pro Jahr auf null. Das heisst, dass die Werte in Abbildung 4-3 nur die Verschiebungen (Substitution) zwischen den Energieträgern repräsentieren (die Entwicklung der Gesamtnachfrage ist annahmegemäss in beiden Szenarien gleich und wurde bereits herausgerechnet).

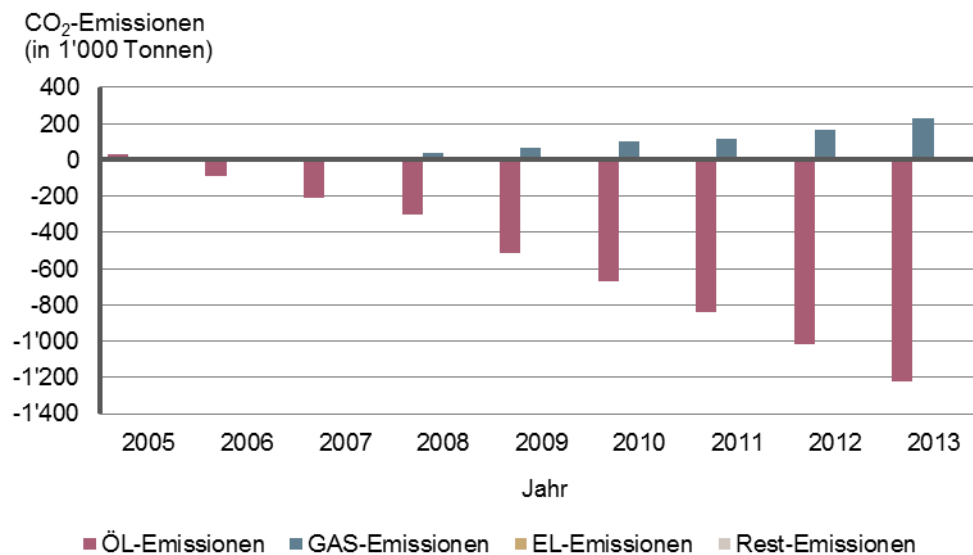
Aus dem Zeitverlauf der Balken in Abbildung 4-3 wird ersichtlich, dass die Erdölprodukte (im Vergleich der Szenarien) einen steten Rückgang verzeichnen. Diesem Rückgang beim Energieträger Öl steht eine beachtenswerte Zunahme bei der Restgruppe (Holzenergie, Fernwärme und „übrige erneuerbare Energien“) gegenüber. Der Energieträger Gas weist gegen das Ende der Beobachtungsperiode einen leichten Zuwachs auf. Bei der Elektrizität sind die Unterschiede zwischen den Szenarien so klein, dass sie in Abbildung 4-3 kaum ersichtlich sind.

Abbildung 4-3: Differenzen bei den nachgefragten Energieträgern zwischen den Szenarien, aufgeschlüsselt pro Energieträger (Sektor Haushalte, 2005-2013)



Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien.

Abbildung 4-4: Unterschiede bei den CO₂-Emissionen zwischen den Szenarien, aufgeschlüsselt pro Energieträger (Sektor Haushalte, 2005-2013)



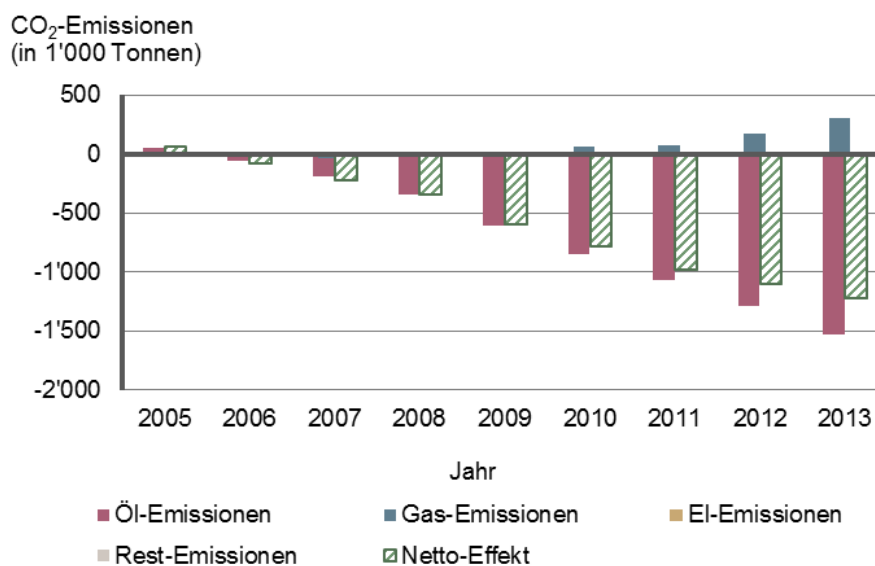
Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien.

Werden nun aus den Energiewerten die entsprechenden Emissionswerte berechnet,³³ so ergibt sich auch im Sektor Haushalte ein anderes Bild; vgl. Abbildung 4-4. Die zunehmende Substitution zugunsten CO₂-ärmerer Energieträger (insbesondere ein Ausstieg aus den Erdölprodukten), führt zu deutlich sichtbaren Unterschieden bei den CO₂-Emissionen zwischen den Szenarien. Der Nettoeffekt (d.h. die Summe der in Abbildung 4-4 ausgewiesenen Differenzen zwischen den Szenarien über alle Energieträger) im Jahr 2013 beträgt in etwa 1 Mio. t CO₂ und ist damit nochmals deutlich höher als im Sektor Wirtschaft.³⁴

4.2 Gesamtbetrachtung

Der Gesamteffekt kann aus der Summe der sektoralen Effekte berechnet werden und ist in Abbildung 4-5 dargestellt. Im Jahr 2013 beläuft sich die Netto-Reduktionswirkung infolge der CO₂-Abgabe (im Vergleich zum Referenzszenario) auf 1.2 Mio. Tonnen CO₂. Die kumulative Wirkung seit der Einführung der Abgabe ergibt sich als Summe der Jahreswerte in Abbildung 4-5.

Abbildung 4-5: Gesamteffekt



Quelle: Berechnung auf Basis der simulierten Daten zu den Szenarien.

Es ist wichtig hervorzuheben, dass die in Abbildung 4-5 ausgewiesene Reduktionwirkung nicht nur auf den kurzfristigen Preiseffekt der CO₂-Abgabe zurückzuführen ist, sondern die Trendeffekte (langfristige Preiserwartung und technologische Änderungen) mitberücksichtigt. Die Reduktionen ergeben sich deshalb, weil die CO₂-Abgabe Verschiebungen (Substitutionseffekte)

³³ Berechnung anhand der Emissionsfaktoren; vgl. Text, oben.

³⁴ Auch hier ist zu beachten, dass Abbildung 4-4 die Summe aller in Abbildung 2-2 aufgeführten Effekte enthält.

bei den Anteilswerten der einzelnen Energieträger an der gesamten Energienachfrage auslöst. Das heisst, dass die Wirtschaftssubjekte v.a. Öl und Gas zugunsten von CO₂-ärmeren (oder CO₂-freien) Energieträger substituieren. Kurzfristig ist der direkte Effekt der Preiserhöhung durch die CO₂-Abgabe relativ gering. Haushalte und Unternehmen reagieren kurzfristig nicht mit starken Anpassungen ihrer Energienachfrage. Die Kosteneinsparungen, die ein Wechsel des Energieträgers mit sich bringen würde, wiegen die Netto-Investitionskosten in eine neue Anlage kurzfristig nicht auf. Für die relativ unveränderliche Energienachfrage in der kurzen Frist spricht auch, dass die Höhe der CO₂-Abgabe vergleichsweise zu gering ist, als dass eine Vielzahl von Unternehmen ihren Output massgeblich reduzieren würde.

Die Wirkungsmessung der CO₂-Abgabe darf aber nicht auf eine kurzfristige Analyse reduziert werden, sondern muss auch die über die unmittelbar eintretenden Effekte hinausreichenden Einflüsse einbeziehen. Obwohl die Abgabehöhe pro Jahr relativ gering ist (wie der Zinssatz im Beispiel der Zinsrechnung) und kurzfristig nur eine bescheidene Auswirkung auf die Substitution hat, beeinflusst sie die längerfristigen Preiserwartungen der Wirtschaftssubjekte. Eine massgebliche Rolle spielt dabei die Erwartung der Akteure, dass die Verteuerung der fossilen Brennstoffe persistent ist und die Abgabe allenfalls im Zeitverlauf durch den Bundesrat weiter erhöht werden kann. Insofern zeigt es sich, dass die CO₂-Abgabe mittel- und langfristig einen bedeutenden Einfluss auf die Entscheidungen zugunsten von CO₂-sparenden Massnahmen (bspw. Wechsel des Energieträgers oder Investitionen in energiesparende Technologien).

Ebenfalls mit enthalten in der Wirkungsabschätzung sind die Reduktionen, die in jenen Sektoren / Unternehmen erzielt werden, die von der CO₂-Abgabe befreit sind (verpflichtende Zielvereinbarungen). Die Beiträge der einzelnen Komponenten lassen sich nicht isoliert ausweisen. Die reine Wirkung der Abgabe (kurzfristiger Effekt sowie mittel- bis längerfristiger Effekt auf die Preiserwartungen) dürfte aber etwas geringer sein als in Abbildung 4-5 dargestellt.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Wirkung der CO₂-Abgabe nachgewiesen werden kann. Die CO₂-Abgabe erfüllt ihre Lenkungsfunktion und führt bei den Wirtschaftssubjekten zu Verhaltensänderungen, insofern dass stark CO₂-haltige Energieträger zugunsten von CO₂-ärmeren bzw. CO₂-freien Energieträgern substituiert werden. Die Substitutionswirkung ihrerseits führt im Endeffekt dazu, dass die brennstoffbasierten CO₂-Emissionen reduziert werden.

5 Schlussfolgerungen

Unsere ökonometrischen Modellschätzungen zeigen:

- Die CO₂-Abgabe hat seit ihrer Einführung zu deutlich sichtbaren Reduktionen der CO₂-Emissionen in den Sektoren Wirtschaft (Industrie und Dienstleistungen) und Haushalte geführt. Die Reduktionen ergeben sich deshalb, weil die CO₂-Abgabe Verschiebungen (Substitutionseffekte) bei den Anteilswerten der einzelnen Energieträger an der gesamten Energienachfrage auslöst. Anstelle von Öl werden seit Einführung der Abgabe vermehrt CO₂-arme Energieträger eingesetzt.
- Die berechneten Reduktionen sind die Folge mehrerer Effekte, die sich nicht eindeutig voneinander trennen lassen. Kurzfristig ist der direkte Effekt der Preiserhöhung durch die CO₂-Abgabe relativ gering. Haushalte und Unternehmen reagieren kurzfristig nicht mit starken Anpassungen ihrer Energienachfrage. Damit stützen unsere Ergebnisse die Modellschätzungen konventioneller ökonometrischer Modelle.
- Die durch die CO₂-Abgabe ausgelösten mittel- bis längerfristigen Preiserwartungen haben jedoch einen bedeutenden Einfluss auf die unmittelbaren und längerfristigen Entscheidungen zugunsten von CO₂-sparenden Massnahmen (bspw. Wechsel des Energieträgers oder Investitionen in energiesparende Technologien).
- Der ausgewiesene Gesamteffekt (in Mio. t CO₂) ist leicht überschätzt, weil der Beitrag anderer Massnahmen (verpflichtende Zielvereinbarungen) und des technologischen Fortschritts nicht herausgerechnet werden kann. Aufgrund der Modellprämissen gehen wir davon aus, dass der Hauptteil der ausgewiesenen CO₂-Reduktion auf die Abgabe zurückzuführen ist. Eine genaue Aufteilung der Effekte ist mit den heute zur Verfügung stehenden Daten und wegen des (noch) kurzen Zeitraums seit der Einführung der CO₂-Abgabe nicht möglich.
- Diese in dieser Form für die Schweiz erstmals durchgeführten ökonometrischen Schätzungen eines Modells mit mehreren Energieträgern, welche simultan gelöst werden, zeigen, dass die Substitutionswirkungen zwischen den Energieträgern wesentliche Treiber für die CO₂-Minderung sind.
- Weiter können mit dem Schätzmodell auch Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten abgeleitet werden. Diese Elastizitäten drücken aus, wie sich die Nachfrage nach einem bestimmten Energieträger verändert, wenn sich der Preis dieses Energieträgers (Eigenpreiselastizität) bzw. eines anderen Energieträgers (Kreuzpreiselastizität) verändert. Sie liegen im Vergleich zu einfacheren ökonometrischen Modellen in einer realistischen Grössenordnung und können für weitere Modellierungen (bspw. mit allgemeinen Gleichgewichtsmodellen) verwendet werden.

6 Technischer Anhang

6.1 Produktionsfunktion

Der Ausgangspunkt für die Schätzung des Substitutionsmodells ist ein neoklassisches Modell zum Produktionsverhalten. Hierzu wird eine aggregierte Produktionsfunktion unterstellt,

$$Y = \mathcal{F}(X_1, X_2, \dots, X_p; E_{OIL}, E_{GAS}, E_{EL}, E_{Rest}; T), \quad (1)$$

die beschreibt, wie viele Einheiten des Produkts Y mit dem Einsatz von $E_{OIL}, E_{GAS}, E_{EL}, E_{Rest}$ Einheiten an energiebezogenen Inputs (Öl, Gas, Elektrizität etc.) und X_1, X_2, \dots, X_q nicht-energiebezogenen Inputs (bspw. Kapital, Arbeit etc.), gegeben das Technologieniveau T , produziert werden können (vgl. bspw. Mas-Colell et al., 1995, Kapitel 5).

Für das Technologieniveau wird angenommen, dass dieses durch einen (neutralen) Index des technologischen Fortschritts f repräsentiert werden kann. Der Index f sei seinerseits zusammengesetzt aus factorspezifischen, relativen Indizes f_1, f_2, \dots, f_q bzw. f_{OIL}, f_{GAS}, f_{EL} , und f_{Rest} , die jeweils die Form von *augmentation factors* aufweisen. Die Bedeutung der (Teil-) Indizes, f_i , wird Verlauf des folgenden Abschnitts ersichtlich.

a) Kostenfunktion und augmentation factors

Geht man von der Annahme aus, dass die Inputpreise $P_1, \dots, P_q, P_{OIL}, P_{GAS}, P_{EL}$ und P_{Rest} aus Sicht des Produzenten exogen bestimmt sind, dann können die Charakteristika der Produktionsfunktion in (1) auch als Kostenfunktion, \mathcal{C} , repräsentiert werden³⁵

$$C = \mathcal{C}\left(\frac{P_1}{f_1}, \dots, \frac{P_q}{f_q}; \frac{P_{OIL}}{f_{OIL}}, \frac{P_{GAS}}{f_{GAS}}, \frac{P_{EL}}{f_{EL}}, \frac{P_{Rest}}{f_{Rest}}; f; Y\right). \quad (2)$$

Die Kostenfunktion beschreibt die Kosten C , die bei der Produktion von Y Einheiten anfallen. Man beachte, dass die Inputs in (2) als sogenannte *efficient units* ausgedrückt sind. Das heisst, die Inputpreise gehen in normierter Form in die Kostenfunktion ein. Die Idee hinter den *augmentation factors* f_i (als Divisor der Preise P_i) ist, dass sie den physischen Input zu einer *efficient unit* transformieren. Insofern kann (2) als Standardkostenfunktion betrachtet werden.

