

Schweizerische Energie-Stiftung SES

Kosten und weitere Auswirkungen energiepolitischer Szenarien

Schlussbericht vom 24. April 2017

Erarbeitet durch

econcept AG, Gerechtigkeitsgasse 20, CH-8002 Zürich
www.econcept.ch / + 41 44 286 75 75

Autoren/innen

Beat Meier, Dr. sc. ETH, Dipl. Ing.-Agr. ETH
Christian Vogler, MSc ETH in Umweltnaturwissenschaften
Fabienne Habermacher, MSc ETH in Umweltnaturwissenschaften
Stefan von Grünigen, MA UZH in Wirtschaftswissenschaften, Ökonom
Stephanie Bade, lic. oec. publ., Ökonomin

Inhalt

	Zusammenfassung	3
1	Ausgangslage, Fragestellung und Vorgehensweise	11
2	Methodische Grundlagen und Annahmen	12
2.1	Kostenbegriffe und Systemgrenzen	12
2.2	Grundsätze für die Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE	13
2.3	Annahmen zur sozioökonomischen Entwicklung	15
2.4	Annahmen zur Preisentwicklung fossiler Energieträger	16
3	Kosten der Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen: Szenario ENERGIEWENDE im Vergleich zu REFERENZ	19
3.1	Wärme	19
3.1.1	Entwicklung der Energiebezugsflächen	19
3.1.2	Entwicklung der Wärmenachfrage für Wohnen	21
3.1.3	Entwicklung der Wärmenachfrage für Wohnen, Dienstleistungen und Industrie	24
3.1.4	Kosten für die Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen im Wärmebereich	25
3.2	Verkehr	29
3.2.1	Entwicklung der Nachfrage und Bereitstellung von Transportleistungen	29
3.2.2	Kosten für die Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen im Verkehr	34
3.3	Strom	35
3.3.1	Entwicklung der Stromnachfrage (Mengen)	36
3.3.2	Entwicklung der Strombereitstellung (Mengen)	38
3.3.3	Kosten für die Strombereitstellung und Effizienzmassnahmen im Strombereich	40
3.4	Zusammenfassung der mengenmässigen Energienachfrage und Energiebereitstellung	49
3.5	Zusammenfassung der Kosten der Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen	52
3.5.1	Hauptergebnisse	52
3.5.2	Sensitivitätsanalyse zu den Ölpreisannahmen	57

4	Weitere Auswirkungen des Szenario ENERGIEWENDE im Vergleich zu REFERENZ	58
4.1	Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte einer Energiewende	58
4.1.1	Partialbetrachtung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte	61
4.1.2	Totalbetrachtung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte	64
4.1.3	Aktuelle Grundlagenforschung zum Zusammenhang zwischen Wachstum und Energie	68
4.1.4	Fazit zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten	68
4.2	Treibhausgaswirkungen	70
4.2.1	Vorgehen zur Berechnung der Treibhausgasemissionen	70
4.2.2	Ergebnisse zu den Treibhausgasemissionen energiepolitischer Szenarien	71
4.2.3	Einordnung	73
4.3	Weitere Aspekte energiepolitischer Szenarien	75
5	Schlussfolgerungen	76
	Literatur	80
	Abkürzungen	82
	Anhang	83

Zusammenfassung

Ausgangslage, Fragestellung, Vorgehen und Annahmen

Mit der Energiestrategie 2050 schlug der Bundesrat im Jahr 2012 eine langfristig ausgelegte Weiterentwicklung der Energieversorgung vor. Diese Energiestrategie befasst sich im Strombereich unter anderem mit dem Ausstieg aus der Atomenergienutzung und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Stromprodukte. Die diskutierten Massnahmen gehen aber über den Strombereich hinaus und umfassen beispielsweise auch die Wärmeenerzeugung und den Verkehr. Im Jahr 2012 wurden verschiedene Arbeiten zu möglichen Auswirkungen dieser Energiestrategie 2050 publiziert. Die damals getroffenen Annahmen und Folgerungen sind aufgrund der effektiven Entwicklung und neuerer Erkenntnisse zu überprüfen.

Die vorliegende Studie untersucht und vergleicht die Kosten der Energieversorgung für Haushalte und Unternehmen, volkswirtschaftliche Effekte sowie weitere Auswirkungen für zwei unterschiedliche Szenarien einer Weiterentwicklung der schweizerischen Energieversorgung.

Kostenbegriffe und Systemgrenzen

Für die Beurteilung der unterschiedlichen Szenarien werden die gesamtschweizerischen Kosten der Energiebereitstellung und von Effizienzmassnahmen für die Endverbraucher (Haushalte und Unternehmen) in einer Modellrechnung ermittelt. Mit dem Einschluss der Kosten für Effizienzmassnahmen wird ein Gesamtsystem betrachtet. Effizienzmassnahmen sind beispielsweise Gebäudeisolationen oder Mehrkosten für effizientere Fahrzeuge.

Die ermittelten Kosten entsprechen der Summe der Kosten für Haushalte und Unternehmen im Zeitraum bis 2050. Dieses Vorgehen entspricht nicht einer volkswirtschaftlichen Analyse, weil beispielsweise Wechselwirkungen zwischen Branchen oder die Auswirkungen auf die Beschäftigung nicht quantitativ berücksichtigt werden. Volkswirtschaftliche Effekte werden in der vorliegenden Studie in einem separaten Kapitel anhand verfügbarer Literatur qualitativ diskutiert.

Die vorliegende Arbeit setzt sich nicht mit den zur Zielerreichung erforderlichen, politischen Massnahmen auseinander. Für den Kostenvergleich sind deshalb Steuern und Abgaben nicht eingeschlossen. Die notwendigen Veränderungen können durch Anreize, Lenkungsabgaben, Überzeugung, Vorschriften, Subventionen oder andere Massnahmen erreicht werden.

Das betrachtete System umfasst die Wärmeversorgung (Heizwärme, Warmwasser und Prozesswärme), den Personen- und Güterverkehr sowie die Stromversorgung.

Szenarien und allgemeine Annahmen

Die verglichenen Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE unterscheiden sich bezüglich Annahmen zur Entwicklung der Energienachfrage und der Art der Energiebereitstellung. Allgemeine Rahmenbedingungen wie die sozioökonomische Entwicklung, die Preisentwicklungen von Energieträgern und der Verzicht auf Kernenergie ab 2035 sind für beide Szenarien gleich.

- Im Szenario REFERENZ wird eine am Status Quo orientierte Energiepolitik angenommen, die sich einerseits an das 2012 publizierte Szenario des Bundes «Weiter wie bisher» (WWB) anlehnt, aber bezüglich der dort unterstellten Fortführung und Weiterentwicklung der energiepolitischen Instrumente noch zurückhaltender formuliert ist.
- Das Szenario ENERGIEWENDE orientiert sich am Szenario «Neue Energiepolitik» (NEP) des Bundes, nimmt jedoch zusätzlich die klimapolitischen Beschlüsse von Paris aus dem Jahr 2015 mit auf und fokussiert folglich stärker auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen.

Für die Bevölkerungsentwicklung wird gemäss aktuellen Szenarien des Bundes ein Anstieg auf 10.3 Mio. Personen im Jahr 2050 angenommen, was gegenüber 2010 einer Zunahme um + 31 % entspricht. Die Wirtschaft wächst gemessen am Bruttoinlandprodukt BIP gegenüber 2010 bis 2050 um 45 % - davon abhängig sind beispielsweise die Energienachfrage der Unternehmen und für Gütertransporte modelliert.

Für die Preise fossiler Energieträger wird gestützt auf die Internationale Energieagentur IEA von einem Anstieg des Rohölpreises auf 151 USD/Fass bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Dies entspricht dem Mittelwert der IEA Szenarien «Current Policies» (Fortsetzung bisheriger Trends ohne wesentliche, neue politische Massnahmen) und «New Policies» (Berücksichtigung nationaler Politiken im Energiebereich und beim Klimaschutz).

Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen

Die nachstehenden Abbildungen zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs (der Energiemenge, die den Endverbrauchern geliefert wird) und der energiebezogenen Treibhausgasemissionen für die beiden Szenarien.

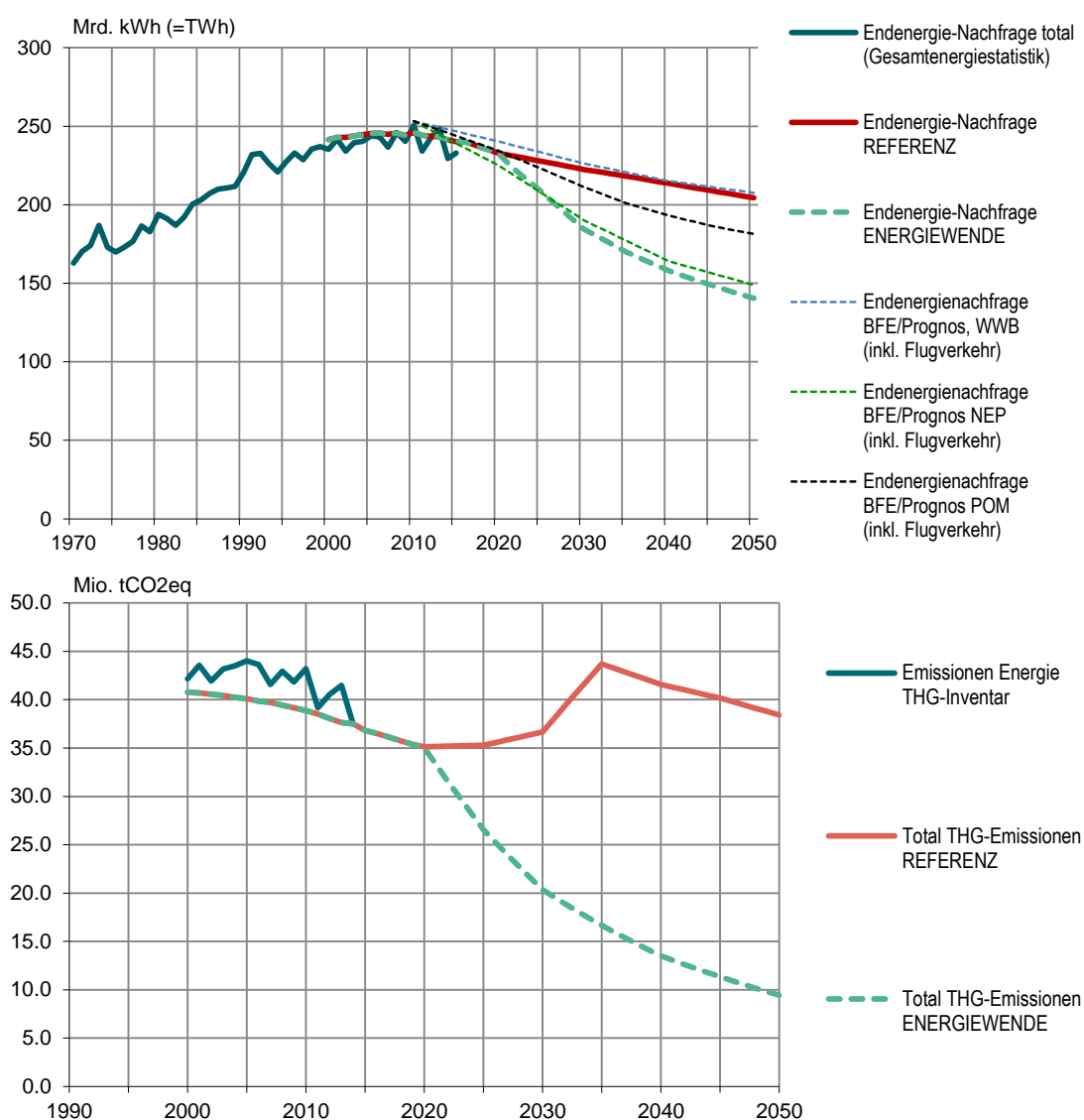
Die Modellierung der Jahre 2000 bis 2015 zeigt eine gute Abbildung des realen Energieverbrauchs gemäss Gesamtenergiestatistik, wobei die witterungsabhängigen Schwankungen geglättet sind.

Der Endenergieverbrauch sinkt ausgehend vom Maximum um das Jahr 2010 von knapp 250 Mrd. kWh bis zum Jahr 2050 auf rund 200 Mrd. kWh im REFERENZ-Szenario beziehungsweise unter 150 Mrd. kWh im Szenario ENERGIEWENDE. Der Vergleich mit den 2012 im Auftrag des Bundesrates berechneten Energieperspektiven zeigt bezüglich Endenergieverbrauch eine weitgehende Übereinstimmung des Szenario REFERENZ mit

«Weiter wie bisher» (WWB) und der ENERGIEWENDE mit dem Szenario «Neue Energiepolitik» (NEP) des Bundesrates bzw. BFE/Prognos (2012).

Die mit der Energieversorgung verbundenen Treibhausgasemissionen sinken gemäss REFERENZ bis 2020, stagnieren bis 2025 und steigen danach aufgrund des Aufbaus der fossilen Stromproduktion mit Gas- und Dampfkraftwerken (GuD).

Im Szenario ENERGIEWENDE reduzieren sich die Treibhausgasemissionen von 40 Mio. Tonnen im Jahr 2000 um 75 % auf rund 10 Mio. Tonnen im Jahr 2050. Neben dem weitgehenden Ersatz von Öl und Gas in der Wärmeerzeugung spielt die Umstellung des Privatverkehrs auf Elektrofahrzeuge eine entscheidende Rolle, zudem erlauben die Effizienzmassnahmen im Strombereich und die CO₂-arme Stromerzeugung mit erneuerbaren Quellen einen Ersatz der Kernenergie ab 2035 ohne Anstieg der Treibhausgasemissionen aus dem Strombereich.



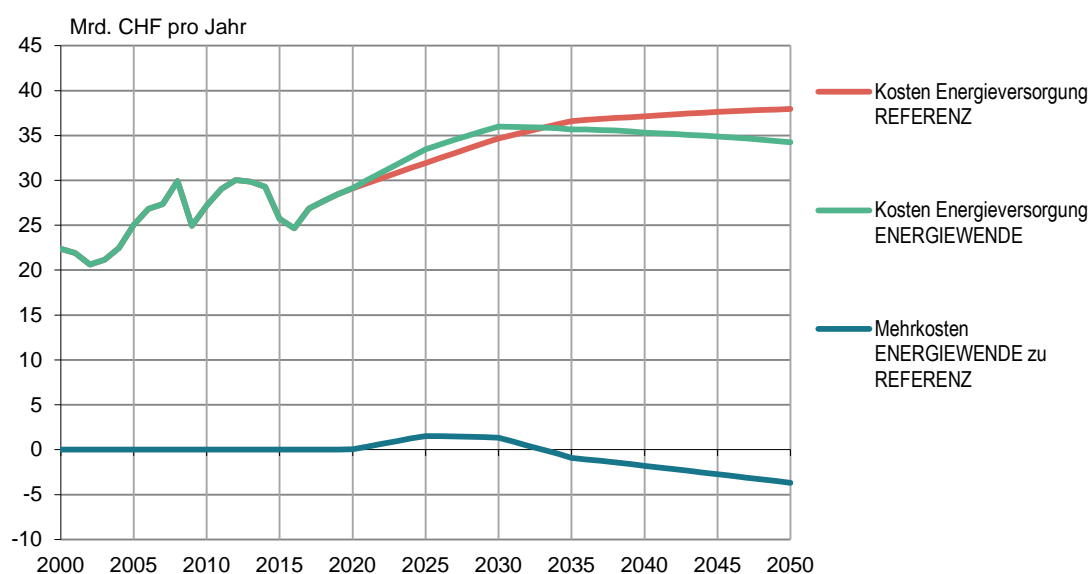
econcept und BFE/Prognos (2012)

Figur 1: Endenergie-Gesamtnachfrage (oben) und energiebezogene Treibhausgasemissionen (unten) für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Kosten für Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen

Kosten für Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen im Zeitverlauf

Die jährlichen Kosten für die Energiebereitstellung und für Effizienzmassnahmen steigen von 25 bis 30 Mrd. Franken in den Jahren 2005 bis 2015 auf ein Niveau von 35 bis 40 Mrd. Franken in den Jahren 2020 bis 2050. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind insgesamt relativ gering. Im Szenario ENERGIEWENDE (grüne Linie) liegen die Kosten bis zum Jahr 2033 etwas höher als im Szenario REFERENZ (rote Linie), danach führen die für Energieeffizienz und in erneuerbare Energien getätigten Investitionen zu steigenden Kostenvorteilen. Die Kostendifferenz der Szenarien ist als Saldo separat dargestellt (blaue Linie).



econcept

Figur 2: Entwicklung der Gesamtkosten für Energiebereitstellung und Energieeffizienz für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Kosten für Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen im Mittel 2020 bis 2050

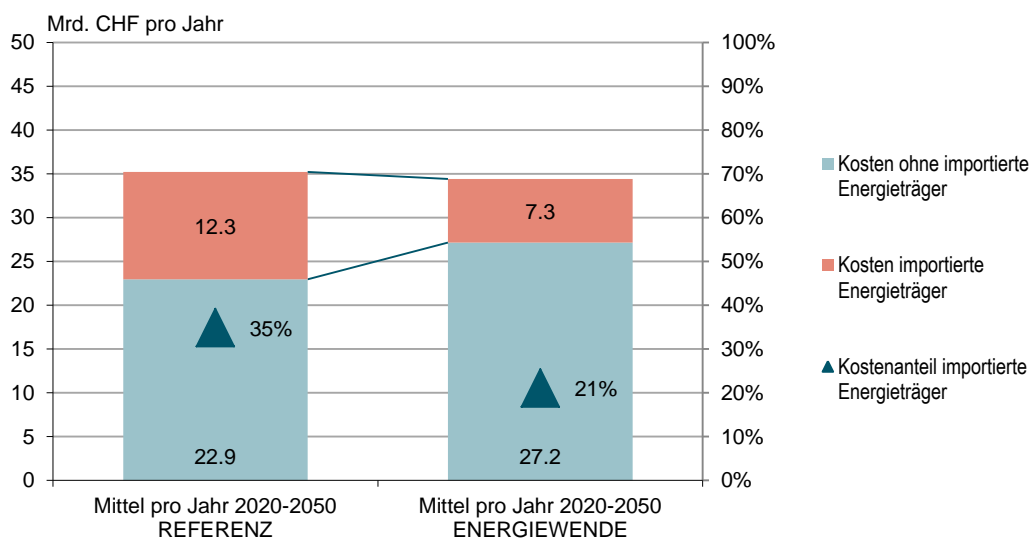
Wie die nachstehende Tabelle zeigt, betragen die mittleren jährlichen Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ rund 0.8 Mrd. Franken pro Jahr oder 2 % der Gesamtkosten der REFERENZ. Dabei übersteigen die Mehrkosten der ENERGIEWENDE in der Phase bis 2034 die REFERENZ nie um mehr als 5 %, während umgekehrt die REFERENZ im Jahr 2050 gegenüber der ENERGIEWENDE zu Mehrkosten von 11 % führt.

		Mittelwert pro Jahr (2020 bis 2050)	
		REFERENZ	ENERGIEWENDE
Kosten Energiebereitstellung und Energieeffizienz	Mrd. CHF	35.2	34.4
Einsparungen ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ	Mrd. CHF		0.8
Einsparungen ENERGIEWENDE in % REFERENZ	%		2 %
Erstes Jahr mit Einsparungen ENERGIEWENDE	Jahr		2034

Tabelle 1: Mittlere Kosten für Energiebereitstellung und Energieeffizienz 2020 bis 2050 für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Kostenaufteilung auf importierte Energieträger und andere Kosten

Grössere Unterschiede ergeben sich zwischen den Szenarien, wenn die Kosten für importierte Energieträger (vor allem Heizöl, Benzin, Diesel und Erdgas) und die anderen Kosten der Energiebereitstellung separat betrachtet werden. Von den durchschnittlich 35 bis 36 Mrd. Franken Gesamtkosten pro Jahr entfallen in der REFERENZ rund 12 Mrd. Franken auf importierte Energieträger, bei der ENERGIEWENDE sind es rund 7 Mrd. Franken.



econcept

Figur 3: Verteilung der mittleren Gesamtkosten der Energieversorgung auf importierte Energieträger und andere Kosten für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Sensitivitätsanalyse zu den Energiepreisen

Die Preisannahmen für fossile Energieträger spielen eine entscheidende Rolle für die Kostenentwicklung. In einer Sensitivitätsanalyse werden deshalb die Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE unter der Annahme verglichen, dass die Rohölpreise mittelfristig stagnieren und langfristig eher sinken (71 USD/Fass im Jahr 2050, entsprechend dem IEA-Szenario «450ppm»). Bei langfristig tiefen Ölpreisen werden, bei deutlich tieferen Gesamtkosten, die Mehrkosten der ENERGIEWENDE erst gegen das Jahr 2050 durch Einsparungen allmählich wettgemacht. Die mittleren jährlichen Mehrkosten der

ENERGIEWENDE betragen jedoch nicht mehr als eine Milliarde Franken oder 3 % der Gesamtkosten für die Energiebereitstellung und für Effizienzmassnahmen.

Beschäftigung und Wertschöpfung

Mehrere Untersuchungen aus der Schweiz und auch aus Deutschland beschäftigen sich in Partial- und/oder Totalanalysen mit Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten einer Energiewende. Die nachfolgenden Ergebnisse basieren in erster Line auf einer Metaanalyse dieser Arbeiten.

Partialanalysen zeigen Teilwirkungen einer Energiewende, beispielsweise Veränderungen in der Energiewirtschaft. *Totalanalysen* beschäftigen sich mit den Auswirkungen einer Energiewende auf das gesamte Wirtschaftssystem. Hierfür werden makroökonomische Modelle verwendet, die das Wirtschaftssystem modellieren. Totalanalysen sind nicht per se besser als Partialanalysen, da sie beispielsweise die Umgestaltung der Energiebereitstellung sowie technologische Entwicklungen unterschiedlich gut abbilden können.

Beschäftigung

Die Partialanalysen zeigen, dass eine Energiewende in der Schweiz zu neuen Arbeitsplätzen führen wird. Im Gegenzug werden allerdings auch Arbeitsplätze verloren gehen. In der Summe sind positive Effekte im Umfang von einigen wenigen tausend Vollzeitstellen zu erwarten.

Aufgrund von makroökonomischen Modellierungen sind Beschäftigungseffekte einer Energiewende im Promillebereich zu erwarten, wobei die Schätzungen für die Schweiz im leicht negativen, jene zur deutschen Energiewende im leicht positiven Bereich liegen. Die Effekte dürften nicht zuletzt abhängig von den gewählten Umsetzungsinstrumenten sowie von den weltweiten energiepolitischen Entwicklungen abhängen.

Wertschöpfung

Laut den bisher für die Schweiz durchgeführten Totalanalysen wird sich eine Energiewende in der Schweiz tendenziell negativ auf die Wertschöpfung auswirken und das jährliche BIP-Wachstum verlangsamen. Vor dem Hintergrund neuerer Quellen sind die bisherigen Schätzungen des volkswirtschaftlichen Gesamteffektes jedoch neu einzuordnen: So zeigen neuere Studien zur deutschen Energiewende positive gesamtwirtschaftliche Wertschöpfungseffekte, mit Investitionen und Exporten als zentralen Treibern. Ein wichtiger Grund für dieses von den Schweizer Arbeiten abweichende Ergebnis scheint in der Modellierung der Umsetzung zu liegen, wobei in der Schweiz bisher immer von sehr hohen CO₂-Abgaben ausgegangen wurde. Auch neuere Erkenntnisse der makroökonomischen Grundlagenforschung, welche die Bedeutung günstiger Energie für Wachstum und Wohlstand relativieren, sprechen gegen stark negative Wertschöpfungseffekte. Und schliesslich wird mit der vorliegenden Arbeit gezeigt, dass eine Energiewende je nach Ölpreis-

entwicklung gegenüber der fortwährenden Abstützung auf konventionelle Technologien in der Summe auch zu Minderkosten für Haushalte und Unternehmen führen kann.

Aufgrund dieser Einschätzungen lassen sich zum heutigen Zeitpunkt kaum eindeutige Aussagen zum langfristigen Gesamteffekt einer Energiewende auf wirtschaftliches Wachstum und Wertschöpfung machen. Sowohl leicht negative wie auch leicht positive Effekte scheinen plausibel zu sein. Es ist davon auszugehen, dass der Ausgestaltung einer Energiewende und insbesondere dem verwendeten Instrumentenmix (Lenkungsabgaben, Fördersysteme, gesetzliche Vorgaben) eine entscheidende Bedeutung zukommt.

Klimaschutz und andere Auswirkungen

Das Szenario ENERGIEWENDE führt bis 2050 im Vergleich zum REFERENZ-Szenario zu einer massiven Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen auf rund ein Viertel der heutigen Emissionen. Um diese Reduktion bei einem Verzicht auf die ENERGIEWENDE mit Massnahmen im Ausland zu erreichen, entstünden bei aktuellen Vermeidungskosten jährliche Mehrkosten von knapp 2 Milliarden Franken, die langfristig vermutlich weiter ansteigen würden. Diese Vermeidungskosten sind in jedem Fall höher, als mögliche Mehrkosten im Szenario ENERGIEWENDE bei langfristig sinkenden Ölpreisen.

Als weitere wichtige Effekte einer Energiewende sind eine Reduktion der Luftverschmutzung und der Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern zu erwarten.

Schlussfolgerungen

Aus den von econcept durchgeführten quantitativen und qualitativen Analysen lassen sich für eine konsequente Energiewende mit wirksamen Effizienzmassnahmen, mit einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien und einer weitgehenden Elektrifizierung der Mobilität die nachstehenden 10 Folgerungen ableiten:

1. Eine konsequente Energiewende führt für die Haushalte und die Unternehmen in der Summe langfristig zu geringen Einsparungen oder geringen Mehrkosten, wobei die Preisentwicklung fossiler Energieträger ein entscheidender Faktor ist. Das **Kostenargument alleine ist folglich kein ausschlaggebender Faktor** für oder gegen eine Energiewende.
2. Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien lohnen sich vor allem bei steigenden fossilen Preisen. Eine Energiewende wirkt somit als **Versicherung gegen starke Preisanstiege** bei den importierten, fossilen Energieträgern. Umgekehrt kann ein Verzicht auf eine Energiewende als Wette auf langfristig tiefe oder sinkende Preise fossiler Energieträger bezeichnet werden. In jedem Fall führt eine Energiewende zu einer starken Reduktion der preisbedingten Kostenschwankungen der Energieversorgung und erhöht damit die Planungssicherheit.
3. Die **Mobilität** spielt eine Schlüsselrolle für den Erfolg einer Energiewende und muss im Vergleich zur bisherigen Energiepolitik stärker ins Zentrum gerückt werden.

4. Die vorliegende Arbeit blendet Verteilungseffekte, beispielsweise zwischen verschiedenen Branchen oder Regionen, aus. Die mit einer Energiewende in der Summe tendenziell tieferen Kosten für Haushalte und Unternehmen deuten jedoch auf ein Potenzial hin, dass die **Gewinner mögliche Verlierer entschädigen** können.
5. Die Beschäftigungswirkung der Energiewende ist für die Energie- und Effizienzbranchen wahrscheinlich eher positiv. Die **Beschäftigungswirkung ist jedoch kein ausschlaggebender Faktor** für oder gegen eine Energiewende.
6. Für die Auswirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft ist es entscheidend, **wie und mit welchen Instrumenten** eine Energiewende umgesetzt wird. Es besteht Bedarf für eine Neubeurteilung der volkswirtschaftlichen Effekte für unterschiedliche energiepolitische Szenarien, wobei der Verbindung mit klimapolitischen Zielsetzungen, dem Instrumentenmix und der Mobilität eine stärkere Bedeutung beigemessen werden muss.
7. **Energiewende und Klimaschutz bilden ein sinnvolles Paket.** Eine Energiewende führt in jedem Fall zu massiven Reduktionen bei den Treibhausgasemissionen. Die Erfüllung internationaler Verpflichtungen zum Klimaschutz ist als «Nebeneffekt» einer konsequenten Energiewende mit grosser Wahrscheinlichkeit günstiger als eine Weiterführung der bisherigen Energiepolitik mit zusätzlichen Kompensationsmassnahmen für Treibhausgasemissionen.
8. Die Schweizer Haushalte und Unternehmen können möglicherweise von einer **Energiewende im Alleingang profitieren**, falls eine international weiterhin steigende Nachfrage nach fossilen Energieträgern zu entsprechend steigenden Preisen führt.
9. Eine konsequente Energiewende entspricht einem **Paradigmenwechsel** weg von unvorhersehbar schwankenden, laufenden und variablen Kosten für Energieträger hin zu langfristigen Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien. An die Stelle der Abhängigkeit von nicht beeinflussbaren Preisentwicklungen treten eigenständige Entscheidungen bei den Investitionen.
10. Eine Energiewende ist aufgrund der genannten Gründe zweckmässig. Der Fokus der Diskussion kann deshalb von der Ja/Nein-Grundsatzfrage weg hin zur Frage nach der optimalen Ausgestaltung gelenkt werden. **Mit den richtigen Instrumenten wird die Energiewende auch wirtschaftlich ein Erfolg.**

1 Ausgangslage, Fragestellung und Vorgehensweise

Mit der Energiestrategie 2050 schlug der schweizerische Bundesrat im Jahr 2012 eine langfristig ausgelegte Weiterentwicklung der Energieversorgung vor. Diese Energiestrategie befasst sich im Strombereich unter anderem mit dem Ausstieg aus der Atomenergienutzung und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Stromprodukte. Die diskutierten Massnahmen gehen aber über den Strombereich hinaus und umfassen beispielsweise auch die Wärmeerzeugung und den Verkehr. Im Jahr 2012 wurden verschiedene Arbeiten zu möglichen Auswirkungen dieser Energiestrategie 2050 publiziert. Die damals getroffenen Annahmen und Folgerungen sind aufgrund der effektiven Entwicklung und neuerer Erkenntnisse zu überprüfen.

Die vorliegende Studie untersucht und vergleicht die Kosten der Energiebereitstellung und weitere Auswirkungen für zwei unterschiedliche Szenarien der Energieversorgung. Dabei wird eine Energiewende einer Referenz, der Fortsetzung der aktuellen Energiepolitik, gegenübergestellt. Eine konsequente Energiewende umfasst wirksame Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich, der Stromnachfrage und beim Verkehr, einen starken Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien und eine Reduktion der Nachfrage im Bereich des individuellen Personenverkehrs.

Die Unterschiede zwischen den Szenarien sollen einerseits die Kosten der Energieversorgung für die Endverbraucher aufzeigen aber auch Beschäftigungs- und volkswirtschaftliche Gesamteffekte beleuchten. Über die wirtschaftlichen Betrachtungen hinaus sind auch Umweltaspekte zu diskutieren, wobei der Klimaschutz bzw. die Treibhausgasemissionen im Vordergrund stehen.

Die Studie hält zunächst in Kapitel 2 die Grundlagen zu Systemgrenzen, Kostenbegriffen, den Eckwerten der Szenarien und den wichtigsten Annahmen fest.

Kapitel 3 beleuchtet auf der Basis von Modellrechnungen die Entwicklung der Energienachfrage, der Art der Energiebereitstellung und die daraus resultierenden Kosten für die Endverbraucher in Haushalten und Unternehmen. Für diese quantitativen Ergebnisse werden die Bereiche Wärme, Verkehr und Strom unterschieden.

Eine qualitative Diskussion von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten erfolgt in Kapitel 4. Diese werden ergänzt um eine quantitative Analyse der Treibhausgaswirkungen, deren ökonomische Einordnung und weitere Aspekte energiepolitischer Szenarien.

In Kapitel 5 werden aus den verschiedenen ökonomischen und ökologischen Beurteilungen in einer Gesamtsicht 10 Folgerungen abgeleitet.

2 Methodische Grundlagen und Annahmen

2.1 Kostenbegriffe und Systemgrenzen

Für die Beurteilung der unterschiedlichen Kosten der Szenarien werden die gesamtschweizerischen Kosten der Energiebereitstellung für die Endverbraucher (Haushalte und Unternehmen) berechnet, unter Einschluss der Kosten für Effizienzmassnahmen wie beispielsweise für Gebäudeisolationen oder Mehrkosten für effizientere Fahrzeuge. Dabei handelt es sich um (aggregierte) Kosten der einzelnen Nachfrager, das heisst der Haushalte und Unternehmen. Diese Kosten entsprechen nicht volkswirtschaftlichen Kosten, weil Wechselwirkungen zwischen der Energieversorgung und anderen Wirtschaftszweigen nicht berücksichtigt sind. Volkswirtschaftliche Effekte auf Beschäftigung und Wertschöpfung werden anhand der Literatur in Kapitel 4 separat diskutiert. Betrachtet wird der Zeitraum bis 2050.

Das betrachtete System umfasst die Wärmeversorgung (Heizwärme, Warmwasser und Prozesswärme), den Personen- und Güterverkehr sowie die Stromversorgung.

Die untersuchten Szenarien sind Zielszenarien, die eine bestimmte Entwicklung des Endenergieverbrauches abbilden. Die notwendigen Veränderungen in den Szenarien können durch steuerliche Anreize, Lenkungsabgaben, Information und Sensibilisierung, Vorschriften, Subventionen oder andere Massnahmen erreicht werden. Die vorliegende Arbeit setzt sich jedoch nicht mit den zur Zielerreichung erforderlichen, politischen Massnahmen auseinander. Folglich werden in den Kosten für die Endverbraucher die Steuern und Abgaben im Energiebereich nicht eingeschlossen. So sind beispielsweise die Kosten für Solarstrom abhängig von den Produktionskosten der Anlagen in einem bestimmten Erstellungsjahr. Die Abgaben für die kostendeckende Einspeisevergütung sind nicht berücksichtigt, weil sie letztlich nur einer Umverteilung von den Stromkonsumenten an die Solarstromproduzenten entsprechen. Ebenso werden bei energetischen Gebäudesanierungen die effektiven Bruttokosten in die Rechnung aufgenommen, allfällige Reduktionen durch Subventionsprogramme bzw. deren Finanzierung durch die CO₂-Abgabe werden nicht eingeschlossen. Mit diesem Vorgehen werden Doppelerfassungen ausgeschlossen. Das bedeutet, dass die berechneten Kosten den betriebswirtschaftlichen Gestehungskosten der Energiebereitstellung und der Effizienzmassnahmen entsprechen.