Gleichung (2) kann nicht direkt für Schätzungen verwendet werden und wird daher approximiert. Eine der gebräuchlichsten Approximationen ist die translog-Kostenfunktion³⁶ (Christiansen, Jorgensen und Lau, 1973; Jorgenson und Lau, 1975). Aus der ersten Ableitungen der translog-Kostenfunktion (nach dem Logarithmus der Preise) erhalten wir ein Gleichungssystem

³⁵ Zusätzlich wurde angenommen, dass die Produktionsfunktion in (1) bezüglich der Energieinputs *homothetic weakly separable* ist; vgl. Mas-Colell et al. (1995, Kapitel 5).

³⁶ Der volle Name lautet: *transcendental logarithmic function*. Die translog-Kostenfunktion erhält man als Approximation zweiter Ordnung aus (2).

zu den Anteilswerten, $s_{i,t}$, der $i \in \mathcal{A} = \{Oil, Gas, El, Rest\}$ Energieträger am Total der nachgefragten Energiemenge. Das Gleichungssystem für die Anteilswerte $s_{i,t}$ lautet für die Zeitperioden $t = 1, \dots, T$,

$$s_{i,t} = \alpha_i + \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \log \left(\frac{P_{j,t}}{f_{j,t}} \right), \quad \text{für } i \in \mathcal{A} = \{Oil, Gas, El, Rest\}. \quad (3)$$

Die Terme $P_{i,t}$ bezeichnen die Preisvariablen und $f_{i,t}$ sind *augmentation factors*. Die Koeffizienten α_i und α_{ij} in (3) sind unbekannt und müssen geschätzt werden (siehe unten).

Um sicherzustellen, dass die Kostenfunktion in (3) mit einer regulären Produktionsfunktion (vgl. Gleichung 1) korrespondiert, müssen Parameterrestriktionen eingeführt werden. Es handelt sich dabei um die folgenden Restriktionen bzw. Annahmen (vgl. bspw. Jorgenson, 1986).

$$\text{Produktausschöpfung (i):} \quad \sum_{i \in \mathcal{A}} \alpha_i = 1, \quad (A.1)$$

$$\text{Produktausschöpfung (ii):} \quad \sum_{i \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} = 0, \quad \text{für alle } j \in \mathcal{A}, \quad (A.2)$$

$$\text{Homogenität:} \quad \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} = 0, \quad \text{für alle } i \in \mathcal{A}, \quad (A.3)$$

$$\text{Symmetrie:} \quad \alpha_{ij} = \alpha_{ji}, \quad \text{für alle } i, j \in \mathcal{A}. \quad (A.4)$$

Neben den vier aufgeführten Restriktionen müsste streng genommen auch eingefordert, dass die Kostenfunktion in (2) bezüglich der Inputpreise konkav ist. Diese Parameterrestriktion kann auf Gleichung (3) übertragen werden und bedeutet dort, dass die Koeffizientenmatrix $[\alpha_{ij}]$ negativ semidefinit sein muss. Bei der Parameterschätzung wird diese Einschränkung jedoch nicht auferlegt, sondern i.d.R. nur statistisch getestet.

b) Elastizitäten

Beachtenswert ist ferner Annahme (A.4): Diese Annahme wird benötigt um die (klassischen) symmetrischen Substitutionselastizität nach Allen-Uzawa (AU) abzuleiten; vgl. Uzawa (1962). Für die translog-Spezifikation in (3) berechnen sich die AU-Elastizitäten wie folgt (vgl. Berndt und Wood, 1975):

$$\sigma_{ij} = \frac{\alpha_{ij} + s_i s_j}{s_i s_j}, \quad \text{wenn } i \neq j, \quad (4a)$$

$$\sigma_{ii} = \frac{\alpha_{ii} + s_i^2 - s_i}{s_i^2}. \quad (4b)$$

Die Terme s_i und s_j bezeichnen hier die Anteilswerte des Energieträgers i bzw. j . Diese Terme sind zeit-invariant und werden typischerweise als Mittelwerte der Anteilswerte (über die Zeit $t = 1, \dots, T$) gewählt.³⁷

6.2 Stochastische Spezifikation

Um das Kostenmodell in Gleichung (3) schätzen zu können, wird den Kostenanteilsleichungen ein additiver Fehlerterm hinzugefügt. Dieser Störterm kann Optimierungsfehler des (aggregierten) Produzenten widerspiegeln oder repräsentiert stochastische Technologieschocks. Gleichung (3) wird mit den Fehlertermen $e_{i,t}$ ergänzt und hat die Form

$$s_{i,t} = \alpha_i + \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \log \left(\frac{p_{j,t}}{f_{j,t}} \right) + e_{i,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } i = 1, \dots, T, \quad (5)$$

wobei die $e_{i,t}$ voneinander unabhängige Fehlerterme mit Erwartungswert Null mit positiver Varianz sind. Die *augmentation factors* $f_{i,t}$ sind im Ausdruck von (5) zeit-abhängig definiert und können sich deshalb im Zeitverlauf verändern.

Für die Beschreibung des dynamischen Verhaltens der technologischen Fortschrittsindices in Form von $f_{i,t}$, wird eine spezifische funktionale Form benötigt. Wir orientieren uns dabei an Harvey und Marshall (1991) und nehmen an, dass die $f_{i,t}$ für jedes $i \in \mathcal{A}$ nicht notwendigerweise stationär (bezüglich der Zeit) sein müssen, sondern einem Random Walk mit Drift folgen. In formaler Notation haben wir somit den folgenden Ausdruck

$$\log(f_{i,t}) = \log(f_{i,t-1}) + \bar{\gamma}_i + \eta_{i,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T \quad (6)$$

wobei die Parameter $\bar{\gamma}_i$ fixe (d.h. zeit-invariante) Slope- bzw. Driftparameter sind. Bei den Termen $\eta_{i,t}$ handelt es sich um voneinander unabhängige und auch von den $e_{i,t}$ unabhängige Fehlerterme (für alle $i \in \mathcal{A}$ und $t = 1, \dots, T$) mit Erwartungswert Null und positiv semidefiniter Kovarianzmatrix.

Nimmt man den Ausdruck in (6) zu Hilfe, so kann das Gleichungssystem zu den Anteilswerten $s_{i,t}$ in (5) wie folgt geschrieben werden (vgl. Harvey und Marshall, 1991, S. 1079)

$$s_{i,t} = \mu_{i,t} + \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \log \left(\frac{p_{j,t}}{f_{j,t}} \right) + e_{i,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T, \quad (7a)$$

$$\mu_{i,t} = \mu_{i,t-1} + \gamma_i + \eta_{i,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (7b)$$

³⁷ Es sei überdies angemerkt, dass Substitutionselastizitäten nicht notwendigerweise – wie im Fall von Allen-Uzawa – symmetrisch sein müssen. Die Substitutionselastizität nach Morishima beispielsweise fordert die Symmetriebedingung in nicht ein; vgl. Blackorby und Russell (1981).

Die Notation in (7a, b) folgt der Formulierung, die zur Repräsentation von Strukturellen Zeitreihenmodelle gebräuchlich ist (vgl. bspw. Durbin und Koopman, 2012). Diese Formulierung werden wir uns bezüglich der Modellschätzung zu Nutze machen. Ebenso wird aus der Zustandsraumformulierung ersichtlich, dass Gleichung (7b) die dynamischen Eigenschaften der Trendkomponenten, $\mu_{i,t}$, in (7a) beschreibt. Mit Hilfe der folgenden Identitäten können die Spezifikation (5, 6) und (7a, b) in einander überführt werden.

$$\mu_{i,t} = \alpha_i - \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \log(f_{j,t}), \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (8a)$$

$$\gamma_i = - \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \bar{\gamma}_j, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (8b)$$

$$\eta_{i,t} = - \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \bar{\eta}_{j,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (8c)$$

a) Identifizierbarkeit

Keine der bis zu diesem Punkt diskutierten Modellrepräsentationen kann direkt für die Schätzung benutzt werden, sondern bedarf weiterer Restriktionen. Diese zusätzlichen Einschränkungen werden in erster Linie deshalb benötigt, weil die Summe der Anteilswerte $s_{i,t}$ über alle Energieträger $i \in \mathcal{A}$ den Wert eins (bzw. 100%) ergibt.³⁸ Dies ist eine Folge der Überbestimmtheit des Gleichungssystems (7a) und mündet direkt in ein Identifikationsproblem.

Dieser Identifikationsproblematik kann jedoch dadurch begegnet werden, dass eine der Gleichungen für $s_{i,t}$ ($i \in \mathcal{A}$) bei der Schätzung weggelassen wird. Es spielt dabei keine Rolle, welche der Gleichungen in (7a) nicht geschätzt wird.

Überdies erfordern die Identitäten (8a-8c), die mit (7a, b) in Zusammenhang stehen, ebenfalls zusätzlicher Annahmen; Harvey und Marshall (1991, S. 1079). Namentlich handelt es sich um die folgenden Restriktionen, damit die $f_{i,t}$ in (8a) identifizierbar sind

$$\log(f_{i,1}) = 0, \quad \text{für alle } i \in \mathcal{A}, \quad (A.5)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{A}} \log(f_{j,t}) = 0, \quad \text{für alle } t = 1, \dots, T. \quad (A.6)$$

b) Schätzmodell nach Harvey und Marshall (1991) und Erweiterungen

Das ursprüngliche Modell von Harvey und Marshall (1991) zu den Anteilswerten enthält zusätzlich zur Trendkomponente ein sogenannte *cycle*-Komponente, weil die Autoren Quartalsdaten verwenden. Für unsere Anwendung zu Jahresdaten wird diese Komponente nicht benötigt. Deshalb haben wir die *cycle*-Komponente in unseren Gleichungen (7a,b) weggelassen.

³⁸ Von den p Gleichungen des Systems ist eine Gleichung redundant. Der Anteilswert dieser einen Gleichung kann mittels Subtraktion von 1 abzüglich der Summe aller übrigen Anteilswerte berechnet werden.

Das Modell Harvey und Marshall (1991) ist ein guter Ausgangspunkt, um elaboriertere Modelle abzuleiten. Für unsere Zwecke nehmen wir zwei Anpassungen bzw. Erweiterungen vor.

Anpassung 1)

Wir erweitern die Modellstruktur in (7a) so, dass in jeder Anteilswert-Gleichung, neben den Preisdaten, auch die logarithmierten Heizgradtage als Erklärungsvariable einbezogen werden, vgl.

$$s_{i,t} = \mu_{i,t} + \sum_{j \in \mathcal{A}} \alpha_{ij} \log \left(\frac{p_{j,t}}{f_{j,t}} \right) + \kappa_i \cdot \log HGT_t + e_{i,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (7a^*)$$

Anpassung 2)

Die zweite Anpassung bzw. Erweiterung betrifft die „random walk with drift“-Trendspezifikation in (7b). Wir verallgemeinern diese Formulierung und erlauben, dass der Trend durch das folgende Gleichungssystem beschrieben werden kann,

$$\mu_{i,t} = \mu_{i,t-1} + \beta_{i,t} + \eta_{i,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (7b^*)$$

$$\beta_{i,t} = \beta_{i,t-1} + \xi_{i,t}, \quad \text{für } i \in \mathcal{A} \text{ und } t = 1, \dots, T. \quad (7c^*)$$

Es handelt sich hierbei um ein sehr flexibles Konzept zur Spezifikation des Trends, wobei jede einzelne Trendausprägung durch das Setzen von spezifischen Restriktionen erzielt wird. Diese Formulierung ist bei den univariaten Strukturellen Zeitreihenmodellen gebräuchlich (vgl. Harvey und Shepard, 1993, Tabelle 1, S. 264) und soll hier auf den multivariaten Fall ausgedehnt werden. Typische Formen der Trend-Parametrisierungen sind:

- local level (llevel) oder local level with deterministic trend (lldlevel),
- smooth trend (strend) oder local linear trend (ltrend).

Der Vorteil dieser Trendspezifikation liegt darin, dass die Restriktionen statistisch getestet werden können.³⁹ Dadurch kann die optimale Trendanpassung für die empirischen Daten identifiziert werden, im Gegensatz zur Modellierung von Harvey und Marshall (1991), die nur eine Spezifikation erlaubt.

c) Verteilungsannahmen

Um die Parameter des Modells (7a*-7c*) empirisch schätzen zu können, müssen Verteilungsannahmen eingeführt werden. Wir nehmen an, dass die Störterme $e_{i,t}$, $\eta_{i,t}$ und $\xi_{i,t}$ für $i \in \mathcal{A}$ und $t = 1, \dots, T$ voneinander unabhängig sind.⁴⁰ Um die Analyse zu vereinfachen, wird angenommen, dass die besagten Störterme einer Normalverteilung folgen.

³⁹ Es ist möglich unterschiedliche Trendspezifikationen für die einzelnen Anteilwerte-Gleichungen zu wählen.

⁴⁰ Die Unabhängigkeitsannahme ist nicht zwingend. Wir haben bspw. Modelle geschätzt, die eine Korrelation zwischen den $\eta_{i,t}$ zulassen (Annahme: Trends sind untereinander korreliert). Die unterstellte Korrelationsstruktur war jedoch in keinem Fall signifikant.

6.3 Modellschätzung und Simulation

a) Schätzung

Werden die Anteilswerte $s_{i,t}$ für $i \in \mathcal{A}$ zum Vektor \mathbf{s}_t zusammengestellt ($t = 1, \dots, T$), dann kann die Modellspezifikation (7a*-7c*) unter den Verteilungsannahmen als Zustandsraummodell geschrieben werden,

$$\mathbf{s}_t = \mathbf{F}_t \boldsymbol{\theta}_t + \mathbf{v}_t, \quad \mathbf{v}_t \sim N(\mathbf{0}, \mathbf{V}_t), \quad (9.1)$$

$$\boldsymbol{\theta}_t = \mathbf{G}_t \boldsymbol{\theta}_{t-1} + \mathbf{w}_t, \quad \mathbf{w}_t \sim N(\mathbf{0}, \mathbf{W}_t), \quad (9.2)$$

wobei \mathbf{V}_t und \mathbf{W}_t unbekannte Kovarianzmatrizen sind; $N(\cdot)$ steht für Normalverteilung; der Vektor $\boldsymbol{\theta}_t$ wird als Zustandsvektor bezeichnet; bei \mathbf{F}_t und \mathbf{G}_t handelt es sich um sog. Systemmatrizen. Die ursprünglichen Parameter (bspw., $\mu_{i,t}$) sind in (9.1 und 9.2) in Bezug zu $\boldsymbol{\theta}_t$ definiert.

Gleichung (9.1) heisst Beobachtungsgleichung und Gleichung (9.2) wird als Zustandsgleichung bezeichnet. Nimmt man zusätzlich an, dass der Initialwert des Zustandsvektors $\boldsymbol{\theta}_0$ der Verteilung $\boldsymbol{\theta}_0 \sim N(\mathbf{m}_0, \mathbf{C}_0)$ folgt, wobei der Vektor \mathbf{m}_0 und die Matrix \mathbf{C}_0 bekannt sind, dann kann die (log) Likelihood Funktion mit Hilfe des Kalman Filters hergeleitet werden (Durbin und Koopman, 2012, Kapitel 5). Schätzungen für die Modellparameter erhält man mit den *maximum likelihood* Schätzern, wobei diese aus der Maximierung der (log) Likelihood Funktion folgen. Es handelt sich dabei um ein relativ hochdimensionales, nicht-lineares Optimierungsproblem. In unserer Implementation werden mehrere Newton und Quasi-Newton Verfahren gleichzeitig für die Schätzung verwendet. Dadurch können die Schwierigkeiten bei der numerischen Optimierung reduziert werden.

Unsere Umsetzung der Methode basiert auf der Implementation des Kalman Filters von Petris et al. (2009) bzw. Petris (2013) und dem *optimization framework* von Nash (2014).

b) Simulation

Nach der Schätzung der Parameter wird der Zustandsvektor (um damit die Trendkomponenten) mit der Methode des Kalman Filters gefiltert und – sofern dies benötigt wird – auch *smoothed*. Die Filterung liefert jeweils eine Schätzung des Anteilswerts $s_{i,t}$, die nur auf den Informationen (bspw. Preisdaten) aus der Vergangenheit beruht. Wenn keine empirischen Beobachtungen vorliegen (vgl. Szenario „ohne Abgabe“, Jahre 2008-2013), dann berechnet das Filter eine Prognose. Mit dieser Methode haben wir die Anteilswerte für beide Szenarien simuliert.

6.4 Exkurs: Mengenmodell

Das im Hauptteil des Berichts geschätzte Substitutionsmodell zielt, wie der Name gesagt, auf die Berechnung der Substitutionseffekte ab. Als Ergänzung dazu haben wir auch ein Mengenmodell zur (absoluten) Gesamtenergienachfrage geschätzt (ohne Aufschlüsselung nach Energieträgern).

Tafel: Parameterschätzung zum Mengenmodell der Gesamtenergienachfrage (Sektor Wirtschaft, 1978-2013)

Hyperparameters	Coef.	Std. Err.	t-value
Error variance	8.338E-05	3.762E-05	0.036 **
Level variance	8.836E-05	4.581E-05	0.065 *
Slope variance	-	-	-
Regression effects	Coef.	Std. Err.	t-value
logTotalEnergy (t-1)	0.208	0.103	0.054 *
logTotalEnergy (t-2)	0.189	0.086	0.038 **
logBIP	0.320	0.107	0.006 ***
logPricelIndex	-0.073	0.130	0.578
logHGT	0.382	0.041	0.000 ***
Dummy1990	-0.033	0.015	0.042 **
Diagnostics of the standardized innovations		Stat.	p-value
Durbin-Watson statistic		2.177	0.521
Ljung-Box statistic		6.275	0.280
Shapiro-Wilk statistic		0.960	0.256

Significance levels: $\leq 10\%$ *, $\leq 5\%$ **, $\leq 1\%$ ***

Quelle: Daten aus GEST (2014). Die Gesamtenergie umfasst: Öl, Gas, Elektrizität und Restenergie; die Energieträger „Kohle und Koks“ und „Müll und Industrieabfälle“ sind nicht berücksichtigt; vgl. Diskussion im Text.

Anm.: Modelltyp: Strukturelles Zeitreihenmodell mit *local-level* Trendkomponente; abhängige Variable ist die logarithmierte Gesamtenergienachfrage im Sektor Wirtschaft (= logTotalEnergy). Bei den Variablen logTotalEnergy(t-1) bzw. logTotalEnergy(t-2) handelt es sich um zeitlich zurückversetzte Effekte der abhängigen Variable.

Die modellierte Nachfrage der Gesamtenergie summiert die Beiträge aus Öl, Gas, Elektrizität und Restenergie. Dieses Modell kann daher als komplementär zum Substitutionsmodell betrachtet werden. Als zentrale Erklärungsfaktoren werden hier der Wirtschaftsoutput (BIP), die Heizgradtage (zur Beschreibung der klimatischen Bedingungen), Trends und allfällige weitere Variablen herangezogen.

Es handelt sich um ein Lineares Gauss'sches Zustandsraummodell mit einer *local-level*-Trendspezifikation. Die abgedruckten Koeffizienten können als Nachfrageelastizitäten aufgefasst werden, weil das Modell eine log-log-Spezifikation aufweist. Die beiden zentralen Erklärungsvariablen, Wirtschaftsoutput (logBIP) und Heizgradtage (logHGT, zur Beschreibung der klimatischen Variationen), sind auf mindestens dem 5%-Niveau signifikant und haben die erwarteten

Vorzeichen (bzw. sind mit ökonomischen Theorie konform). Die Elastizität für den Wirtschaft-soutput ist 0.32. Es ist klar, dass das BIP und die Nachfrage nach Energie kontingent sind. Ob und in welche Richtung eine Kausalität zwischen den Variablen besteht, wird kontrovers diskutiert; vgl. bspw. Baranzini et al. (2013).

Literaturverzeichnis

- Akinboade, O.A., E. Ziramba und W.L. Kumo (2008)
The demand for gasoline in South Africa: An empirical analysis using co-integration techniques, *Energy Economics* 30, S. 3222–3229.
- Amusa, H., K. Amusa und R. Mabugu (2009)
Aggregate demand for electricity in South Africa: An analysis using the bounds testing approach to cointegration, *Energy Policy* 37, S. 4167–4175.
- BAFU Bundesamt für Umwelt (2014)
Faktenblatt CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz, Ittigen.
- Baranzini, A., S. Weber, M. Bareit und N. A. Mathys (2013)
The causal relationship between energy use and economic growth in Switzerland, *Energy Economics* 36, S. 464-470.
- Berndt, E. R. und D. O. Wood (1975)
Technology, Prices, and the Derived Demand for Energy, *The Review of Economics and Statistics* 57, S. 259-268.
- Bhattacharyya, S. C. und G. R. Timilsina (2009)
Energy Demand Models For Policy Formulation: A Comparative Study Of Energy Demand Models, Policy Research Working paper, No. 4866, World Bank, <http://dx.doi.org/10.1596/1813-9450-4866>.
- Binswanger, H. P. (1974a)
The measurement of technical change biases with many factors of production. *American Economic Review* 64 (6), 964–976.
- Binswanger, H. P. (1974b)
A microeconomic approach to induced innovation. *Economic Journal* 84 (336), 940–958.
- Blackorby, C., und R. R. Russell (1981)
The Morishima Elasticity of Substitution: Symmetry, Constancy, Separability, and Its Relationship to the Hicks and Allen Elasticities, *Review of Economic Studies* 48, S. 147–158.
- Bussmann, W., U. Klöti und P. Knoepfel (1997)
Einführung in die Politikevaluation, Basel / Frankfurt a.M.: Helbing & Lichtenhahn.
- Christiansen L.R., D. W. Jorgensen und L. J. Lau (1973)
Transcendental logarithmic production frontier, *Review of Economics and Statistics*, 55, S. 28-45.
- Deaton, A. (1986)
Demand Analysis, in: Griliches, Z. und M. D. Intriligator (Hrsg.): *Handbook of Econometrics*, Vol. 3, Kapitel 30., Amsterdam: North-Holland.
- Deaton, A. und J. Muellbauer (1980)
An Almost Ideal Deman System, *The American Economic Review* 70, S. 312-326.

- Durbin, J. und S.J. Koopman (2012)
Time Series Analysis by State Space Methods, 2. Aufl., Oxford: Oxford University Press.
- Ecoplan (2008)
CO₂-Emissionen 2008 bis 2012: Kurzfrist-Perspektiven der energiebedingten CO₂-Emissionen der Schweiz, Studie im Auftrag des Bundesamts für Umwelt, Bern.
- Ecoplan (2011)
Branchenszenarien 2008 – 2030. Studie im Auftrag der Bundeskanzlei. Bern.
- Greene, W. H. (2008)
Econometric Analysis. 6th ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.
- Harvey, A. C. (1989)
Forecasting, Structural Time Series Models and the Kalman Filter. Cambridge: Cambridge University Press.
- Harvey, A. C. (1997)
Trends, cycles and autoregressions, *The Economic Journal*, 107, S. 192-201.
- Harvey, A. C. und A. Jaeger (1993)
Detrending, stylized facts and the business cycle, *Journal of Applied Econometrics* 8 (3), S. 231-247.
- Harvey, A. C. und Marshall (1991)
Inter-fuel substitution, technical change and the demand for energy in the UK economy, *Applied Economics* 23, S. 1077-1086.
- Harvey, A. C. und N. Shephard (1993)
Structural time series models. In: Maddala, G.S., Rao, C.R., Vinod, H.D. (Hrsg.), *Handbook of Statistics*. Vol. 11. North Holland, Amsterdam, S. 261-302.
- Harvey, A. C. und S. J. Koopman (1992)
Diagnostic Checking of Unobserved-Components Time Series Models, *Journal of Business and Economic Statistics*, 10 (4), S. 377-389.
- Harvey, A. C. und S. J. Koopman (1997)
Multivariate Structural Time Series Models, in: Heij, C. et al. (Hrsg.): *System Dynamics in Economics and Financial Models*, Kapitel 9, Hoboken (NJ): John Wiley & Sons.
- Hunt, L. C., G. Judge, G und Y. Ninomiya (2003b)
Underlying trends and seasonality in UK energy demand: A sectoral analysis *Energy Economics* 25, S. 93-118.
- Hunt, L. C., G., Judge und Y. Ninomiya (2000)
Modelling Technical Progress: An Application of the Stochastic Trend Model to UK Energy Demand, Surrey Energy Economics Discussion Paper, No. 99. Surrey Energy Economics Centre (SEEC), Department of Economics, University of Surrey, Guildford, UK.

- Hunt, L. C., G., Judge und Y. Ninomiya (2003a)
Modelling underlying energy demand trends. In: Hunt, L. C. (Ed.), *Energy in Competitive Market: Essays in Honour of Colin Robinson*. Edward Elgar, Kapitel 9, S. 140-174.
- Hyndman, R.J. und A.B. Koehler (2006)
Another look at measures of forecast accuracy, *International Journal of Forecasting* 22(4), S. 679-688.
- Infras (2011)
Machbarkeitsstudie zur Wirkungsanalyse der CO₂-Lenkungsabgabe. Schlussbericht; Studie im Auftrag des Bundesamts für Umwelt, Zürich. [inkl. Dokument „Separate Anhänge“].
- Inglesi-Lotz, R. (2011)
The evolution of price elasticity of electricity demand in South Africa: A Kalman filter application, *Energy Policy* 39 (6), S. 3690–3696.
- Jones, C.T. (1994)
Accounting for technical progress in aggregate energy demand. *Energy Economics* 16, S. 245–252.
- Jorgenson, D. W. (1986)
Econometric Methods for Modelling Producer Behavior, in: Griliches, Z. und M. D. Intriligator (Hrsg.): *Handbook of Econometrics*, Vol. 3, Kapitel 3., Amsterdam: North-Holland.
- Jorgenson, D. W. und L. J. Lau (1975)
Transcendental Logarithmic Utility Functions, *American Economic Review*, 65, S. 367-383.
- Mas-Colell, A., M. D. Whinston und J. Green (1995)
Microeconomic Theory, Oxford: Oxford University Press.
- Morana, C. (2003)
Modelling Evolving Long-run Relationships: An Application to the Italian Energy Market, *Scottish Journal of Political Economy* 47 (1), S. 72-93.
- Nash J. C. (2014)
On Best Practice Optimization Methods in R., *Journal of Statistical Software* 60, S. 1-14.
- Petris, G. (2013)
“dlm”: Bayesian and Likelihood Analysis of Dynamic Linear Models, R-Package, Vers. 1.1-3, www.cran.r-project.org/package=dlm
- Petris, G., Petrone, S. und P. Campagnoli (2009)
Dynamic Linear Models with R. New York: Springer.
- Pindyck, R. S. und D. L. Rubinfeld (1998)
Econometric Models and Economic Forecast, 4. Aufl. Boston (MA): McGraw-Hill.

Silk, J.I. und F. L. Joutz (1997)

Short and long-run elasticities in US residential electricity demand: A co-integration approach. *Energy Economics* 19, S. 493–513.

Uzawa, H. (1962)

Production Functions with Constant Elasticities of Substitution, *Review of Economic Studies* 30, S. 291–299.

Widmer, T. und T. de Rocchi (2012)

Evaluation: Grundlagen, Ansätze und Anwendungen, Zürich / Chur Rügger Verlag.

Widmer, T., W. Beywil und C. Fabian (2009)

Evaluation: Ein systematisches Handbuch, Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Anhang B: Wirkung der CO₂-Abgabe im Gleichgewichtsmodell

Nachfolgend ist der Forschungsbericht der EPFL zum Modul B abgedruckt. Der Bericht ist mit einem eigenständigen Titelblatt, Inhaltsverzeichnis und separaten Seitennummern versehen.

An ex-post evaluation of the effectiveness of the Swiss CO₂ levy*

Final Report Module B

Marc Vielle and Philippe Thalmann

Laboratory of Environmental and Urban Economics
(leure.epfl.ch)



December 10, 2015

*We would like to thank Frédéric Babonneau for his research assistance on this project.

Contents

- Contents** **2**

- 1 Introduction** **3**

- 2 The GEMINI-E3 Model** **3**
 - 2.1 Energy demand 5
 - 2.2 Update of the GEMINI-E3 database 7

- 3 The Swiss CO₂ levy** **7**

- 4 The historical scenario** **12**
 - 4.1 Methodology 12
 - 4.2 Results 15

- 5 A counterfactual analysis** **17**
 - 5.1 Reference case 17
 - 5.2 Sensitivity analysis 20
 - 5.2.1 Non-ETS exempted emissions and their associated shadow price . . 20
 - 5.2.2 CO₂ abatement by firms included in the Swiss ETS 25

- 6 Conclusion** **27**

- References** **28**

- 7 Appendix** **30**
 - 7.1 Elasticities used in this version of GEMINI-E3 30
 - 7.2 Definition of emissions included in the Swiss CO₂ law 31

1 Introduction

In 2008, Switzerland introduced a CO₂ levy on heating and process fuels [13] at an initial rate of CHF 12 per ton of CO₂. It was gradually increased to 60 CHF by 2014. The aim of this pricing mechanism is to reduce Swiss CO₂ emissions in accordance with the commitment made in the Kyoto protocol (-8% over 2008-2012 relative to 1990). This study provides a counterfactual analysis of CO₂ emissions if no CO₂ levy had been implemented. We use a macroeconomic model called GEMINI-E3 to perform the analysis. Although it is not very common to use such model for back-casting, some countries have already implemented such protocols. This is the case for example of the US administration, which conducts regularly an ex-post estimation of the benefits and costs of the Clean Air Act [14]. Among the different tools that are used to do this analysis we find the EMPAX-CGE model. Also in Switzerland Ecoplan applied a historical simulation from 1990 to 2001 and from 2001 to 2008 with its model SwissAGE based on [10].