Eine pauschale Transaktionskostenschätzung für die Umsetzung der Politik wird in der Kostenrechnung integriert.

Investitionen bzw. Mehrkosten im Gebäudebereich werden in Form von Annuitäten in Jahreskosten umgerechnet. Damit werden Abschreibungen und Zinskosten aus einer Investition in konstante Kostentranchen pro Jahr auf die angenommene Nutzungsdauer verteilt.

Die berechneten Mehrkosten und Einsparungen werden für den Zeitraum 2000 bis 2050 pro Jahr berechnet und ausgewiesen. Dabei wird für die einzelnen Zeitpunkte keine un-

terschiedliche Wertung vorgenommen, das heisst, eine Ausgabe von einem Franken im Jahr 2020 ist gleichwertig mit einer Ausgabe von einem Franken im Jahr 2040. Auf eine Diskontierung wird somit verzichtet.

2.2 Grundsätze für die Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE

Die vorliegende Arbeit beruht auf dem Vergleich von Szenarien. Mit einem Szenario wird eine mögliche zukünftige Entwicklung in Form einer denkbaren und in sich möglichst konsistenten Kombination von Eckwerten beschrieben. Szenarien sollen im Gegensatz zu Prognosen nicht die Zukunft voraussagen, sondern die mögliche Bandbreite zukünftiger Entwicklungen ausloten. Durch den Vergleich unterschiedlicher Szenarien können Folgerungen zu deren Auswirkungen gezogen werden.

Die vorliegende Arbeit vergleicht die Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE. Deren Unterschiede betreffen Annahmen zur Entwicklung der Energienachfrage und der Art der Energiebereitstellung. Für allgemeine Rahmenbedingungen der sozioökonomischen Entwicklung beruhen beide Szenarien auf denselben Annahmen.

Im Vergleich zu den vorwiegend im Jahr 2012 publizierten Arbeiten¹ zur Energiestrategie 2050 des Bundes bzw. den sogenannten Energieperspektiven verwendet die vorliegende Arbeit aktualisierte historische Werte (in der Regel bis 2015) und passt die Annahmen für zukünftige Entwicklung daran an. Zudem werden die effektiv getroffenen politischen Entscheidungen bei der Szenario-Definition berücksichtigt.

REFERENZ

Das Szenario REFERENZ bildet eine zurückhaltende Fortsetzung der bisherigen Rahmenbedingungen und Verhaltensgrundsätze in der Energiepolitik ab.

Teilweise lehnt sich REFERENZ folglich an das in den BFE/Prognos-Szenario „Weiter wie bisher“ (WWB)²: an. WWB beruht auf einer Fortführung und zurückhaltenden Weiterentwicklung der energiepolitischen Instrumente (z.B. Gebäudeprogramm mit 200 Mio. Franken pro Jahr; Vorschriften für Gebäude werden weiter verschärft, ab 2015 ist der Minergie-Standard für Neubauten umgesetzt, keine neuen Kernkraftwerke (KKW), Abgabe für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) auf maximal 0.9 Rp./kWh.). Gegenüber WWB wird das Szenario REFERENZ hier jedoch zurückhaltender formuliert, das heisst mit einer weniger schnellen Reduktion des Energieverbrauches und einem langsameren Ausbau erneuerbarer Energien. Dies wird einerseits aufgrund der effektiven Entwicklung begründet, so ist beispielsweise Minergie-Standard ist bei Neubauten auch 2017 nicht erreicht oder die MuKE 2014 werden in den Kantonen nur langsam und unvollständig umgesetzt. Andererseits gibt es politische Kräfte, die eine moderate Weiterentwicklung eher bremsen oder einzelne Instrumente wie das Gebäudeprogramm oder

¹ BFE/Ecoplan (2012), BFE/Prognos (2012)

² BFE/Prognos (2012): S. 83

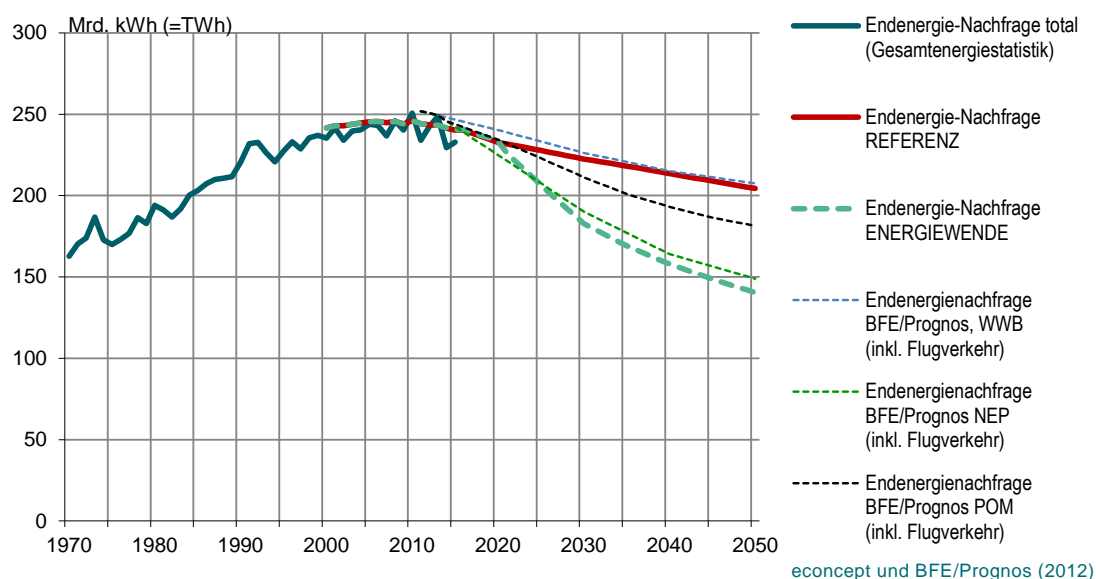
die KEV reduzieren oder abschaffen wollen. Bezüglich der Atomenergie werden wie in WWB keine neuen KKW gebaut und die Produktion im Inland läuft Ende 2034 aus.

ENERGIEWENDE

Das Szenario ENERGIEWENDE bildet ambitionöse Zielpfade in den Bereichen Effizienz, Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energieträger und Reduktion der Treibhausgasemissionen ab.

Dieses Szenario ist inhaltlich nahe beim BFE/Prognos-Szenario „Neue Energiepolitik“ (NEP)³ und beruht auf folgenden Elementen: Systematische Umsetzung energieeffizienter Querschnittstechnologien; erhöhte Sanierungsrate bei Gebäuden; Wärmepumpenstrategie zur verstärkten Nutzung von Umweltwärme; Effizienz vor Erneuerbaren; Verkehr stärker auf Schiene umgelagert; hoher Anteil Elektromobilität und Einsatz von Biotreibstoffen, keine neuen AKW, hoher Anteil erneuerbare Stromerzeugung. Gegenüber dem Szenario NEP setzt ENERGIEWENDE punktuell auf eine schnellere Durchdringung der Elektromobilität und stärkere Dekarbonisierung der Energieversorgung bis 2050 mit einer Reduktion auf rund 1 Tonne CO₂ pro Person und Jahr (Emissionen aus der Energiebereitstellung)..

Zur Einordnung der Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE zeigt die folgende Figur die Absenkpfade des Endenergieverbrauchs im Vergleich zu den mit der Energiestrategie 2050 vorgelegten Szenarien WWB, POM ("Politische Massnahmen") und NEP. Die Beschlüsse des Parlamentes im Herbst 2016 zum ersten Massnahmenpaket können dabei als erste Schritte des Szenarios POM betrachtet werden, die zu einer Absenkung zwischen POM und WWB führen. Eine ausführliche Beschreibung der Entwicklungen findet sich in Kapitel 3.



Figur 4: Entwicklung der Endenergienachfrage in den Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE im Vergleich zu BFE/Prognos 2012 (WWB, NEP, POM)

³ BFE/Prognos (2012)

2.3 Annahmen zur sozioökonomischen Entwicklung

Da die für den vorliegenden Bericht modellierten Szenarien grundsätzlich an die Energieperspektiven 2050 des Bundes angelehnt sind, werden auch die wesentlichen sozioökonomischen Rahmendaten dieser Arbeiten übernommen⁴. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen der letzten Jahre und neuer Schätzungen werden jedoch teilweise neue Annahmen getroffen.

- Die Bevölkerung wächst in beiden Szenarien von 7.9 Mio. Personen im Jahr 2010 auf 10.3 Mio. Personen im Jahr 2050 (+ 31 %). Dies ist ein deutlich stärkeres Wachstum als die Studien von BFE/Prognos (2012) mit 9.0 Mio. Personen im Jahr 2050 (+ 14 %) unterstellt haben. Die durch das BFS aktualisierten Bevölkerungsszenarien⁵ nehmen den veränderten, stärkeren Wachstumstrend der letzten Jahre auf. Bereits per Ende 2015 lag die effektive Bevölkerungszahl um 2.1 % höher als die in BFE/Prognos (2012) verwendeten Annahmen.
- Die Wirtschaft wächst laut BFE/Prognos (2012) gemessen am Bruttoinlandprodukt BIP von rund 550 Mrd. Franken im Jahr 2010 auf 800 Mrd. Franken (+45%) im Jahr 2050⁶. Das BIP pro Person steigt im gleichen Zeitraum von rund 70'000 Franken auf knapp 90'000 Franken. Zu diesen Annahmen werden in der vorliegenden Arbeit keine Alternativen entwickelt. Von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung sind unter anderem die Energiebezugsflächen für Dienstleistungen und Industrie oder die Mengen des Güterverkehrs abgeleitet, das heisst die diesbezüglichen Trends von BFE/Prognos (2012) werden implizit übernommen. Neue Annahmen werden bei bevölkerungsabhängigen Grössen getroffen, insbesondere bei der Zunahme der Energiebezugsflächen und der Entwicklung des Personenverkehrs (vgl. Kapitel 3.1.1 und 3.2.1).
- Für die Berechnung von Annuitäten wird ein konstanter Zinssatz von 2.5 % verwendet.

⁴ BFE/Prognos (2012): S. 51ff

⁵ BFS, Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010-2060 Web-Abfrage: www.pxweb.bfs.admin.ch

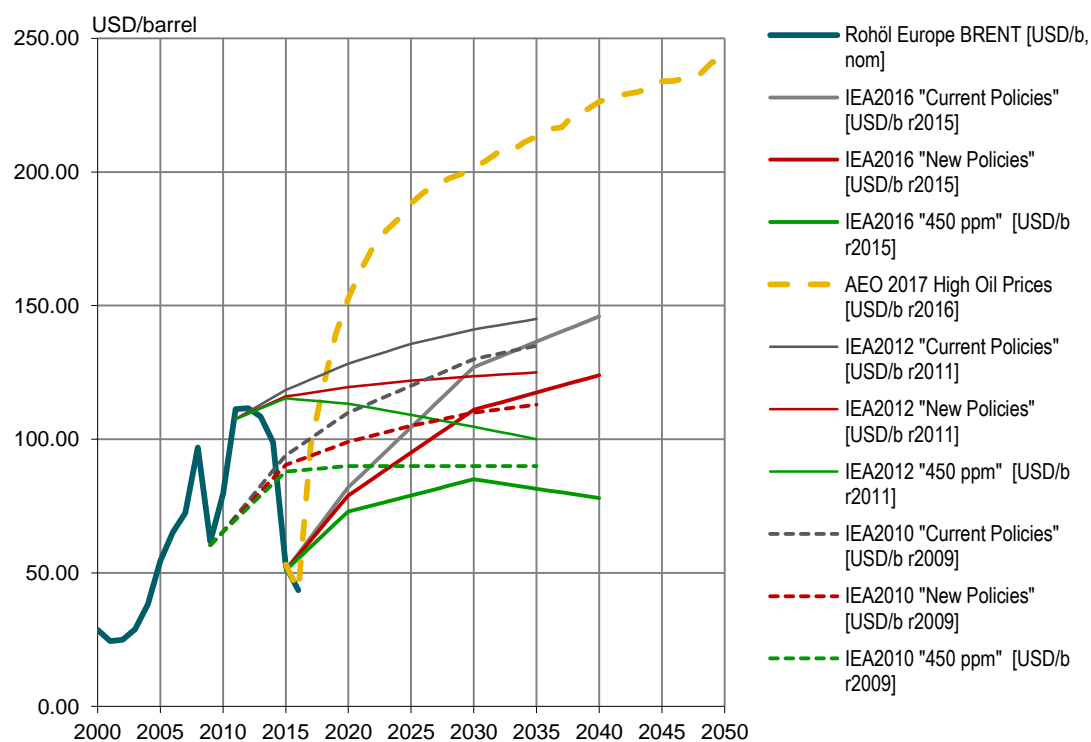
⁶ Real in Preisen 2010

2.4 Annahmen zur Preisentwicklung fossiler Energieträger

Weil fossile Energieträger in der Schweiz aktuell mehr als zwei Drittel der Endenergie abdecken, sind die langfristigen Annahmen zu deren Preisentwicklung zentral.

Die bisherigen Studien des Bundes stützen sich im Wesentlichen auf den World Energy Outlook (WEO) der Internationalen Energieagentur IEA. In der Figur 5 sind die jeweils drei Preisszenarien der IEA aus den Berichten 2010, 2012 und 2016 aufgeführt⁷. Der World Energy Outlook 2010 ist massgebend für die Grundlagenstudien zur Energiestrategie 2050 des Bundes⁸. Eine Kostenstudie von Meier (2013) stützte sich unter anderem auf die Szenarien des WEO 2012 ab, der die nach 2009 stark steigenden Rohölpreise berücksichtigt. Im aktuellsten WEO 2016 werden die tiefen Ölpreise von 2015 als Ausgangspunkt verwendet. Die Preisanstiege in allen drei Szenarien sind deutlich stärker als in früheren Berichten, zudem geht der Preisfächer der drei Szenarien weiter auseinander.

Zum Vergleich wird das Hochpreisszenario der US Energy Information Agency (EIA) aufgeführt, das bis 2030 von einem realen (2015) Rohölpreis von 200 USD/Fass ausgeht.



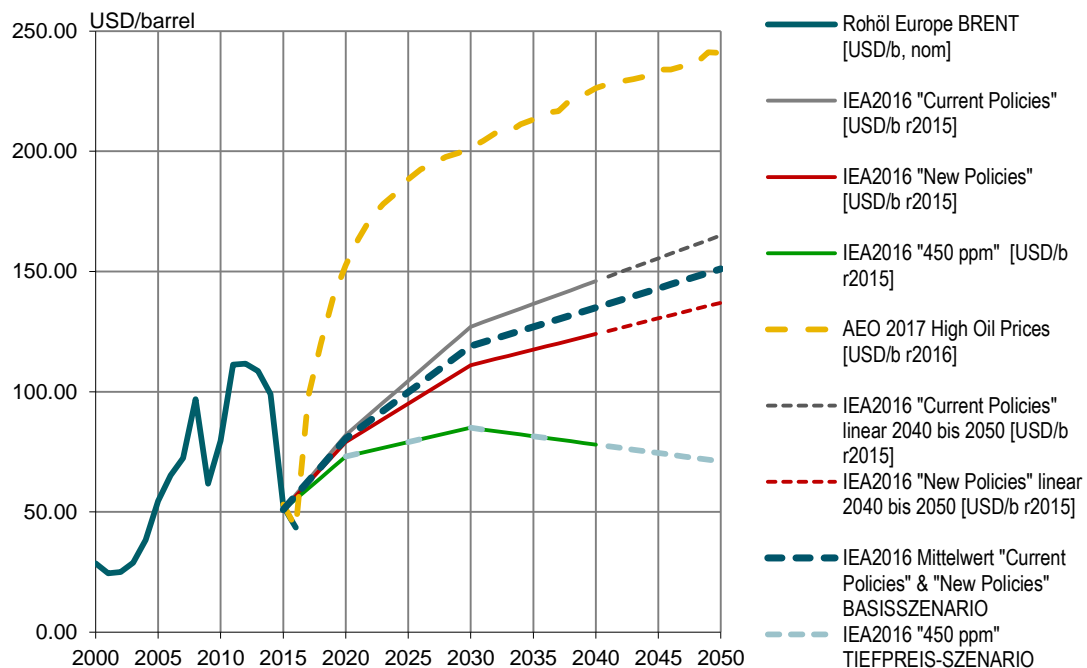
Historische Preisentwicklung in nominellen USD/barrel (nom)
Vorschätzungen in realen Werten (r) mit unterschiedlichen Bezugsjahren (vgl. Legende)
econcept, IEA, EIA

Figur 5: Preisniveaus für Rohöl gemäss Internationaler Energieagentur IEA und U.S. Energy Information Administration EIA (AEO) Vorschätzungen 2010, 2012, 2016 und 2017

⁷ "Current Policies": Fortsetzung bisheriger Trends ohne wesentliche, neue politische Massnahmen,
"New Policies": Berücksichtigung nationaler Politiken im Energiebereich und beim Klimaschutz
"450 ppm": Weltweite Massnahmen zur Einhaltung des Zieles, die globale Erwärmung auf 2° Grad zu begrenzen.
vgl. IEA 2016, S. 32ff

⁸ BFE/Prognos (2012):vgl. auch BFE/Ecoplan (2012)

Für die vorliegende Studie wird als Basisszenario bis 2050 ein Preisanstieg auf 151 USD/Fass⁹ (real zu 2015er Preisen) angenommen. Dies entspricht einem Mittelwert der linear fortgesetzten IEA-Szenarien «Current Policies» und «New Policies». Mit diesem Basisszenario wird berücksichtigt, dass im aktuellsten IEA-Bericht trotz tiefem Ausgangspunkt im Jahr 2015 der Preisanstieg bis 2040 deutlich stärker ausgeprägt ist als in früheren Analysen. Im Vergleich zu den Preissteigerungen zwischen 2000/2003 bis 2008 bzw. 201/2013 kann ein langfristiger Preisanstieg auf 151 USD/Fass als moderat bezeichnet werden - angesichts der für viele Analysten überraschenden Tiefpreisphase in den Jahren 2014 bis 2016 entspricht es einem starken Anstieg. In einer Sensitivitätsanalyse wird diese Basisentwicklung mit einer Tiefpreisvariante verglichen, die sich an das IEA-Szenario 450 ppm anlehnt und von längerfristig sinkenden Ölpreisen ausgeht. Die lineare Fortsetzung der Entwicklung 2030 bis 2040 führt zu 71 USD/Fass im Jahr 2050.



Historische Preisentwicklung in nominellen USD/barrel (nom);
Werte ab 2016 in realen USD Basis 2015/2016
econcept, IEA, EIA

Figur 6: Preisniveaus für Rohöl, Annahmen für die Preisentwicklung bis 2050 (Basis-Szenario und Tiefpreis-Szenario)

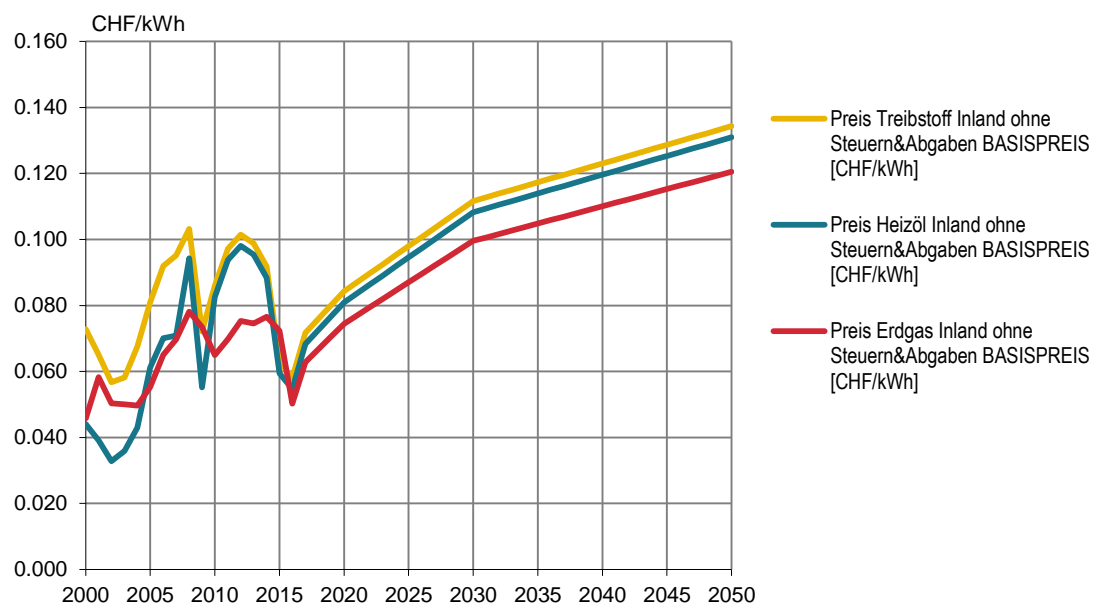
Zur Umrechnung der Rohölpreise auf dem Weltmarkt in Energiepreise für schweizerische Endkunden werden für Heizöl und Benzin/Diesel die Analysen des BFE zur Marktpreisentwicklung mit der Zerlegung der Preiskomponenten verwendet¹⁰. Dabei werden die Preiskomponenten ab Rotterdam (Transport, Verarbeitung, Lagerung und Verteilung)

⁹ real zu 2015er Preisen

¹⁰ BFE, div. Jahrgänge und Ausgaben, Marktentwicklung fossiler Energieträger. Unterschieden werden: Preis am Spot-Markt in Rotterdam, Wechselkurs Dollar zu Franken, Frachtkosten für den Transport auf dem Rhein, Steuerbelastungen und Abgaben, Handelsspanne im Inland.

konstant gelassen und der anteilige Einfluss des Rohölpreises auf den Endkundenpreis ermittelt¹¹.

Die Preise für Erdgas werden bis 2015 der Gesamtenergiestatistik entnommen, ab 2016 wird die Preisrelation Erdgas/Heizöl der Jahre 2006 bis 2015 von 0.92 konstant für die Jahre bis 2050 fortgeschrieben.



econcept

Figur 7: Preisannahmen für fossile Energieträger (ohne Steuern und Abgaben)

Die Preisannahmen in Figur 7 gelten für beide Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE.

¹¹ Auf der Basis der Jahre 2010 bis 2015 kann der Endkundenpreis ohne Steuern und Abgaben mit Abweichungen von 0 % bis 12 % in den einzelnen Jahren aus dem Rohölpreis abgeleitet werden (in 5 von 6 Jahren mit max. 3% Abweichung).

3 Kosten der Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen: Szenario ENERGIEWENDE im Vergleich zu REFERENZ

3.1 Wärme

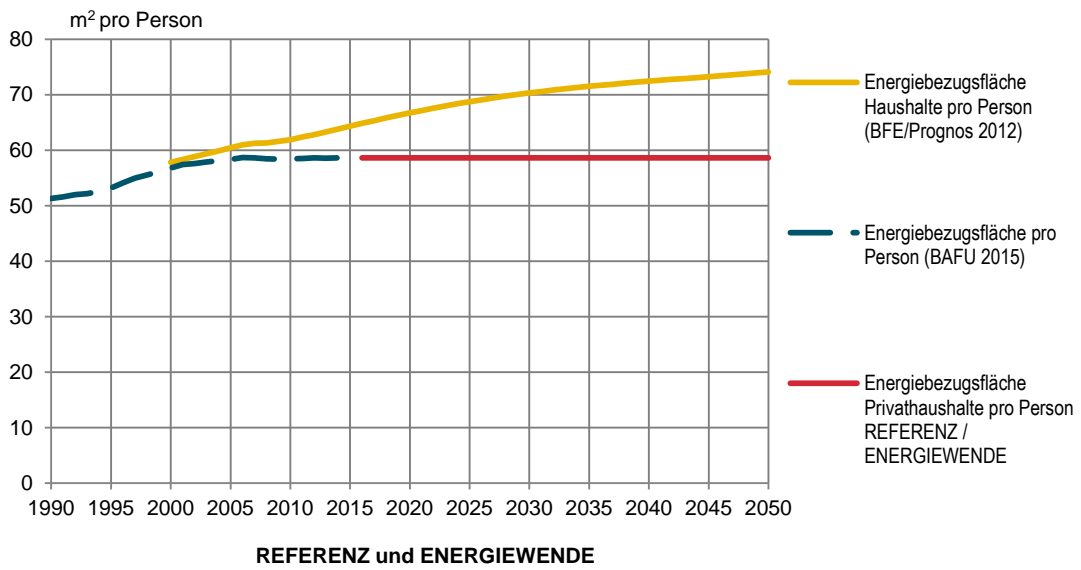
3.1.1 Entwicklung der Energiebezugsflächen

Als die zwei wesentlichen Bestimmungsfaktoren für die Entwicklung der Energiebezugsflächen der Privathaushalte werden die Bevölkerungsentwicklung und der Flächenbedarf pro Person angenommen.

Die Entwicklung der Energiebezugsflächen weist in den letzten Jahren im Vergleich zu den Annahmen bei BFE/Prognos (2012) eine neue Charakteristik auf. Dabei fällt gemäss Figur 8 insbesondere ins Gewicht, dass die Energiebezugsflächen pro Person in den 1990er Jahren eine starke Zunahme von 1.0% pro Jahr aufweisen, die sich von 2000 bis 2006 auf durchschnittlich 0.5% pro Jahr abschwächt (BAFU 2015a¹²). Zwischen 2006 und 2013 stagniert die Energiebezugsfläche pro Person bei 58.6 m². Als Gründe hinter dieser Stabilisierung kommen das starke Bevölkerungswachstum (Neubaurate begrenzt Flächenzunahme pro Person), eine Abschwächung des Trends zu Ein- und Zweipersonenhaushalten, eine demographische Stärkung von Familien in Mehrpersonenhaushalten oder auch ökonomische Gründe (hohe Mietzinsen) in Frage. Wie Figur 8 verdeutlicht, sind die Annahmen in den Energieperspektiven des Bundes, die bis 2030 von einer Zunahme auf 70 m² pro Person ausgehen, aufgrund der realen Entwicklung überholt. Für beide Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE wird deshalb zwischen 2015 und 2050 von einer Stabilisierung der Energiebezugsfläche bei 59 m² pro Person ausgegangen. Das bedeutet gleichzeitig, dass die gesamte Energiebezugsfläche der Privathaushalte in Figur 9 entsprechend der Bevölkerungsentwicklung bis 2050 auf 602 Mio. m² wächst (gegenüber 666 Mio. m² bei BFE/Prognos 2012)¹³.

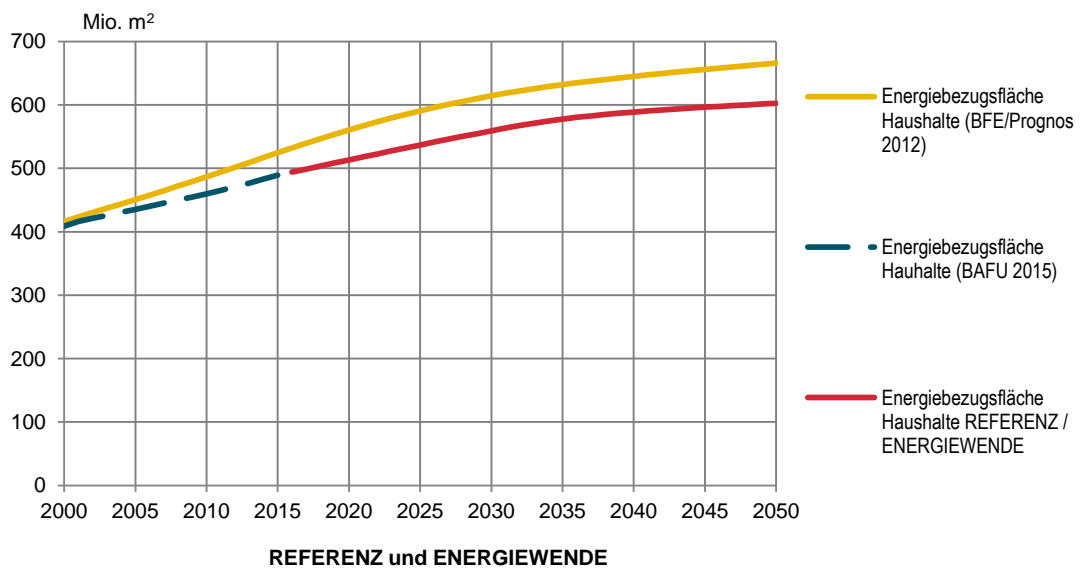
¹² BAFU, 2015a. Kenngrössen zur Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen in der Schweiz 1990-2013.

¹³ BFE/Prognos (2012): Tabelle 3-4, S. 60



econcept (Daten BAFU, BFE/Prognos)

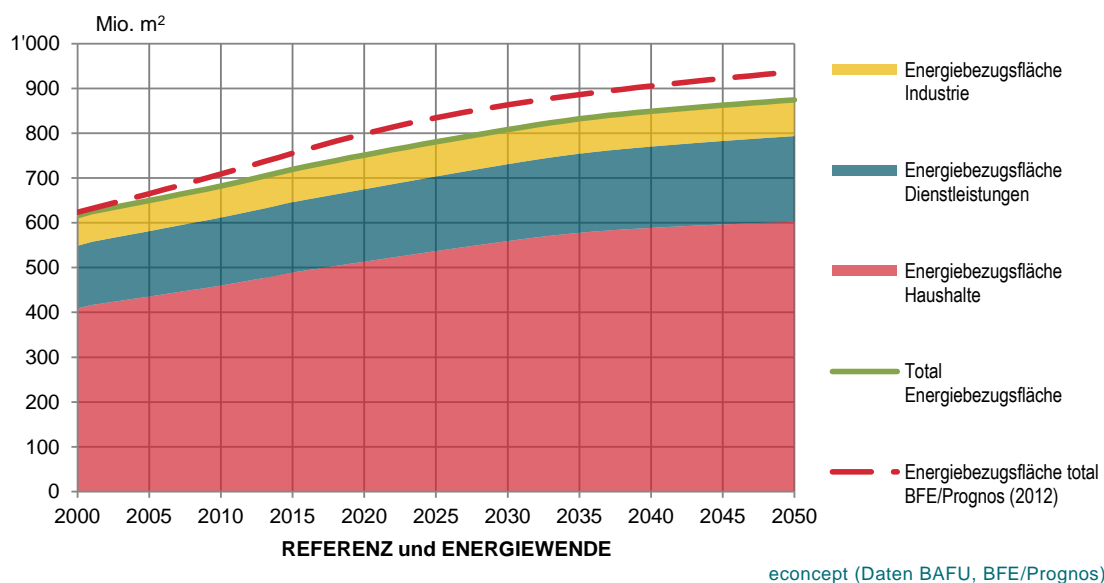
Figur 8: Entwicklung der Energiebezugsflächen pro Person in privaten Haushalten



econcept (Daten BAFU, BFE/Prognos)

Figur 9: Entwicklung der Energiebezugsflächen privater Haushalte

Die Energiebezugsflächen für Dienstleistungen und Industrie werden von BFE/Prognos (2012) übernommen, in der Summe ergeben sich die Flächen gemäss Figur 10.



Figur 10: Entwicklung der Energiebezugsflächen Privathaushalte, Dienstleistungen und Industrie

3.1.2 Entwicklung der Wärmenachfrage für Wohnen

Die nachfolgenden Erläuterungen beschreiben die Entwicklung der Wärmenachfrage für Wohnen der Privathaushalte, die sich in Heizwärme und Warmwasser aufteilt. Die Nachfrage nach Kühlung wird im Rahmen der Stromnachfrage behandelt. Für die Berechnung des Heizenergiebedarfes der Privathaushalte wird für die vorliegende Arbeit ein Gebädeparkmodell eingesetzt (vgl. Anhang). Dieses Modell bildet die Entwicklung der energetischen Qualität des Gebäudeparks ab dem Jahr 2000 ab, die Periode bis 2015 dient der Kalibrierung mit den Daten der Gesamtenergiestatistik. Der Energiebedarf für Warmwasser wird von BFE/Prognos (2012) übernommen.

Vom Heizwärmebedarf (Nutzenergie) zum Heizenergiebedarf (Endenergie)

Während der **Heizwärmebedarf** in Form von Nutzenergie die Wärmemenge ist, die den Räumen zugeführt werden muss um eine bestimmte Innentemperatur zu erreichen, ist der **Heizenergiebedarf** die Endenergie, die dem Gebäude von aussen zugeführt werden muss, z.B. in Form von Heizöl oder Erdgas. Die Differenz von Endenergie und Nutzenergie entspricht den Umwandlungsverlusten, z.B. durch verlorene Wärme in Kellerräumen oder Verluste durch den Kamin. Der Heizwärmebedarf auf Ebene Nutzenergie wird anhand verschiedener Flächenkategorien ermittelt. Dabei werden die Nutzenergie brutto definiert, das heisst inklusive Umweltwärme und Solarwärme, also unabhängig davon, ob die Energie dem Gebäude von aussen zugeführt werden muss oder ob sie (teilweise) durch Wärmepumpen oder Solaranlagen aktiv am Gebäude gewonnen wird.

Die im Modell definierten Flächenkategorien bilden sowohl die im Jahr 2000 bestehenden Bestandsflächen als auch Neubauf Flächen ab 2000 mit unterschiedlichen Energie-Standards ab.