In the present project we analyze two main scenarios. First, a historical scenario that includes the CO₂ levy and the exemption regimes and replicates the historical development of the Swiss economy and in particular the resulting energy consumptions and CO₂ emissions for the period 2008-2013 including a forecast for the year 2014. The second scenario is a counterfactual scenario in which the CO₂ levy and exemption regimes are removed. We then compare the results of the two scenarios and thereby evaluate the impacts of the Swiss CO₂ levy.

The report is structured as follows: In Section 2 we introduce the GEMINI-E3 model used to simulate the historical scenarios with and without the CO₂ levy and the exemption regimes. Then, in Section 3 we present the design of the Swiss CO₂ levy and Section 4 explains how the model is calibrated on historical evolutions. Section 5 shows the estimated impacts of the CO₂ levy. The final section presents the conclusions of this study.

2 The GEMINI-E3 Model

GEMINI-E3¹[6] is a multi-country, multi-sector, recursive dynamic² computable general equilibrium (CGE) model comparable to other CGE models (EPPA, OECD-Env-Linkage, etc) built and implemented by other modeling teams and institutions, and sharing the same long experience in the design of this class of economic models. The standard model is based on the assumption of total flexibility in all markets, both macroeconomic markets such as the capital and the exchange markets (with the associated prices being the real rate of interest and the real exchange rate, which are then endogenous), and microeconomic or sector markets (goods, factors of production).

¹All information about the model can be found at <http://gemini-e3.epfl.ch/>, including its complete description.

²Recursive dynamic CGE models are those that can be solved sequentially (one period at a time) and where the decisions about investment, consumption and production are based on the prices in the period of decision usually referred as myopic expectations in contrary to forward-looking dynamic model.

In the last 20 years, GEMINI-E3 has been extensively used to assess planned climate and energy strategies at global and regional levels, including:

- Assessment of the EU “Energy–Climate” Directive [9];
- Assessment of acceptable Swiss post-2012 climate policies [12];
- Study of possible fair negotiation outcomes at the forthcoming Conferences of the Parties of the UNFCCC [4];
- Estimation of the role of non-CO₂ gases in climate policy [8];
- Uncertainty analysis in climate policy assessment [3];
- Assessment of Russia’s role in the Kyoto protocol [7];
- Climate change effects of high oil prices [15].

The current version is built on the Swiss input-output table 2008 [11] and the GTAP database 8 [5] for the other countries. The industrial classification used in this study comprises 18 sectors (Table 1). The model describes six energy goods and sectors: coal, oil, natural gas, petroleum products, electricity and heat supply. Considerable effort was spent for obtaining a good description of the main energy intensive industries and for identifying in each sector the share of firms that are allowed to participate in the Swiss emission trading scheme (ETS). Concerning the regions represented by the model, we use an aggregated version of GEMINI-E3 that describes only 5 countries/regions: Switzerland, European Union, United States of America, BRIC (Brazil, Russia, India and China) and the rest of the World.

Table 1: Industrial and regional classifications

Sector/goods	Countries/regions
01 Coal	CHE Switzerland
02 Crude oil	EUR European Union
03 Gas	USA United States of America
04 Petroleum products	BIC Brazil-Russia-India-China
05 Electricity	ROW Rest of the world
06 Services of public heat supply	
07 Agriculture, forestry and fishing	
08 Chemical, rubber and plastic products	
09 Other non-metallic mineral products	
10 Basic metals	
11 Food products, beverage and tobacco products	
12 Pulp, paper, paper products, wood and wood products	
13 Fabricated metal products, except machinery and equipment	
14 Other industries	
15 Services	
16 Land transport	
17 Sea transport	
18 Air transport	

2.1 Energy demand

Domestic energy demand is equal to the sum of energy consumed by firms as a production factor and energy consumed by households as a final good. The production structure of the industrial sectors is shown in Figure 1³.

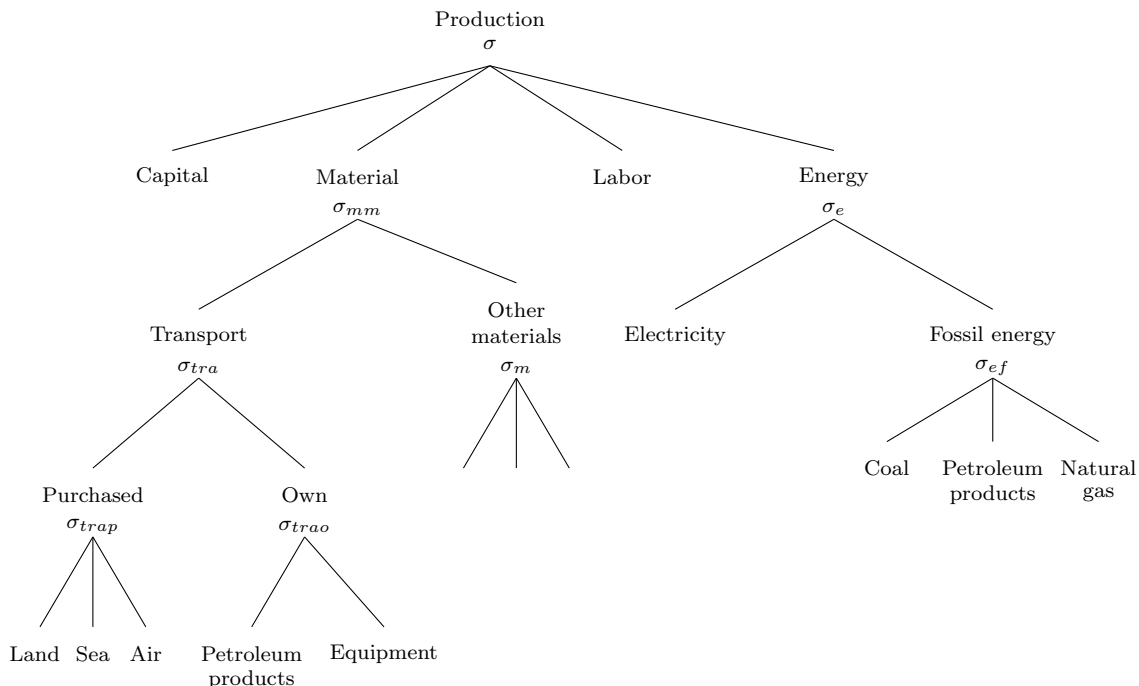


Figure 1: Nested CES production structure

Consumption choices are represented as resulting from the optimization choices of a single representative household. This household uses, in every period, its disposable income to purchase the bundle of goods that gives it greatest satisfaction (Figure 2). The choices will be affected by the relative prices of these goods. For instance, suppose transportation prices increase. That raises the relative price of transport compared to housing and other goods, so the household will buy less transport and more of these alternative goods. The intensity of this substitution depends on the amplitude of change of the relative prices and on the household's willingness or capacity to replace one good by another. This last determinant is measured by elasticities of substitution, the σ in Figure 2. In simulations, one starts from a statistically observed bundle of consumer goods and then lets changes in relative prices provoke deviations from this bundle through substitutions between alternative goods.

In addition to composing its bundle of consumer goods, the representative household is modelled as a kind of producer, in that it 'produces' some of the goods it consumes itself. It combines different modes of transportation (its own vehicle and public transport by land, sea or air) to create the transport services (or mobility) it enjoys. Similarly, the representative household combines capital (shelter) and energy (for heating and appliances)

³The elasticities of substitution (σ) used in this version of GEMINI-E3 are provided in Appendix 7.1.

to create the housing services it consumes. The household consumes more housing services by buying more shelter capital and more building related energy. These combinations are modelled in a similar fashion as for the production sectors, with elasticities of substitution being the main parameters. Thus, energy enters the household's choices indirectly, in the production of transport and housing services. In the latter the household can even choose how it obtains that energy, by combining purchases of electricity and fossil fuels.

When fossil fuels become more expensive, e.g. due to the CO₂ levy, the households replaces some fossil fuels by electricity (mostly heat pumps) and some energy by spending more for its shelter (insulation). Even though these substitutions mitigate the impact of higher fuel prices, housing still becomes more expensive, inducing the households to substitute it partly by other goods.

Private transport, one of the modes of transportation, is produced by the household by combining its vehicle with energy (gasoline or diesel). To consume more private transportation, it must use more cars and more petroleum products (remember there is one representative household standing for the full population, so the number of cars is really the ratio of cars to households). If the price of petroleum products increases relative to that of cars, the household will spend a little bit more on cars to choose models that are more fuel efficient (including electric cars). In addition, private transportation becomes relatively more expensive, inducing the households to replace some of it by public (purchased) transportation and other goods. Thus the number of cars decreases.

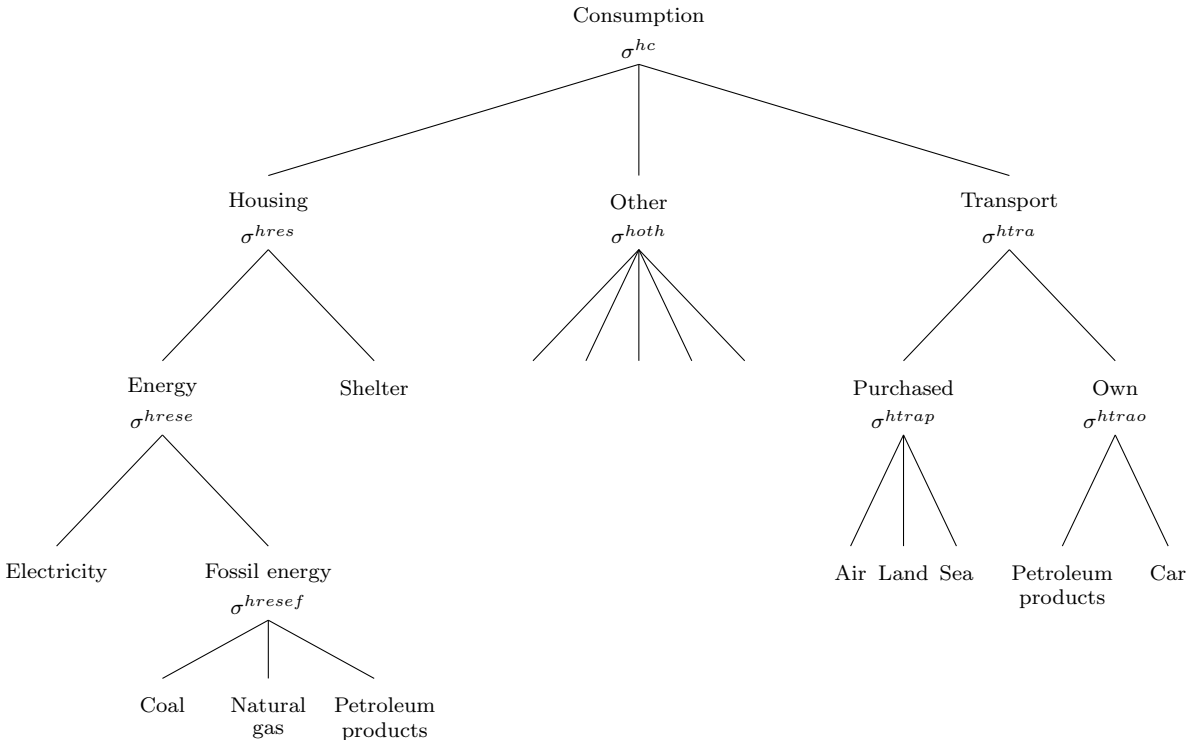


Figure 2: Nested CES consumption structure

2.2 Update of the GEMINI-E3 database

GEMINI-E3 is calibrated on the Swiss Input-Output table (SIOT) for the year 2008. The aim of this section is to describe the process of database building for a historical period (for the period 2008-2014) that will be used for the back-casting exercise. Data have been collected from various sources (mainly from national accounts and energy balances) and are related to GDP, industrial productions, CO₂ emissions, energy consumption by sector, energy taxation and energy prices.

The evolution of Swiss production accounts over the period 1998-2012 for the 18 sectors represented in GEMINI-E3 is based on the 2012 Swiss Federal Office of Energy SFOE (SFOE) statistics⁴. They have been adapted to the GEMINI-E3 data format according to the following methodology. First price inflation components were removed and all figures were calibrated on 2008 prices. The 18 GEMINI-E3 sectors were aggregated from sectors defined on the nomenclature NOGA 2002 (NOGA: nomenclature générale des activités économiques⁵) while SFOE statistics refer to NOGA 2008. Therefore, we used translation keys from NOGA 2008 to NOGA 2002 to aggregate sectors fitting the GEMINI-E3 nomenclature.

GEMINI-E3 has been calibrated to follow the Swiss GDP evolution from Swiss Federal Statistical Office statistics⁶. For the calibration exercise, we used percentage changes over previous year on the period 2005-2013 for the use of the disposable incomes (consumption and investments) of various actors.

After 2013, we extrapolate the trends computed over the period 2008-2013.

3 The Swiss CO₂ levy

The Swiss CO₂ levy has been introduced in 2008. It is applied on heating and process fuels, such as heating oil and natural gas consumed by firms and households. Oil products used for transportation (such as gasoline and diesel) are not affected by the CO₂ levy and are covered by other instruments⁷. Approximately two-thirds of the revenue from the levy is redistributed to the public and the economy independently of consumption. Approximately one-third of the revenue (max 300 million CHF/year) is invested in the buildings programme to promote energy-efficient renovations and renewable energies, while another CHF 25 million is invested in technology funds.

Figure 3 gives the evolution of the CO₂ levy on the period 2008-2014. It was introduced in January 2008 at an initial rate of CHF 12 per ton of CO₂ and left at that level for 2009. In January 2010, it was increased to CHF 36, because CO₂ emissions from heating and process fuels in 2008 were above the threshold triggering the increase. It was increased

⁴available at <http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/fr/index/themen/04/02/02.html>

⁵in English: general classification of economic activities.

⁶available at http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/fr/index/themen/04/02/01/key/bip_nach_verwendungsarten.html

⁷see <http://www.bafu.admin.ch/klima/13877/14510/14511/index.html?lang=en>

from CHF 36 to CHF 60 from 1 January 2014, when the revised CO₂ Act⁸ allowed such an increase, because the intermediary target set for 2012 was not met.

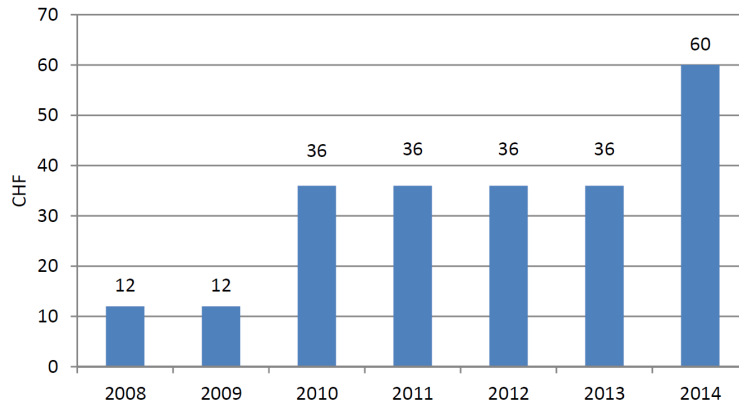


Figure 3: Swiss CO₂ levy in CHF

Energy-intensive companies can be exempted from the CO₂ levy. Before 2013, firms could be exempted from the CO₂ levy if they committed to reducing emissions in return. In 2013 the revised CO₂ Act defined a new instrument regarding energy-intensive industries with the implementation of a Swiss ETS. So a firm can be facing four different regimes: The CO₂ levy or three exempted cases (see Figure 4):

1. Firms with an installed capacity above 20 MW (activity according to Annex 6 of the CO₂ Ordinance) must participate in the ETS;
2. Firms with an installed capacity between 10 and 20 MW (and activity according to Annex 7 of the CO₂ Ordinance) can be exempted upon request and may voluntarily participate in ETS ("opt-in"); If they do not choose to opt-in, they have to commit to reduce their emissions;
3. Firms with an installed capacity below 10 MW (and activity according to Annex 7 of the CO₂ Ordinance) can be exempted upon request, but may not participate in ETS. But they have to commit to reduce their emissions.

Consequently, in each sector a firm could be facing four different carbon prices (i.e. the amount it would have to pay if it emitted one more ton of CO₂) according to its situation: the CO₂ levy, the ETS price, a cost of abatement related to its mandatory commitment or a price equal to 0 if the emissions of the sector are not covered by the CO₂ Act. The average CO₂ price in sector i would be :

$$CO_2 \text{ price}_i = (1 - \alpha_i - \beta_i - \mu_i) \cdot CO_2 \text{ levy} + \alpha_i \cdot Price_{ETS} + \beta_i \cdot Price_{NonETS} + \mu_i \cdot 0 \quad (1)$$

where α_i is the share of ETS emissions in sector i , β_i is the share of emissions that are exempted from participating in the ETS and also exempted from the CO₂ levy, but

⁸<https://www.admin.ch/opc/en/classified-compilation/20091310/index.html>

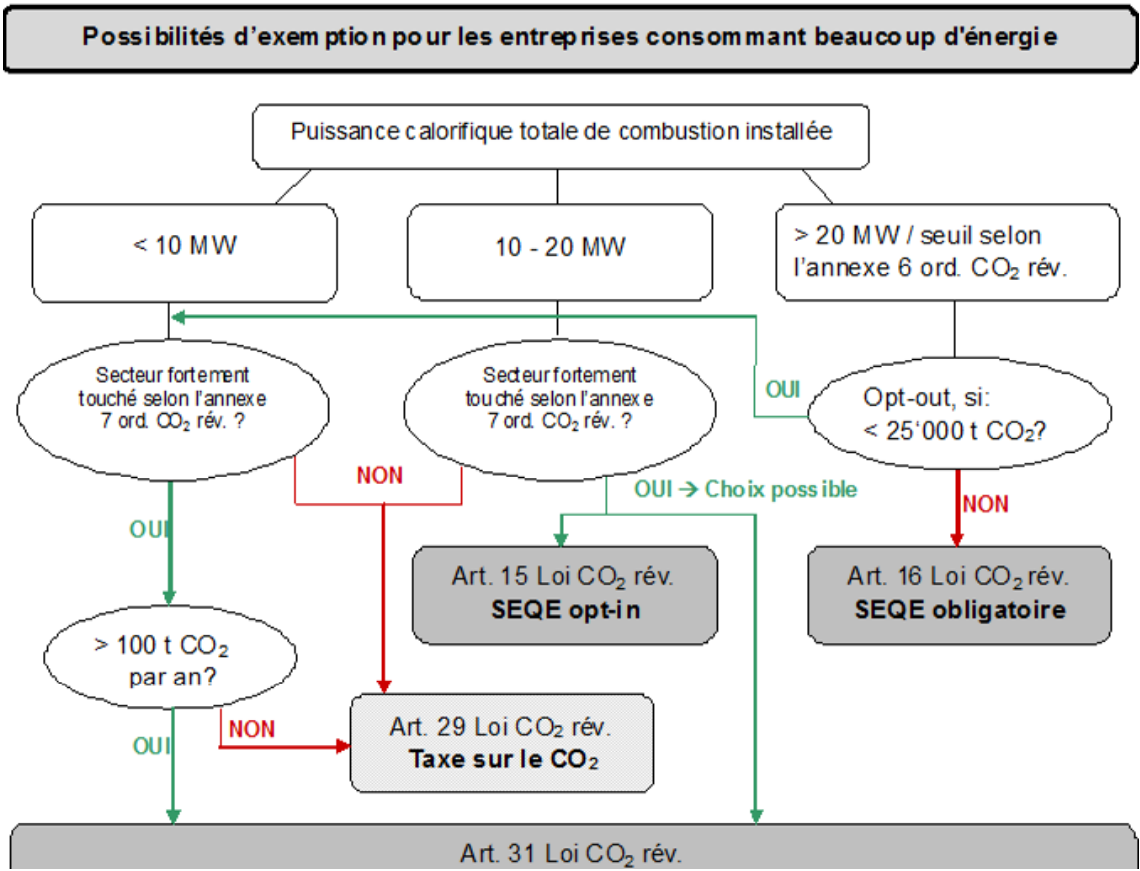


Figure 4: CO₂ levy exemption (Source: Federal Office for the Environment)

committed to reduce the emissions. $CO2levy$ is the CO₂ levy, $PriceETS$ is the ETS price and $PriceNonETS$ is the marginal abatement cost of firms that commit to mandatory abatement (also called in the literature the shadow CO₂ price). Finally, μ_i is equal to 1 if the emissions of the sector i are excluded from the CO₂ Act. That is the case for example of emissions from refineries until 2012, these emissions were included in the revised CO₂ Act in 2013 before 2013. For excluded emissions, the price is set to 0.

The marginal abatement cost of firms that commit to mandatory abatement is not known. Therefore, for numerical analyses we assume 3 different values for $PriceNonETS$:

1. First, we assume that $CO2levy$ and $PriceNonETS$ are equal. Indeed, if $PriceNonETS$ were superior to $CO2levy$ no firm would choose abatement measures that cost more than the CO₂ levy. Therefore, the CO₂ levy represents a ceiling on $PriceNonETS$;
2. We also simulate a scenario in which we assume that $PriceNonETS$ is equal to zero. The targets for CO₂ reduction commitments were set in a period of low energy prices. Their increase after 2000 would have induced energy efficiency improvements going beyond the commitments. Therefore, one could argue that for these exempted firms, the CO₂ Act provided no additional incentive regarding CO₂ abatement and the effective carbon price can be set to zero;
3. Finally, the last assumption retains an intermediate value where $PriceNonETS$ is equal to 50% of the $CO2levy$ level. This assumption will be retained in the reference case. Assumption 1. and 2. are used for sensitivity analyses.

We set the ETS price at 14.67 CHF per ton of CO₂ for the period 2013-2014. This corresponds to the average of the prices observed in the last three auctions in the Swiss ETS (i.e. $(20+12+12)/3$). For the period 2008-2012 the ETS price is set to zero.

Parameters α_i and β_i were computed from the Swiss emissions trading registry available online at the following address: <https://www.emissionsregistry.admin.ch/crweb/public>. We used details on the surrendered units for more than 400 Swiss firms. We associated to each firm a NOGA that represents the sector where the firm is conducting its main economic activity. The surrendered units by NOGA are presented in Table 2. In 2013, the CO₂ emissions from industrial processes (mainly those coming from the cement industry and chemical industry) were integrated in the CO₂ Act and therefore included in the Swiss ETS⁹. But the CO₂ emissions computed by GEMINI-E3 do not take into account the emissions coming from these processes. These emissions were therefore removed from the surrendered units by assuming that the allocations related to CO₂ emissions from energy combustion of these sectors follow their emissions between 2012 and 2013.

⁹See appendix 7.2 for the definition of GHG emissions that are included in the CO₂ Act.

Table 2: Surrendered units in tons of CO₂

NOGA	Sector definition	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<i>ETS</i>							
10	Manufacture of food products						69'792
17	Manufacture of paper and paper products						181'412
19	Manufacture of coke and refined petroleum products						950'881
20	Manufacture of chemicals and chemical products						143'998
21	Manufacture of basic pharmaceutical products and pharmaceutical preparations						140'258
23	Manufacture of other non-metallic mineral products						698'239
24	Manufacture of basic metals						188'729
35	Electricity, gas, steam and air-conditioning supply						473'221
52	Warehousing and support activities for transportation						30'600
Sum ETS							2'877'131
<i>Non ETS</i>							
01	Crop and animal production, hunting and related service activities						70'014
08	Other mining and quarrying						13'168
10	Manufacture of food products						262'403
11	Manufacture of beverages						20'650
12	Manufacture of tobacco products						10'431
13	Manufacture of textiles						32'205
15	Manufacture of leather and related products						3'651
16	Manufacture of wood and of products of wood and cork, except furniture; manufacture of articles of straw and plaiting materials						25'351
17	Manufacture of paper and paper products						36'741
18	Printing and reproduction of recorded media						2'859
19	Manufacture of coke and refined petroleum products						0
20	Manufacture of chemicals and chemical products						778
21	Manufacture of basic pharmaceutical products and pharmaceutical preparations						74'624
22	Manufacture of rubber and plastic products						29'491
23	Manufacture of other non-metallic mineral products						38'477
24	Manufacture of basic metals						35'665
25	Manufacture of fabricated metal products, except machinery and equipment						820'536
26	Manufacture of computer, electronic and optical products						177'908
27	Manufacture of electrical equipment						59'194
28	Manufacture of machinery and equipment n.e.c.						53'852
29	Manufacture of motor vehicles, trailers and semi-trailers						10'011
30	Manufacture of other transport equipment						242'424
31	Manufacture of furniture						37'202
32	Other manufacturing						18'112
35	Electricity, gas, steam and air-conditioning supply						10'708
37	Sewerage						17'869
38	Waste collection, treatment and disposal activities; materials recovery						5'273
41	Construction of buildings						1'449
42	Civil engineering						2'979
43	Specialised construction activities						1'647
46	Wholesale trade, except of motor vehicles and motorcycles						0
47	Retail trade, except of motor vehicles and motorcycles						748
49	Land transport and transport via pipelines						35'983
50	Water transport						21'763
52	Warehousing and support activities for transportation						4'739
55	Accommodation						17
62	Computer programming, consultancy and related activities						961
64	Financial service activities, except insurance and pension funding						6'560
65	Insurance, reinsurance and pension funding, except compulsory social security						15'650
66	Activities auxiliary to financial services and insurance activities						7'030
68	Real estate activities						66'678
70	Activities of head offices; management consultancy activities						11'182
71	Architectural and engineering activities; technical testing and analysis						771
81	Services to buildings and landscape activities						2'940
82	Office administrative, office support and other business support activities						871
84	Public administration and defence; compulsory social security						33'871
87	Residential care activities						7'981
93	Sports activities and amusement and recreation activities						33'827
94	Activities of membership organisations						5'021
96	Other personal service activities						252
	Non identified NOGA						875
Sum Non ETS							41'369
Sum ETS and non ETS							3'153
<i>Total without Electricity, gas, steam and air-conditioning supply (35) and Manufacture of coke and refined petroleum products (19)</i>							
							10'829
							955
							0
							3'303
							60'718
							12'539
							1'420
							1'355'392
							4'282'523
							2'534'868
							2'559'335
							2'654'947
							2'654'947
							2'654'947
							2'534'868
							2'770'240

The table shows two distinct periods: 2008-2012 and 2013. During the first period, emissions that are exempted from the CO₂ levy decrease from 2.9 to 2.7 million tons of CO₂ (-8%), but after 2012 the exempted CO₂ emissions jump to 4.2 million tons of CO₂ with the introduction of new sources. Indeed with the revision of the CO₂ Act, more CO₂ sources were included: mainly refineries and electricity generation¹⁰. These emissions are included in the new Swiss emissions trading system that accounts for 2.9 million tons of CO₂¹¹, while the former system covered only 1.4 million tons of CO₂.

The surrendered units by NOGA are aggregated using the GEMINI-E3 classification. Next we compute the parameters α_i and β_i by dividing the surrendered units by the total emissions (computed by the model) for each sector. One further adjustment was necessary. In 2013, the sum of surrendered units concerning electricity and heat supply were slightly greater than the emissions computed by GEMINI-E3 for these two sectors. That can be explained by some statistical discrepancies between the two classifications. We assume that for these two sectors all emissions are not taxed by the CO₂ levy and are integrated mainly in the ETS in 2013. Tables 3 and 4 show the values of α and β per sector. In 2014, we assume that these parameters remain constant at their 2013 values.

Table 3: Share of non-ETS tax-exempted emissions (β)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
03 Natural gas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
04 Petroleum products	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05 Electricity	0%	0%	0%	0%	0%	0%
06 Services of public heat supply	40%	35%	41%	56%	41%	12%
07 Agriculture, Forestry and fishing	19%	19%	24%	23%	27%	46%
08 Chemical, rubber and plastic products	28%	24%	28%	28%	29%	11%
09 Other non-metallic mineral products	81%	80%	88%	94%	86%	18%
10 Basic metals	58%	46%	53%	59%	63%	15%
11 Food products, beverage and tobacco products	55%	50%	53%	54%	64%	39%
12 Pulp, paper, paper products, wood and wood products	41%	37%	40%	42%	42%	11%
13 Fabricated metal products, except machinery and equipment	11%	10%	11%	15%	15%	23%
14 Other Industries	9%	5%	9%	9%	13%	10%
15 Services	5%	5%	5%	4%	3%	7%
16 Land transport	1%	1%	5%	4%	4%	0%
17 Sea transport	39%	29%	31%	33%	31%	25%
18 Air transport	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total	21%	19%	21%	23%	22%	11%

4 The historical scenario

4.1 Methodology

The calibration of the GEMINI-E3 model on the historical economic development was achieved in two steps. First the international economic environment is calibrated to reproduce world energy prices and world GDP growth. The following variables were calibrated:

¹⁰The emissions from refineries and from electricity generation were exempted from 2008 until 2012.

¹¹The 2.9 million cover only CO₂-emissions from energy combustion and from refineries. If we include process emissions, the ETS covers around 5.6 million tons of CO₂.

Table 4: Share of ETS emissions (α)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
03 Natural gas						0%
04 Petroleum products						93%
05 Electricity						100%
06 Services of public heat supply						88%
07 Agriculture, Forestry and fishing						0%
08 Chemical, rubber and plastic products						19%
09 Other non-metallic mineral products						72%
10 Basic metals						47%
11 Food products, beverage and tobacco products						9%
12 Pulp, paper, paper products, wood and wood products						32%
13 Fabricated metal products, except machinery and equipment						0%
14 Other Industries						0%
15 Services						1%
16 Land transport						0%
17 Sea transport						0%
18 Air transport						0%
Total						24%

Table 5: Share of emissions not included in the CO₂ law (μ)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
03 Natural gas						
04 Petroleum products	100%	100%	100%	100%	100%	
05 Electricity	100%	100%	100%	100%	100%	
06 Services of public heat supply						
07 Agriculture, Forestry and fishing						
08 Chemical, rubber and plastic products						
09 Other non-metallic mineral products						
10 Basic metals						
11 Food products, beverage and tobacco products						
12 Pulp, paper, paper products, wood and wood products						
13 Fabricated metal products, except machinery and equipment						
14 Other Industries						
15 Services						
16 Land transport						
17 Sea transport						
18 Air transport						

- The exchange rates are fixed exogenously and equal to the historical values;
- Energy commodities prices (i.e. crude oil, coal and natural gas) are calibrated on their historical values (see Figure 5) by adjusting a variable that represents the rents related to the fossil energy resources. The energy rent is the difference between the world price of the energy resource and its total cost of production;
- The annual GDP changes are calibrated on their historical variations for the 4 countries/regions by adjusting labor productivity, with special attention to Europe and USA, Switzerland's main trading partners.