Für die Bestandsbauten des Jahres 2000 von rund 400 Mio. m² Energiebezugsfläche wird eine lineare Verteilung der energetischen Qualität zwischen einem Maximum des spezifischen Heizwärmebedarfs von 140 kWh/m² und Jahr und dem Minimum von 70 kWh/m² und Jahr angenommen, wobei der Mittelwert von 105 kWh/m² und Jahr von BFE/Prognos¹⁴ übernommen wird. Dieser Mittelwert ist mit der Gesamtenergiestatistik abgeglichen. Energetische Sanierungen beginnen bei den Flächen mit 140 kWh/m², die Flächen mit 70 kWh/m² werden, wenn überhaupt vor 2050, zuletzt saniert.

	kWh/m ² , Jahr	MJ/m ² , Jahr
Bestand 2000: zuerst sanierte Flächen	140	504
Bestand 2000: zuletzt sanierte Flächen	70	252
Neubau: Energieniveau „Durchschnitt 2000“	80	288
Neubau: Energieniveau „MuKE n 2008“	47	169
Neubau: Energieniveau „Niedrigenergie“	40	144
Neubau: Energieniveau „Passivhaus/Nullenergie“	10	39

MuKE n 2008: Mustervorschriften der Kantone, Version 2008

Quelle: eigene Annahmen; Mittelwert Bestand 2000 bei 105 kWh/m², Jahr analog BFE/Prognos (2012)

Tabelle 2: Annahmen Heizwärmebedarf (Nutzenergie) Wohngebäudebestand 2000 und Neubauten

Für Neubauf Flächen werden 4 Flächenkategorien unterschieden. Dabei sind die Kategorien „Niedrigenergie“ und „Passivhaus/Nullenergie“ nicht zwingend mit entsprechenden Labels identisch, sondern dienen der Definition energetischer Qualitäten, mit denen im Modell die Bedarfsentwicklung gesteuert werden kann. Bei den getroffenen Annahmen handelt es sich um Durchschnittswerte über alle Gebäudetypen (Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser) und über alle Formfaktoren bzw. Verdichtungsformen.

Die Entwicklung des Nutzenergiebedarfs im Gebäudepark wird im Modell durch die prozentualen Flächenanteile der einzelnen Kategorien gesteuert. Dabei bleibt die energetische Qualität einer Kategorie im gesamten Zeitraum konstant. Somit kann je nach Szenario mit einem höheren oder tieferen Anteil der einzelnen Energiestandards beim Neubau und durch höhere oder tiefere Raten für Ersatzneubauten und energetische Sanierungen eine schnellere oder langsamere Verbesserung der Energieeffizienz des gesamten Gebäudeparks erreicht werden.

¹⁴ BFE/Prognos (2012). Tabelle 7-10, S. 250

Für die beiden Szenarien sind folgende Annahmen zentral (detaillierte Vorgaben im Anhang zusammengefasst):

— REFERENZ

- Neubauten im Jahr 2030 verteilen sich im Verhältnis von 40/60 auf Niveau Niedrigenergie bzw. Passivhaus/Nullenergiehäuser.
- Energetische Sanierungsrate (inkl. Ersatzneubaurate) bei 1.15 % pro Jahr.

— ENERGIEWENDE

- Neubauten im Jahr 2030 verteilen sich im Verhältnis von 10/90 auf Niveau Niedrigenergie bzw. Passivhaus/Nullenergiehäuser.
- Energetische Sanierungsrate (inkl. Ersatzneubaurate) bei 2.3 % pro Jahr.

Klimakorrektur

Die bei BFE/Prognos¹⁵ angenommene mittlere Klimaerwärmung bis 2050 um 1.84°C wirkt sich mit einer Reduktion des Heizwärmebedarfes um 15% aus (Stufe Nutzenergie). Diese Annahme wird übernommen und als lineare Reduktion ab dem Jahr 2010 eingesetzt.

Jahresnutzungsgrad und Endenergie für Heizwärme

Ausgehend vom bisher diskutierten Heizwärmebedarf auf der Ebene der Nutzenergie ergibt sich der Heizenergiebedarf auf Ebene Endenergie durch die Berücksichtigung der Wirkungsgrade (Jahresnutzungsgrade) der Wärmebereitstellung, wobei die Werte von BFE/Prognos übernommen werden¹⁶. Der mittlere Jahresnutzungsgrad steigt in der REFERENZ von 79.5% im Jahr 2000 auf 94.4% im Jahr 2050 (inkl. Umweltwärme), bei der ENERGIEWENDE auf 98.5%. Der Anstieg ist einerseits durch generelle Effizienzsteigerungen bedingt, zum Beispiel wenn alte Ölheizungen mit modernen, kondensierenden Ölheizungen mit einem besseren Wirkungsgrad ersetzt werden. Eine wichtige Rolle spielen auch die steigenden Anteile von Wärmepumpen, die dank der Nutzung der Umweltwärme Jahresnutzungsgrade deutlich über Eins realisieren.

Wärmebedarf Warmwasser

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs für Warmwasser wird von BFE/Prognos¹⁷ übernommen. Da der Warmwasserbedarf stark von der Personenzahl abhängig ist und Effizienzmassnahmen weniger bewirken können als bei der Heizenergie mit einem grossen Hebel durch verbesserte Gebäudehüllen, sinkt der Endenergiebedarf sowohl im Szenario REFERENZ als auch bei einer ENERGIEWENDE deutlich weniger im Vergleich zur Heizenergie.

¹⁵ BFE/Prognos (2012): S. 244

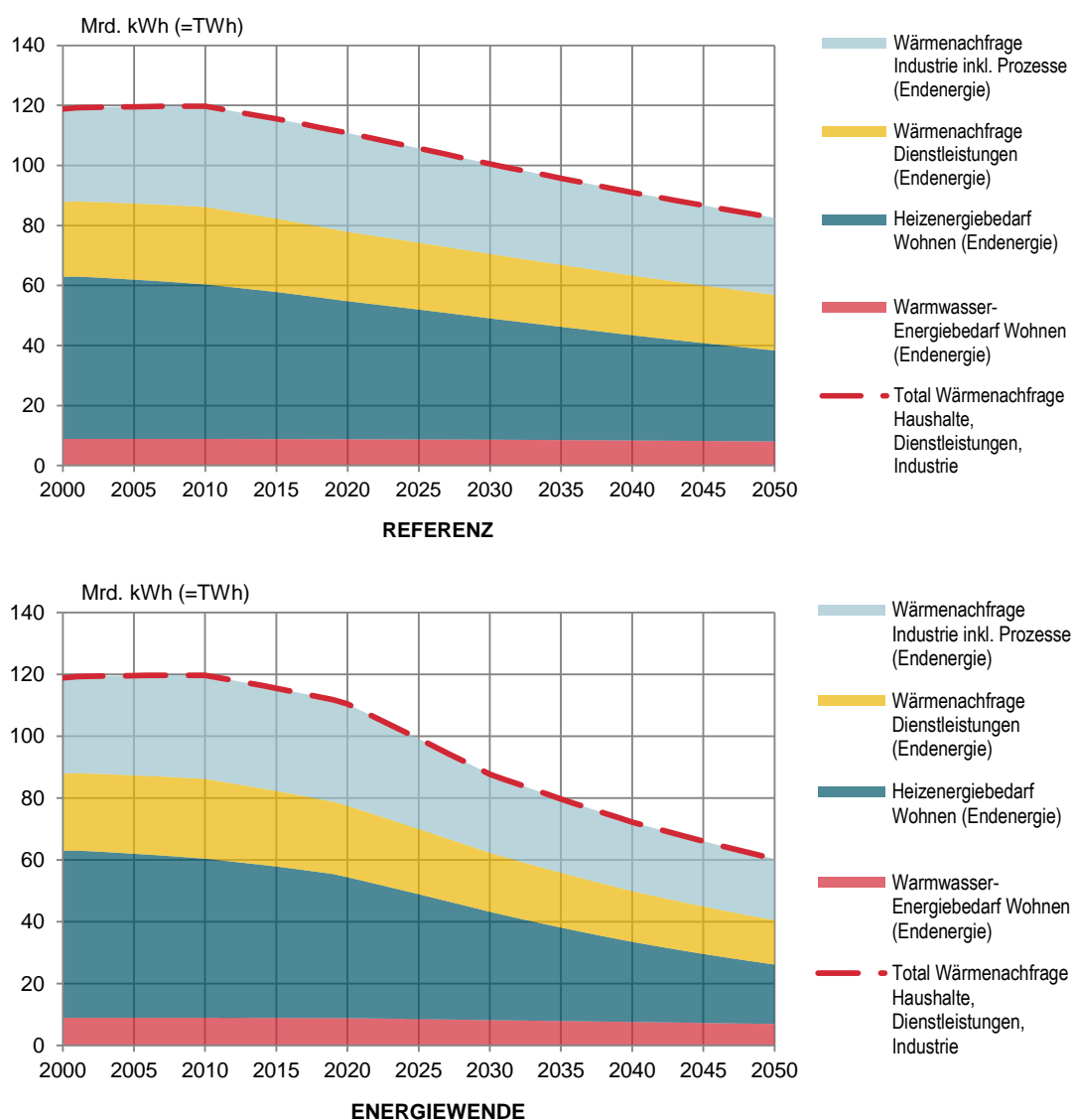
¹⁶ BFE/Prognos (2012): WWB: Tabelle 7-10 S. 250; NEP: Tabelle 8-7 S. 376

¹⁷ BFE/Prognos (2012): WWB: Tabelle 7-14 S. 254; NEP: Tabelle 8-11 S. 379; Aufgrund des gegenüber BFE/Prognos (2012) stärkeren Bevölkerungswachstums wird der Warmwasser-Energiebedarf um rund 10% unterschätzt.

3.1.3 Entwicklung der Wärmenachfrage für Wohnen, Dienstleistungen und Industrie

Der Wärmebedarf für Dienstleistungen und Industrie werden von BFE/Prognos (2012) übernommen. Zusammen mit dem hier modellierten Wärmebedarf der Haushalte ergibt sich die in Figur 11 dargestellte Gesamtnachfrage. Im REFERENZ-Szenario reduziert sich der Wärmebedarf bis 2050 von 120 Mrd. kWh um ein Drittel auf rund 80 Mrd. kWh. Mit dem Szenario ENERGIEWENDE findet eine Halbierung auf rund 60 Mrd. kWh statt.

Die Art der Wärmebereitstellung, welche Technologien und Energieträger eingesetzt werden, kann der Zusammenfassung in Kapitel 3.4, insbesondere Figur 27 entnommen werden.



econcept

Figur 11: Entwicklung der Wärmenachfrage total (Haushalte, Dienstleistung, Industrie) für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

3.1.4 Kosten für die Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen im Wärmebereich

Die Kosten für die Wärmebereitstellung teilen sich auf Energieträger und Kosten für die Anlagen und deren Betrieb auf. So verursacht beispielsweise eine thermische Solaranlage keine Kosten für Energieträger, die Anlage wird jedoch mit Abschreibungen, Zinsen und Unterhaltskosten berücksichtigt. Mit Ausnahme der Preise für fossile Energieträger und für Strom, die aufgrund eigener Annahmen berechnet werden, werden die Kosten für die Wärmebereitstellung je kWh bzw. je m² Energiebezugsfläche von BFE/Prognos (2012) übernommen.

Die Kosten für die Wärmebereitstellung werden ergänzt mit den Kosten für Effizienzmassnahmen. Dies sind beispielsweise Kosten, die aus Investitionen für überdurchschnittliche Isolationen oder für überdurchschnittlich gute Fenster resultieren. Für diese Kosten zur Verbesserung der energetischen Qualität der Gebäudehüllen werden folgende Annahmen getroffen:

Annahmen Neubau

Als Referenz für energetisch bedingte Mehrkosten bei Neubauten gelten die Anforderungen gemäss Mustervorschriften der Kantone der Ausgabe 2008 (MuKE¹⁸), die als gesetzliche Mindestanforderungen mit Mehrkosten=Null interpretiert werden. Die Mehrinvestitionen für die Gebäude-Standards Niedrigenergie und Null/Plusenergie werden gestützt auf Arbeiten von econcept¹⁹ und BFE/Prognos²⁰ bei 75 Franken bzw. 200 Franken pro m² EBF angenommen. Diese Mehrinvestitionen unterliegen aufgrund des technischen Fortschrittes einer Degression von 0.5% pro Jahr.

Annahmen Sanierungen

Als Teil der Kosten für Energieeffizienz im Gebäudebereich gelten in der vorliegenden Arbeit die energetisch wirksamen Kosten aus Investitionen für Massnahmen an der Gebäudehülle bei grosszyklischen Sanierungen. Reine Instandhaltungsmassnahmen wie altersbedingter Fensterersatz, Gerüstkosten oder Verputz und Anstrich gelten als „Ohnehin-Kosten“ und sind nicht eingeschlossen. Ebenso werden Kosten für die Energiebereitstellung (u.a. Heizungsersatz) und die Kosten für eine mechanische Lüftung nicht als Teil der energetischen Sanierungskosten betrachtet, sondern bei den Kosten der Wärmebereitstellung bzw. in den Mehrkosten Haustechnik berücksichtigt. Die energetisch wirksamen Sanierungsinvestitionen werden gestützt auf Arbeiten von econcept und

¹⁸ MuKEⁿ (2008)

¹⁹ econcept (2009). Tabelle 16 S. 48: Gegenüber der Vorversion der Mustervorschriften Energie der Kantone 2008 (MuKEⁿ 2008) werden für Minergie 6% und Minergie-P 9% Mehrkosten bei Neubaukosten (ohne Land) von 2800 CHF/m³ ermittelt. MuKEⁿ 2008 liegen nahe beim früheren Minergie-Standard, d.h. die Mehrkosten sind entsprechend geringer bzw. ein Grossteil der Mehrkosten entfällt heute auf die Anforderung der kontrollierten Wohnraumlüftung.

²⁰ BFE/Prognos (2012). S. 170. Bei Rohbaukosten II (BKP) von 425 CHF bis 580 CHF / m²EBF wird der energetische Anteil auf 20% geschätzt, d.h. im Mittel über die Neubaufäche auf rund 100 CHF/ m²EBF; Mehrkosten von 200 CHF/ m²wären demnach eine Verdreifachung.

Amstein+Walthert²¹ sowie BFE/Prognos²² bei 250 Franken/m² EBF festgelegt. Um Unterschiede bezüglich der Sanierungsmenge (Flächen aufgrund der energetische Sanierungsraten) und der energetischen Wirkung (Sanierungstiefe) abzubilden, werden die mittleren Sanierungsinvestitionen von 250 Franken in eine fixe Komponente von 100 Franken pro m² Energiebezugsfläche und in eine variable Komponente von 2.50 Franken pro kWh reduzierter Nutzwärmebedarf pro m² aufgeteilt²³. Diese Mehrinvestitionen unterliegen einer Degression von 0.5% pro Jahr²⁴.

Annahmen zur Kostenverteilung über die Zeit

Die energetisch bedingten Mehrinvestitionen bei Neubauten und die energetisch wirksamen Sanierungsinvestitionen werden mittels Annuitäten auf die Nutzungsdauer verteilt²⁵. Damit werden die Kosten aus der Investition auf den Zeitraum verteilt, in dem auch der Nutzen in Form von Energieeinsparungen anfällt. Zu beachten ist allerdings, dass einerseits die effektiven Zahlungsströme bei einer Fremdfinanzierung mit Tilgung und Zinszahlungen einen abnehmenden Verlauf aufweisen und andererseits die effektiven Investitionsausgaben (die z.B. für die Bauwirtschaft relevant sind) viel früher anfallen. Als Amortisationsdauer werden für den Wohnbereich 35 Jahre und für Dienstleistungs- und Industriegebäude 20 Jahre angenommen²⁶. Diese Amortisationsdauern sind im Vergleich zur aktuellen Praxis als eher kurz zu betrachten²⁷.

²¹ Ott et. al. (2011): 270 CHF/ m²EBF bei mittlerer Senkung des Endenergiebedarfs um 57 kWh/ m², a.

²² BFE/Prognos (2012). S. 170, Szenario POM, 130 CHF/ m²MFH und 275 CHF/ m²EBF EZFH (Ein- und Zweifamilienhäuser), gewichtet rund 200 CHF/ m²EBF (ohne Lüftung)

²³ Diese Aufteilung ergibt bei mittlerer Reduktion des Nutzwärmebedarfs um 60 kWh/ m² und Jahr: 100 CHF + 60*2.50 CHF = 250 CHF.

²⁴ In Übereinstimmung mit BFE/Prognos (2012). S. 170

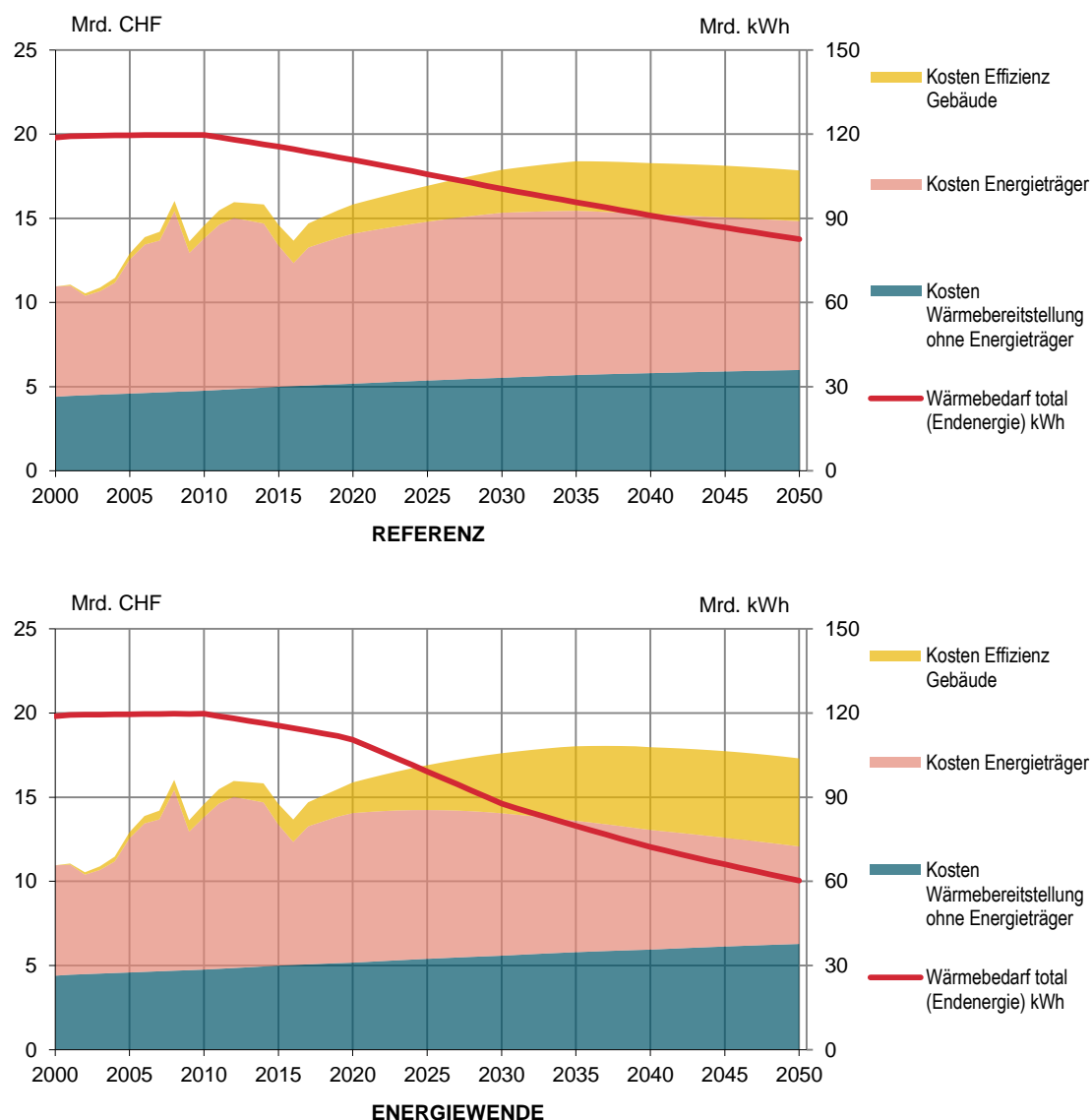
²⁵ Analog zum Vorgehen bei BFE/Prognos (2012)

²⁶ BFE/Prognos (S. 169) rechnen für den Wohnbereich mit Nutzungsdauern von 20 Jahren bei Anlagen und 35 Jahren bei der Gebäudehülle. Im Dienstleistungs- und Industriesektor (S. 173) werden für Anlagen 10 Jahre und im Gebäudebereich 20 Jahre angenommen.

²⁷ Aufgrund der beobachteten tiefen und auch im ENERGIEWENDE (und NEP) – Szenario maximal auf 2% steigenden Sanierungsrate wäre eine effektive Nutzungsdauer von 50 Jahren angezeigt. Bei aktuellen Sanierungsraten von rund 1% des Gebäudebestandes würde eine „Durchsanierung“ rund 100 Jahre dauern. Auch bei einer Verdoppelung der Sanierungsrate im Szenario ENERGIEWENDE liegt diese Zeitspanne noch bei 50 Jahren. Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit anderen Arbeiten werden jedoch kürzere Nutzungsdauern gewählt. Das heisst erstens, dass die Annuität während der Nutzungsdauer höher ausfällt und zweitens, dass die früh (vor 2015) getätigten Investitionen noch vor 2050 amortisiert sind und deren Kosten aus der Rechnung wegfallen.

Ergebnisse

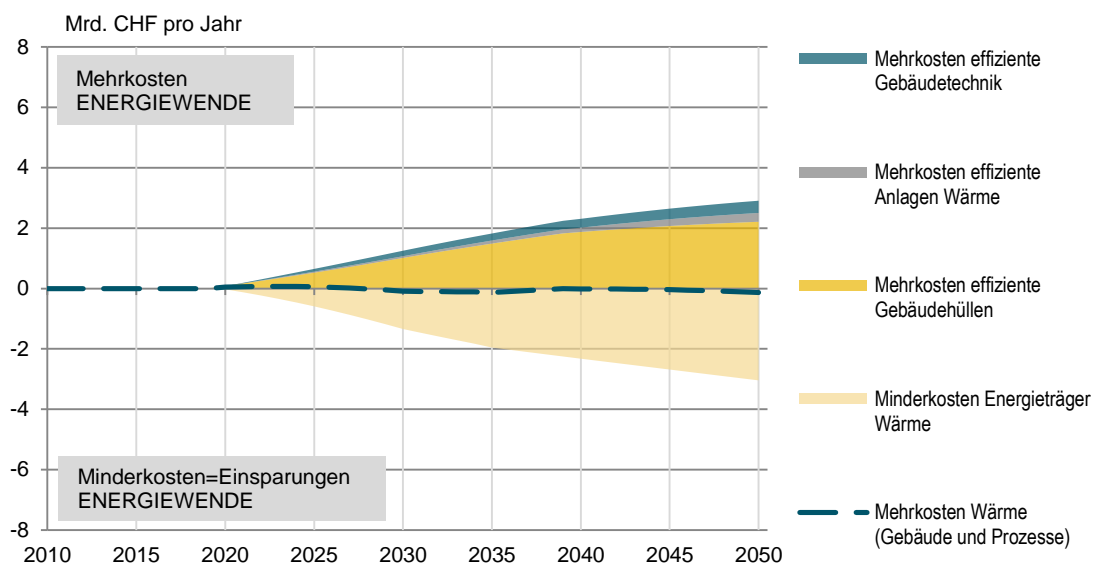
Die gesamten Kosten für Wärmebereitstellung und Effizienzmassnahmen im Wärmebereich (Gebäude und Prozesse) sind für die beiden Szenarien in der folgenden Figur dargestellt. Sowohl in der REFERENZ als auch gemäss ENERGIEWENDE steigen die Kosten von aktuell rund 15 Mrd. Franken jährlich auf 17 bis 19 Mrd. Franken im Zeitraum 2025 bis 2050. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind bei den Gesamtkosten sehr gering. Im Szenario ENERGIEWENDE erreichen die Kosten für Effizienzmassnahmen jedoch fast ein Drittel der Gesamtkosten für die Wärme, während die Kosten für Energieträger gegenüber REFERENZ stark reduziert werden können.



econcept

Figur 12: Entwicklung der Gesamtkosten für Wärme (Gebäude und Prozesse) (Effizienz und Bereitstellung) für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

Die Gegenüberstellung von Mehrkosten und Einsparungen bei der Wärmebereitstellung in Figur 13 zeigt, dass sich bei den getroffenen Annahmen über den gesamten Zeitraum ein Saldo von nahezu Null ergibt. Das heisst, die Mehrkosten für energieeffizientere Gebäudehüllen, effizientere Anlagen zur Wärmeerzeugung und andere haustechnische Effizienzverbesserungen werden durch die Einsparungen bei den Energieträgern kompensiert. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten für Effizienzmassnahmen ausserhalb des Gebäudebereichs in Dienstleistungs- und Industriebetrieben der Stromversorgung zugeordnet werden (vgl. Figur 24), obwohl ein (kleinerer) Teil dieser Massnahmen auch Prozesswärme betreffen kann. Die Mehrkosten für Effizienz werden hier folglich leicht unterschätzt.



econcept

Figur 13: Vergleich von Mehrkosten und Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ für die Wärmebereitstellung

3.2 Verkehr

3.2.1 Entwicklung der Nachfrage und Bereitstellung von Transportleistungen

Für die Nachfrage nach Transportleistungen und deren Abdeckung durch verschiedene Verkehrsmittel werden drei Nachfragekomponenten unterschieden: Personentransport, Gütertransport und übrige Nachfrage mit Lufttransport, Schifffahrt, Off-road-Verkehr und Tanktourismus. Die zentralen, im Modell abgebildeten Wirkungsmechanismen sind im Folgenden beschrieben (die kursiven Kennzahlen sind Szenario-abhängig definiert und weichen ab 2021 voneinander ab):

Personentransport

- Bevölkerung * *Personenkilometer/Person* = Personenkilometer
- Anteil öffentlicher Verkehr/Langsamverkehr (*Modalsplit*) = Personenkilometer Schiene bzw. Strasse (PKW)
- Personenkilometer Strasse / *Besetzung pro Fahrzeug* = Fahrzeugkilometer PKW
- Fahrzeugkilometer PKW werden aufgeteilt auf *Anteil Elektromobile* und Verbrennungsmotoren, Verbrennungsmotoren werden mit einem *Anteil Bio-Treibstoffe* betrieben, der Rest wird fossil (Benzin und Diesel) abgedeckt.

Gütertransport

- Die Annahmen von BFE/Prognos (Tonnenkilometer, Transportmittel und spezifische Verbräuche) werden unverändert übernommen.

Lufttransport, Schifffahrt, Off-road-Verkehr und Tanktourismus

- Die Annahmen von BFE/Prognos werden unverändert übernommen.

Die Kernpunkte der für den Personenverkehr getroffenen Annahmen sind nachfolgend aufgeführt:

- Die Personenkilometer pro Person (über alle Verkehrsmittel) steigen in der REFERENZ von 14'000 km im Jahr 2000 auf knapp 17'000 km im Jahr 2050, was im Wesentlichen einer Trendfortsetzung der letzten Jahre entspricht (Werte pro Person gemäss WWB von BFE/Prognos 2012). Die ENERGIEWENDE unterstellt einen geringeren Anstieg auf weniger als 16'000 km, wobei die Abweichung von der Referenz ab 2021 einsetzt (Werte pro Person ab 2030 gemäss NEP von BFE/Prognos 2012), Daten zwischen 2020 und 2030 interpoliert). Durch das aktualisierte, stärkere Wachstum der Bevölkerung liegen die gesamten Personenkilometer gegenüber BFE/Prognos in beiden Szenarien höher.

- Modalsplit: Der Anteil öffentlicher Verkehr und Langsamverkehr (vereinfacht modelliert als «Anteil Schiene» am Personenverkehr) steigt von 19 % im Jahr 2015 bis 2050 auf 22 % in der REFERENZ bzw. auf 31 % bei der ENERGIEWENDE. Massgebend sind die gemäss BFE/Prognos (2012) getroffenen Annahmen für die gefahrenen Schienenkilometer in den Szenarien WWB und NEP.
- Besetzung pro Fahrzeug: Die mittlere Besetzung pro Fahrzeug betrug im Durchschnitt zwischen 2008 und 2013 1.62 Personen²⁸. Für die REFERENZ wird angenommen, dass dies bis 2050 so bleibt. Für die ENERGIEWENDE wird ab 2021 eine pro Jahr um 0.01 Personen graduell steigende Besetzung auf 1.92 bis im Jahr 2050 angenommen.
- Der spezifische Verbrauch pro Fahrzeugkilometer wird von BFE/Prognos (2012) nur für alle Antriebstechniken zusammen (als Wert «Strasse») ausgewiesen²⁹. Für die Aufteilung zwischen elektrischem und konventionellem Antrieb werden bis 2050 für Elektrofahrzeuge die Werte gemäss de Haan (2013) angenommen (Absenkung von 22 kWh/100 km im Jahr 2015 auf 14.5 kWh/100 km im Jahr 2050; diese Werte gelten «ab Steckdose», das heisst sie schliessen auch Ladeverluste mit ein). Für Verbrennungsmotoren wird der Rückgang des Verbrauchs von durchschnittlich 7.6 Liter/100 km im Jahr 2015 auf 5.0 bzw. 3.8 Liter im Jahr 2050 (REFERENZ bzw. ENERGIEWENDE) aus den Annahmen von BFE/Prognos (2012) abgeleitet.
- Der Einsatz von Bio-Treibstoffen wird für das Szenario REFERENZ von BFE/Prognos (2012) übernommen und erreicht 1 Mrd. kWh im Jahr 2050. Für die ENERGIEWENDE wird das von BFE/Prognos (2012) für das Jahr 2050 als ambitiös bezeichnete Ziel von 11 Mrd. kWh biogener Treibstoffe um 50% reduziert.
- Anteil Elektrofahrzeuge an Fahrzeugkilometern: Im Szenario REFERENZ wurden für das Jahr 2050 die 23 % gemäss BFE/Prognos übernommen. In Anlehnung an die Prognosen des Ökoinstituts (2014) wird für die ENERGIEWENDE per 2030 ein Anteil von 40 % und bis 2050 ein Anteil von 85 % angenommen³⁰. Dies stellt für 2050 gegenüber dem Szenario NEP von BFE/Prognos mit 46 % Anteil³¹ eine deutlich stärkere und schnellere Elektrifizierung des Personentransportes dar. Damit entstehen gegenüber BFE/Prognos auch höhere Mehrkosten im Szenario ENERGIEWENDE. Die Mehrkosten für teurere Fahrzeuge (Personenwagen) sowie für die Ladeinfrastruktur werden in den Jahren 2020 bis 2035 verdoppelt und 2040 bis 2050 um 50% erhöht³².

Figur 14 zeigt die in den beiden Szenarien verwendeten Transportleistungen in Personenkilometer pro Person und Fahrzeugkilometer pro Person. Aufgrund des höheren Anteils öffentlicher Verkehr und Langsamverkehr und einer Steigerung bei der Besetzung der Fahrzeuge sinken im Szenario ENERGIEWENDE die Fahrzeugkilometer pro Person

²⁸ BAFU (2015)

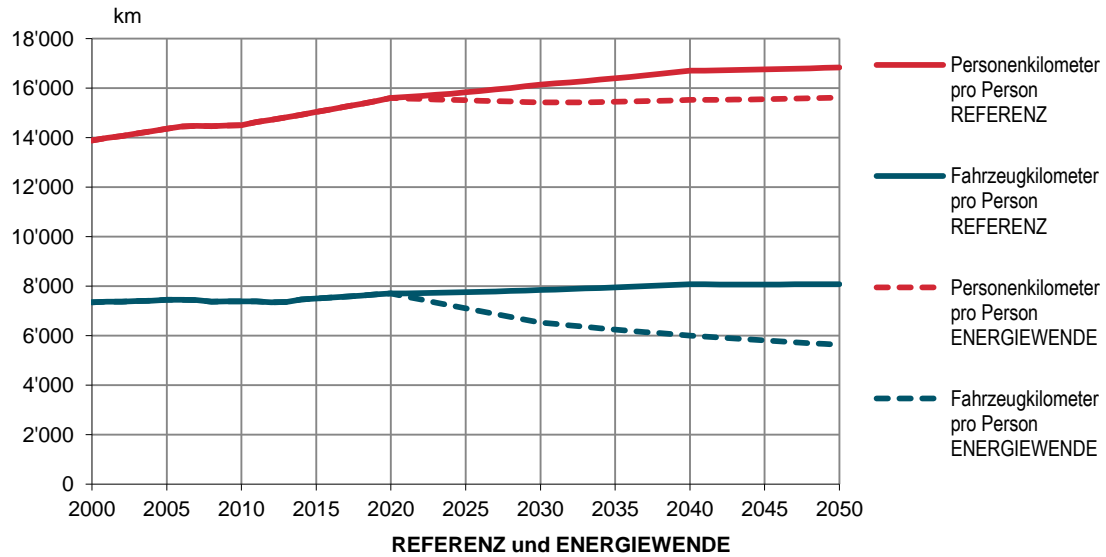
²⁹ Vgl. BFE/Prognos (2012) Tab 7-38 und 7-39 S. 307

³⁰ Ökoinstitut (2014)

³¹ BFE/Prognos (2012), S. 184ff, zu Begründung auch POM S. 174ff, sowie Tab. 8-30, S. 420

³² Vgl. BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-54, S. 186

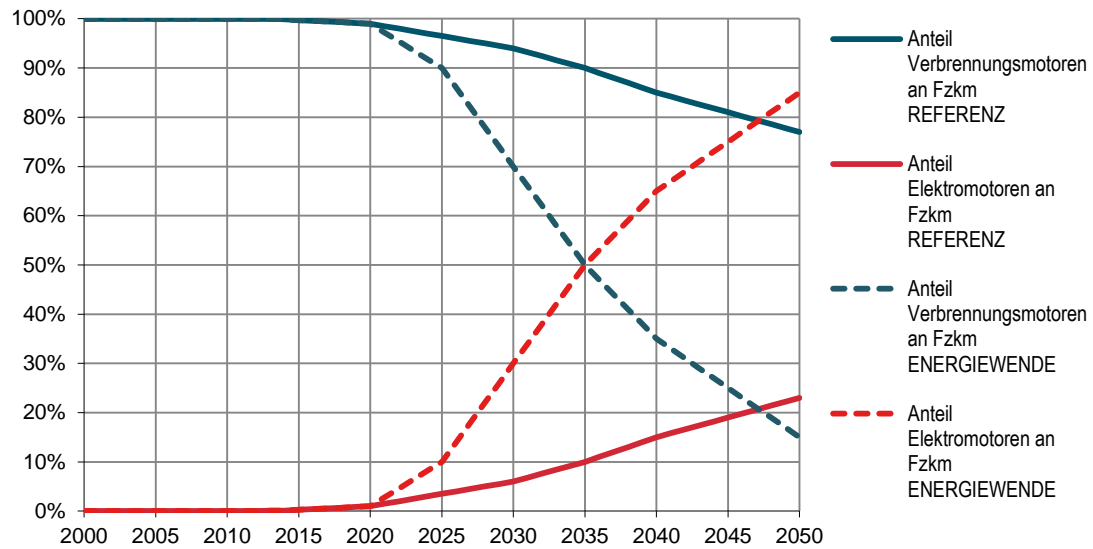
deutlich unter 6000 km bis 2050. Die gesamte Fahrleistung in Fahrzeugkilometer pro Jahr steigt von 62.5 Mrd. Kilometer im Jahr 2015 bis 2050 auf 83.1 Mrd. Kilometer im REFERENZ-Szenario bzw. sinkt leicht auf 57.9 Mrd. Kilometer gemäss Szenario ENERGIEWENDE.



econcept

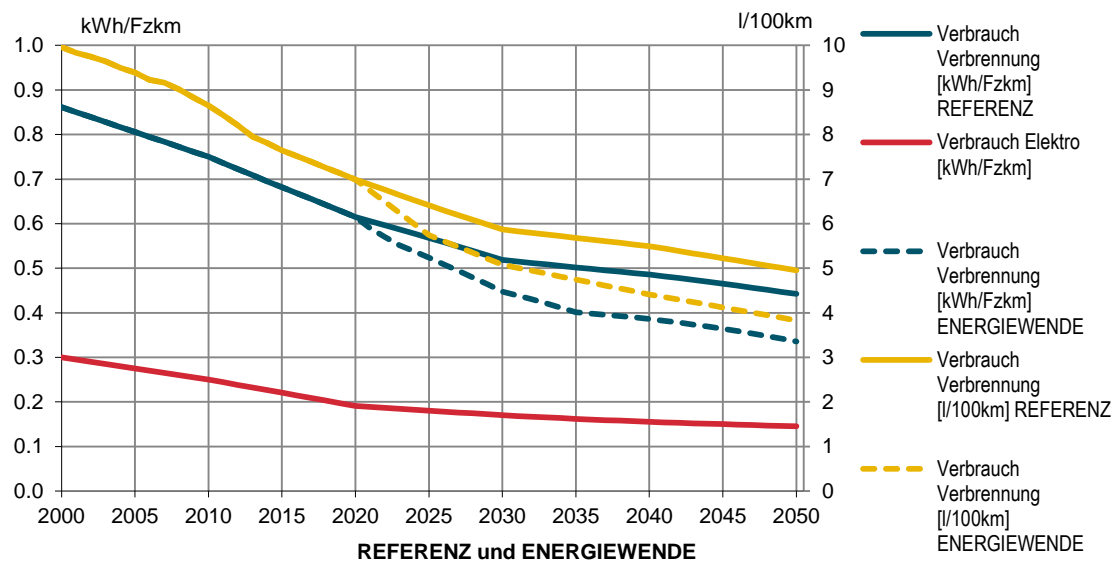
Figur 14: Entwicklung der Transportleistungen in Personenkilometern (rot) und Fahrzeugkilometern (blau) pro Person für REFERENZ (durchgezogene Linie) und ENERGIEWENDE (gestrichelte Linie)

Die Entwicklung des Anteils elektrisch gefahrener Kilometer ist in Figur 15 dargestellt.



econcept

Figur 15: Entwicklung der Anteile von Verbrennungsmotoren und elektrischem Antrieb an den Fahrzeugkilometern (Personenwagen) für REFERENZ (durchgezogene Linie) und ENERGIEWENDE (gestrichelte Linie)



econcept

Figur 16: Entwicklung der spezifischen Verbräuche von Personenwagen in kWh/Fahrzeugkilometer für elektrischen Antrieb (rot) und Verbrennungsmotoren (blau); Verbrauch Verbrennungsmotoren in Liter/100 km auf der rechten Achse (gelb)

Der Flugverkehr wird in der vorliegenden Arbeit gesamthaft integriert, das heisst inklusive Auslandflugverkehr. Massgebend sind wie in der Gesamtenergiestatistik die im Inland verbrauchten Mengen an Flugtreibstoff. Der Einschluss des Auslandflugverkehrs ergibt sich aus der Zielsetzung, den gesamten Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten möglichst umfassend abzudecken. In den Arbeiten von BFE/Prognos (2012) ist gestützt auf die Systemgrenzen nach CO₂-Gesetz bzw. das Kyoto-Protokoll der Auslandflugverkehr nicht enthalten, aber in einem separaten Anhang kompatibel zur Gesamtenergiestatistik ausgewiesen³³. Bei den Treibstoffen für Motorfahrzeuge wird ebenfalls der gesamte Absatz im Inland erfasst, das heisst auch der Vergangenheit erhebliche Verbrauch für den Tanktourismus. Dieser wird als Teil des Gesamtverbrauches ausgewiesen, in der Modellrechnung jedoch bis 2020 auf Null reduziert.

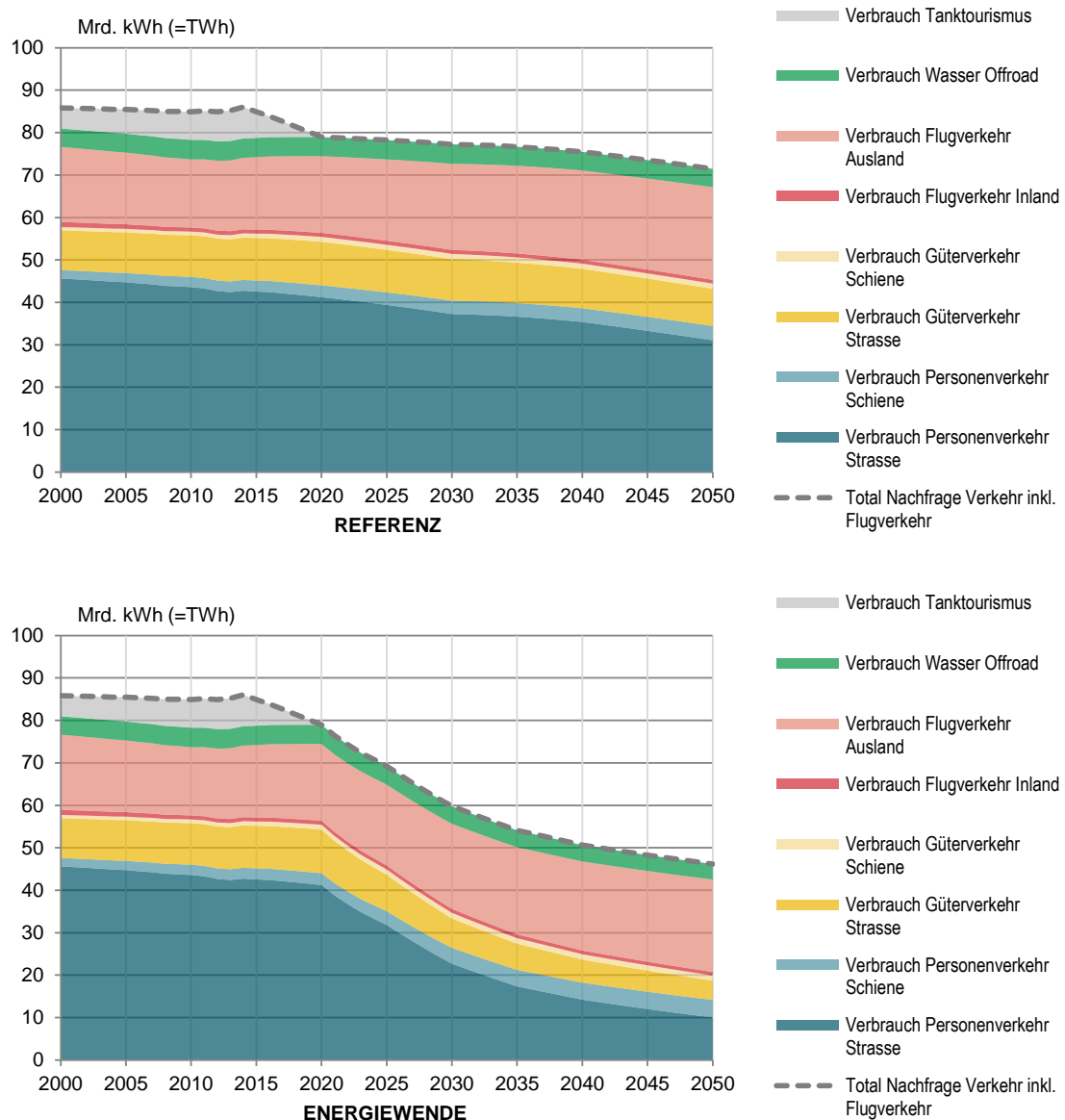
Figur 17 fasst den Endenergieverbrauch für alle Verkehrsaktivitäten zusammen. Im REFERENZ-Szenario findet bis 2050 eine Absenkung von 86 Mrd. kWh im Jahr 2000 auf 71 Mrd. kWh statt, mit der ENERGIEWENDE liegt der Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2050 noch bei 46 Mrd. kWh. In beiden Szenarien spielt der Personenverkehr auf der Strasse die entscheidende Rolle für den Rückgang. Der Endenergieverbrauch des Auslandflugverkehrs, der für beide Szenarien wie bei BFE/Prognos (2012) identisch angenommen wird, steigt absolut bis 2050 auf 22 Mrd. kWh und macht dann im ENERGIEWENDE-Szenario fast die Hälfte des gesamten Verkehrs aus.

Der starke Rückgang des Personenverkehrs auf der Strasse beim Szenario ENERGIEWENDE hängt auch mit dem steigenden Anteil und der höheren Effizienz der Elektromobilität zusammen. Der spezifische Verbrauch pro Fahrzeugkilometer ist im Jahr

³³ BFE/Prognos (2012a)

2050 mit 0.15 kWh deutlich tiefer als bei Verbrennungsmotoren. In Figur 19 ist im Zusammenhang mit der gesamten Stromnachfrage ersichtlich, wie sich der Stromverbrauch für Verkehrszwecke mit der ENERGIEWENDE auf 12 Mrd. kWh im Jahr 2050 erhöht, gegenüber 7 Mrd. kWh gemäss REFERENZ (Strom für Schienenverkehr jeweils eingeschlossen).

Eine Zusammenstellung des Endenergieverbrauchs im Verkehr nach Energieträgern findet sich in Figur 27.



Figur 17: Entwicklung der Endenergienachfrage Verkehr für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

3.2.2 Kosten für die Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen im Verkehr

Energiebereitstellung

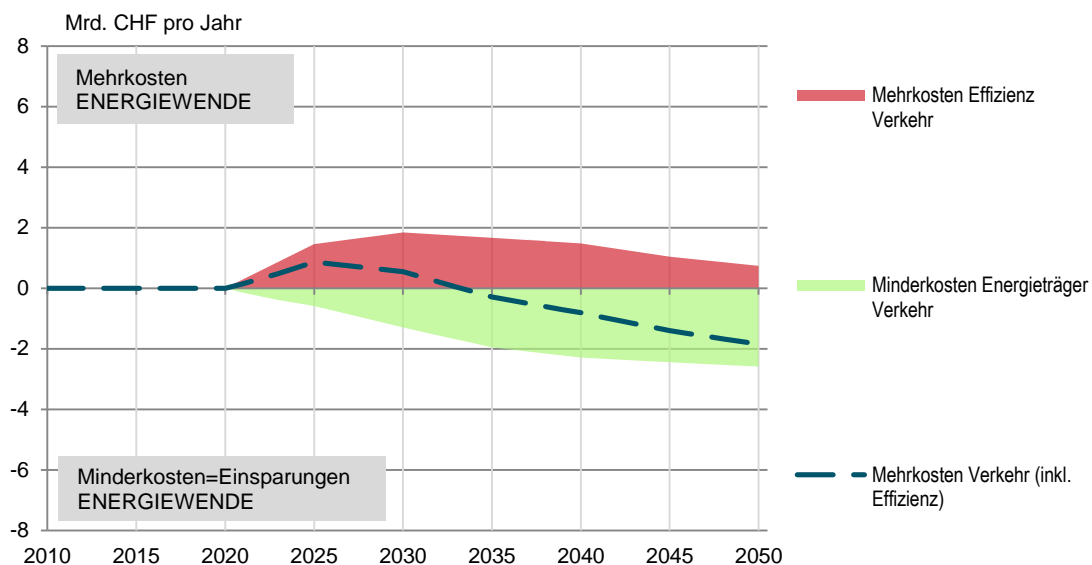
Für die Darstellung der Energiebereitstellungskosten im Verkehr wird auf Figur 29 verwiesen.

Effizienzmassnahmen

Mit der schnelleren und stärkeren Elektrifizierung im Verkehrsbereich entstehen gegenüber BFE/Prognos (2012) auch höhere Mehrkosten im Szenario Energiewende. Die Mehrkosten für teurere Fahrzeuge (Personenwagen) sowie für die Ladeinfrastruktur werden in den Jahren 2020 bis 2035 verdoppelt und 2040 bis 2050 um 50% erhöht³⁴. Die übrigen Annahmen wie Effizienzsteigerungen im Bahnverkehr oder beim Güterverkehr beruhen auf BFE/Prognos (2012).

Gesamtergebnis

Die Mehrkosten des Szenarios ENERGIEWENDE für Effizienzmassnahmen im Verkehrsbereich übersteigen die Einsparungen bei den Energieträgern (Treibstoffe und Strom) bis ca. 2033. Danach überwiegen die Einsparungen deutlich und kompensieren die anfänglichen Mehrkosten bis 2050 klar. Zu beachten ist dabei die einleitende beschriebene Konvention, dass die Energiepreise ohne Steuern und Abgaben einfließen. Für Personenwagen als eher kurzlebigen Gut mit einer mittleren Nutzungsdauer von 7-9 Jahren stellt die relativ lange Phase mit Mehrkosten von rund 13 Jahren (ab 2020) eine besondere Herausforderung für die politische Gestaltung eines ENERGIEWENDE-Szenarios dar.



econcept

Figur 18: Vergleich von Mehrkosten und Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ im Verkehrsbereich

³⁴ Vgl. BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-54, S. 186

3.3 Strom

Der Endverbrauch von Elektrizität auf der Stufe Endenergie setzt sich in der vorliegenden Modellierung aus folgenden drei Komponenten zusammen:

1. Strom zur Wärmeerzeugung
2. Strom für Verkehrsleistungen
3. Strom ohne Wärme und Verkehr (Beleuchtung, Maschinen, Prozesse, Kühlung usw.)

Die ersten beiden Komponenten wurden bereits in den vorangehenden Kapiteln zu Wärme und Verkehr behandelt. Die übrige Stromnachfrage (68% des Endverbrauchs im Jahr 2015) ist Gegenstand des vorliegenden Kapitels.

Mit Blick auf die Ermittlung der Kosten der Stromversorgung ist es sinnvoll, die verschiedenen Begriffe auf Seite der Stromnachfrage und der Strombereitstellung festzuhalten³⁵.

Nachfrage

Auf der Nachfrageseite ist die Endnachfrage der Strombezüger um die Komponenten Strom für Speicherpumpen und Netzverluste zu erweitern, um eine Kennzahl für die gesamte Inlandnachfrage zu erhalten. Ergänzt um die Exporte entsteht die Gesamtnachfrage im Inland und Ausland oder anders ausgedrückt die Landeserzeugung Brutto plus Importe. Diese quantitativen Beziehungen sind folgendermassen zusammengefasst:

Endverbrauch + Übertragungs- und Verteilverluste + Verbrauch der Speicherpumpen = Inlandnachfrage
--

Inlandnachfrage + Exporte = Gesamtnachfrage (Inland und Ausland) = Landeserzeugung (brutto) plus Importe

³⁵ Gestützt auf die Definitionen der Gesamtenergiestatistik, BFE (2011): Tabellen 24 und 25.

Bereitstellung

Die Inlandnachfrage ist entweder durch eine Produktion im Inland oder mittels Importen abzudecken. Die Produktion im Inland, die sogenannte «Landeserzeugung brutto», kann die Inlandnachfrage übersteigen, wenn Exporte getätigt werden. Diese quantitativen Beziehungen sind nachstehend zusammengefasst, wobei mit der Grösse «Endverbrauch» die Brücke zur Nachfrage geschlagen wird.

Landeserzeugung brutto - Verbrauch der Speicherpumpen = Nettoerzeugung
Nettoerzeugung + Import-/Exportsaldo (positiv bei Nettoimport: + Importe- Exporte) = Landesverbrauch
Landesverbrauch - Übertragungs- und Verteilverluste = Endverbrauch

3.3.1 Entwicklung der Stromnachfrage (Mengen)

Die Zusammensetzung der Inlandnachfrage ist in Figur 19 dargestellt.

Für den Endverbrauch werden bis 2015 die Werte der Gesamtenergiestatistik verwendet, ab 2016 die Werte von BFE/Prognos³⁶ gemäss Szenarien WWB C bzw. (ab 2021) NEP E. Zwischen den BFE/Prognos-Werten und der Gesamtenergiestatistik gibt es methodisch bedingte Unterschiede (u.a. Einschluss der Landwirtschaft). Auf eine Angleichung der Werte wird hier verzichtet, da die Differenzen von 2000 bis 2015 zwischen minus und plus 3 % variieren und im Durchschnitt nahe bei null liegen.

Im Bereich Verkehr werden anstelle der Stromnachfragewerte von BFE/Prognos die eigenen Annahmen und Berechnungen zur Entwicklung der Elektromobilität verwendet.

Die Netzverluste werden ab 2016 bis 2050 als Differenz zwischen Landesverbrauch und Endverbrauch aus den BFE/Prognos-Szenarien abgeleitet.

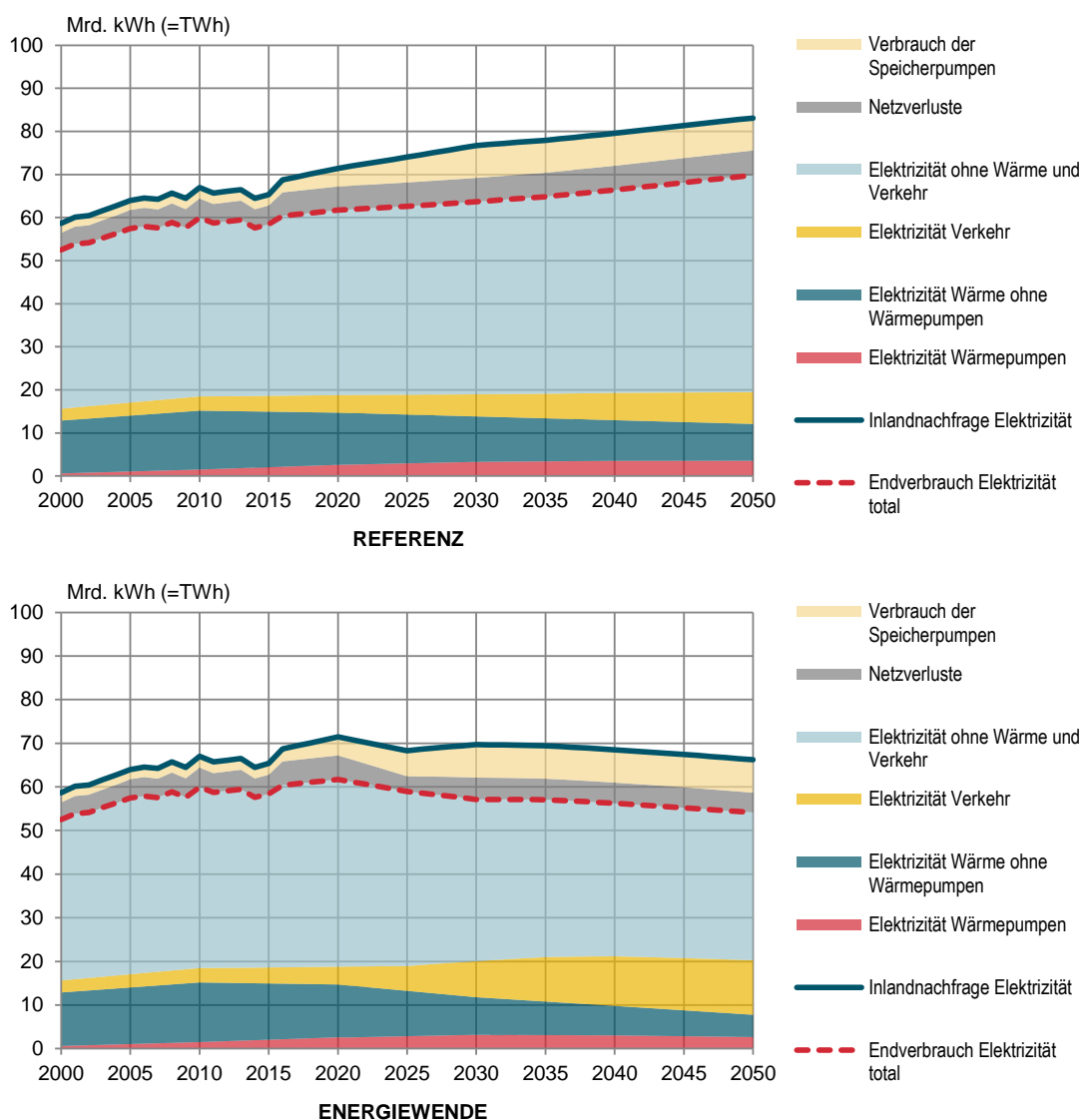
Für den Verbrauch der Speicherpumpen werden bis 2015 die Werte der Gesamtenergiestatistik verwendet. Da die Werte von BFE/Prognos gemäss Szenarien WWB C bzw. NEP E³⁷ bereits 2015 stark überschätzt sind, wird die Entwicklung erst per 2030 auf den Wert gemäss BFE/Prognos linear angenähert. In beiden Szenarien steigt der Verbrauch somit von 2.5 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 7.5 Mrd. kWh ab 2030.

Im Szenario REFERENZ steigt der Endverbrauch von 60 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 70 Mrd. kWh im Jahr 2050. Die gesamte Inlandnachfrage liegt im Jahr 2050 bei

³⁶ BFE/Prognos (2012a): Tab. 3-2 (WWB, Variante C) und Tab 3-6 (NEP, Variante E)

³⁷ BFE/Prognos (2012): Tab. 7-60 (WWB, Variante C) und Tab 8-65 (NEP, Variante E)

82 Mrd. kWh. Durch die getroffenen Effizienzmassnahmen lässt sich im Szenario ENERGIEWENDE, analog zum Szenario NEP, der Endverbrauch bei 60 Mrd. kWh pro Jahr stabilisieren und bis 2050 kontinuierlich auf 54 Mrd. kWh absenken. Diese Reduktion findet bei erheblichen Umschichtungen innerhalb der Verwendungen von Elektrizität statt, vor allem durch den zunehmenden Stromverbrauch für den Verkehr. Der Stromverbrauch für den Verkehr erreicht im Szenario ENERGIEWENDE 12 Mrd. kWh im Jahr 2050 gegenüber 7 Mrd. kWh gemäss REFERENZ (Strom für Schienenverkehr jeweils eingeschlossen). Der Stromverbrauch für Wärmepumpen liegt gemäss ENERGIEWENDE am Ende der betrachteten Periode tiefer als bei der REFERENZ (2.6 Mrd. kWh gegenüber 3.5 Mrd. kWh). Dieses auf den ersten Blick überraschende Ergebnis hängt mit der grossen Effizienzsteigerung im Gebäudebereich im ENERGIEWENDE-Szenario zusammen. Dadurch gelingt es, mit der ENERGIEWENDE (gegenüber REFERENZ) zwar einen grösseren Anteil der Energiebezugsfläche mit Wärme zu versorgen, dafür aber weniger Strom zu verbrauchen.



econcept und BFE/Prognos (2012)

Figur 19: Entwicklung der Zusammensetzung der Inlandnachfrage Elektrizität (Endverbrauch, Verluste, Speicherpumpen) für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

3.3.2 Entwicklung der Strombereitstellung (Mengen)

Wird die im vorangehenden Kapitel hergeleitete Inlandnachfrage um die Exporte erweitert, erhält man die Gesamtnachfrage nach Elektrizität. Diese Gesamtnachfrage muss entweder durch Produktion im Inland, die sogenannte Landeserzeugung brutto, oder durch Importe abgedeckt werden. Die Zusammensetzung der Landeserzeugung brutto steht im Zentrum der folgenden Ausführungen, weil sie auch die Grundlage für die Ermittlung der Gestehungskosten der Stromproduktion bildet.

Für die Grundfassung der Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE wird vom Produktionsmix gemäss BFE/Prognos (2012) ausgegangen, wobei für REFERENZ die Angebotsvariante WWB-C und für die ENERGIEWENDE die Angebotsvariante NEP-E herangezogen wird³⁸. Bei einzelnen Energieträgern wird bis 2015 die Entwicklung gemäss der Gesamtenergiestatistik übernommen, sofern die entsprechenden Werte seit 2010 wesentlich von den BFE/Prognos-Annahmen abweichen. Dies trifft bei Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Holzenergie zu. Insbesondere bei der Photovoltaik ist die aktuelle Produktion (2015) um etwa einen Faktor vier höher als bei BFE/Prognos angenommen. Bei den genannten Energieträgern wird die aktuelle Entwicklung ab 2016 mit eigenen Annahmen ergänzt, um zu den Werten von BFE/Prognos plausible Übergänge zu erhalten. Für die Photovoltaik wird im Szenario REFERENZ ab 2016 gemäss WWB-C linear bis zum Jahr 2050 auf 5.9 TWh und für ENERGIEWENDE ab 2021 gemäss NEP-E linear auf 11.1 TWh ausgebaut.

Trotz der punktuellen Anpassungen profitiert die vorliegende Arbeit durch die Übernahme des Strommix' von den Energieperspektiven gemäss BFE/Prognos (2012) von der grossen internen Konsistenz dieser Angebotsvarianten. Diese beruhen auf ausführlichen Modellierungen der Entwicklung des Kraftwerkparks unter Berücksichtigung der Netzstabilität zu verschiedenen Zeitpunkten.

Mit der Übernahme der Stromnachfrage und der Produktion im Inland gemäss BFE/Prognos werden faktisch auch deren Annahmen betreffend Importe und Exporte integriert³⁹. Auf die Thematik der unterschiedlichen Berechnungen der Importe und Exporte zwischen Gesamtenergiestatistik und BFE/Prognos wird hier nicht eingegangen⁴⁰. Die Grössen für grenzüberschreitende Stromtransporte sind immer abhängig von den getroffenen Annahmen, unter anderem was die Zeitintervalle betrifft.

³⁸ BFE/Prognos (2012a): Stromangebotsvariante C (Tabelle 3-13 und 3-14) ersetzt die wegfallenden Kernkraftwerke im Wesentlichen durch neue Gas-Kombikraftwerke (GuD); Stromangebotsvariante E (Tabelle 3-41 und 3-42) verzichtet auf Gaskraftwerke im Inland und setzt auf einen höheren Anteil von Strom aus erneuerbaren Quelle.

³⁹ BFE/Prognos (2012): Tab. 7-60 (WWB, Variante C) und Tab 8-65 (NEP, Variante E); die Importmengen entsprechen in der Variante C vollständig den bestehenden Bezugsrechten, bei der Variante E kommen zusätzliche „neue“ Importe bis knapp 10 TWh pro Jahr hinzu

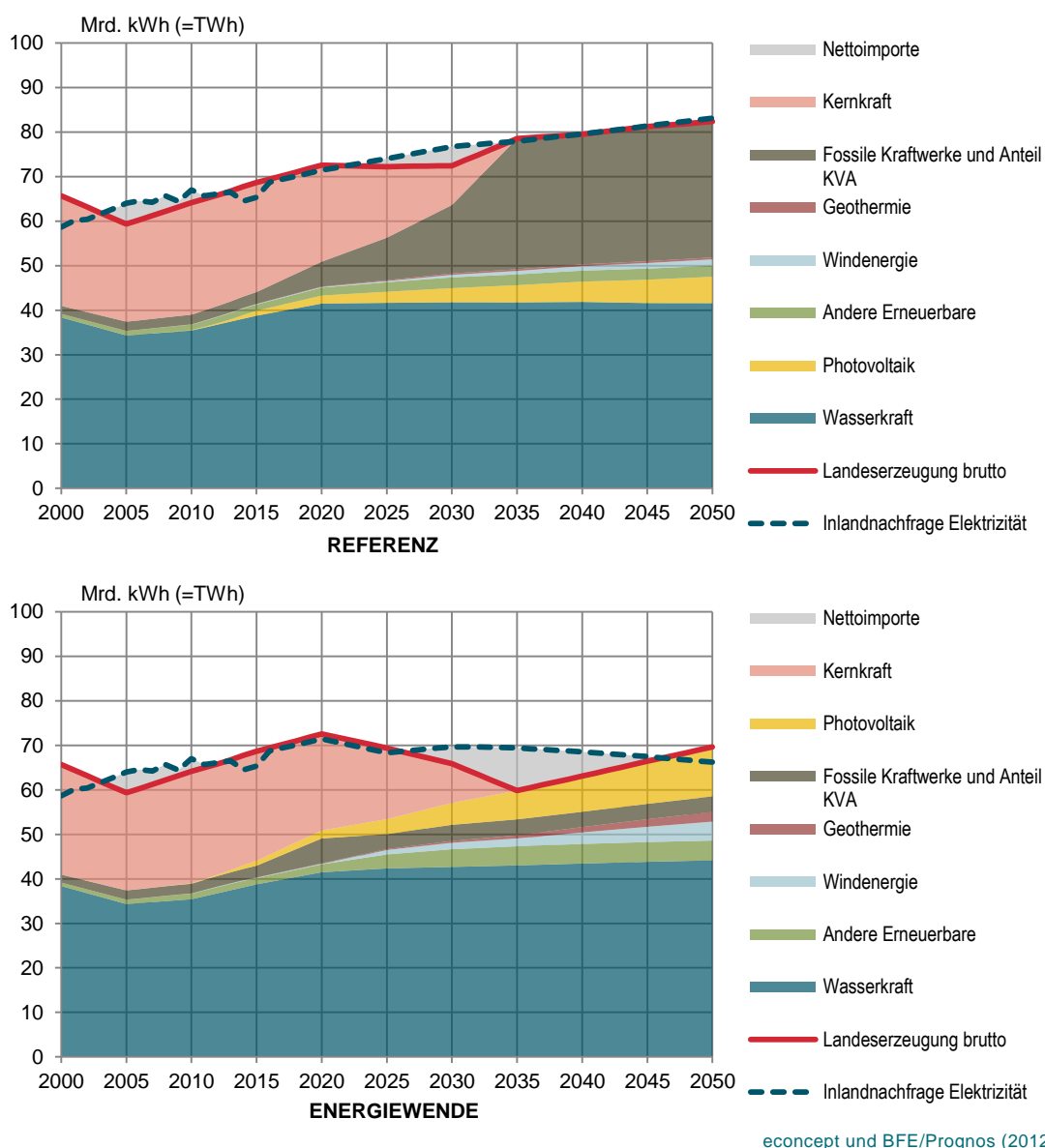
⁴⁰ Während die Gesamtenergiestatistik z.B. für 2010 Exporte von 66.3 TWh und Importe von 66.8 TWh ausweist (Tab. 6 und 7) liegen die Werte bei BFE/Prognos (2012) (Tab. 7-60) bei Exporten von 15.19 TWh und Importen von 17.34 TWh. Vgl. BFE/Prognos (2012) S. 42: „In Bezug auf die Stromimporte und -exporte werden in dieser Studie die langfristig vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet. Nach dem Auslaufen dieser Rechte wird davon ausgegangen, dass – je nach Szenario – ggf. betrachtete Import am Markt beschafft werden. Nicht betrachtet werden diejenigen Stromimporte und -exporte, die jahreszeitliche oder untätige Schwankungen der Stromerzeugung und –nachfrage ausgleichen.“

Um die Jahresbilanz von Nachfrage und Angebot in jedem Falle auszugleichen, das heisst bei kleinen modellbedingten Abweichungen wie auch bei einem alternativen Produktionsmix, werden die Importmengen bzw. die Exportmengen im hier verwendeten Modell angepasst. Dabei gelten folgende Regeln: Übersteigt die Produktion die Nachfrage, werden die Exporte erhöht bis zum Bilanzausgleich. Liegt die Produktion tiefer als die Nachfrage, werden die Importe erhöht bis zum Bilanzausgleich.

Die Zusammensetzung der Strombereitstellung kann den folgenden Figuren entnommen werden. Die Differenz zwischen Inlandnachfrage und der Landesproduktion brutto ist als separate Fläche von Nettoimporten dargestellt.

Mit dem unterstellten Produktionsmix im Szenario ENERGIEWENDE entsteht um das Jahr 2035 ein erheblicher Importbedarf von bis zu 10 Mrd. kWh in der Jahresbilanz. Diese Importe könnten durch einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien reduziert werden. Ein stärkerer oder schneller Ausbau beispielsweise der Photovoltaik wäre gestützt auf verschiedene Arbeiten durchaus denkbar und könnte den Importbedarf um das Jahr 2035 im ENERGIEWENDE-Szenario verkleinern. So sehen die Cleantech Energiestrategie mit 20.45 TWh im Jahr 2050 (Barmettler et al. 2013a), die Umweltallianz (2012) mit 15.6 TWh bis 2035 oder die Roadmap für den Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz von Swisssolar (2017) mit 17 Mrd. kWh bis 2035 wesentlich höhere Solarstromanteile vor. Das hier zugrunde gelegte Zubauszenario von BFE/Prognos (2012) mit 6 Mrd. kWh im Jahr 2035 scheint in diesem Kontext eher zurückhaltend. Dies wird dadurch unterstrichen, dass die im Jahr 2016 bereits effektiv erzielte Solarstromproduktion mit rund 1.5 Mrd. kWh⁴¹ der Menge entspricht, die gemäss BFE/Prognos (2012) erst im Jahr 2028 erreicht worden wäre.