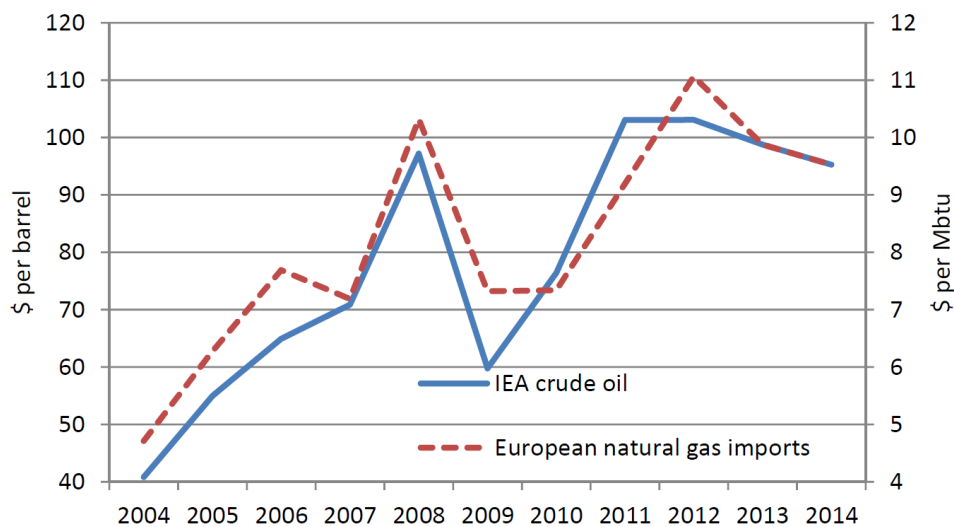


Figure 5: IEA crude oil import prices (left axis) and European natural gas import prices (right axis) in real terms (2008 prices)

The second step aims at reproducing in greater detail the development of the Swiss economy and its energy consumption. We have implemented the following protocol:

- The main economic aggregates (GDP, imports, exports, investment and consumption) are calibrated by adjusting labor productivity, the rate of saving and the CES parameters of the imports functions;
- Total energy consumption but also energy consumption by energy commodities are calibrated by the rate of autonomous energy efficiency improvement (AEEI) [2], and also through the rate of technical progresses associated to each commodity;
- We checked that the evolution of production for all sectors is close to its historical development;

We also implemented a carbon price as defined in section 3 and in equation (1).

The methodology used is the following. First we compute technical progresses (associated to labor and energy) in order to reproduce the economic trends between the two years 2008

and 2014. Then these technical progresses and other parameters are adjusted to reproduce as much as possible the yearly change between 2008 and 2014 of CO₂ emissions, GDP aggregates. In practice the aim is not to reproduce exactly these sets of variables, but more to reproduce their evolutions. Indeed some statistical discrepancies exist between the GEMINI-E3 database and the available statistical databases for several reasons. For example with the revision of the National accounts 2014, the values of the SIOT are not completely consistent with the revised national accounts. The new NOGA 2008 could not be properly linked with the one that was used to built the SIOT, because the definitions of the sectors are not exactly the same.

As a general rule, we assume that the model reproduces the past sufficiently accurate when the differences in absolute value between the run of the model and the historical values are less that 15%. However we apply more severe criteria (less than 5% difference on growth rate of macroeconomic aggregates) for aggregated variables like GDP and total CO₂ emissions.

4.2 Results

Table 6 shows the effective CO₂ prices that are implemented in each sector for the year 2013, based on the equation (1) and the parameters β and α given respectively in Tables 3 and 4. Figure 6 shows the evolution of Swiss GDP growth over the period 2009-2014. We observe that GEMINI-E3 reproduces it very accurately. Figure 7 presents the CO₂ emissions computed by GEMINI-E3 and reports the historical values for comparison purpose. We count CO₂ emissions from energy combustion excluding those coming from the energy sector which are not included in the CO₂ law up to 2012 (see appendix 7.2). Table 7 decomposes these CO₂ emissions by sector.

Table 6: Effective CO₂ prices by sector in 2013

	<i>PriceNonETS =</i>		
	<i>zero</i>	<i>50% CO2Levy</i>	<i>CO2Levy</i>
03 Natural gas	36	36	36
04 Petroleum products	16	16	16
05 Electricity	15	15	15
06 Services of public heat supply	13	15	17
07 Agriculture, Forestry and fishing	19	28	36
08 Chemical, rubber and plastic products	28	30	32
09 Other non-metallic mineral products	14	17	21
10 Basic metals	21	23	26
11 Food products, beverage and tobacco products	20	27	34
12 Pulp, paper, paper products and wood products	25	27	29
13 Fabricated metal products, except machinery and equipment	28	32	36
14 Other Industries	32	34	36
15 Services	33	35	36
16 Land transport	36	36	36
17 Sea transport	27	31	36
18 Air transport	36	36	36

Table 7: Swiss CO₂ emissions from energy combustion in Mt CO₂

	2008		2009		2010		2011		2012		2013	
	Historical values	Gemini-E3	Historical values	Gemini-E3	Historical values	Gemini-E3	Historical values	Gemini-E3	Historical values	Gemini-E3	Historical values	Gemini-E3
Energy	3.8	3.4	3.7	3.4	3.8	3.5	3.6	3.4	3.6	3.3	3.6	3.4
Conversion	1.9	1.5	1.8	1.5	1.9	1.5	1.7	1.4	1.7	1.4	1.8	1.4
Wastes	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	1.8	2.0
Industry	5.9	5.9	5.6	5.9	5.7	5.7	5.3	5.3	5.3	5.1	5.4	5.2
Transport	16.5	15.7	16.3	16.3	16.2	16.0	16.1	16.0	16.2	16.1	16.1	16.2
Interior airlines	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Road and railways	16.3	15.5	16.1	16.0	16.0	15.8	15.8	15.8	15.9	15.9	15.8	16.0
<i>Households</i>	11.2	10.7	11.1	11.3	11.1	11.1	10.9	11.1	10.8	11.2	10.6	11.3
<i>Firms</i>	5.1	4.8	5.0	4.8	4.9	4.8	4.9	4.7	5.2	4.7	5.2	4.7
Navigation	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Other sectors	16.0	17.2	15.5	16.9	16.7	17.6	13.6	14.4	14.8	15.2	15.7	15.6
Agriculture	0.6	0.8	0.6	0.8	0.6	0.8	0.6	0.7	0.5	0.7	0.5	0.7
Services	4.9	5.6	4.8	5.9	5.1	5.8	4.2	4.8	4.6	4.9	4.9	5.0
Households	10.5	10.8	10.2	10.3	11.0	11.0	8.8	8.9	9.7	9.6	10.3	9.9
Army	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	42.3	42.4	41.3	42.6	42.6	42.9	38.6	39.1	40.0	39.8	40.9	40.5

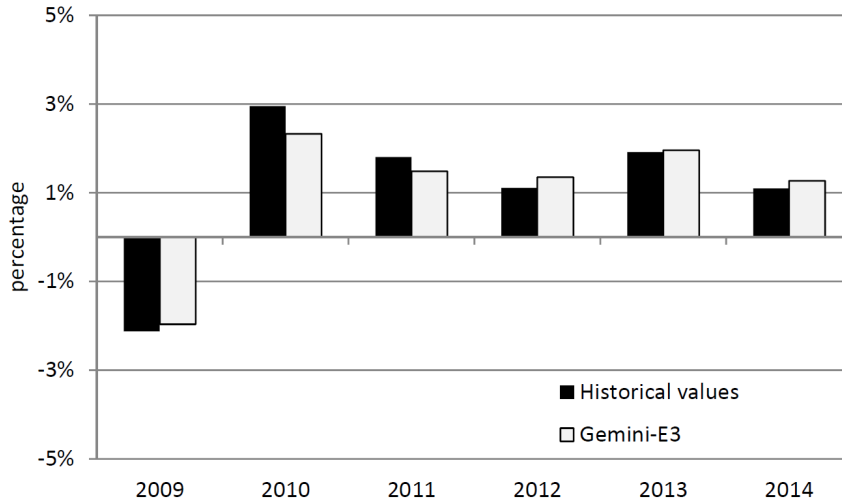


Figure 6: GDP growth

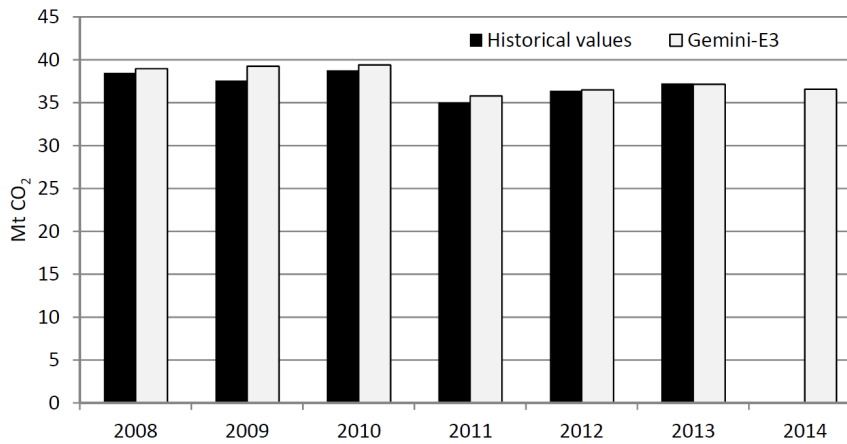


Figure 7: Swiss CO₂ emissions (CO₂ from energy combustion minus CO₂ from energy sector)

5 A counterfactual analysis

5.1 Reference case

In this section we run the model without the CO₂ prices (CO₂ levy, *PriceNonETS* and ETS prices). Figure 8 compares the evolution of Swiss CO₂ emissions from 1990 to 2013 with and without the CO₂ prices. Table 8 shows the impact of the CO₂ levy in Mt of CO₂ and in % by sectors for the years 2008-2014. It compares the emissions computed by the model with CO₂ prices and the scenario where we remove all these carbon prices.

Table 8: Impact of the CO₂ prices on CO₂ emissions with $Price_{NonETS}=0.5 \times CO2_{levy}$

	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2008-2014	
	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %
Energy	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.7%	0.0	-0.5%	0.0	-0.5%	0.0	-0.4%	0.0	-0.4%	-0.1	-0.4%
Conversion	0.0	-0.4%	0.0	-0.6%	0.0	-1.5%	0.0	-1.1%	0.0	-1.2%	0.0	-0.9%	0.0	-1.0%	-0.1	-0.9%
Waste	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Industry	-0.1	-1.0%	-0.1	-1.5%	-0.2	-3.9%	-0.2	-3.4%	-0.2	-3.2%	-0.2	-3.3%	-0.3	-5.3%	-1.2	-3.0%
Transport	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	-0.1	-0.1%
Domestic airlines	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%
Road & railways	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	-0.1	-0.1%
Households	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	-0.1	-0.2%
Firms	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.3%	-0.1	-0.2%
Navigation	0.0	-0.2%	0.0	-0.3%	0.0	-0.8%	0.0	-0.7%	0.0	-0.7%	0.0	-0.7%	0.0	-1.2%	0.0	-0.7%
Other sectors	-0.1	-0.5%	-0.1	-0.8%	-0.4	-2.1%	-0.3	-1.9%	-0.3	-1.8%	-0.3	-1.9%	-0.5	-3.1%	-2.0	-1.7%
Agriculture	0.0	-0.3%	0.0	-0.4%	0.0	-0.9%	0.0	-0.8%	0.0	-0.7%	0.0	-0.6%	0.0	-1.0%	0.0	-0.7%
Services	-0.1	-1.1%	-0.1	-1.6%	-0.3	-4.3%	-0.2	-3.9%	-0.2	-3.8%	-0.2	-3.8%	-0.3	-6.4%	-1.3	-3.5%
Households	0.0	-0.3%	0.0	-0.4%	-0.1	-1.0%	-0.1	-0.9%	-0.1	-0.9%	-0.1	-1.0%	-0.2	-1.6%	-0.6	-0.8%
Army	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Total	-0.2	-0.4%	-0.2	-0.6%	-0.6	-1.5%	-0.5	-1.3%	-0.5	-1.2%	-0.5	-1.2%	-0.8	-2.0%	-3.4	-1.2%
Total without emissions from Energy	-0.2	-0.4%	-0.2	-0.6%	-0.6	-1.6%	-0.5	-1.3%	-0.5	-1.3%	-0.5	-1.3%	-0.8	-2.1%	-3.3	-1.2%

Differences wrt the scenario where all CO₂ prices (CO₂ levy, ETS price and shadow price for non-ETS exempted firms) are equal to zero.

For example in 2010, the impact of the CO₂ prices is evaluated to 200'000 tonnes of CO₂ for the industry sector. The estimated cumulated impact on CO₂ emissions is equal to 3.3 Mt of CO₂ over 2008-2014. Figure 9 shows the yearly abatement from 2008 to 2014, Figure 10 gives the contribution of each sector to the cumulative abatement.

The industry contributes 36% of this abatement, the other sectors represent 60% (mainly services and households¹² whose contributions are respectively equal to 40% and 18%), the remaining 4% are done by the transport sector. Figure 11 gives the breakdown of industrial CO₂ abatement. The chemical industry represents 35% of the industrial abatement, followed by food products (14%) and pulp paper and wood industries (19%).

It is interesting to note that the services sector was the most important contributor to CO₂ abatement over the period 2008-2014. It emits approximately as much CO₂ from energy consumption as the industry sector, but since these emissions are much less concentrated in firms with international exposure, the services sector benefitted from nearly none of the exemptions granted to industrial firms. Households contributed relatively little to CO₂ abatement because transport fuels were exempted and because the effects of the Building Program were deliberately filtered out of these simulations.