⁴¹ www.swisssolar.ch



Figur 20: Entwicklung der Strombereitstellung: Produktionsmix und Import-/Exportbilanz für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

3.3.3 Kosten für die Strombereitstellung und Effizienzmassnahmen im Strombereich

Kosten der Effizienzmassnahmen

Um die im Szenario ENERGIEWENDE aufgezeigte Stabilisierung und ab dem Jahr 2030 kontinuierliche Absenkung des Stromverbrauchs zu erreichen, sind gegenüber REFERENZ Effizienzmassnahmen erforderlich, die zu höheren Jahreskosten führen. Diese Mehrkosten werden von BFE/Prognos (2012) übernommen. Von der Wirkung der Effizienzmassnahmen eindeutig dem Stromverbrauch zuordnen lassen sich die Mehrkosten in Privathaushalten für Elektrogeräte, Beleuchtung, Kochen⁴². Bei anderen Mehrkos-

⁴² BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-52, S.183

ten wie beispielsweise bei Massnahmen für Klima, Lüftung und Haustechnik oder allgemeinen Effizienzmassnahmen im Dienstleistungs- und Industriesektor⁴³ sind gleichzeitig Wirkungen auf den Stromverbrauch wie auch auf den Wärmeverbrauch zu erwarten. Die Kosten dieser Massnahmen werden hier jedoch vollständig dem Strombereich zugeordnet.

Kosten der Strombereitstellung

Die Kosten für die Strombereitstellung setzen sich aus den **Produktionskosten** und den **Verteilungskosten** (Netzkosten) zusammen. Diese Kosten werden hier als Gestehekungskosten ermittelt und sind ohne Steuern und Abgaben zu verstehen (vgl. einleitende Definitionen). Die effektiven Ausgaben der Endverbraucher weichen von diesen Kosten ab, weil in den Rechnungen an die Stromkonsumenten neben Mehrwertsteuern auch Abgaben wie die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) oder andere, z.B. kommunale Abgaben enthalten sind. Der Ausschluss von Abgaben wie der KEV ist wichtig, um Doppelerfassungen zu vermeiden, denn die Kosten der Stromproduktion werden vollumfänglich über die Brutto-Gestehekungskosten der einzelnen Technologien erfasst, ohne Abzug von Geldern aus Fördermassnahmen.

Produktionskosten

Für die Berechnung der Gestehekungskosten der Strombereitstellung (vgl. Zusammenfassung in Tabelle 4) werden als hauptsächliche Datenquelle die Annahmen von BFE/Prognos verwendet⁴⁴. Diese Annahmen sind auf die Entwicklung von Nachfragemengen und Angebotsmix abgestimmt. Abweichende Annahmen werden hier beispielsweise getroffen, um die Produktionskategorien auf den Bereitstellungsmix abzustimmen oder um die fossile Stromerzeugung konsequent ohne Abgaben und Steuern einzubeziehen. Vorwiegend bei den wichtigsten erneuerbaren Energieträgern werden die Annahmen von BFE/Prognos mit eigenen Annahmen ergänzt, weil sich anhand der Gesamtenergiestatistik zeigt, dass die Entwicklung gemäss BFE/Prognos teilweise überholt ist. Die wichtigsten Annahmen werden nachstehend erläutert.

Wasserkraft

Die Annahmen zu den Gestehekungskosten der Wasserkraft von BFE/Prognos (2012) scheinen im Vergleich zur Studie von Filippini und Geissmann (2014) eher zu hoch. BFE/Prognos ging von einer Zunahme der Gestehekungskosten bis auf 10 Rp./kWh im Jahr 2050 aus. Demgegenüber werden hier für beide Szenarien die Gestehekungskosten von Filippini und Geissmann (2014) mit einer Zunahme auf 6.5 Rp./kWh bis 2020 übernommen. Danach wird eine lineare Zunahme bis auf 8.0 Rp./kWh per 2050 unterstellt.

⁴³ BFE/Prognos (2012): Tabelle 5-53, S.184

⁴⁴ BFE/Prognos (2012): Tab. 7-76 (WWB, Variante C) und Tab 8-83 (NEP, Variante E); Spezifische Kosten je kWh: Tab. 7-77 (WWB C) und Tab. 8-84 (NEP E)

Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)

Für neue GuD wird gestützt auf die Analysen von BFE/Prognos (2012) ein Fixkostenanteil von 3 Rp./kWh pro kWh plus variable Kosten für Erdgas angenommen. Dabei fließt der Gaspreis pro kWh für Endkunden in der Wärmeversorgung direkt ein, das heisst, Umwandlungsverluste werden den Einsparungen durch Grosshandelspreise gleichgesetzt. Die resultierenden Kosten in Tabelle 4 liegen etwas tiefer als die Annahmen von BFE/Ecoplan (2012), die für Beispielsweise für Neuanlagen 2030 von Gestehungskosten von 13.8 Rp./kWh unterstellen.

Photovoltaik

Beim Absenkpfad für die Gestehungskosten von Photovoltaikstrom kommen grundsätzlich Schätzungen gemäss BFE/ecoplan⁴⁵ zur Anwendung, wobei bis 2015 die Absenkung der Kosten aufgrund der aktuellen Entwicklung (Anpassung der KEV-Tarife) leicht beschleunigt wird. Per 2020 werden die Annahmen von BFE/ecoplan übernommen. Diese Kosten für Neuanlagen werden in einem eigenen Modellteil aufgrund der dynamischen Veränderungen der Zusammensetzung des PV-Kraftwerksparks in mittlere Gestehungskosten pro Jahr umgerechnet. Die mittleren Kosten sinken im Szenario ENERGIEWENDE etwas rascher, weil die teureren Anlagen aus den Jahren bis 2020 gegenüber der REFERENZ an relativer Bedeutung verlieren. Bis zum Jahr 2050 gleicht sich dieser Effekt jedoch aus.

Rp./kWh	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Photovoltaik: Neuanlagen im jeweiligen Jahr		31.7	16.4	13.0	11.1	9.9
Photovoltaik, mittlere Kosten (REFERENZ)	80.0	44.0	23.4	19.2	13.6	11.4
Photovoltaik, mittlere Kosten (ENERGIEWENDE)	80.0	44.0	23.4	17.5	13.5	11.4

Tabelle 3: Gestehungskosten für neue Photovoltaikanlagen (Zubauten im jeweiligen Jahr) und mittlere Gestehungskosten im gesamten PV-Park in Rp./kWh. Alle Angaben zu Preisen 2010. Quelle: BFE/Ecoplan (2012) und eigene Berechnungen

Importe und Exporte

Für die Kosten und Erlöse von Importen und Exporten legen BFE/Prognos konstant 10 Rp./kWh ab 2030 bis 2050 zugrunde. Von diesen Annahmen wird in der vorliegenden Arbeit abgewichen. Für 2015 werden die aktuellen Grosshandelspreise von 3.5 Rp/kWh verwendet und für 2020 Preise von 4.5 Rp/kWh angenommen. Danach wird ein linearer Anstieg bis auf 10.0 Rp./kWh per 2050 unterstellt. Diese Annahme stützt sich auf aktuelle Fundamentalanalysen von verschiedenen Energieversorgern ab. Import- und Exportpreise sind als identisch angenommen. Ergänzend muss erwähnt werden, dass nicht nur die Gestehungskosten des europäischen Kraftwerksparks die zukünftigen Import- und Exportpreise bestimmen werden, sondern auch andere und möglicherweise einflussreichere Faktoren wie die Regulierung oder die Zeitpunkte

⁴⁵ BFE/Ecoplan (2012): Abbildung 9-12, S. 80

von Importen und Exporten (Spitzen- oder Überschussstrom) massgebend sein werden.

Im Einzelnen gelten für die verschiedenen Produktionsformen die in Tabelle 4 zusammengefassten Gestehungskosten (jeweils mittlere Kosten der Produktion im dargestellten Jahr).

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Wasserkraft**	6.1	5.5	6.5	7.0	7.5	8.0
Kernenergie	5.4	5.4	6.0	6.9*	6.9*	
KVA nicht erneuerbar 50%	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.5
neue Gas-Kombikraftwerke GuD**	7.6	9.5	9.6	11.9	12.8	13.7
neue fossile WKK (ohne GuD)	17.1	20.0	24.0	26.0	25.0	25.0
Fossile Kraftwerke ohne KVA, ohne GuD und neue fossile WKK	10.0	10.0	10.0	11.0	12.0	13.0
Photovoltaik (REFERENZ)**	80.0	44.0	23.4	19.2	13.6	11.4
Photovoltaik (ENERGIEWENDE)**	80.0	44.0	23.4	17.5	13.5	11.4
Wind	60.0	30.0	25.0	20.0	17.0	15.0
Geothermie	12.3	12.3	12.0	10.0	10.0	9.0
Holz (und andere feste Biomasse)	30.0	25.0	20.0	15.0	15.0	15.0
Biogas/Klärgas	35.0	30.0	25.0	20.0	18.0	18.0
KVA-Anteil erneuerbar 50%	8.7	7.5	7.1	6.8	6.7	6.5
ARA und Deponiegas	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Importpreis Strom**	5.7	5.8	4.5	6.0	8.0	10.0
Exportpreis Strom**	5.2	5.3	4.5	6.0	8.0	10.0

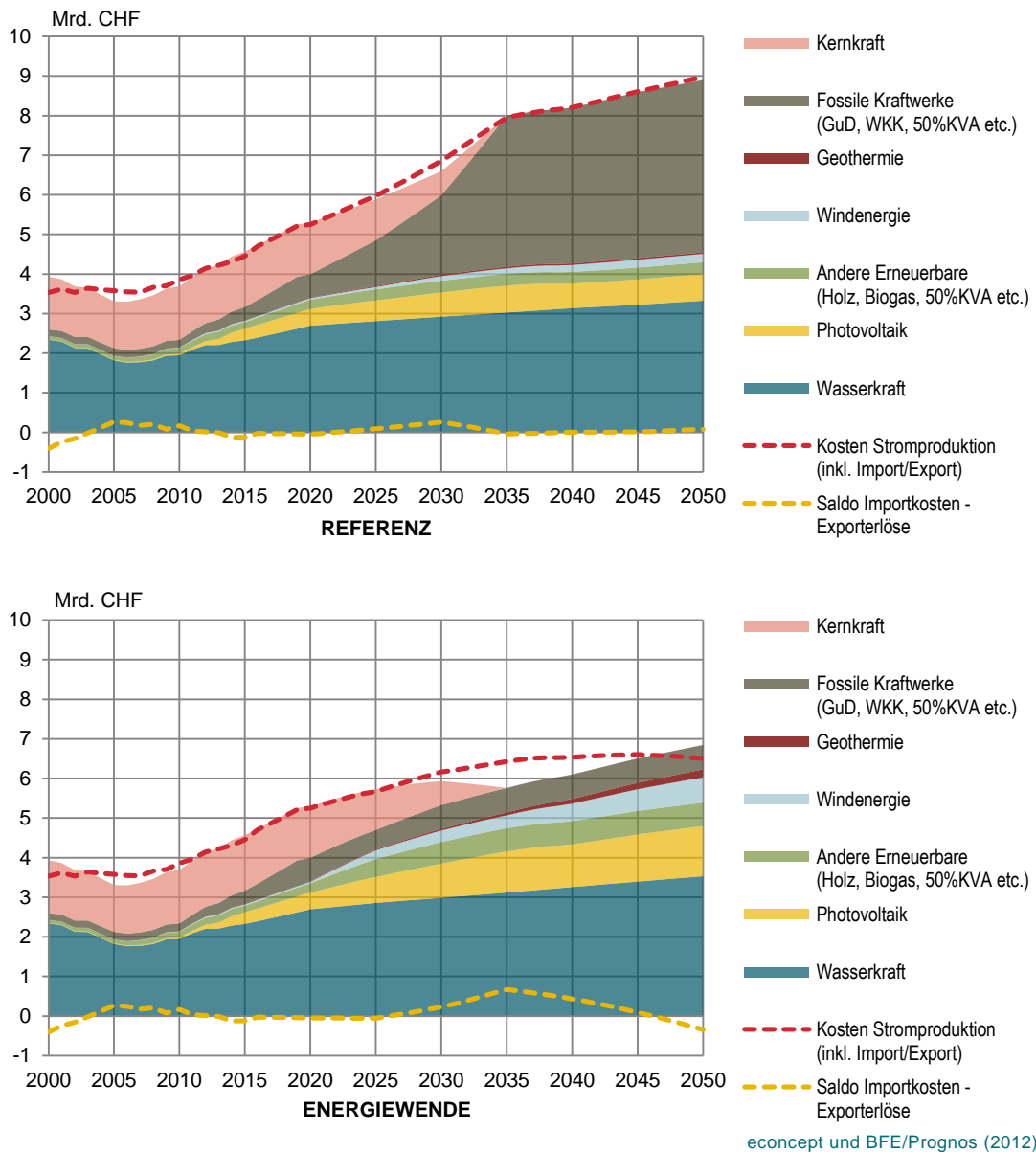
Tabelle 4: Gestehungskosten Stromproduktion in Rp./kWh. Alle Angaben zu Preisen 2010. Quellen: BFE/Prognos (2012), BFE/Ecoplan (2012) und eigene Berechnungen und Annahmen

*Gestehungskosten bestehender Kernkraftwerke, die spätestens 2035 vom Netz gehen; ohne externe Kosten; Gestehungskosten neuer Kernkraftwerke würden wesentlich höher liegen;

**eigene Berechnungen und Annahmen (vgl. Text)

Gesamtkosten Stromproduktion

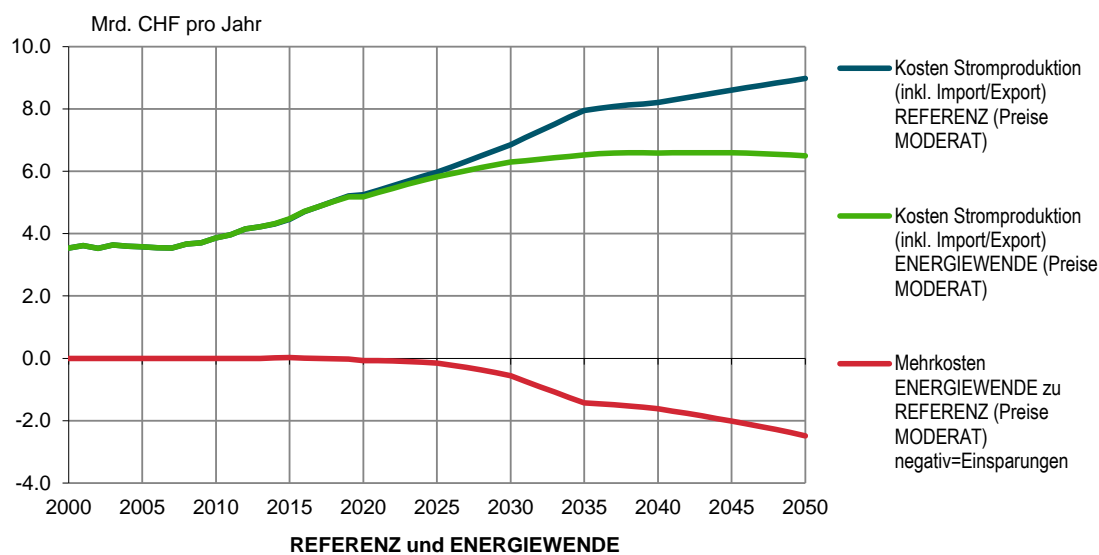
Aus der Landeserzeugung Brutto mit dem in Figur 20 dargestellten Produktionsmix und der Berücksichtigung von Importen und Exporten ergeben sich die folgenden aggregierten Kosten für die Stromproduktion (Figur 21): Im Szenario REFERENZ steigen die gesamten Stromproduktionskosten (immer ohne Netzkosten und ohne Abgaben und Steuern) von aktuell rund 4.5 Mrd. Franken pro Jahr kontinuierlich auf 9 Mrd. Franken im Jahr 2050. Ein grosser, neuer Kostenblock entsteht ab 2020 mit dem Ersatz des Kernkraftstroms durch neue fossile Kraftwerke. Der Anstieg bei einer ENERGIEWENDE verläuft langsamer und erreicht 2045 ein Maximum bei knapp 7 Mrd. Franken.



econcept und BFE/Prognos (2012)

Figur 21: Entwicklung der Kosten Stromproduktion für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten), jeweils ohne Netzkosten

Die Kostendifferenz fällt bereits ab dem Jahr 2025 zugunsten der ENERGIEWENDE aus und wächst bis 2050 auf über 2 Mrd. Franken pro Jahr an (vgl. Figur 22). Die Hauptursachen hinter den wirtschaftlichen Vorteilen der ENERGIEWENDE bei den gesamten Produktionskosten sind einerseits der ab 2020 stagnierende bzw. leicht sinkende Gesamtverbrauch und andererseits die weitgehende Unabhängigkeit der Stromproduktion von fossilen Energieträgern.



econcept

Figur 22: Entwicklung der Kostenunterschiede Stromproduktion (ohne Netzkosten) für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Netzkosten

In den Kostenvergleichen zwischen den Szenarien von BFE/Prognos (2012) sind die Netzkosten nicht berücksichtigt⁴⁶. In der volkswirtschaftlichen Analyse der „Bundesszenarien“ durch BFE/Ecoplan⁴⁷ ist nicht ersichtlich, inwiefern die Netzkosten eingeschlossen sind beziehungsweise abhängig von den Szenarien variiert wurden. In der vorliegenden Arbeit mit dem Ziel, die gesamten Kosten der Energieversorgung zu ermitteln, sind die Netzkosten jedoch zwingend einzuschliessen. Gerade aus Sicht der Stromwirtschaft sind die Netzkosten bzw. die zukünftigen Investitionen eine wichtige Grösse für den Vergleich unterschiedlicher energiepolitischer Szenarien (vgl. z.B. VSE⁴⁸).

Für die zukünftigen Netzkosten sind zunächst der Betrieb und Unterhalt des bestehenden Netzes von den zusätzlichen Kosten für Netzausbauten zu unterscheiden. Consentec (2015) hat im Auftrag des BFE die Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des aktuellen Bedarfs, der Energiestrategie 2050 und der Strategie Stromnetze von Swissgrid berechnet. Die Netzkosten für die vorliegende Arbeit werden aus dieser Quelle übernommen⁴⁹.

⁴⁶ BFE/Prognos (2012): Bei den Kostenvergleichen der Stromproduktionsvarianten sind Netzkosten nicht berücksichtigt (S. 208). In den Kosten des Zubaus sind „Netzkosten nicht ausgewiesen“ S. 357, S. 480; Für die Bestimmung der Endverbraucherpreise sind Annahmen zu den Netzkosten eingeflossen (S. 41); Bei den Kostenvergleichen zwischen den Szenarien, z.B. Figur 5-47, spielen diese Kosten jedoch keine Rolle.

⁴⁷ BFE/Ecoplan (2012)

⁴⁸ VSE (2012)

⁴⁹ Consentec (2015) nimmt für die Netzebene 1 eine technische Nutzungsdauer von 80 Jahren an. Für alle anderen Betriebsmittel wird eine Nutzungsdauer von 50 Jahren angenommen. Die Annuitäten der Kapitalkosten werden mit einem Zinssatz von 4.7% berechnet.

Für den heutigen Netzbestand ergeben sich jährliche Kosten von 3.6 Mrd. Franken pro Jahr. Ohne die Umsetzung der Massnahmen aus der Energiestrategie des Bundes und der Annahme des Nachfrageszenarios WWB steigen die Netzkosten leicht an auf 3.7 Mrd. Franken pro Jahr bis 2035 und 3.8 Mrd. Franken pro Jahr bis 2050.⁵⁰

Mit einer Umsetzung der Energiestrategie 2050 liegen die Netzkosten aufgrund des erforderlichen Netzausbaus höher. Für das REFERENZ-Szenario werden die Kosten aus dem WWB-Szenario und für das ENERGIEWENDE-Szenario aus dem NEP-Szenario (Variante C+E) gemäss BFE/Prognos verwendet. Consentec (2015) berechnet jährliche, gesamte Netzkosten von 4.4 Mrd. Franken per 2035 und 4.8 Mrd. Franken per 2050 für das WWB-Szenario. Im NEP-Szenario sind die jährlichen Kosten vor allem aufgrund der tieferen Nachfrage niedriger und betragen per 2035 4.1 Mrd. Franken und per 2050 4.4 Mrd. Franken.⁵¹

Die Kosten des Netzausbaus, berechnet als Differenz der Gesamtkosten mit Energiestrategie und den Kosten des heutigen Netzbestandes, betragen folglich im Jahr 2050 jährlich 1 Mrd. Franken im Szenario REFERENZ (4.8 Mrd. – 3.8 Mrd. Franken) und 0.6 Mrd. Franken im Szenario ENERGIEWENDE (4.4 – 3.8 Mrd. Franken). Diese Kosten des Netzausbaus sind in Figur 23 in Relation zu den Gesamtkosten der Strombereitstellung separat ausgewiesen.

Gesamtkosten Strombereitstellung aus Produktion und Verteilung

Die nachstehenden Abbildungen zeigen die im Zeitverlauf nahezu konstanten Netzkosten. Deren Anteil an den gesamten Strombereitstellungskosten sinkt dabei. Darüber hinaus wird deutlich, dass die Netzausbaukosten die Stromkosten insgesamt nur geringfügig erhöhen.

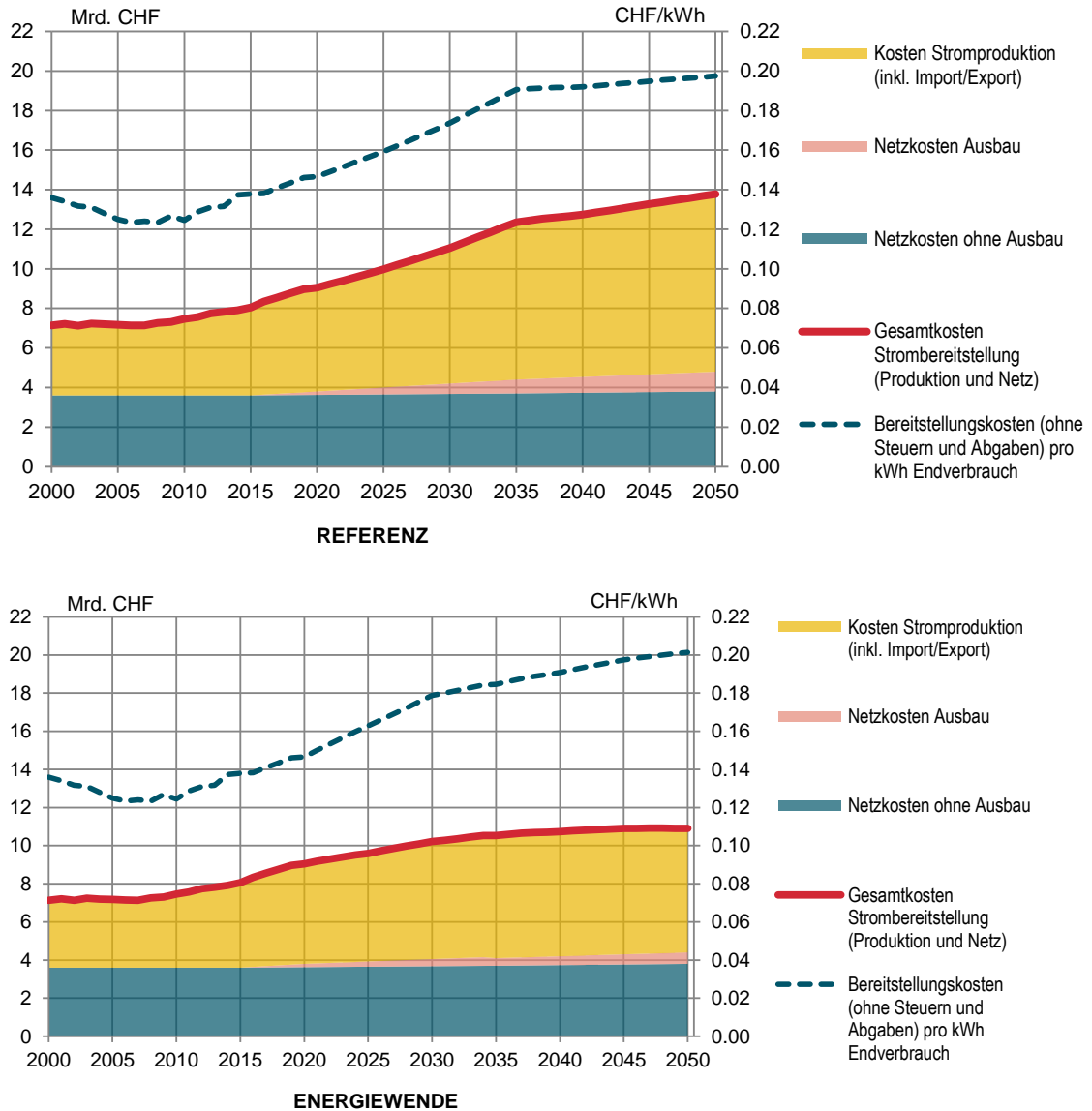
Die gesamten Kosten für Produktion und Verteilung betragen im Jahr 2010 rund 7.5 Mrd. Franken (ohne Steuern und Abgaben) und steigen im REFERENZ-Szenario bis 2050 auf rund 14 Mrd. Franken. Der mittlere Preis pro kWh (rechte Skala) steigt in weniger starkem Ausmass, weil hinter der Gesamtkostensteigerung auch die Mengenausdehnung als wichtiger Treiber steht. Bei diesem mittleren Preis ist zu beachten, dass dieser kein Endkundenpreis darstellt sondern nur Bereitstellungskosten ohne Steuern und Abgaben abbildet.

Bei einer ENERGIEWENDE steigen die gesamten Strombereitstellungskosten langsamer und erreichen ein Maximum von weniger als 11 Mrd. Franken bis zum Jahr 2050. Die Unterschiede zur REFERENZ ergeben sich fast ausschliesslich aufgrund der tieferen Produktionskosten, die etwas tieferen Netzkosten fallen im Gesamtzusammenhang weniger ins Gewicht.

⁵⁰ Consentec (2015), S. 45

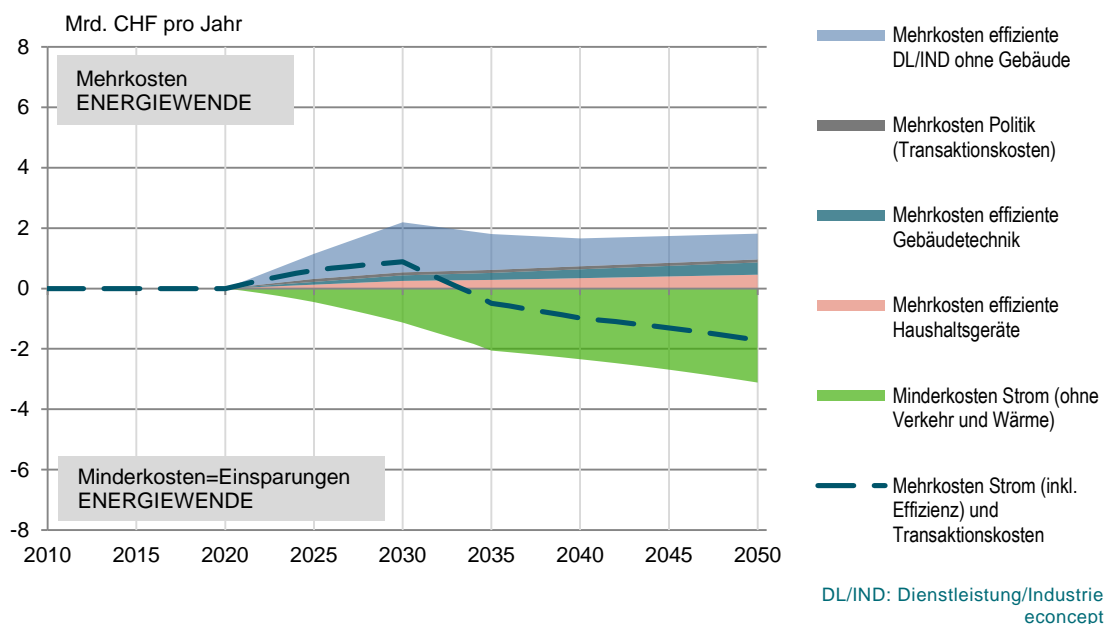
⁵¹ Consentec (2015), S. 46

Werden die gesamten Bereitstellungskosten aus Produktion und Verteilung auf die Kilowattstunde des Endverbrauchs umgelegt, steigt der Preis bei einer ENERGIEWENDE im selben Mass an wie bei der REFERENZ auf rund 20 Rp. pro kWh im Jahr 2050.



Figur 23: Entwicklung der Zusammensetzung der Strombereitstellungskosten nach Netz und Produktionskosten für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

Die deutlichen Einsparungen bei den gesamten Strombereitstellungskosten im Szenario ENERGIEWENDE im Umfang von jährlich 2 bis 3 Mrd. Franken im Zeitraum 2040 bis 2050 sind nur erreichbar durch Mehrkosten für Effizienzmassnahmen. Die nachstehende Figur zeigt in einer Gesamtbetrachtung, dass die Kosten für Effizienzmassnahmen nur bis ca. 2033 höher liegen als die Einsparungen durch geringeren Stromverbrauch. Danach überwiegen die Einsparungen deutlich und erreichen bis 2050 einen Kostenvorteil von knapp 2 Mrd. Franken zugunsten der ENERGIEWENDE.



Figur 24: Vergleich von Mehrkosten und Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ im Strombereich

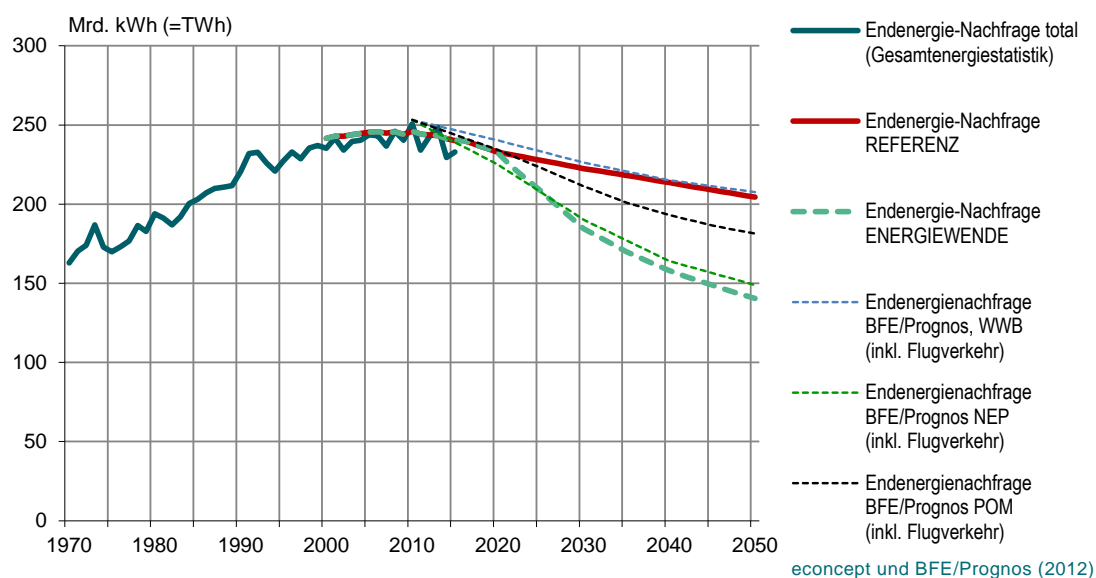
3.4 Zusammenfassung der mengenmässigen Energienachfrage und Energiebereitstellung

Nach der separaten Behandlung der Bereiche Wärme, Verkehr und Strom in den vorangehenden Kapiteln werden anschliessend die mengenmässige Nachfrage und Bereitstellung nach Energieträgern für alle Anwendungen zusammengeführt.