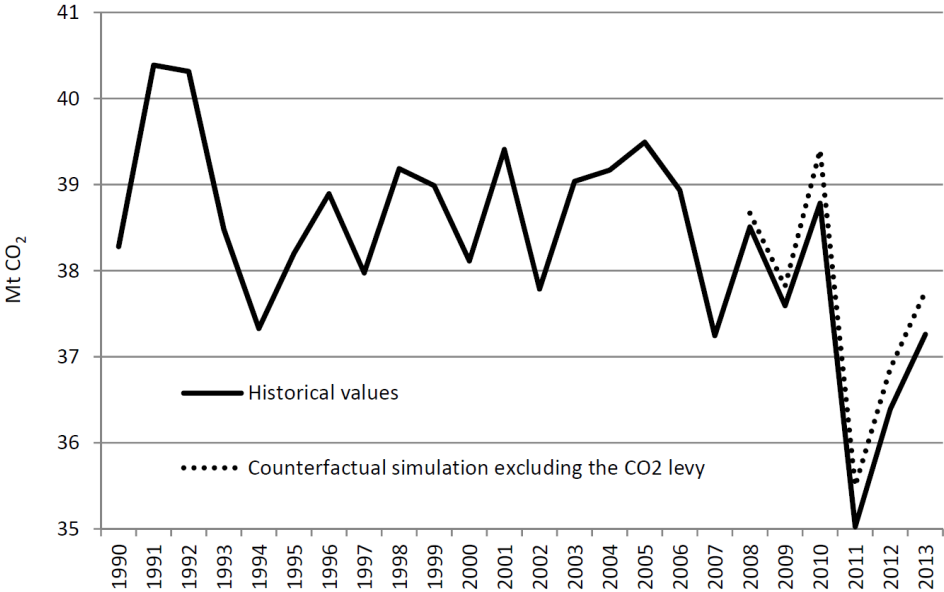


Figure 8: Historical CO₂ emissions (CO₂ from energy combustion minus CO₂ from energy sector) and the counterfactual scenario excluding CO₂ levy for the period 2008-2013

The abatement of CO₂ emissions is characterized by two peaks, one in 2010 and another one in 2014 (see Figure 9). Each of them follows the increase of the CO₂ levy (from 12 CHF to 36 CHF in January 2010 and from 36 CHF to 60 CHF in January 2014). After 2010, even if the CO₂ levy remains equal to 36 CHF up to 2013, the impact of the levy on energy prices is reduced by an increase of international energy prices in 2011 (see Figure 5) which explains the decrease of CO₂ abatement induced by the levy after 2010. It should also be noted that in 2013 the introduction of the Swiss CO₂ ETS moderates the impact

¹²excluding emissions from transportation purposes that are included in transport sector in Table 8.

of the CO₂ levy rise in industrial sectors, as we estimate that the CO₂ ETS price was equal to 14.67 CHF per ton of CO₂.

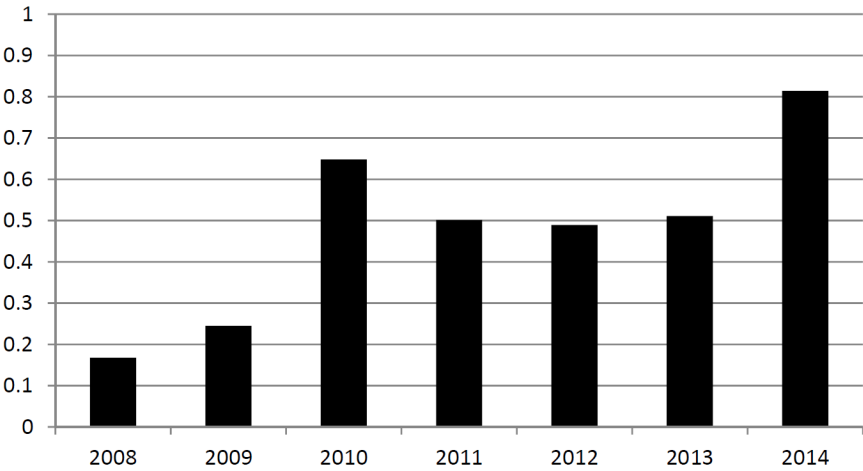


Figure 9: CO₂ emissions abatement in Mt CO₂ for the period 2008-2014

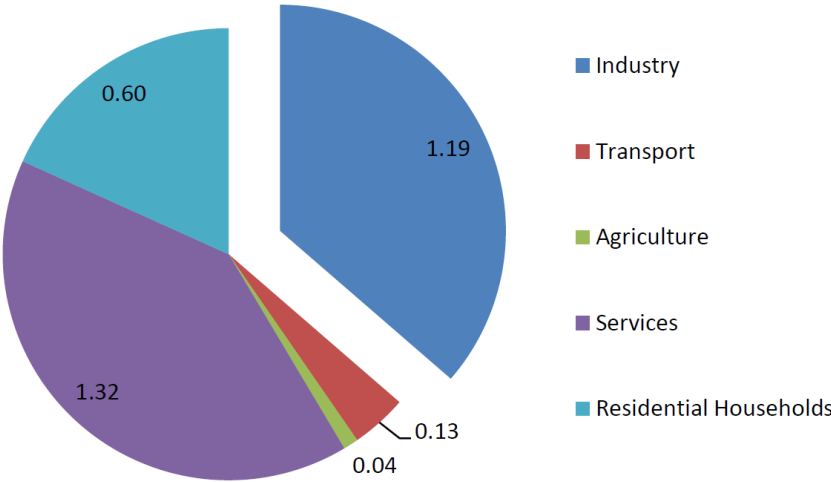


Figure 10: Sectorial breakdown of CO₂ emissions abatement in Mt CO₂ for the period 2008-2014 (see industrial breakdown in figure 11)

5.2 Sensitivity analysis

5.2.1 Non-ETS exempted emissions and their associated shadow price

In this subsection we analyse the impacts of alternative assumptions about the level of the *PriceNonETS* because this implicit price of the abatement obligations imposed on firms exempted from the CO₂ levy is particularly difficult to estimate. In theory, these firms were supposed to abate as much as if they had faced the CO₂ levy, in which case they would

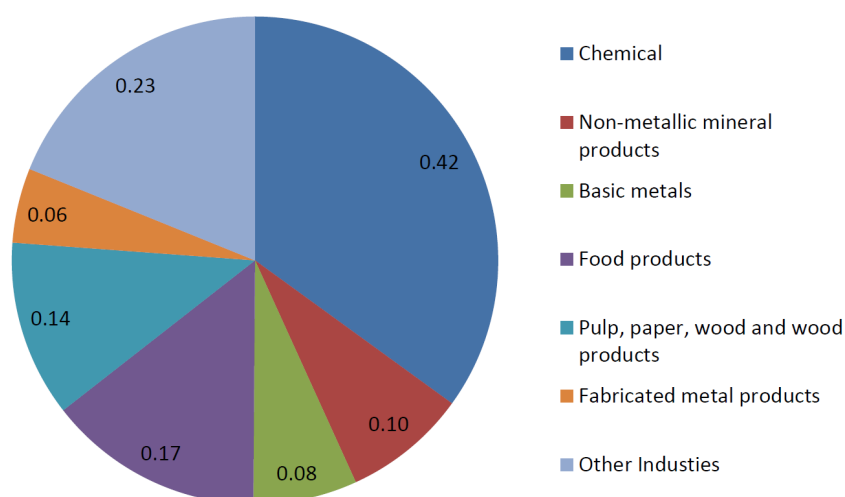


Figure 11: Industrial breakdown of CO₂ emissions abatement in Mt CO₂ for the period 2008-2014

have abated up to the point where the abatement of one more ton of CO₂ abatement would have cost as much as the CO₂ levy¹³. If that had been the case, *PriceNonETS* would have been equal to the rate of the carbon levy. In reality, the abatement commitments were calculated in the early 2000 based on an assessment of the abatement that would have been profitable for these firms under current market conditions if they had to pay the CO₂ levy. When the levy was finally introduced and the commitments became binding, market conditions and mitigation options had changed so much that it was actually profitable for these firms to abate substantially more than what had been calculated. In effect, the commitments were not binding for most firms, which corresponds to a zero (marginal) cost of CO₂ emissions. Therefore we perform two new simulations where the CO₂ price for the firms that are exempted to CO₂ levy is respectively equal to the CO₂ levy or to zero. As can be seen in Figure 12, the effects on CO₂ emissions are limited and would result in a cumulated increase (decrease) of CO₂ emissions reductions equal to 0.26 (-0.27) Mt CO₂ corresponding to a variation of $\pm 8\%$. Tables 9 and 10 detail by sectors the impacts on CO₂ emissions of the two alternative assumptions about the *PriceNonETS*.

¹³The gain from the tax exemption is simply equal to the CO₂ levy that they do not have to pay on their residual CO₂ emissions.

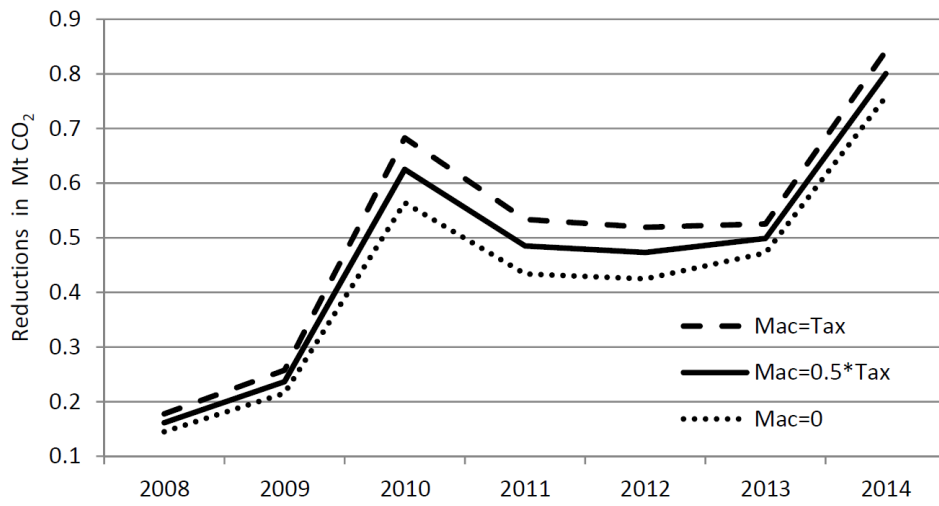


Figure 12: Impacts on CO₂ abatement of alternative assumptions about the stringency of commitments by non-ETS tax-exempted firms (*PriceNonETS*)

Table 9: Impact of the CO₂ levy on CO₂ emissions with $Price_{NonETS}=0$

	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2008-2014	
	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %
Energy	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	0.0	-0.5%	0.0	-0.3%	0.0	-0.4%	0.0	-0.3%	0.0	-0.4%	-0.1	-0.3%
Conversion	0.0	-0.3%	0.0	-0.5%	0.0	-1.2%	0.0	-0.8%	0.0	-0.9%	0.0	-0.8%	0.0	-0.9%	-0.1	-0.8%
Waste	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Industry	0.0	-0.8%	-0.1	-1.2%	-0.2	-3.0%	-0.1	-2.6%	-0.1	-2.4%	-0.2	-3.0%	-0.3	-4.7%	-1.0	-2.5%
Transport	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	-0.1	-0.1%
Domestic airlines	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%
Road & railways	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	-0.1	-0.1%
Households	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.3%	0.0	-0.2%
Firms	0.0	-0.2%	0.0	-0.3%	0.0	-0.7%	0.0	-0.6%	0.0	-0.6%	0.0	-0.6%	0.0	-1.1%	0.0	-0.6%
Navigation	0.0	-0.2%	0.0	-0.3%	0.0	-0.7%	0.0	-0.6%	0.0	-0.6%	0.0	-0.6%	0.0	-1.1%	0.0	-0.6%
Other sectors	-0.1	-0.5%	-0.1	-0.8%	-0.4	-2.0%	-0.3	-1.9%	-0.3	-1.8%	-0.3	-1.8%	-0.5	-3.0%	-1.9	-1.7%
Agriculture	0.0	-0.2%	0.0	-0.4%	0.0	-0.8%	0.0	-0.7%	0.0	-0.6%	0.0	-0.4%	0.0	-0.7%	0.0	-0.5%
Services	-0.1	-1.1%	-0.1	-1.6%	-0.25	-4.2%	-0.19	-3.8%	-0.2	-3.7%	-0.2	-3.7%	-0.3	-6.1%	-1.3	-3.4%
Households	0.0	-0.3%	0.0	-0.4%	-0.11	-1.0%	-0.08	-0.9%	-0.1	-0.9%	-0.1	-1.0%	-0.2	-1.6%	-0.6	-0.8%
Army	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Total	-0.1	-0.4%	-0.2	-0.5%	-0.6	-1.3%	-0.4	-1.1%	-0.4	-1.1%	-0.5	-1.2%	-0.8	-1.9%	-3.1	-1.1%
Total without emissions from Energy	-0.1	-0.4%	-0.2	-0.5%	-0.6	-1.4%	-0.4	-1.2%	-0.4	-1.1%	-0.5	-1.3%	-0.8	-2.0%	-3.0	-1.1%

Differences wrt the scenario where the CO₂ levy and the ETS price are equal to zero (reference case where the shadow price for non-ETS exempted firms is equal to zero).

Table 10: Impact of the CO₂ prices on CO₂ emissions with $Price_{NonETS} = CO_2\text{levy}$

	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2008-2014	
	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %
Energy	0.0	-0.2%	0.0	-0.3%	0.0	-0.8%	0.0	-0.6%	0.0	-0.6%	0.0	-0.4%	0.0	-0.5%	-0.1	-0.5%
Conversion	0.0	-0.5%	0.0	-0.7%	0.0	-1.8%	0.0	-1.4%	0.0	-1.4%	0.0	-1.0%	0.0	-1.2%	-0.1	-1.1%
Waste	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Industry	-0.1	-1.3%	-0.1	-1.8%	-0.3	-4.7%	-0.2	-4.2%	-0.2	-4.0%	-0.2	-3.6%	-0.3	-5.8%	-1.4	-3.6%
Transport	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	-0.1	-0.1%
Domestic airlines	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%
Road & railways	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	-0.1	-0.1%
Households	0.0	-0.1%	0.0	-0.1%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.2%	0.0	-0.3%	-0.1	-0.2%
Firms	0.0	-0.2%	0.0	-0.4%	0.0	-0.9%	0.0	-0.8%	0.0	-0.8%	0.0	-0.8%	0.0	-1.4%	0.0	-0.8%
Navigation	0.0	-0.2%	0.0	-0.4%	0.0	-0.9%	0.0	-0.8%	0.0	-0.8%	0.0	-0.8%	0.0	-1.4%	0.0	-0.8%
Other sectors	-0.1	-0.6%	-0.1	-0.8%	-0.4	-2.1%	-0.3	-1.9%	-0.3	-1.9%	-0.3	-1.9%	-0.5	-3.2%	-2.0	-1.7%
Agriculture	0.0	-0.3%	0.0	-0.4%	0.0	-1.0%	0.0	-0.9%	0.0	-0.8%	0.0	-0.8%	0.0	-1.3%	0.0	-0.8%
Services	-0.1	-1.2%	-0.1	-1.7%	-0.3	-4.4%	-0.2	-3.9%	-0.2	-3.8%	-0.2	-4.0%	-0.3	-6.6%	-1.4	-3.6%
Households	0.0	-0.3%	0.0	-0.4%	-0.1	-1.0%	-0.1	-0.9%	-0.1	-0.9%	-0.1	-1.0%	-0.2	-1.6%	-0.6	-0.8%
Army	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Total	-0.2	-0.4%	-0.3	-0.6%	-0.7	-1.6%	-0.6	-1.4%	-0.5	-1.3%	-0.5	-1.3%	-0.9	-2.1%	-3.7	-1.3%
Total without emissions from Energy	-0.2	-0.5%	-0.3	-0.7%	-0.7	-1.7%	-0.5	-1.5%	-0.5	-1.4%	-0.5	-1.4%	-0.8	-2.3%	-3.5	-1.3%

Differences wrt the scenario where the CO₂ levy and the ETS price are equal to zero (reference case where the shadow price for non-ETS exempted firms is equal to the CO₂ levy).