Energienachfrage

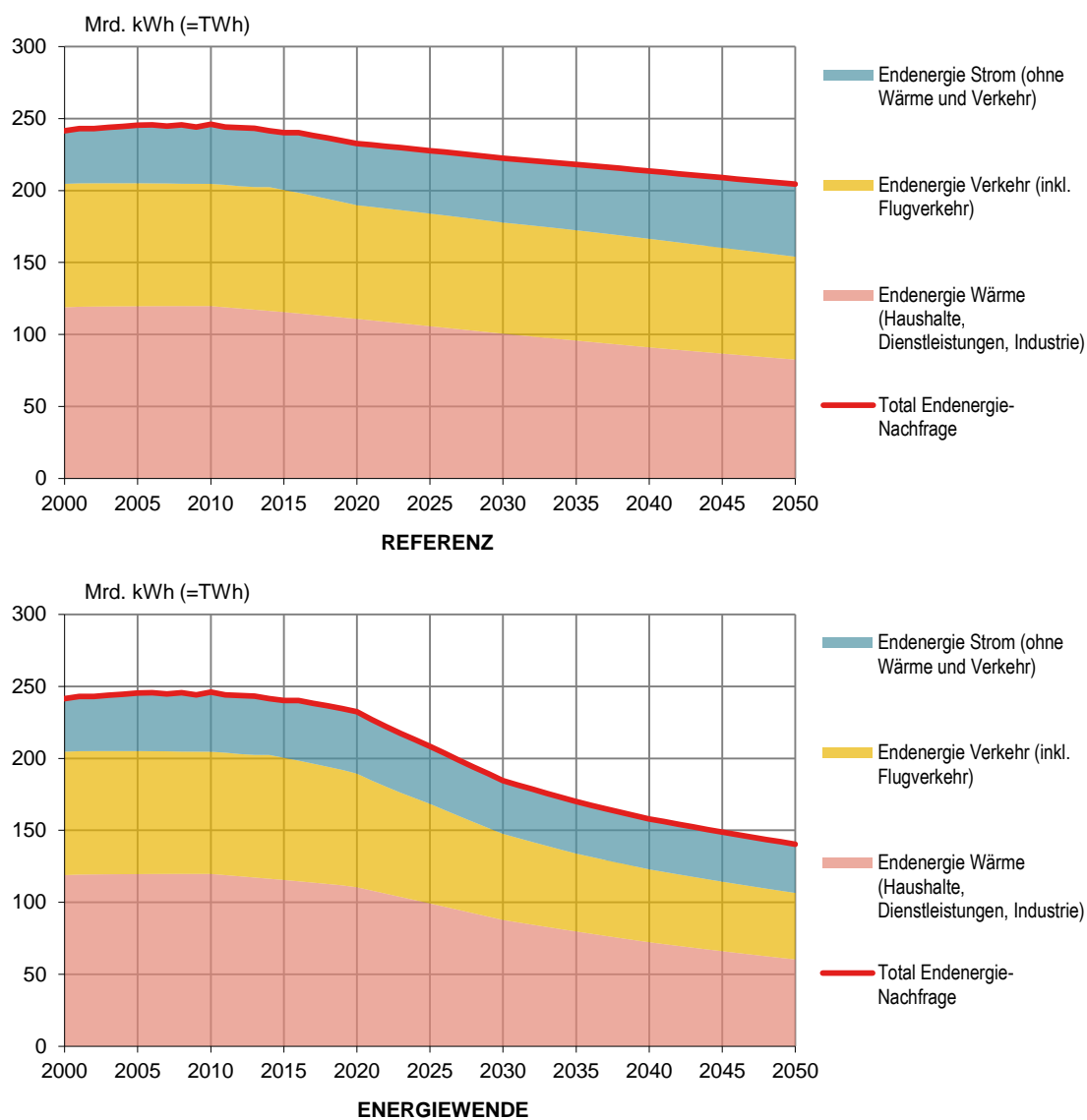
In der Summe ergeben sich die in Figur 25 dargestellten Entwicklungen der Gesamtnachfrage nach Endenergie. Dabei zeigt sich zunächst, dass mit der Modellierung der Jahre 2000 bis 2015 eine gute Abbildung des realen Energieverbrauchs gemäss Gesamtenergiestatistik erreicht wird, wobei die witterungsabhängigen Schwankungen geglättet sind.

Der Endenergieverbrauch sinkt ausgehend vom Maximum um das Jahr 2010 von knapp 250 Mrd. kWh bis zum Jahr 2050 auf rund 200 Mrd. kWh im REFERENZ-Szenario beziehungsweise unter 150 Mrd. kWh im Szenario ENERGIEWENDE. Der Vergleich mit den 2012 im Auftrag des Bundesrates berechneten Energieperspektiven zeigt bezüglich Endenergieverbrauch eine weitgehende Übereinstimmung des Szenario REFERENZ mit «Weiter wie bisher» (WWB) und der ENERGIEWENDE mit dem Szenario «Neue Energiepolitik» (NEP) des Bundesrates bzw. BFE/Prognos (2012).



Figur 25: Endenergie-Gesamtnachfrage 1970 bis 2050: REFERENZ und ENERGIEWENDE im Vergleich mit BFE/Prognos-Szenarien WWB, POM und NEP

Die Zusammensetzung der Endenergienachfrage für die wichtigsten Verwendungen «Wärme», «Verkehr» und «Strom» (ohne Anwendungen Wärme und Verkehr) ist in Figur 26 illustriert.

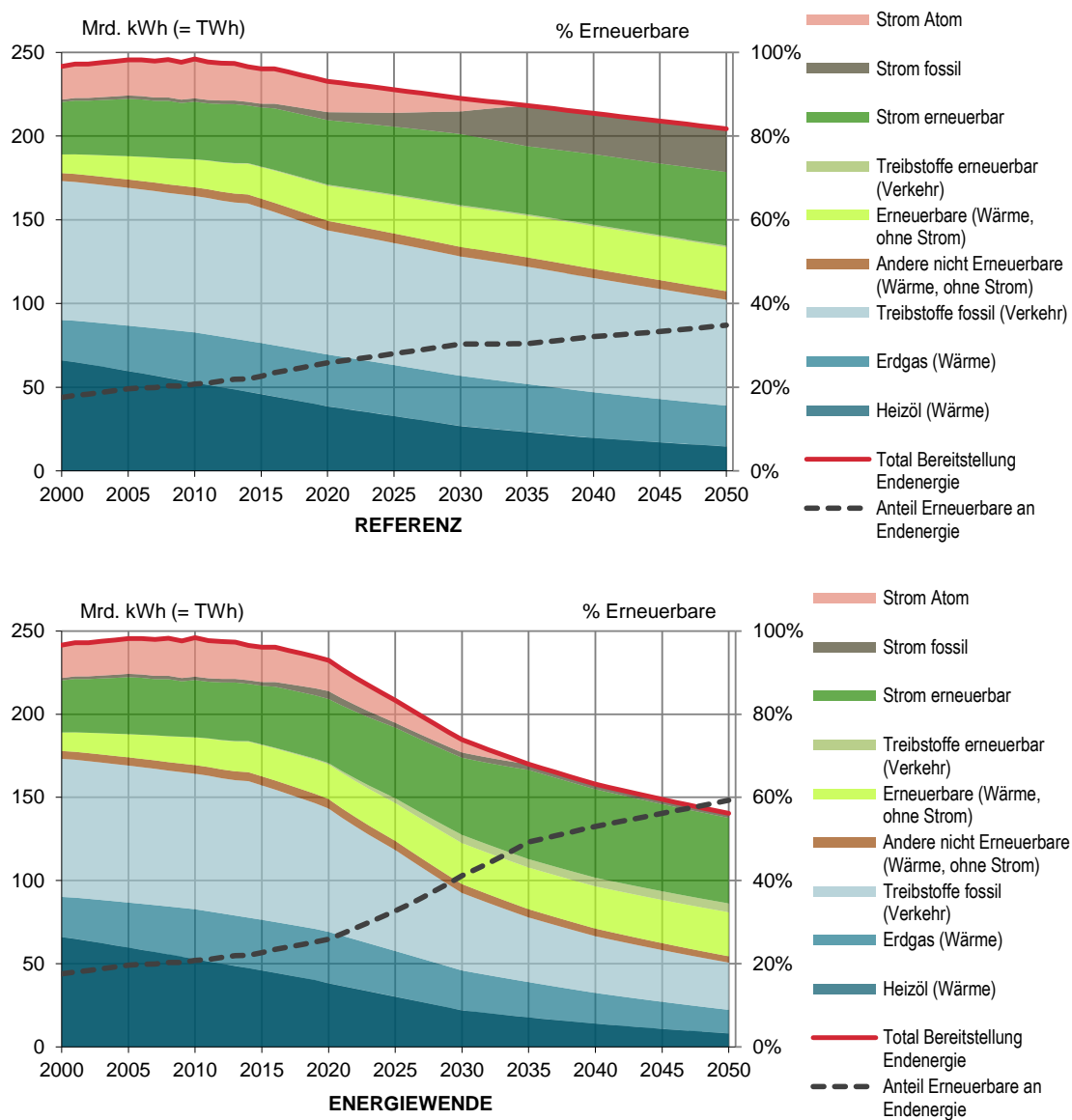


Figur 26: Entwicklung und Zusammensetzung nach Verwendungen der Energienachfrage (Endenergie) für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

Energiebereitstellung

Wird die Bereitstellung der erforderlichen Endenergie in der folgenden Figur nach Energieträgern aufgeschlüsselt, so fällt bereits im Szenario REFERENZ der Rückgang der fossilen Energieträger auf, was zusammen mit der leicht rückläufigen Gesamtnachfrage bis 2050 zu einem Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtmix von 35 % führt. Der Anteil des Stroms aus nicht erneuerbaren Quellen bleibt trotz Atomausstieg fast konstant, weil Kernenergie im Wesentlichen mit Strom aus Gaskraftwerken ersetzt wird.

Im Szenario ENERGIEWENDE wird zum einen deutlich, dass die Reduktion der erforderlichen Endenergie im fossilen Bereich primär auf den geringeren Bedarf im Wärmesektor zurückzuführen ist. Ein grosser Teil der noch eingesetzten fossilen Energie wird im Mobilitätssektor benötigt. Zum anderen wird der Stromsektor mit der Abschaltung des letzten Kernkraftwerks im Jahr 2035 zu annähernd 100 % erneuerbar. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtmix steigt bis zum Jahr 2050 auf 59 %.

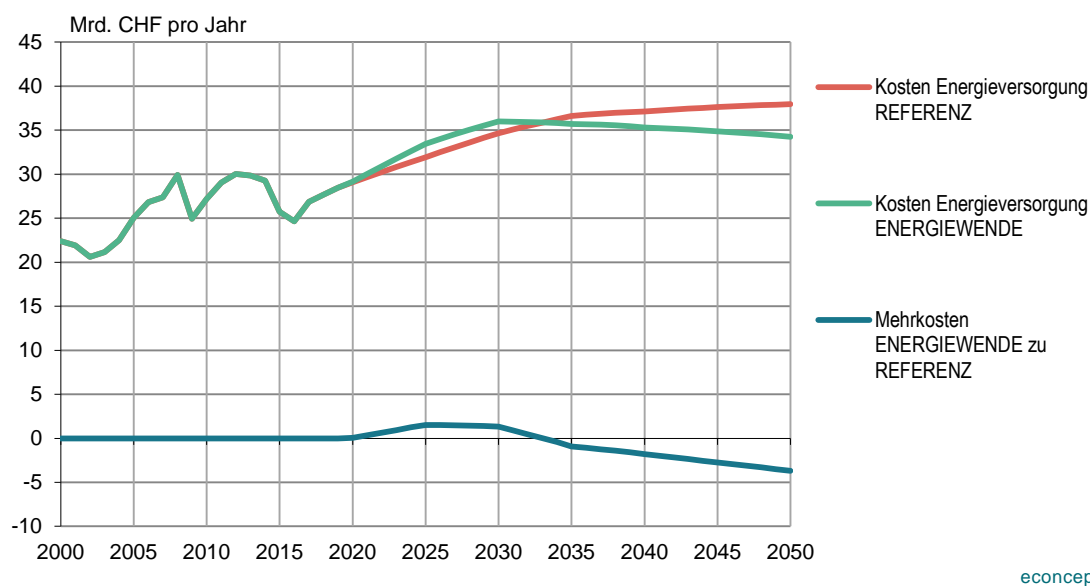


Figur 27: Entwicklung der Endenergie-Bereitstellung nach Energieträgern für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

3.5 Zusammenfassung der Kosten der Energiebereitstellung und Effizienzmassnahmen

3.5.1 Hauptergebnisse

Die jährlichen Kosten für die Energiebereitstellung, inklusive Kosten für Effizienzmassnahmen, steigen von jährlich 25 bis 30 Mrd. Franken in den Jahren 2005 bis 2015 auf ein Niveau von 35 bis 40 Mrd. Franken in den Jahren 2030 bis 2050. Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind insgesamt relativ gering. Im Szenario ENERGIEWENDE liegen die Kosten bis zum Jahr 2034 etwas höher als gemäss REFERENZ, danach führen die für Energieeffizienz und in erneuerbare Energien getätigten Investitionen zu Kostenvorteilen.



econcept

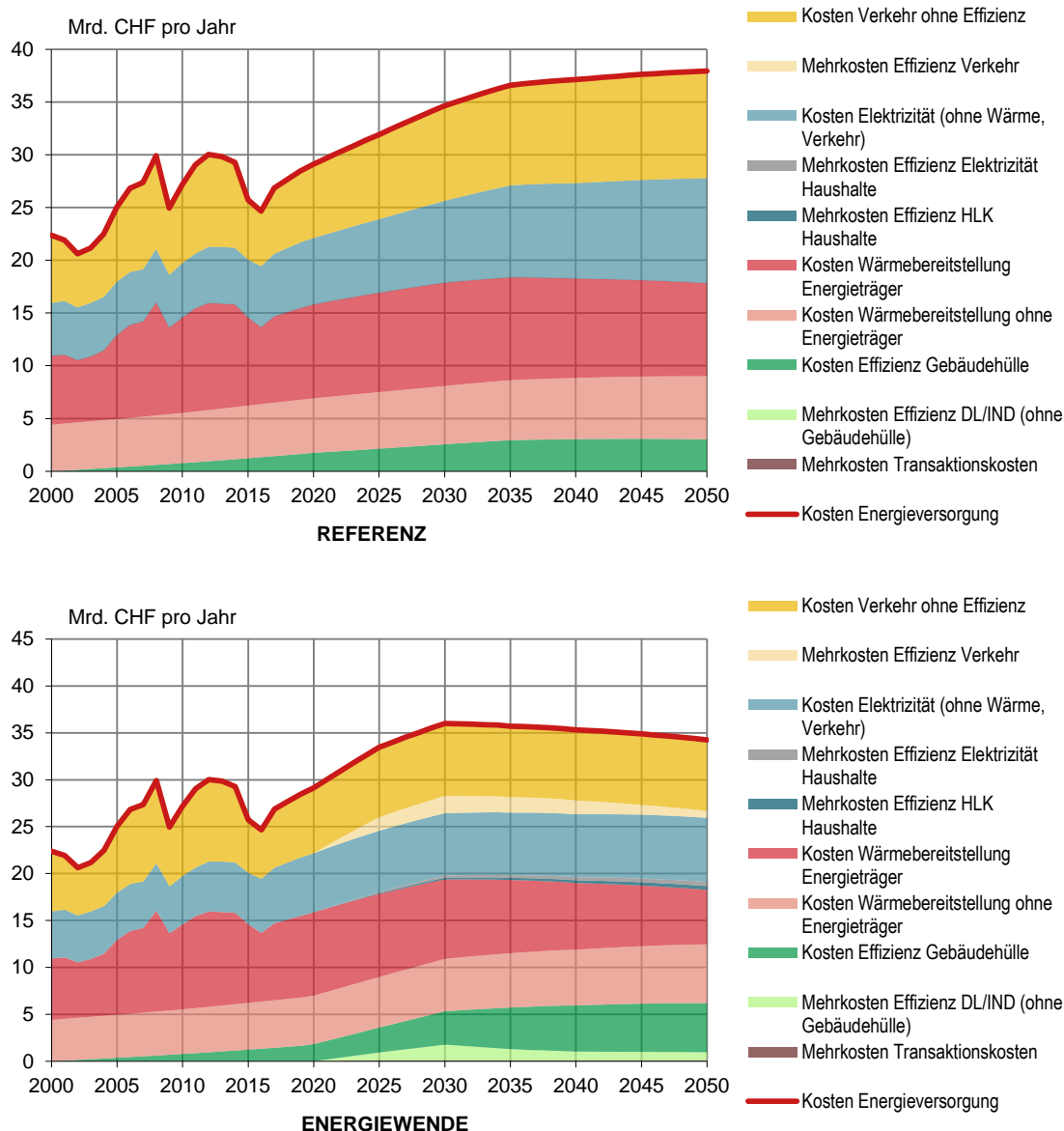
Figur 28: Entwicklung der Gesamtkosten für Energiebereitstellung und Energieeffizienz für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Wie die nachstehende Tabelle zeigt, betragen die mittleren Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ rund 0.8 Mrd. Franken pro Jahr oder 2 % der Gesamtkosten der REFERENZ. Dabei übersteigen die Mehrkosten in der Phase bis 2034 die REFERENZ nie um mehr als 5 %, während umgekehrt die REFERENZ im Jahr 2050 zu Mehrkosten von 11 % führt.

		Mittelwert pro Jahr (2020 bis 2050)	
		REFERENZ	ENERGIEWENDE
Kosten Energiebereitstellung und Energieeffizienz	Mrd. CHF	35.2	34.4
Einsparungen ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ	Mrd. CHF		0.8
Einsparungen ENERGIEWENDE in % REFERENZ	%		2 %
Erstes Jahr mit Einsparungen ENERGIEWENDE	Jahr		2034

Tabelle 5: Mittlere Kosten für Energiebereitstellung und Energieeffizienz 2020 bis 2050 für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Bei der Zusammensetzung der Kosten (Figur 29) dominieren im REFERENZ-Szenario im gesamten Zeitraum die Energieträgerkosten für Verkehr, Elektrizität und Wärmebereitstellung. Beim ENERGIEWENDE-Szenario verlieren diese Kostenpositionen an Gewicht, wobei bei ähnlichen Gesamtkosten die Effizienzmassnahmen an Bedeutung gewinnen.



Figur 29: Entwicklung der Zusammensetzung der Gesamtkosten der Energieversorgung (Bereitstellung und Effizienz) für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

Die direkte Gegenüberstellung von Mehrkosten und Einsparungen in Figur 30 macht deutlich, dass die ENERGIEWENDE gegenüber der REFERENZ eine erhebliche Umlenkung der Mittel für die Energieversorgung bedingt. Die zentralen Elemente spielen dabei die Investitionen in Effizienzmassnahmen und zur Gewinnung erneuerbarer Energien. Durch diese Investitionen findet im Zeitverlauf eine zunehmende Verlagerung der Kosten von der Beschaffung der Energieträger hin zu Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen) statt. Den Mehrkosten für diese Investitionen stehen Einsparungen durch den sinkenden Energiebedarf gegenüber.

Mehrkosten der Energiewende entstehen bei folgenden Positionen:

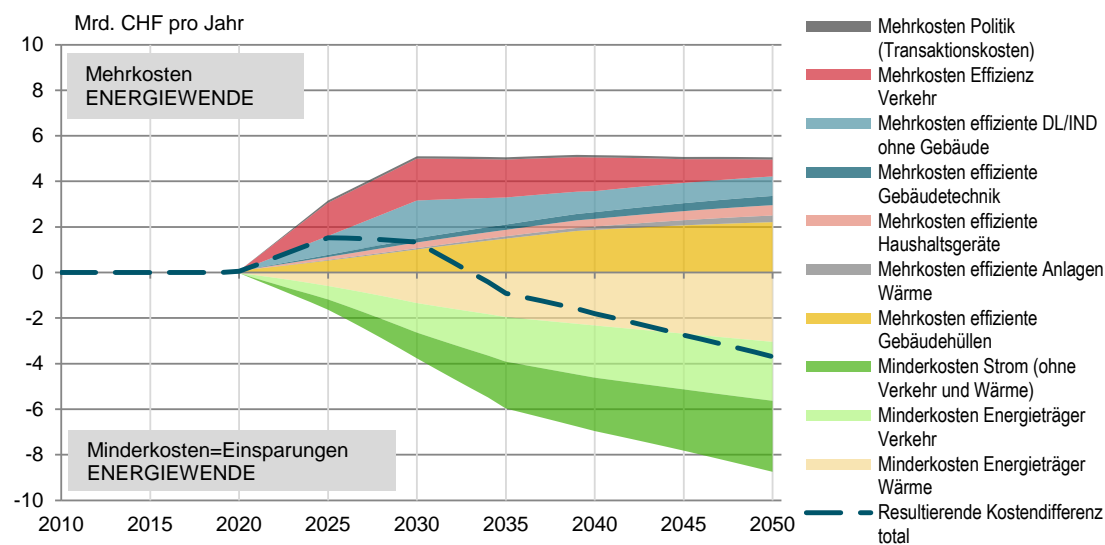
- Effizientere Gebäude(-hüllen)
- Effizientere Technik Dienstleistungen und Industrie
- Effizientere Gebäudetechnik Haushalte (HLK)
- Effizientere Haushaltsgeräte
- Effizientere Fahrzeuge und Ausbau Ladeinfrastruktur
- Effizientere Wärmebereitstellung
- Mehrkosten Transaktionskosten für Massnahmen

Einsparungen sind bei der Energiewende gegenüber Referenz möglich durch

- Geringere Kosten für Energieträger zur Wärmeerzeugung (v.a. Heizöl und Gas)
- Geringere Kosten für Strom (Anwendungen ohne Wärme und Verkehr)
- Geringere Kosten für Treibstoffe für den Verkehr

Wie die folgende Abbildung zeigt, fallen die Mehrkosten für effizientere Gebäudehüllen und effizientere Fahrzeuge und Ladestationen besonders ins Gewicht. Die zeitliche Verteilung erklärt die anfänglichen Mehrkosten von knapp 2 Mrd. Franken, weil die mengenmässigen Einsparungen bei der Wärmeerzeugung, für die Elektrizität und die Mobilität erst im Zeitverlauf mit zunehmender Umsetzung der Effizienzmassnahmen wirksam werden und zusätzlich die monetären Einsparungen mit steigenden Energiepreisen an Bedeutung gewinnen.

Bei den Einsparungen der Stromkosten durch die ENERGIEWENDE fällt vor allem der massiv tiefere Verbrauch ins Gewicht. Gegen Ende des beobachteten Zeitraumes wirkt sich zudem die geringere Abhängigkeit von immer teurer werdenden fossilen Brennstoffen zunehmend vorteilhaft aus. Die Kosten der für die Nachfragereduktion notwendigen Effizienzmassnahmen sind auf mehrere Rubriken der Mehrkosten verteilt.

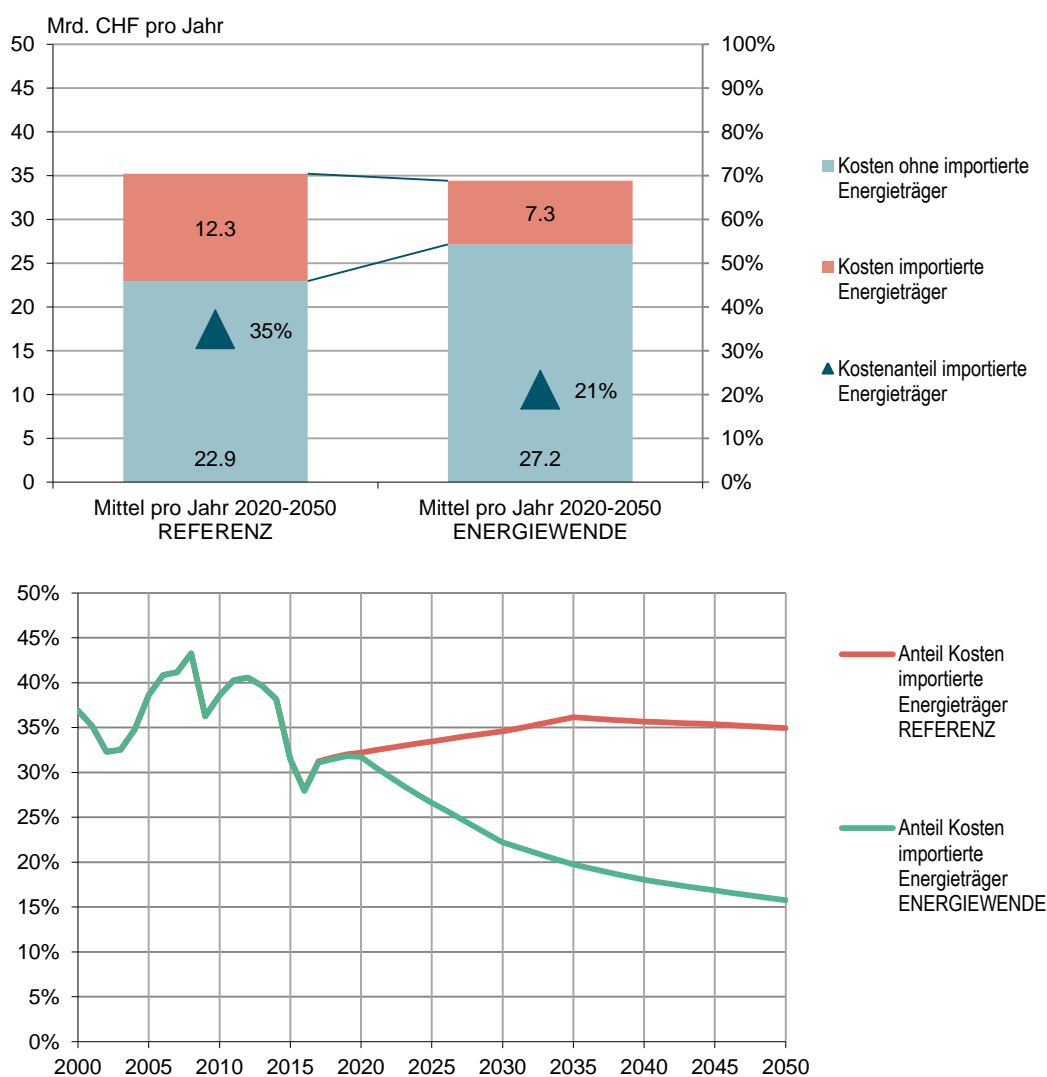


econcept

Figur 30: Vergleich von Mehrkosten und Einsparungen der ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ für die gesamte Energiebereitstellung im Zeitverlauf

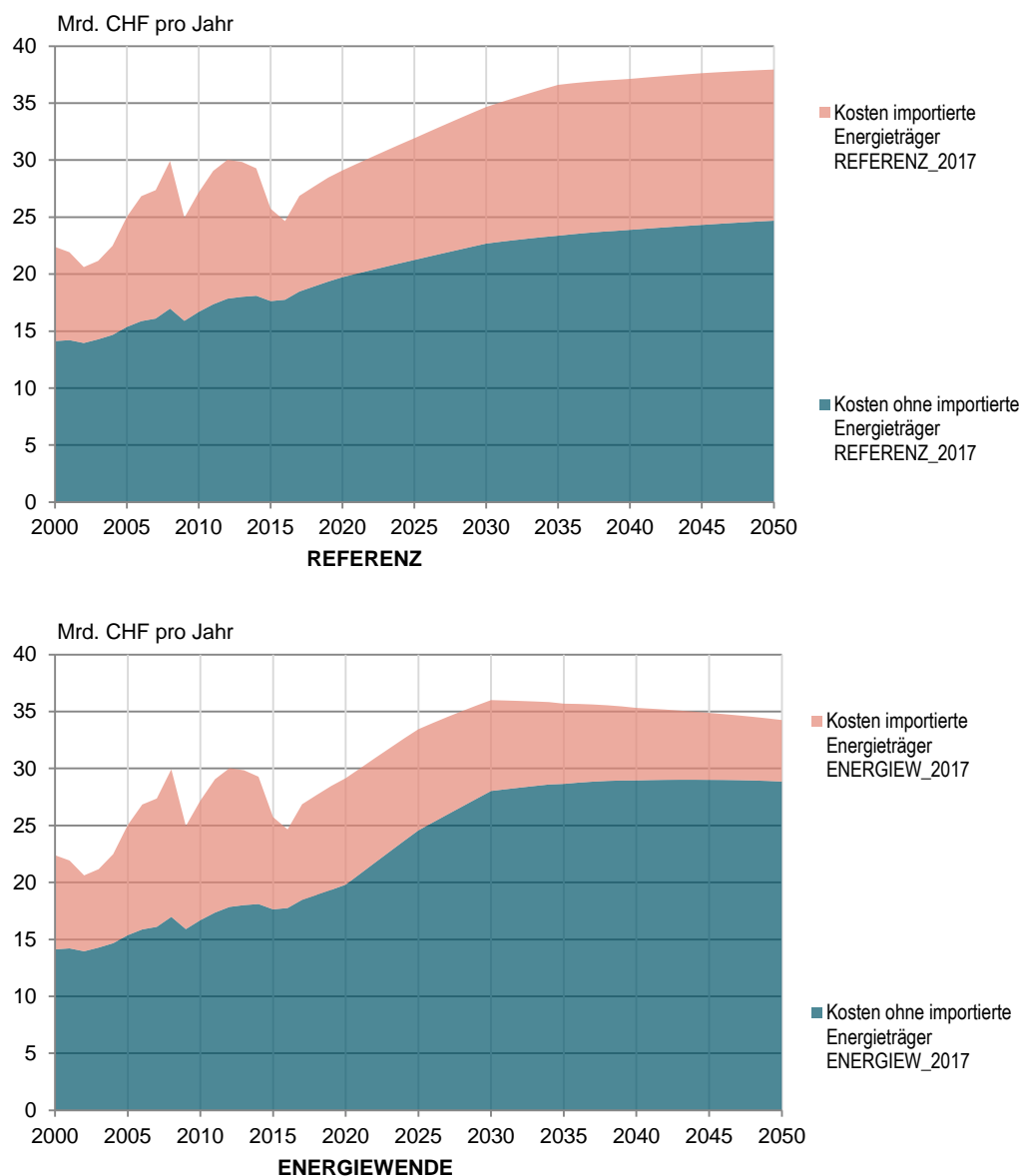
Grössere Unterschiede ergeben sich zwischen den Szenarien, wenn die Kosten für importierte Energieträger und die übrigen Kosten der Energiebereitstellung separat betrachtet werden. Dabei werden für die Energieträger franko Grenze folgende Importanteile der Kosten angenommen: 80 % für fossile Brennstoffe und Treibstoffe, 70 % für fossil produzierten Strom, 10 % für Atomstrom.

Der Kostenanteil für importierte Energieträger lag in den Jahren 2000 bis 2015 im Wesentlichen zwischen 30 % und 40 %. Im Szenario REFERENZ bleibt dieser Kostenanteil auf einem Niveau von 35 %, während bei einer ENERGIEWENDE bis 2050 eine kontinuierliche Reduktion auf 16 % stattfindet. In absoluten Werten beträgt die Differenz im Mittel der Periode 2020 bis 2050 rund 5 Mrd. Franken pro Jahr, die bei einer ENERGIEWENDE nicht mehr für Energieträger ins Ausland abfliessen. Dieser Effekt ist jedoch nicht mit einer entsprechenden Veränderung in der Handelsbilanz gleichzusetzen, da die alternativen Ausgaben im Inland teilweise wieder auf Importgüter entfallen.



Figur 31: Verteilung der mittleren Gesamtkosten der Energieversorgung (Bereitstellung und Effizienz) auf importierte Energieträger und andere Kosten für REFERENZ und ENERGIEWENDE

Was in den modellierten Kostenentwicklungen bis 2050 nicht zum Ausdruck kommt, sind die zu erwartenden Schwankungen von Jahr zu Jahr. Wie die Periode 2000 bis 2015 zeigt, sind die Kosten für importierte Energieträger grossen Schwankungen unterworfen, während Betriebskosten und Anlagekosten für erneuerbare Energien und für Effizienzmassnahmen eine vergleichsweise grosse Konstanz aufweisen. Somit zeichnet sich die ENERGIEWENDE gegenüber REFERENZ durch eine höhere Berechenbarkeit der zukünftigen Kosten aus.

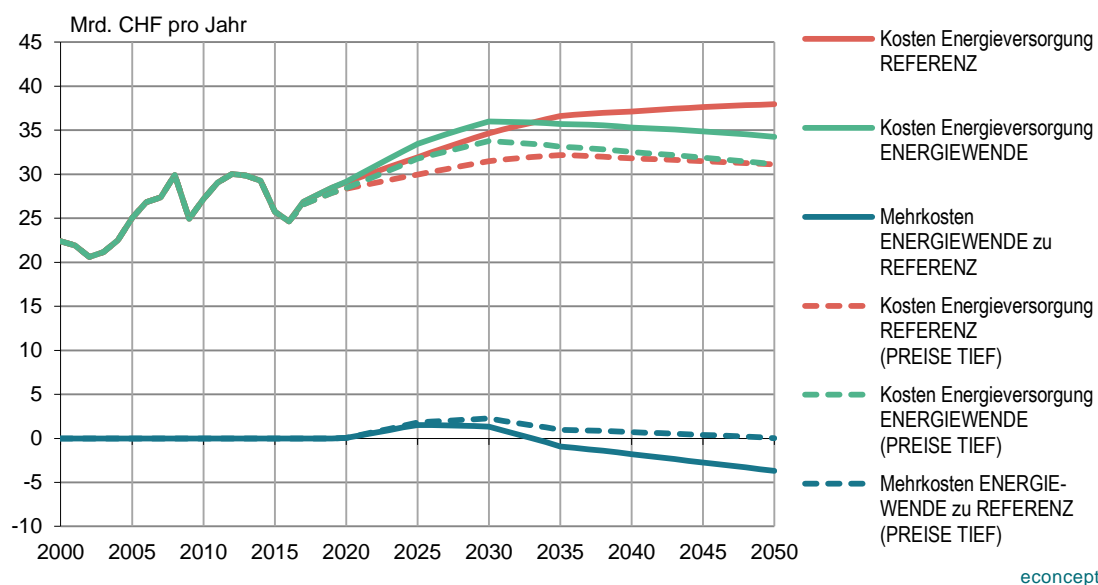


Figur 32: Verteilung der Gesamtkosten der Energieversorgung auf importierte Energieträger und andere Kosten für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten)

3.5.2 Sensitivitätsanalyse zu den Ölpreisannahmen

Die Preisannahmen für fossile Energieträger spielen eine entscheidende Rolle für die Kostenentwicklung. In einer Sensitivitätsanalyse werden deshalb nachstehend die Kostenunterschiede für das REFERENZ- und das ENERGIEWENDE-Szenario aufgezeigt, wenn einerseits wie bisher angenommen die Preise für Rohöl gemäss den IEA-Szenarien «Current Policies» und «New Policies» eingesetzt werden (Basis-Szenario) und andererseits eine Tiefpreis-Entwicklung unterstellt wird, bei dem sich die Rohölpreise gemäss dem IEA-450ppm-Szenario entwickeln (vgl. Figur 6).

Wie die Figur 33 aufzeigt, liegen bei einer Annahme langfristig sinkender Rohölpreise die Gesamtkosten beider Szenarien tiefer. Die Mehrkosten der ENERGIEWENDE werden erst gegen 2050 durch Einsparungen allmählich wettgemacht. Auch bei diesen Preisannahmen betragen die Mehrkosten der ENERGIEWENDE gegenüber der REFERENZ in keinem Jahr mehr als 7 % der Gesamtkosten. Im Durchschnitt der Jahre 2020 bis 2050 liegen die Kosten der ENERGIEWENDE um jährlich rund 1 Mrd. Franken oder 3 % höher als in der Referenz.