5.2.2 CO₂ abatement by firms included in the Swiss ETS

We would like to determine the effectiveness of the ETS market, i.e. estimate how much CO₂ abatement was contributed by firms participating in the ETS market. The counterfactual is that these firms would have been entirely exempted from any obligation to reduce their CO₂ emissions or, alternatively, that the number of emission permits allocated to these firms exceeded their needs. Therefore, we simulate a scenario where we set the ETS price to zero while keeping the CO₂ levy and the *PriceNonETS* at their historical values for the other firms. Table 9 shows the differences between CO₂ emissions in this scenario and those of the historical scenario. Before 2013 there are none, as the Swiss ETS was only implemented in 2013. For the years 2013-2014, the cumulative emissions reductions by ETS firms that can be attributed to the ETS regime are only 45,000 tons of CO₂¹⁴. This is of course the consequence of a very low ETS price in these two years, which reflects the abundance of permits allocated to these firms.

¹⁴without taking into account emissions from the energy sector.

Table 11: Impact of the ETS price on CO₂ emissions (Scenario with $Price_{ETS}=0$)

	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2008-2014	
	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %	in Mt	in %
Energy	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Conversion	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Waste	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Industry	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Transport	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Domestic airlines	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Road & railways	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Households	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Firms	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Navigation	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Other sectors	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Agriculture	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Services	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Households	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Army	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Total	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%
Total without emissions from Energy	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%	0.0	0.0%

Differences between historical emissions and those of a scenario where the ETS price is equal to zero.

6 Conclusion

In this part of the report we used a computable general equilibrium model to quantify the impacts of the CO₂ levy and the associated carbon prices on Swiss CO₂ emissions for the period 2008-2014. We used the CGE model GEMINI-E3 to simulate two scenarios, with and without the CO₂ prices. The comparison of these two scenarios shows that the cumulative reduction in CO₂ emissions (i.e. the sum of all reductions over the entire period corresponding to 2008-2014) attributable to these CO₂ prices was equal to 3.3 Mt of CO₂, or about 1.2% of the estimated emissions without these CO₂ prices. Figure 13 disaggregates this total reduction between sectors and regulatory regimes. It shows that the services sector contributed more reduction than industry and that the exemption regimes were very favourable indeed. The exemption regimes from the CO₂ levy complicated the analysis, calling for hypotheses about the stringency of the regimes imposed on tax exempted firms. We subjected these hypotheses to sensitivity analyses. They showed that the uncertainty stemming from these exemption regimes is moderate. It adds a margin of error of $\pm 8\%$ to the total calculated CO₂ reduction. Finally we must recall that these are estimations of the effects of the CO₂ levy and its exemptions regimes alone. Thus, the revenues of the CO₂ levy were modelled as being entirely refunded to firms and households. In reality, a substantial part of these revenues were used to promote building refurbishments and the use of renewable energy sources, which of course induced additional abatement. For example, the annual CO₂ reduction attributable to the Building Program (parts A and B) in 2013 has been evaluated at 121,000 tons of CO₂ [1]. This figure can be compared to the 500,000 tons of CO₂ reductions we estimated as an effect of the CO₂ levy and associated carbon prices for the same year.

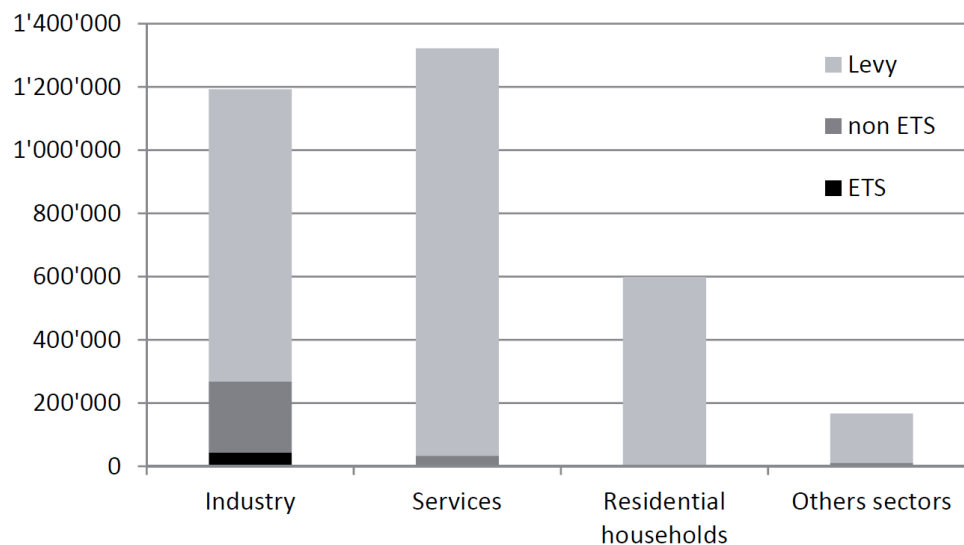


Figure 13: Cumulative abatement by regimes and sectors over the period 2008-2014 in tons of CO₂

References

- [1] Le programme bâtiments en 2013 - rapport annuel. Technical report, 2013. [27](#)
- [2] Christian Azar and Hadi Dowlatabadi. A review of technical change in assessment of climate policy. *Annual Review of Energy and the Environment*, 24(1):513–544, 1999. [14](#)
- [3] Frédéric Babonneau, Alain Haurie, Richard Loulou, and Marc Vielle. Combining stochastic optimization and monte carlo simulation to deal with uncertainties in climate policy assessment. *Environmental Modeling & Assessment*, 17(1-2):51–76, 2012. ISSN 1420-2026. [4](#)
- [4] Frédéric Babonneau, Alain Haurie, and Marc Vielle. A robust meta-game for climate negotiations. *Computational Management Science*, 10(4):299–329, 2013. ISSN 1619-697X. [4](#)
- [5] Badri Narayanan, Angel Aguiar, and Robert McDougall, editors. *Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 8 Data Base*. Center for Global Trade Analysis, Purdue University, 2012. [4](#)
- [6] A. Bernard and M. Vielle. GEMINI-E3, a General Equilibrium Model of International National Interactions between Economy, Energy and the Environment. *Computational Management Science*, 5(3):173–206, May 2008. [3](#)
- [7] A. Bernard, S. Paltsev, J.M. Reilly, M. Vielle, and L. Viguiier. Russia’s Role in the Kyoto Protocol. Report 98, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Cambridge MA, June 2003. [4](#)
- [8] A. Bernard, M. Vielle, and L. Viguiier. Burden Sharing Within a Multi-Gas Strategy. *Energy Journal*, Multigas Mitigation and Climate Policy, Special Issue #3:289–304, 2006. [4](#)
- [9] Alain Bernard and Marc Vielle. Assessment of european union transition scenarios with a special focus on the issue of carbon leakage. *Energy Economics*, 31, Supplement 2(0):S274 – S284, 2009. ISSN 0140-9883. [4](#)
- [10] P.B. Dixon and M.T. Rimmer. *Dynamic General Equilibrium Modelling for Forecasting and Policy, Volume 256 of Contributions to Economic Analysis*. Elsevier Science B.V., 2002. [3](#)
- [11] C. Nathani, D. Sutter, R. van Nieuwkoop, M. Peter, S. Kraner, M. Holzhey, H. Rütter, and R. Zandonella. Energy related disaggregation of the Swiss Input-Output Table. Technical report, SFOE, EWG Publication, Bern, 2011. [4](#)
- [12] André Sceia, Juan-Carlos Altamirano-Cabrera, Marc Vielle, and Nicolas Weidmann. Assessment of acceptable swiss post-2012 climate policies. *Swiss Journal of Economics and Statistics (SJES)*, 148(II):347–380, 2012. [4](#)

- [13] Swiss Confederation. *Switzerland's Sixth National Communication and First Biennial Report under the UNFCCC*. 2013. [3](#)
- [14] US Environmental Protection Agency. The benefits and costs of the clean air act from 1990 to 2020. Technical report, 2011. [3](#)
- [15] M. Vielle and L. Viguiet. On the Climate Change Effects of High Oil Prices. *Energy Policy*, 35(2):844-849, February 2007. [4](#)

7 Appendix

7.1 Elasticities used in this version of GEMINI-E3

The elasticities used in GEMINI-E3 are guess-estimated, based on a review of the literature and discussion with our research partners at Ecoplan. In this study, we retain a set of low elasticities (with respect to the standard values that are usually used in GEMINI-E3) because we conduct a short-term analysis of the CO₂ levy. These elasticities are shown in Tables 12 and 13, the labels refer to the ones that are used in Figures 1 and 2.

Table 12: Elasticities in nested CES production structure

	σ	σ_e	σ_{ef}	σ_{mm}	σ_m	σ_{tra}	σ_{trap}	σ_{trao}
01 Coal	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
02 Oil	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
03 Natural gas	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
04 Petroleum products	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
06 Services of public heat supply	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
07 Agriculture, forestry and fishing	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
08 Chemical, rubber and plastic products	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
09 Other non-metallic mineral products	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
10 Basic metals	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
11 Food products, beverage and tobacco products	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
12 Pulp, paper, paper products, etc	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
13 Fabricated metal products, except machinery and equipment	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
14 Other Industries	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
15 Services	0.4	0.3	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
16 Land transport	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
17 Sea transport	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2
18 Air transport	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1	0.2

Table 13: Elasticities in nested CES consumption structure

σ^{hc}	0.2
σ^{hres}	0.05
σ^{hoth}	0.2
σ^{htra}	0.4
σ^{hrese}	0.2
σ^{hresef}	0.4
σ^{htrap}	0.1
σ^{htrao}	0.2

7.2 Definition of emissions included in the Swiss CO₂ law

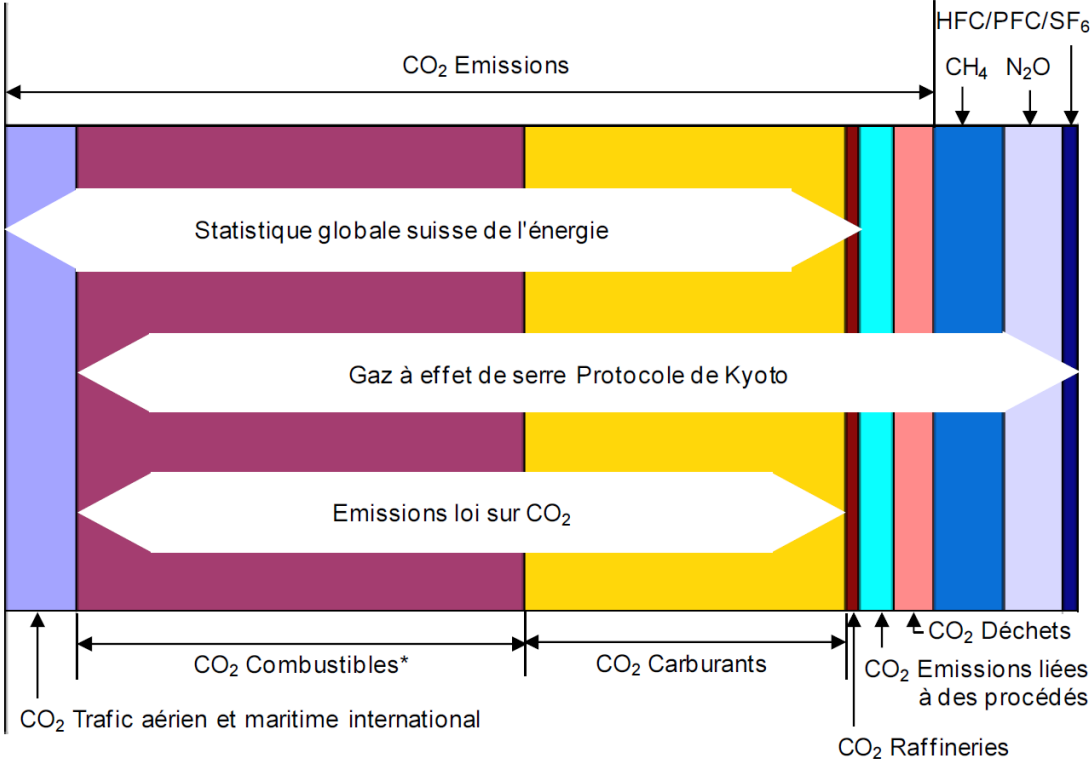


Figure 14: Definition of emissions included in the CO₂ Law up to 2012 (Source: Federal Office for the Environment)

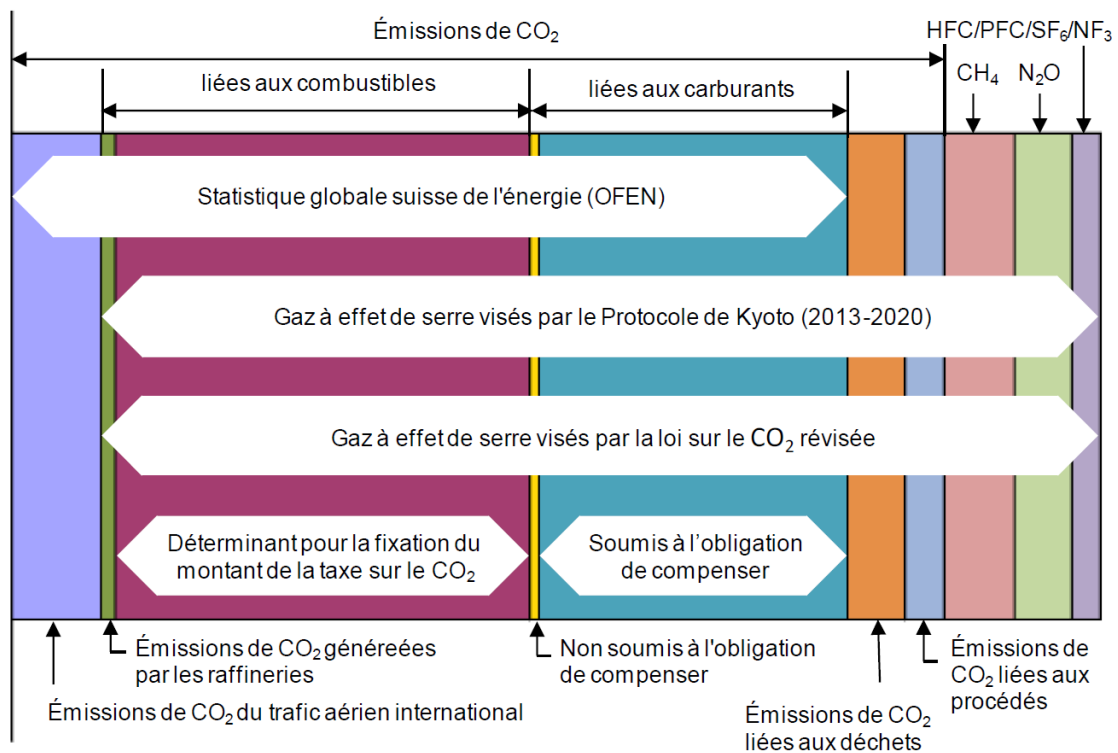


Figure 15: Definition of emissions included in the CO₂ Law after 2012 (Source: Federal Office for the Environment)