Figur 33: Entwicklung der Gesamtkosten für Energiebereitstellung und Effizienz für REFERENZ und ENERGIEWENDE bei Ölpreisen gemäss Basis-Szenario (ausgezogene Linien) und bei einem Tiefpreisszenario (gestrichelte Linien)

4 Weitere Auswirkungen des Szenario ENERGIEWENDE im Vergleich zu REFERENZ

In den bisherigen Kapiteln wurden die Kosten der Energie für Haushalte und Unternehmen in unterschiedlichen energiepolitischen Szenarien geschätzt. Berücksichtigt wurden dabei Energieträger- und Anlagekosten, sowie Kosten von Effizienzmassnahmen, welche einen geringeren Energieverbrauch ermöglichen. Damit wurde gezeigt, wie viele Ressourcen Haushalte und Unternehmen in unterschiedlichen energiepolitischen Szenarien für Energie ausgeben müssen. Nicht betrachtet wurden dabei volkswirtschaftlich relevante Wirkungen, welche die mit den Szenarien verbundenen technischen und strukturellen Veränderungen in der Energiebranche sowie der veränderte Ressourcenbedarf mit sich bringen. Zu den volkswirtschaftlich relevanten Wirkungen gehören beispielsweise Wertschöpfungs-, Wachstums- und Beschäftigungswirkungen, Umweltbelastungen (u.a. Treibhausgase) und weitere Aspekte wie Versorgungssicherheit und Importabhängigkeit. Auf diese verschiedenen Wirkungen gehen wir im Folgenden in unterschiedlicher Tiefe ein. Im Fokus der Studie liegen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, Auswirkungen auf die Wirtschaftsentwicklung sowie Treibhausgaswirkungen. Im Gegensatz zu den in den bisherigen Kapiteln hergeleiteten Berechnung der Kosten der Energie für Haushalte und Unternehmen basieren die nachfolgenden Ergebnisse in erster Line auf einer Metaanalyse bestehender Studien und Berichte.

4.1 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte einer Energiewende

Figur 34 veranschaulicht, inwiefern eine Energiewende Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte entfalten kann, wobei drei Teileffekte unterschieden werden:

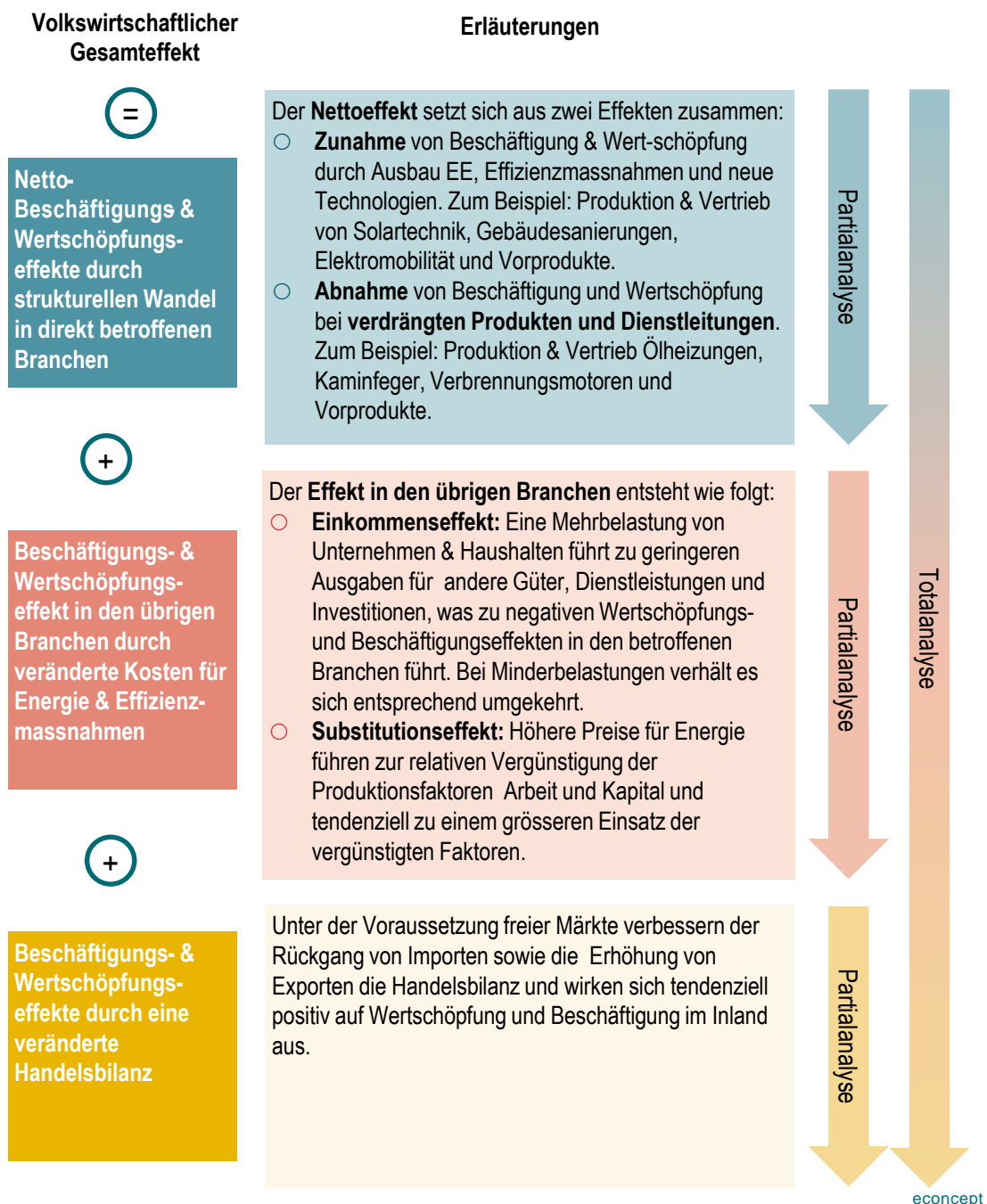
- **Teileffekt «Netto-Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in den durch die Energiewende direkt betroffenen und Branchen» (blau unterlegt):** Treiber für diese Effekte ist der technologische Wandel im Energiebereich. Dieser führt einerseits zu einem vermehrten Absatz von Gütern und Dienstleistungen der EE-Branche⁵² sowie zu einer vermehrten Umsetzung von Effizienzmassnahmen, wodurch Wertschöpfung und Beschäftigung zunehmen. Andererseits werden andere Güter und Dienstleistungen verdrängt. So steigen zum Beispiel der Marktanteil der Wärmepumpen und die Anzahl Gebäude mit Solarkollektoren, während Ölheizungen und fossile Kraftwerke geringere Umsätze verzeichnen. Dadurch nehmen Wertschöpfung und Beschäftigung ab. Aus den Zunahmen und Abnahmen in den verschiedenen direkt betroffenen Branchen ergeben sich Netto-Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte, die aber immer noch als Teileffekte zu verstehen sind.

⁵² EE: erneuerbare Energien

- **Teileffekt «Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in den übrigen, nicht direkt betroffenen Bereichen und Branchen» (rot unterlegt):** Zentraler Treiber für diese Effekte sind die veränderten Kosten für Energie und Effizienzmassnahmen, welche Haushalte und Unternehmen tragen müssen. Sie verursachen einerseits einen so genannten Einkommenseffekt: Mehrausgaben für Energie und Effizienzmassnahmen führen zu geringeren möglichen Ausgaben für andere Güter- und Dienstleistungen, was zu negativen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten in den betroffenen Branchen führt. Minderausgaben für Energie und Effizienzmassnahmen führen hingegen zu positiven Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten in anderen Branchen. Darüber hinaus wirkt ein Substitutionseffekt: Eine relative Verteuerung von Energie führt zum vermehrten Einsatz anderer Produktionsfaktoren, insbesondere Kapital und Arbeit.

- **Teileffekt «Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte aufgrund von Veränderungen der Handelsbilanz» (gelb unterlegt):** Die Energiewende kann zu einem deutlichen Rückgang von Rohstoffimporten führen. Fliesst ein Teil der ehemals für ausländische Rohstoffe ausgegebenen Mittel neu an inländische Anbieter neuer Technologien und Effizienzmassnahmen, kann dies, unter der Voraussetzung freier Märkte, über die Veränderung der Handelsbilanz zu positiven Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten führen.

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Energiewende



Figur 34: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Sämtliche Effekte der in Figur 34 unterschiedenen Effekte können sowohl in Partialanalysen als auch in Totalanalysen analysiert werden:

- **Partialanalysen** können grundsätzlich zu allen Teilwirkungen der Energiewende durchgeführt werden, beschäftigen sich jedoch sehr häufig mit den Veränderungen in der Energiewirtschaft, die sich ergeben müssten, um bestimmte energiepolitische Ziele zu erreichen. Auf Basis der verfügbaren Beschäftigungs- und Wertschöpfungsstatistiken wird beispielsweise durch Extrapolation geschätzt, wie viele Personen im Bereich Photovoltaik tätig sein müssten, um den energiepolitischen Zielwert zu errei-

chen, und wie gross deren Wertschöpfung folglich wäre. Zusätzlich wird zum Teil berechnet, wie viel Beschäftigung und Wertschöpfung in anderen Bereichen verloren geht, die durch die Energiewende verdrängt werden.

- **Totalanalysen** beschäftigen sich mit den Auswirkungen der Energiewende auf das gesamte Wirtschaftssystem. Hierfür werden makroökonomische Modelle verwendet, die das Wirtschaftssystem modellieren. In der Schweiz gehören das private Unternehmen ecoplan und die Konjunkturforschungsstelle der ETH zu den Anbietern solcher Modelle. Das von ecoplan verwendete Modell umfasst beispielsweise die Produktions- und Nutzenfunktionen von 62 Wirtschaftssektoren und 15 Haushaltstypen. Modelliert sind ausserdem Faktor- und Gütermärkte, die im Gleichgewicht geräumt sein müssen, wobei das verbindende Element zwischen den Märkten die Preise sind. Zusätzlich sind auch Steuer- und Abgabensysteme im Modell abgebildet. In Deutschland wird beispielsweise das umweltökonomische Modell Panta Rhei der Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (gws) verwendet, welches nicht nur das Wirtschaftssystem sondern auch die Bereiche Energieverbrauch, Verkehr, Fläche und Wohnungen detailliert abbildet.

Bei Partialanalysen ist zu beachten, dass gesamtwirtschaftliche Interdependenzen nicht berücksichtigt werden. Mit Totalanalysen ist dies möglich, je nach Ausgestaltung bilden sie aber die Umgestaltung der Energiebereitstellung sowie technologische Entwicklungen unterschiedlich gut ab.

Mehrere Untersuchungen aus der Schweiz und auch aus Deutschland beschäftigen sich in Partial- und/oder Totalanalysen mit Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten einer Energiewende, wobei diese je nach Studienkontext unterschiedlich definiert oder nur Teilaspekte (z.B. der Kernenergieausstieg) betrachtet werden. Eine Auswahl aktueller Studien wird in den nächsten Kapiteln zusammenfassend aufgearbeitet.

4.1.1 Partialbetrachtung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Erneuerbare Energien - Ausbau und Effizienzmassnahmen

Die nachfolgende Tabelle 6 zeigt die Ergebnisse von aktuellen Partialanalysen, welche zum Thema Energiewende in der Schweiz und in Deutschland durchgeführt wurden.

Ergebnisse von Partialanalysen zu Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten der Energiewende		
Quelle	Untersuchungsrahmen & wichtige Annahmen	Ergebnisse
Schweiz		
Sperr et al. (2016)	<p>Ermittelt wird die Anzahl Beschäftigte im Bereich Strombereitstellung unter unterschiedlichen Szenarien im Jahr 2030 und bei gleichbleibender Stromnachfrage.</p> <p>Die Studie verwendet 3 Szenarien, die sich an den Energieperspektiven 2050 orientieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> – «Minimaler Ausbau» entspricht ungefähr WWB Variante C, nimmt jedoch höhere Anteile Kernenergie an. – «Umsetzung 1. Massnahmenpaket» entspricht POM. – «100% erneuerbar» nimmt die Ausserbetriebnahme aller KKW bis 2030 und deren Ersatz mit EE an. <p>Die übrige Energiebereitstellung, Effizienzmassnahmen und der Mobilitätsbereich sind nicht berücksichtigt.</p>	<p>Bruttoeffekt^(A) Beschäftigung:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 1'500 Vollzeitstellen mehr im Szenario «Umsetzung 1. Massnahmenpaket» als im Szenario «Minimaler Ausbau» im Jahr 2030 – 6'150 Vollzeitstellen mehr im Szenario «100% erneuerbar» als im Szenario «Minimaler Ausbau» im Jahr 2030 <p>Nettoeffekt^(B) Beschäftigung:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 1'500 Vollzeitstellen bei «Umsetzung 1. Massnahmenpaket» als im Szenario «Minimaler Ausbau» im Jahr 2030 – 5'200 Vollzeitstellen mehr im Szenario «100% erneuerbar» als im Szenario «Minimaler Ausbau» im Jahr 2030 <p><i>Wertschöpfungseffekte wurden nicht ermittelt.</i></p>
Nathani et al. (2013)	<p>Ermittelt wurde Wertschöpfung und Beschäftigung der EE-Branche im Jahr 2020 in 2 Szenarien, die sich an den Energieperspektiven 2050 orientieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> – «Baseline» entspricht dem Szenario WWB – «Ausbau» entspricht dem Szenario POM <p>Effizienzmassnahmen und der Mobilitätsbereich sind nicht berücksichtigt.</p>	<p>Bruttoeffekt Beschäftigung:</p> <p>3'500 Vollzeitstellen mehr im Ausbau-Szenario als im Baseline-Szenario im Jahr 2020</p> <p>Bruttoeffekt Wertschöpfung:</p> <p>1.3 Mia. CHF mehr im Ausbau-Szenario als im Baseline-Szenario im Jahr 2020</p> <p><i>Nettoeffekte wurden nicht ermittelt.</i></p>
Nipkow (2012)	<p>Ermittelt wird die notwendige Anzahl Arbeitsplätze zur Ausschöpfung des Maximalpotentials von EE und Effizienzmassnahmen bis 2035 (abgeleitet auf Flächen- und Gebäudedaten) anhand der notwendigen Investitionen (=Ausgaben der Kunden) und des heutigen durchschnittlichen Umsatzes pro Arbeitsplatz.</p>	<p>Brutto-Beschäftigungszunahme:</p> <p>Im berechneten «Maximal-Szenario» beträgt die <i>Zunahme von Vollzeitstellen im Vergleich zum Jahr 2012 85'000.</i></p> <p><i>Eine Referenzentwicklung ohne Energiewende wurde nicht berechnet.</i></p>
Deutschland		
Lehr et al. (2011)	<p>Ermittelt wird Beschäftigung in der Energiewirtschaft in Deutschland inkl. Zuliefernder/vorleistender Betriebe unter drei Szenarien:</p> <ul style="list-style-type: none"> – «Leitszenario 09» zur Erreichung Energie- und klimapolitischer Ziele der Bundesregierung mit einem langfristigen Ausbau der EE. – «PV 1»: Mit im Vergleich zum Leitszenario verstärktem PV Ausbau. – «PV2»: Mit im Vergleich zu «PV1» verstärktem PV Ausbau. <p>Ausgewiesen werden ausserdem unterschiedliche Exportszenarien. Wir verwenden die Ergebnisse unter der Annahme verhaltener Exporte.</p>	<p>Brutto-Beschäftigungszunahme:</p> <p>In den berechneten Szenarien beträgt die Zunahme von Vollzeitstellen zwischen 2009 und 2030 130'000 bis 140'000. Dabei führt der verstärkte Ausbau der Photovoltaik zu rund 10'000 zusätzlichen Stellen.</p> <p><i>Eine Referenzentwicklung ohne Energiewende wurde nicht berechnet.</i></p>

Tabelle 6: Ergebnisse von Partialanalysen zu Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten der Energiewende

- ^(A) **Bruttoeffekt:** Zunahme von Beschäftigung und/oder Wertschöpfung durch die von der Energiewende ausgelöste Expansion von direkt betroffenen Bereichen und Branchen **ohne** Berücksichtigung gegenläufiger Effekte in anderen direkt betroffenen Branchen. (Siehe auch Figur 34).
- ^(B) **Nettoeffekt:** Veränderung von Beschäftigung und/oder Wertschöpfung durch die von der Energiewende ausgelöste Expansion von direkt betroffenen Bereichen und Branchen **mit** Berücksichtigung gegenläufiger Effekte in anderen direkt betroffenen Branchen. (siehe auch Figur 34).

Alle gesichteten Partialanalysen kommen zum Ergebnis, dass mit einer Energiewende im Inland neue Arbeitsplätze geschaffen werden, jedoch wird nur in wenigen Arbeiten der Arbeitsplatzrückgang aus schrumpfenden Bereichen (z.B. Bereitstellung und Nutzung fossile Energie) gegengerechnet, so dass meist nur Bruttoeffekte, nicht Nettoeffekte ausgewiesen werden (vgl. Figur 34). Auch beziehen sich die ermittelten Ergebnisse nicht immer auf einen Vergleich von Energiewende und Referenzentwicklung (Querschnitt). Teilweise wird auch ein möglicher Zustand in der Zukunft zur heutigen Situation in Bezug gesetzt (Längsschnitt).

Nipkow (2012) zeigt, dass mit der *maximalen* Ausschöpfung aller EE⁵³-Kapazitäten und möglichen Effizienzmassnahmen in der Schweiz zwischen 2012 und 2035 *brutto* bis zu 85'000 neue Arbeitsplätze entstehen könnten. Diese Angabe ist allerdings nicht als Prognose, sondern als Obergrenze zu interpretieren. Sofern die Einschätzung für Deutschland von Lehr et al. (2011) von 130'000 bis 140'000 zusätzlichen Vollzeitstellen in den EE-Branchen (brutto) in ihrer Grössenordnung korrekt wäre, dürften die mittelfristig realisierten Potenziale in der Schweiz tendenziell deutlich unter der von Nipkow berechneten Obergrenze von 85'000 liegen.

Hierauf deuten auch auf Partialanalysen gestützte Prognosen für die EE-Branche von Sperr et al. (2016) und Nathani et al (2013) hin: Mit Weiter-wie-bisher-Szenarien als Referenz wird bei Umsetzung einer moderaten Energiewende (Szenario «POM» der Energieperspektiven) eine Zunahme von rund 1'500 Arbeitsplätzen im Bereich Strombereitstellung (bis im Jahr 2030) sowie von rund 3'500 Arbeitsplätzen in den EE-Branchen insgesamt (bis im Jahr 2020) geschätzt. Bei einer vollständigen Umstellung auf erneuerbare Strombereitstellung entstehen weitere Arbeitsplätze, jedoch fallen auch vermehrt heute bestehende weg. Bei einer vollständigen Umstellung wird der Nettoeffekt im Bereich Strombereitstellung daher auf rund 5'000 zusätzliche Vollzeitstellen geschätzt.

Mobilität

Das in diesem Projekt analysierte Szenario ENERGIEWENDE geht von davon, dass sich die Fahrzeugkilometer pro Person und Jahr im Vergleich zu heute um etwa $\frac{1}{4}$ reduzieren werden, bedingt durch eine Verlagerung in Richtung ÖV sowie durch eine durchschnittlich höhere Besetzung der Fahrzeuge. Dies wäre wohl tendenziell auch mit einer Reduktion der Personenwagenflotte verbunden. Ausserdem wird von steigenden Anteilen von Elektroantrieben ausgegangen, welche geringeren Wartungsaufwand mit sich bringen als fossil angetriebene PKWs. Insgesamt werden Autohändler und Werkstätten vermutlich bei ihren traditionellen Angeboten aufgrund der Energiewende einen Nachfragerückgang feststellen, was zu negativen Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten führen dürfte. Gegenläufig wirkt hingegen die Nachfrage in wachsenden Märkten, so beispielsweise bei der Ladeinfrastruktur. Ob insgesamt eher positive oder negative Wertschöpfungseffekte resultieren, ist noch zu ermitteln.

⁵³ EE: Erneuerbare Energien

Nicht tangiert von einer Energiewende in der Schweiz werden die schweizerischen Zulieferbetriebe für ausländischen Autohersteller. Für diese ist weniger die Energiepolitik der Schweiz, sondern viel mehr die Entwicklungen in den Standort-Ländern der Hersteller sowie in den grossen Absatzmärkten von Bedeutung.

4.1.2 Totalbetrachtung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte

Gesamtwirtschaftliche Betrachtungen

Mehrere Studien aus der Schweiz und Deutschland schätzen mittels makroökonomischer Modelle die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, welche sich durch einen EE-Ausbau und durch Effizienzmassnahmen ergeben (Tabelle 7), wobei unterschiedliche Umsetzungen modelliert werden: Die Schweizer Studien modellieren CO₂-Abgaben als zentrale Umsetzungsmassnahme. Die deutschen Arbeiten gehen von Fördermassnahmen, höheren CO₂-Zertifikatspreisen und zielführenden gesetzlichen Rahmenbedingungen aus. Die Elektrifizierung im Mobilitätsbereich als Teil der Energiewende steht jeweils nicht im Fokus der Analyse, wird aber bei der Modellierung der Energiemärkte und der Branchen berücksichtigt. Studien, welche sich spezifisch auf den Mobilitätsbereich konzentrieren, finden sich im nächsten Kapitel.

Ergebnisse von Totalanalysen zu Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten der Energiewende		
Quelle	Untersuchungsrahmen & wichtige Annahmen	Ergebnisse
Schweiz		
Egger & Nigai (2013) (projektspezifisches makroökonomische der KOF)	<p>Ermittelt werden gesamtwirtschaftliche Wertschöpfungseffekte in vier Szenarien:</p> <ul style="list-style-type: none"> – «Kopenhagen Accord»: Erfüllung der Verpflichtungen des Kopenhagener Abkommens (Reduktion Treibhausgasemissionen um -23% im Vergleich zum Jahr 2000). – «1'140 CHF/t»: Erfüllung Kopenhagen und Einführung einer CO₂-Abgabe von 1'140 CHF/t. Kein Kernenergieausstieg. – «Option Gas»: Erfüllung Kopenhagen und Einführung einer CO₂-Abgabe von 1'140 CHF/t. Zusätzlich: Vollständige Substitution der Kernenergie durch Gaskraft. – «Option EE»: Erfüllung Kopenhagen und Einführung einer CO₂-Abgabe von 1'140 CHF/t. Zusätzlich: Substitution der Kernenergie mit Gas und EE. <p>Der technologische Stand entspricht dem Jahr 2000, insbesondere auch was die Energieeffizienz betrifft. Auch ist das Modell so kalibriert, dass die Handelsbilanzen ausgeglichen sind oder maximal dieselben Überschüsse/Defizite aufweisen wie im Jahr 2000.</p>	<p>Gesamteffekt Wertschöpfung: Die Erfüllung des Kopenhagener Abkommens führt nur zu geringen Veränderungen des BIP. Deutlich wirkt sich jedoch die CO₂- Abgabe von 1'140 CHF/t auf: Je nach Szenario und je nach Annahmen bezüglich der Energiepolitik anderer Länder führt diese zu einem um 15-20% geringeren BIP als ganz ohne Umsetzung energiepolitischer Massnahmen.</p> <p>Bei diesem Ergebnis ist zu berücksichtigen, dass der Anpassungspfad nicht modelliert wird. Tatsächlich wäre nicht mit einer BIP-Reduktion von 15 bis 20% innerhalb eines Jahres zu rechnen, sondern mit einem um 0.5% bis 1% verlangsamten BIP-Wachstum über einen Zeitraum von 15 bis 30 Jahren, dies allerdings unter der Annahme unveränderter Technologien. Nach Schätzungen der Autoren wird der technologische Wandel den negativen Wachstumseffekt teilweise, aber bei weitem nicht vollständig ausgleichen können.</p>
Müller et al. (2012) (Makroökonomische Modell von ecoplan)	<p>Ermittelt werden gesamtwirtschaftliche Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in den drei Szenarien der Energieperspektiven 2050 «WWB», «POM» und «NEP».</p> <p>In den Modellierungen wird angenommen, dass die Energiewende mittels Lenkungsabgaben umgesetzt wird. Die Höhe der für die Zielerreichung notwendigen Lenkungsabgaben wird endogen, d.h. mittels Modellberechnungen, festgelegt.</p> <p>Dadurch resultieren im Szenario «POM» CO₂-Abgaben von 140 CHF/t im Jahr 2035 und 220 CHF/t im Jahr 2050. Szenario «NEP» sind es 540 CHF/t im Jahr 2030 und 1'140 CHF/t im Jahr 2050.</p> <p>Ebenfalls modelliert ist die Rückerstattung der Lenkungsabgabe über das Steuersystem.</p>	<p>Gesamteffekt Beschäftigung:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Im Szenario «POM» resultieren gegenüber dem Szenario «WEB» leicht negative Beschäftigungseffekte von -0.2% in beiden Betrachtungszeitpunkten 2035 und 2050. – Im Szenario «NEP» ergibt sich ein negativer Beschäftigungseffekt von -0.2% im Jahr 2035 und -0.7% im Jahr 2050. <p>Gesamteffekt Wertschöpfung: Die Wertschöpfungseffekte sind etwas grösser als die Beschäftigungseffekte:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Im Szenario «POM» ist die Wertschöpfung im Vergleich zum Szenario «WWB» geringer, um -0.2% im Jahr 2035 und um -0.6% im Jahr 2050. Dies entspricht einer Reduktion des jährlichen BIP-Wachstums von 0.02 bis 0.03%. – Im Szenario «NEP» ist die Wertschöpfung im Vergleich zum Szenario «WWB» ebenfalls geringer: Um -0.4% im Jahr 2035 und um -2.7% im Jahr 2050. Dies entspricht einer Reduktion des jährlichen BIP-Wachstums von 0.08 bis 0.09%.

Ergebnisse von Totalanalysen zu Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten der Energiewende		
Quelle	Untersuchungsrahmen & wichtige Annahmen	Ergebnisse
Andersson et al. (2011) (Makroökonomische Modell CTE der ETH)	Geschätzt wird die Entwicklung der Wirtschaftsleistung in zwei Szenarien: – Reduktion der CO ₂ -Emissionen um 65% mittels CO ₂ -Abgabe. – Reduktion der CO ₂ -Emissionen um 65% mittels CO ₂ -Abgabe und Kernenergieausstieg. Die CO ₂ -Abgabe wird rückverteilt. Die Höhe der Abgabe und bestimmt sich im Modell über die Preiselastizitäten.	Gesamteffekt Wertschöpfung: In beiden verwendeten Szenarien wächst die Wirtschaft mit über einem Prozent pro Jahr. Zwar steigen die Preise für fossile Energie in beiden Szenarien deutlich (um rund ¼ im Szenario ohne Kernenergieausstieg, um rund ½ im Szenario mit Ausstieg), jedoch fällt die Steigerung der Energiekosten aufgrund der geringeren Mengen geringer aus. Das Wirtschaftswachstum genügt, um diese zusätzlichen Kosten zu tragen, ohne dass ein Null- oder Negativwachstum resultiert.
Deutschland		
Sievers et al. (2016) (Makroökonomische Modell in Anlehnung an ASTRA)	Ermittelt werden gesamtwirtschaftliche Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in zwei Szenarien: – «Referenz»: Der Kernenergieausstieg erfolgt, jedoch werden weitere energie- und klimapolitische Ziele nicht weiterverfolgt. Förderinstrumente und Subventionen laufen bis Ende 2020 aus. – «Energiewende»: Energie- und klimapolitische Ziele der Bundesregierung (Energiekonzept der Bundesregierung) werden erreicht (deutliche Reduktion der CO ₂ -Emissionen und deutlicher Ausbau EE). Auch der Kernenergieausstieg erfolgt.	Gesamteffekt Beschäftigung: Im Energiewende-Szenario liegt die Beschäftigung im Jahr 2030 0.3% höher als im Referenzszenario. Gesamteffekt Wertschöpfung: Im Energiewende-Szenario liegt die Wertschöpfung im Jahr 2030 0.7% höher als im Referenzszenario.
Lehr (2011/2014) (Makroökonomische Modell Panta Rhei)	Ermittelt werden gesamtwirtschaftliche Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in zwei Szenarien: – «NULL Szenario»: Rein fossil basierte Strom- und Wärmeherstellung und Ausbau fossiler Anlagen. Kernenergieausstieg. – «Energiewende»: Zielen des Energiekonzepts der Bundesregierung werden verfolgt, was zu einem deutlichen Ausbau der EE führt. Zusätzliche Annahme: Kernenergieausstieg.	Gesamteffekt Beschäftigung: Im Jahr 2030 ist die Beschäftigung im Szenario «Energiewende» um 16'000 Vollzeitstellen geringer als im «NULL-Szenario». Im Jahr 2050 liegt sie jedoch im Szenario «Energiewende» um 120'000 höher als im «NULL-Szenario». Gesamteffekt Wertschöpfung: Die Wertschöpfung liegt im Szenario «Energiewende» immer höher als im «NULL-Szenario». Im Jahr 2030 um 2.6 Mrd. Euro, im Jahr 2050 um 37 Mrd. Euro.

Tabelle 7: Ergebnisse von Totalanalysen zu Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten der Energiewende

In Deutschland werden aufgrund der Energiewende positive Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung prognostiziert, wobei als Treiber Investitionen und Exporte genannt werden. Für die Schweiz werden hingegen als tragbar eingestufte, aber negative Auswirkungen prognostiziert.

Ein Grund für die negativen Prognosen für die Schweiz sind die hohen CO₂-Abgaben, welche als Umsetzungsinstrument der Energiewende modelliert werden. Während beispielsweise Lehr et al. (2011/2014) mit CO₂-Abgaben (Zertifikatspreisen) von unter 100 Euro rechnen (bei gleichzeitigem Einsatz von Förderinstrumenten und gesetzlichen Vorschriften), berechnen Egger & Nigai (2013) den Effekt einer CO₂-Abgabe von 1'140 Franken/t. Müller et al. (2012) gehen von steigenden CO₂-Abgabe aus, welche je nach Sze-

nario im Jahr 2050 bei 210 Franken/t oder 1'140 Franken/t liegen. Diese Abgaben bewirken trotz Rückverteilung Verschiebungen auf den Güter- und Faktormärkten, welche gemäss der Modelle zu tieferer Beschäftigung und Wertschöpfung führen.

Die Diskrepanzen zwischen den Prognosen für Deutschland und für die Schweiz deuten darauf hin, dass die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende nicht nur den umweltpolitischen Zielsetzungen, sondern mindestens ebenso sehr von den gewählten Umsetzungsinstrumenten bestimmt werden. Die Frage nach den geeignetsten Instrumenten bleibt dabei weiterhin offen.

Fokus Mobilität

Wie oben beschrieben sind die Veränderungen im Mobilitätsbereich in den gesamtwirtschaftlichen Betrachtungen berücksichtigt, nur wenige bisherige Studien betrachten den Mobilitätsbereich jedoch im Detail. Wescott und Werling (2010) untersuchen die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen der Elektrifizierung der US-amerikanischen Personenwagen mittels eines makroökonomischen Modells. Modelliert werden zwei Szenarien mit Zeithorizont 2030, eines mit und eines ohne staatliche Interventionen zur Förderung der Elektromobilität. Die Fördermassnahmen umfassen finanzielle Anreize für den Kauf von Elektrofahrzeugen, den Ausbau notwendigen Infrastruktur und den Ausbau der einheimischen Produktion von Batterien sowie finanzielle Unterstützung der Autoindustrie bei der Umstellung der Fertigungsanlagen.

Die Ergebnisse zeigen deutlich positive Effekte auf Wertschöpfung und Beschäftigung in der US-amerikanischen Volkswirtschaft, welche zustande kommen durch: Zusätzliche Beschäftigung bei Autoherstellern und Zulieferern, geringere Ausgaben für Ölimporte sowie geringere Ausgaben der Haushalte für mobilitätsbezogene Energie⁵⁴, was unter der Annahme sinkender Preise für Elektrofahrzeuge auch insgesamt zu geringeren Fahrzeugkosten führt. Die frei werdenden finanziellen Mittel erhöhen die Investitionen sowie die Nachfrage nach anderen Produkten und Dienstleistungen, was die Wertschöpfung in den betroffenen Branchen erhöht. Langfristig gleicht die Zunahme der Wertschöpfung insgesamt die Kosten der Fördermassnahmen mehr als aus.

Für die Schweiz als kleines Land hat eine Förderung von Elektrofahrzeugen keinerlei Auswirkungen auf die einheimischen Zulieferer oder die ausländischen Fahrzeughersteller. Hingegen könnten positive Effekte aufgrund geringerer Ausgaben für Ölimporte sowie aufgrund geringerer Ausgaben für Fahrzeuge realisiert werden, sofern diese sich bewahrheiten sollten. Bei den im vorliegenden Projekt durchgeführten quantitativen Analysen sind wir gestützt auf aktuell verfügbare Zahlen davon ausgegangen, dass die Elektrofahrzeuge über den gesamten Betrachtungszeitraum teurer bleiben als fossil betriebenen Fahrzeuge.⁵⁵

⁵⁴ bedingt durch die im Vergleich zu Verbrennungsmotoren deutlich höheren Wirkungsgrad von Elektromotoren

⁵⁵ Die Mehrkosten für die Ladeinfrastruktur sind eingerechnet. Die Frage der Strassenfinanzierung ist abgekoppelt, da weder Mineralölsteuer noch ein allfälliges Mobility-Pricing berücksichtigt wird.

Alles in allem bleibt somit für die Schweiz zu klären, ob etwaige Förderkosten für Fahrzeugflotte und notwendige Infrastruktur durch mögliche positive Wertschöpfungseffekte aufgewogen werden oder nicht.

4.1.3 Aktuelle Grundlagenforschung zum Zusammenhang zwischen Wachstum und Energie

Die oben beschriebenen Arbeiten sind der anwendungsorientierten Forschung zuzuordnen und untersuchen spezifisch die Auswirkungen bestimmter Politiken auf bestimmte Volkswirtschaften. Mit dem Zusammenhang zwischen volkswirtschaftlichem Wachstum, Wohlstand und Energie bzw. Energiepreisen beschäftigt sich jedoch auch die Grundlagenforschung.

Als unbestritten gilt die negative Wirkung von Energiepreisschocks auf die Konjunktur, was seit den 1970er mehrmals zu beobachten war. Allerdings muss zwischen kurzfristigen Konjunktur- und langfristigen Wachstumseffekten unterschieden werden: Zentrale Treiber von langfristigem volkswirtschaftlichem Wachstum sind die Akkumulation von Kapital (physisches und Wissenskapital) sowie Innovation und technologischer Wandel. Dabei wirkt sich Verknappung bzw. eine Verteuerung von Energie tendenziell positiv aus: Die Verknappung oder Verteuerung von Energie fördert energiesparende Innovationen und Technologien (Popp 2002) sowie die Akkumulation von Kapital (Bretschger 2013). Bretschger (2013) kommt ausserdem zum Schluss, dass ein geringerer Energieverbrauch langfristig *nicht* zu negativen Wachstumseffekten, sondern eher zu höheren Wachstumsraten führt.⁵⁶

4.1.4 Fazit zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten

Beschäftigung

Die Partialanalyse zeigt, dass die Energiewende in der Schweiz zu neuen Arbeitsplätzen führen wird, indem die Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Umsetzung von Effizienzmassnahmen zunehmen. Im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ohne Energiewende dürfte so bis 2030 zusätzliche Beschäftigung in der Grössenordnung von einigen wenigen tausend Vollzeitstellen entstehen. Im Gegenzug werden allerdings auch Arbeitsplätze verloren gehen, indem die Nutzung fossiler Energie und somit der Absatz der betreffenden Produkte und Dienstleistungen zurückgeht. Die positiven Effekte überwiegen gemäss den untersuchten Partialanalysen die negativen Effekte auf die Beschäftigung jedoch deutlich.

Im Gegensatz zu Partialanalysen können mit *Totalanalysen* gesamtwirtschaftliche Interdependenzen berücksichtigt werden. Totalanalysen sind jedoch nicht per se besser als Partialanalysen, da sie je nach Ausgestaltung beispielsweise die Umgestaltung der Energiebereitstellung sowie technologische Entwicklungen unterschiedlich gut abbilden kön-

⁵⁶ Basis bildet ein langfristiger Vergleich entwickelter Volkswirtschaften.

nen. Der insgesamt resultierende gesamtwirtschaftliche Beschäftigungseffekt wird gemäss Schätzungen für Energiewende-Szenarien in der Schweiz und in Deutschland im Promillebereich liegen. Die gesamtwirtschaftlichen Schätzungen für die Schweiz liegen im leicht negativen, jene zur deutschen Energiewende im leicht positiven Bereich. Ob in der Schweiz tatsächlich leicht positive oder leicht negative gesamtwirtschaftliche Beschäftigungswirkungen resultieren werden, ist nicht zuletzt abhängig von den gewählten Umsetzungsinstrumenten sowie von den weltweiten energiepolitischen Entwicklungen.

Wertschöpfung

Laut den bisher für die Schweiz durchgeführten Analysen wird sich eine Energiewende in der Schweiz tendenziell negativ auf die Wertschöpfung auswirken, so dass sich während 20 bis 30 Jahren das jährliche BIP-Wachstum verlangsamen dürfte. Unterschiedliche Aussagen bestehen zur Stärke des Effektes. Die Prognosen reichen von einer moderaten Verlangsamung von weit unter einem Prozentpunkt bis zu phasenweisem Null- oder Negativwachstum.

Vor dem Hintergrund neuerer Quellen sind die bisherigen Einschätzungen des volkswirtschaftlichen Gesamteffektes einer Energiewende in der Schweiz jedoch neu einzuordnen: Im Gegensatz zur Schweizer Energiewende werden der deutschen Energiewende in aktuellen Arbeiten positive gesamtwirtschaftliche Wertschöpfungseffekte zugeordnet, mit Investitionen und Exporten als zentralen Treiber. Ein wichtiger Grund für dieses von den Schweizer Arbeiten abweichende Ergebnis scheint in der Modellierung der Umsetzung zu liegen, wobei in der Schweiz bisher immer von sehr hohen CO₂-Abgaben ausgegangen wurden. Der Frage, welche Bedeutung die gewählten Umsetzungsinstrumente (Lenkungsabgaben, Fördersysteme, gesetzliche Rahmen) für den resultierenden Gesamteffekt haben und welche Instrumente am geeignetsten sind, sollte deswegen vertieft nachgegangen werden. Ebenfalls gegen stark negative Wertschöpfungseffekte sprechen neuere Erkenntnisse der makroökonomischen Grundlagenforschung, welche die Bedeutung günstiger Energie für Wachstum und Wohlstand relativieren. Und schliesslich wird mit der vorliegenden Arbeit gezeigt, dass die Energiewende je nach Ölpreisentwicklung gegenüber der fortwährenden Abstützung auf konventionelle Technologien auch zu Minderkosten für Haushalte und Unternehmen führen kann.

Aufgrund dieser Einschätzungen lassen sich aus der verfügbaren Literatur und zum heutigen Zeitpunkt kaum definitive Aussagen zum Gesamteffekt der Energiewende auf die Wertschöpfung machen. Es ist davon auszugehen, dass der Ausgestaltung der Energiewende und insbesondere dem verwendeten Instrumentenmix eine entscheidende Bedeutung zukommt.

4.2 Treibhausgaswirkungen

4.2.1 Vorgehen zur Berechnung der Treibhausgasemissionen

Gestützt auf die Energiebereitstellung in den beiden Szenarien REFERENZ und ENERGIEWENDE erfolgt anschliessend eine Berechnung der Treibhausgas- oder THG-Emissionen für die Bereiche Wärme, Verkehr und Strom. Bei Strom und Wärme aus Biomasse entsteht neben CO₂ auch Methan (CH₄). Die Systemgrenzen orientieren sich am Treibhausgasinventar, wobei nur die energetisch bedingten Emissionen berücksichtigt werden. Grundsätzlich werden nur direkte Emissionen aller Treibhausgase bei der Strom- und Wärmeproduktion und aus dem Verkehr berücksichtigt. Die dahinterstehenden Produktions- und Lieferketten werden nicht berücksichtigt. Die wichtigsten Annahmen sind:

Wärme

- Emissionsfaktoren gemäss BAFU für die direkten Emissionen bei der Verbrennung der Energieträger mal die Bereitstellung in kWh.
- Beim für Wärmezwecke verwendetem Strom werden die Emissionen des durchschnittlichen Strommix' der Brutto-Inlandproduktion verwendet.

Verkehr

- Beim Personenverkehr auf der Strasse (PW) wird angenommen, dass die Aufteilung zwischen Benzin und Diesel in Zukunft auf dem aktuellen Niveau (70/30) bleibt. Der spezifische Verbrauch wird entsprechend gewichtet. Abgezogen werden die Anteile Elektromobilität und alternative Treibstoffe.
- Bei den Kategorien: Güterverkehr Strasse und Wasser/Offroad wird angenommen, dass nur Diesel verwendet wird. Beim Tanktourismus wird als Vereinfachung nur Benzin angenommen.
- Der Ausländische Flugverkehr ist im Einklang mit dem Treibhausgasinventar der Schweiz ausgeschlossen (beim Endenergieverbrauch jedoch inklusive).

Elektrizität

- Emissionsfaktoren gemäss treeze (2016) mal die Bereitstellung in kWh. Daraus ergibt sich die CO₂-Belastung des durchschnittlichen Strommix' der Brutto-Landeserzeugung.
- Importe und Exporte werden gemäss dem Territorialprinzip im Treibhausgasinventar nicht berücksichtigt. Die direkten Emissionen der Produktion fallen im Ausland an. Bei einer Berücksichtigung der Emissionen aus den Produktionsketten (graue Emissionen) würde der Importstrom relativ stark belastet. Gemäss treeze (2016) wäre ein Wert von 634.7 gCO₂/kWh für Strom aus nicht überprüfbaren Quellen zu verwenden. Dieser Wert basiert auf dem europäischen Residualmix (EAM) und nicht wie früher auf dem Produktionsmix der ENTSO-E-Zone.
- Im REFERENZ-Szenario fallen Emissionen aus GuD an, welche die wegfallende atomare Stromproduktion und die Verbrauchszunahme kompensieren müssen. Da die direkten Emissionen im Inland anfallen erscheinen diese in der THG-Bilanz. Es bleibt allerdings zu bedenken, dass der alternative Stromimport die direkten Emissionen in der Stromproduktion nicht belasten würde. Der Effekt bei den grauen Emissionen wäre jedoch noch grösser als bei GuD, weil der europäische Residualmix zu über 40% aus Braun- und Steinkohlekraft besteht.

4.2.2 Ergebnisse zu den Treibhausgasemissionen energiepolitischer Szenarien

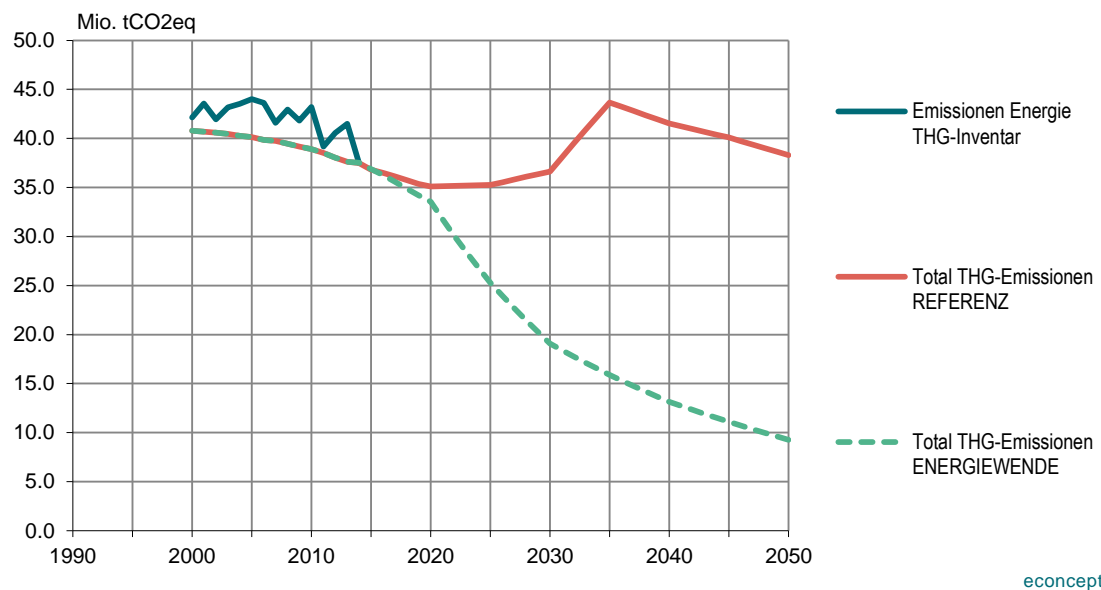
In Figur 35 wird zunächst der Bezug zu den energiebezogenen Emissionen im schweizerischen Treibhausgas-Inventar hergestellt. Die liegen in den Jahren 2011 bis 2014 um 40 Mio. Tonnen CO₂eq, die Gesamtemissionen inkl. Landwirtschaft, industrielle Prozesse und Abfall bei rund 52 Mio. Tonnen CO₂eq. Die hier modellierten THG-Emissionen liegen rund 2 Mio. Tonnen tiefer, was teilweise auf die Witterungskorrektur zurückzuführen ist.

Im Szenario REFERENZ sinken die mit der Energieversorgung verbundenen Treibhausgasemissionen weiter bis 2020, stagnieren dann bis 2025 und steigen danach aufgrund des Aufbaus der fossilen Stromproduktion mit Gas- und Dampfkraftwerken (GuD). Im Jahr 2035 liegen die energetischen Gesamtemissionen deutlich über dem Niveau der Jahre 2000 bis 2015⁵⁷.

Die ENERGIEWENDE reduziert die Treibhausgasemissionen von 40 Mio. Tonnen im Jahr 2000 um 75 % auf rund 10 Mio. Tonnen im Jahr 2050. Neben dem weitgehenden Ersatz von Öl und Gas in der Wärmeerzeugung spielt die weitgehende Umstellung des Privatverkehrs auf Elektromobile eine entscheidende Rolle, zudem erlauben die Effizienzmassnahmen im Strombereich und die CO₂-arme Stromerzeugung mit erneuerbaren Quellen einen Ersatz der Kernenergie ab 2035 ohne Anstieg der Treibhausgasemissio-

⁵⁷ Diese Zunahme fällt stärker aus als bei BFE/Prognos (2012); Gründe sind ein teilweise höherer Endenergiebedarf, geringerer Einsatz von Biotreibstoffen und die Verwendung aktueller Emissionsfaktoren gemäss treeze (2016), u.a. 490 g CO₂eq pro kWh Strom aus Gaskraftwerken.

nen aus dem Strombereich. Der energiebedingte Ausstoss von 10 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2050 entspricht bei der angenommenen Bevölkerung von 10.3 Mio. rund einer Tonne CO₂ pro Person, wobei allerdings nicht energetische Emissionen aus der Landwirtschaft oder der Industrie noch nicht berücksichtigt sind. Auf eine ähnliche Reduktion kommen auch aktuelle Dekarbonisierungsszenarien der ETH Lausanne⁵⁸. Andere Szenarien gehen davon aus, dass bis 2050 eine stärkere Absenkung erreicht werden soll⁵⁹.



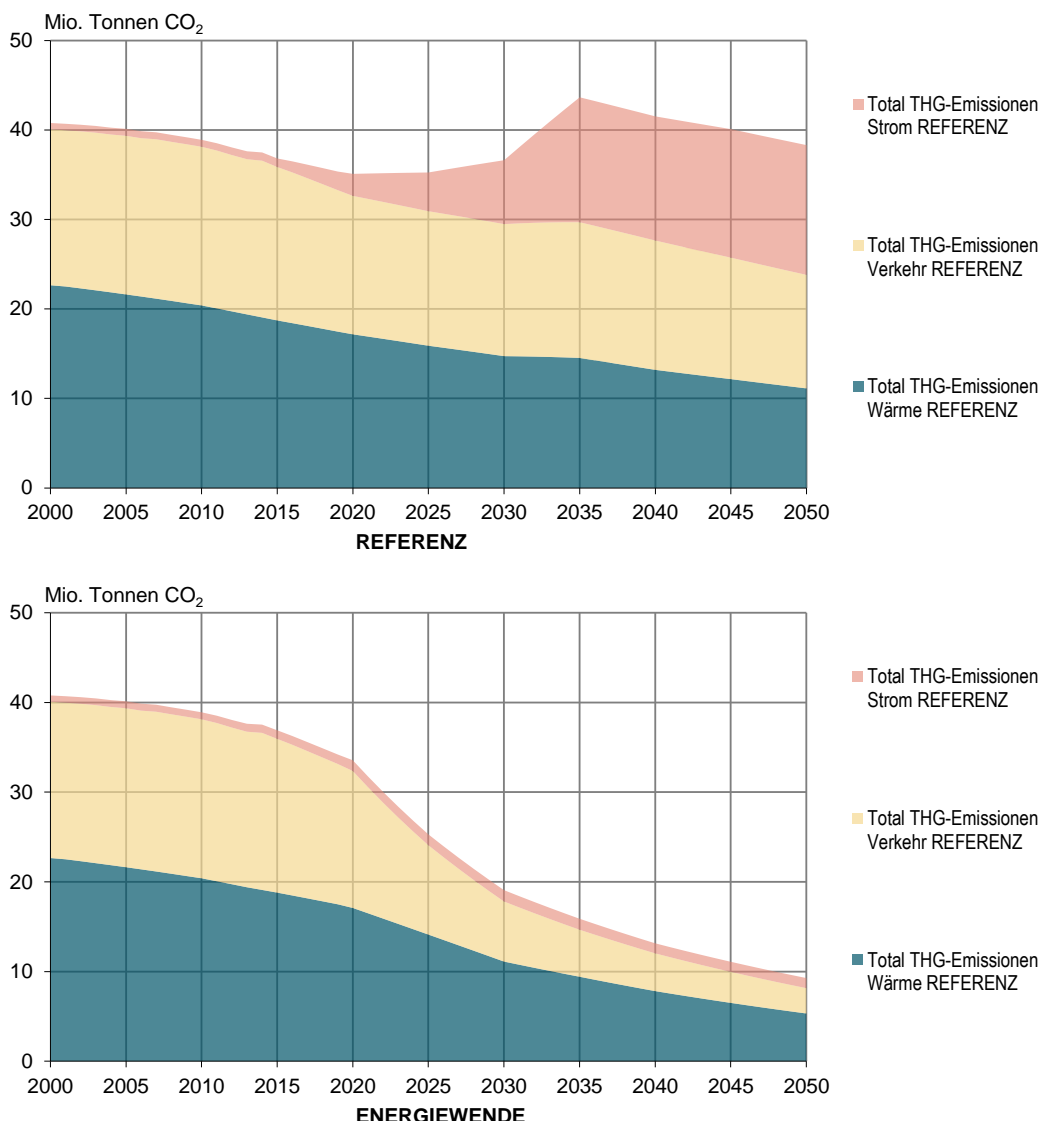
Figur 35: Entwicklung der Treibhausgasemissionen Energiebereitstellung für REFERENZ und ENERGIEWENDE (Wärme, Verkehr, Strom, ohne Ausland-Flugverkehr)

⁵⁸ Thalmann (2016).

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/dossiers/dekarbonisierung-kohlenstoffarme-aera.html>

⁵⁹ Z.B. swisscleantech (2016). Pariser Klimaabkommen: Bedeutung für die Schweiz und die Wirtschaft

http://www.swisscleantech.ch/fileadmin/user_upload/klimapapier_160706_korr.pdf



econcept

Figur 36: Zusammensetzung der Treibhausgasemissionen Energiebereitstellung für REFERENZ (oben) und ENERGIEWENDE (unten) (Wärme, Verkehr, Strom, ohne Ausland-Flugverkehr)

4.2.3 Einordnung

Bei einer Entwicklung gemäss dem Szenario ENERGIEWENDE wird im Vergleich zum Referenzszenario eine steigende Menge CO₂-Emissionen pro Jahr vermieden, ab 2035 zwischen 25 und 30 Mio. t pro Jahr. Dies stiftet Nutzen, der sich mit zwei Ansätzen bewerten lässt, wobei die Ergebnisse der beiden Ansätze nicht addiert werden dürfen:

Nutzen durch Minderung anderweitiger Vermeidungs- oder Kompensationskosten

Die Schweiz hat sich in internationalen Klimaabkommen und in ihrer eigenen Klimapolitik die Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen zum Ziel gesetzt. Die in dieser Studie mit dem Szenario ENERIGEWENDE modellierten Veränderungen bringen die anvisierten

Reduktionen der Treibhausgasemissionen mit sich. Bei fortwährender starker Abstützung auf fossile Energieträger (Szenario REFERENZ) würden die Emissionen hingegen auf hohem Niveau verbleiben und müssten durch Kompensationsprojekte gesenkt werden.

Die heutigen Zertifikatspreise für CO₂-Kompensationen sind zwar sehr tief, jedoch ist davon auszugehen, dass sich diese langfristig den tatsächlichen Vermeidungskosten annähern. Die weltweiten durchschnittlichen Vermeidungskosten werden aktuell auf 77 Euro/tCO₂eq (84 Franken/tCO₂eq) geschätzt.⁶⁰ Allerdings werden die Vermeidungskosten in Zukunft tendenziell steigen, da günstigere Vermeidungsmassnahmen zuerst realisiert werden. Für den Zeitraum 2020 bis 2050 liegen die Schätzungen bei 104 bis 250 Euro/tCO₂eq (114 bis 274 Franken/tCO₂eq).

Wollte die Schweiz alle Mehremissionen des Szenarios REFERENZ gegenüber dem Szenario ENERGIEWENDE kompensieren⁶¹, wären dies bis zum Jahr 2050 insgesamt rund 650 Mio. t CO₂. Mit den aktuell geschätzten Vermeidungskosten von 84 Franken/tCO₂eq führt dies zu Vermeidungskosten von rund 54 Mrd. Franken bzw. rund 1.7 Mrd. Franken pro Jahr. Steigen die Vermeidungskosten zukünftig tatsächlich so stark an wie vermutet, könnten die Vermeidungskosten nochmals deutlich höher ausfallen.

Nutzen durch die Vermeidung von externen Umweltschadenskosten

CO₂-Emissionen verursachen aufgrund ihrer klimaerwärmenden Wirkung so genannte externe Kosten, die in den volkswirtschaftlichen Kennwerten nicht oder nur verzögert sichtbar werden, da die Folgen der Klimaerwärmung voraussichtlich erst in Zukunft und ausserdem vorwiegend in anderen Weltregionen zu grossen zusätzlichen finanziellen Belastungen führen werden. Gemäss den Schätzungen des deutschen Umweltbundesamtes betragen die durchschnittlichen Schadenskosten aktuell rund 150 Euro/tCO₂eq (164 Franken/tCO₂eq). Dank der Vermeidung von 650 Mio. t CO₂ bis 2050 werden durch die in dieser Studie modellierten Veränderungen in der Energiebereitstellung (Szenario ENERGIEWENDE) somit Umweltschadenskosten in der Grössenordnung von 106 Mrd. Franken bzw. von durchschnittlich rund 3.3 Mrd. Franken pro Jahr verhindert. Allerdings fallen diese Kosten mehrheitlich im Ausland an. Wie bei den Vermeidungskosten gilt, dass diese vermiedenen Schadenskosten noch deutlich höher sein könnten, wenn die Schadenskosten pro Tonne CO₂eq wie heute vermutet noch weiter ansteigen.

⁶⁰ ecoplan/INFRAS (2014), UBA (2012). Das deutsche Umweltbundesamt fasst seit 2007 den aktuellen internationalen Forschungsstand zur Bewertung von Schätzung von Umweltkosten in einer Methodenkonvention zusammen. Die aktuelle Version ist 2012 erschienen (UBA 2012), die nächste Version wird 2018 publiziert werden.

⁶¹ Vereinfachend gehen wir von ausschliesslicher Kompensation im Ausland aus.

4.3 Weitere Aspekte energiepolitischer Szenarien

Luftverschmutzung und andere Umwelteffekte

Die Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe verursacht Luftverschmutzung, welche zu Gesundheits-, Gebäude und Waldschäden sowie zu Ernte- und Biodiversitätsverlusten führt.

In der Schweiz werden im Auftrag des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE) regelmässig die Kosten der verkehrsbedingten Luftverschmutzung geschätzt, wobei dem Verkehr gemäss Schätzungen für den Kanton Zürich (econconcept 2013) ein Anteil von rund zwei Fünftel an den Gesamtkosten der Luftverschmutzung zuzurechnen ist. Auch Haushalte, Gewerbe, Dienstleistungen und Industrie sowie die Forst- und Landwirtschaft sind wichtige Emittenten, wobei die von diesen verursachte Luftverschmutzung teilweise auch durch die Verbrennung von erneuerbaren Brennstoffen zurückzuführen ist.

Laut ARE (2016) verursachte der Verkehr allein im Jahr 2012 luftschadstoffbedingte Kosten von rund 2.4 Mrd. Franken. Die luftschadstoffbedingten Kosten der Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe insgesamt liegen folglich nochmals deutlich höher. Die weitgehende Vermeidung dieser Kosten stellt einen Zusatznutzen der Energiewende dar.

Weitere Umwelteffekte wie der Bodenverbrauch durch Anlagen zur Energiegewinnung, Veränderungen der Landschaft oder Grossrisiken der Energieproduktion wurden im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht.

Importabhängigkeit und Resilienz

Die Schweiz deckt heute über 60 % ihres Endenergieverbrauchs durch fossile Brenn- und Treibstoffe ab (vor allem Heizöl, Benzin, Diesel und Erdgas) und ist damit stark von diesen Importen abhängig. Durch eine Energiewende dürfte sich das Importvolumen (in Franken) verringern (vgl. Figur 31), da heute importierte Brennstoffe durch Effizienzmassnahmen oder mit inländisch erneuerbar produziertem Strom ersetzt werden (im Szenario ENERGIEWENDE im Mittel rund 7 statt 12 Mrd. Franken Importe). Allerdings werden die für Produktionsanlagen oder Effizienzmassnahmen benötigten Produkte weiterhin teilweise aus dem Ausland importiert werden (beispielsweise Solarstrommodule, Dämmstoffe oder Rohstoffe für Batterien). Somit wird die Energieversorgung weiterhin, wenn auch in vermindertem Ausmass, von Importen abhängig sein.

Eine Energiewende mit einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einer dezentraler angelegten Energieversorgung als alle übrigen Energie-Szenarien. Dies kann sicherheitspolitische Vorteile mit sich bringen: Eine dezentrale Energieversorgung erhöht nach Einschätzung von Vertretern des Schweizer Armeestabes die Resilienz der landesweiten Energieversorgung und verbessert damit auch das Funktionieren anderer kritischer Infrastrukturen in Krisenfällen⁶².

⁶² Military Power Revue der Schweizer Armee – Nr. 2/2016

5 Schlussfolgerungen

Die vorliegende Studie untersucht und vergleicht die Energiekosten, Treibhausgasemissionen, volkswirtschaftliche und weitere Auswirkungen für zwei unterschiedliche Szenarien zur Weiterentwicklung der Energieversorgung. Einer am Status Quo orientierten Energiepolitik im Szenario REFERENZ wird ein energiepolitisch ambitioniertes Szenario ENERGIEWENDE gegenübergestellt, das die Energienachfrage mit wirksamen Effizienzmassnahmen im Gebäudebereich, der Stromnachfrage und beim Verkehr stark reduziert und auf einen starken Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien setzt. Allgemeine Rahmenbedingungen wie die Bevölkerungsentwicklung, die Preise von Energieträgern und der Verzicht auf Kernenergie ab 2035 sind in beiden Szenarien identisch.

Die Darstellung der Schlussfolgerungen erfolgt in zwei Schritten. Zunächst werden die wichtigsten Ergebnisse der durchgeführten Analysen rekapituliert. Die anschliessende Gesamtbetrachtung umfasst 10 Folgerungen zur Beurteilung der unterschiedlichen energiepolitischen Strategien.

Wichtigste Ergebnisse der durchgeführten Analysen

- Die Kosten für die Energiebereitstellung und für Effizienzmassnahmen, dabei handelt es sich um die Kosten aller Endkonsumenten in Haushalten und Unternehmen ohne Steuern und Abgaben, liegen im Zeitraum 2020 bis 2050 beim Szenario ENERGIEWENDE in der Summe tiefer als beim REFERENZ-Szenario. Geringen Mehrkosten bis Mitte der 2030er Jahre stehen zunehmende Nettoeinsparungen gegen 2050 entgegen. Diese Ergebnisse beruhen auf der Annahme mittelfristig steigender Ölpreise. Die entscheidenden Treiber für die tieferen Kosten im Szenario ENERGIEWENDE sind eine Stabilisierung des Stromverbrauchs, massive Absenkungen bei der Wärmenachfrage im Gebäudebereich durch verstärkte energetische Sanierungen und eine Reduktion des Treibstoffverbrauchs beim Verkehr durch reduzierte Transportleistungen und eine weitgehende Elektrifizierung des Personenverkehrs.
- Das Zusammenspiel von Effizienzmassnahmen einerseits und der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien andererseits ist entscheidend für die positiven Kosteneffekte der ENERGIEWENDE.
- Die Kostenunterschiede zwischen den Szenarien ENERGIEWENDE und REFERENZ sind insgesamt gering. Bei Gesamtkosten für die Energiebereitstellung und für Effizienzmassnahmen von jährlich rund 35 Milliarden Franken betragen die Unterschiede im Mittel der Jahre 2020 bis 2050 weniger als 3 % der Gesamtkosten. Demgegenüber führt das Szenario ENERGIEWENDE zu erheblichen Veränderungen bei der Zusammensetzung der Kosten: Die Kosten für Energieträgerimporte halbieren sich aufgrund der Effizienzmassnahmen nahezu und liegen im Mittel der Jahre 2020 bis 2050 rund 5 Milliarden Franken pro Jahr tiefer.

- Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass selbst bei mittelfristig sinkenden Ölpreisen (und damit geringeren Einsparungen durch Effizienzmassnahmen) die jährlichen Mehrkosten des Szenarios ENERGIEWENDE im Mittel der Jahre 2020 bis 2050 nicht mehr als eine Milliarde Franken oder 3 % der Gesamtkosten für die Energiebereitstellung und für Effizienzmassnahmen betragen.
- Durch eine Energiewende im Sinne des erwähnten Szenarios entstehen in der Schweiz neue Arbeitsplätze, im Gegenzug werden allerdings auch Arbeitsplätze verloren gehen. Aufgrund der heute vorliegenden Studien ist bei einer Energiewende in den direkt betroffenen Branchen von leicht positiven Beschäftigungswirkungen auszugehen. Gesamtwirtschaftliche Modellierungen für die Schweiz und Deutschland gehen von leicht negativen oder leicht positiven Effekten auf die Beschäftigung aus. Der gesamtwirtschaftliche Effekt hängt wahrscheinlich stark von den gewählten Umsetzungsinstrumenten sowie von den globalen energiepolitischen Entwicklungen ab.
- Aufgrund der heute vorliegenden Literatur lassen sich kaum eindeutige Aussagen zum langfristigen Gesamteffekt der Energiewende auf wirtschaftliches Wachstum und Wertschöpfung in der Schweiz machen. Sowohl leicht negative wie auch leicht positive Effekte scheinen plausibel zu sein. Es ist davon auszugehen, dass der Ausgestaltung der Energiewende und insbesondere dem verwendeten Instrumentenmix eine entscheidende Bedeutung für die volkswirtschaftlichen Auswirkungen zukommen.
- Das Szenario ENERGIEWENDE führt bis 2050 im Vergleich zum REFERENZ-Szenario zu einer massiven Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen auf rund ein Viertel der heutigen Emissionen. Um diese Reduktion bei einem Verzicht auf eine Energiewende mit Massnahmen im Ausland zu erreichen, entstünden bei aktuellen Vermeidungskosten jährliche Mehrkosten von knapp 2 Milliarden Franken, die langfristig vermutlich weiter ansteigen würden. Diese Vermeidungskosten sind in jedem Fall höher, als die möglichen Mehrkosten von rund einer Milliarde Franken im Szenario ENERGIEWENDE bei langfristig sinkenden Ölpreisen.
- Als weitere wichtige Effekte einer ENERGIEWENDE sind eine Reduktion der Luftverschmutzung und der Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern zu erwarten.

Schlussfolgerungen aus einer Gesamtbetrachtung

Aus den von econcept durchgeführten quantitativen und qualitativen Analysen lassen sich für eine konsequente Energiewende mit wirksamen Effizienzmassnahmen, mit einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien und einer weitgehenden Elektrifizierung der Mobilität die nachstehenden 10 Folgerungen ableiten:

1. Eine konsequente Energiewende führt für die Haushalte und die Unternehmen in der Summe langfristig zu geringen Einsparungen oder geringen Mehrkosten, wobei die Preisentwicklung fossiler Energieträger ein entscheidender Faktor ist. Das **Kostenargument alleine ist folglich kein ausschlaggebender Faktor** für oder gegen eine Energiewende.
2. Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien lohnen sich vor allem bei steigenden fossilen Preisen. Eine Energiewende wirkt somit als **Versicherung gegen starke Preisanstiege** bei den importierten, fossilen Energieträgern. Umgekehrt kann ein Verzicht auf eine Energiewende als Wette auf langfristig tiefe oder sinkende Preise fossiler Energieträger bezeichnet werden. In jedem Fall führt eine Energiewende zu einer starken Reduktion der preisbedingten Kostenschwankungen der Energieversorgung und erhöht damit die Planungssicherheit.
3. Die **Mobilität** spielt eine Schlüsselrolle für den Erfolg einer Energiewende und muss im Vergleich zur bisherigen Energiepolitik stärker ins Zentrum gerückt werden.
4. Die vorliegende Arbeit blendet Verteilungseffekte, beispielsweise zwischen verschiedenen Branchen oder Regionen, aus. Die mit einer Energiewende in der Summe tendenziell tieferen Kosten für Haushalte und Unternehmen deuten jedoch auf ein Potenzial hin, dass die **Gewinner mögliche Verlierer entschädigen** können.
5. Die Beschäftigungswirkung der Energiewende ist für die Energie- und Effizienzbranchen wahrscheinlich eher positiv. Die **Beschäftigungswirkung ist jedoch kein ausschlaggebender Faktor** für oder gegen eine Energiewende.
6. Für die Auswirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft ist es entscheidend, **wie und mit welchen Instrumenten** eine Energiewende umgesetzt wird. Es besteht Bedarf für eine Neubeurteilung der volkswirtschaftlichen Effekte für unterschiedliche energiepolitische Szenarien, wobei der Verbindung mit klimapolitischen Zielsetzungen, dem Instrumentenmix und der Mobilität eine stärkere Bedeutung beigemessen werden muss.
7. **Energiewende und Klimaschutz bilden ein sinnvolles Paket.** Eine Energiewende führt in jedem Fall zu massiven Reduktionen bei den Treibhausgasemissionen. Die Erfüllung internationaler Verpflichtungen zum Klimaschutz ist als «Nebeneffekt» einer konsequenten Energiewende mit grosser Wahrscheinlichkeit günstiger als eine Weiterführung der bisherigen Energiepolitik mit zusätzlichen Kompensationsmassnahmen für Treibhausgasemissionen.

8. Die Schweizer Haushalte und Unternehmen können möglicherweise von einer **Energiewende im Alleingang profitieren**, falls eine international weiterhin steigende Nachfrage nach fossilen Energieträgern zu entsprechend steigenden Preisen führt.
9. Eine konsequente Energiewende entspricht einem **Paradigmenwechsel** weg von unvorhersehbar schwankenden, laufenden und variablen Kosten für Energieträger hin zu langfristigen Investitionen in Energieeffizienz und erneuerbare Energien. An die Stelle der Abhängigkeit von nicht beeinflussbaren Preisentwicklungen treten eigenständige Entscheidungen bei den Investitionen.
10. Eine Energiewende ist aufgrund der genannten Gründe zweckmässig. Der Fokus der Diskussion kann deshalb von der Ja/Nein-Grundsatzfrage weg hin zur Frage nach der optimalen Ausgestaltung gelenkt werden. **Mit den richtigen Instrumenten wird die Energiewende auch wirtschaftlich ein Erfolg.**

Literatur

- Andersson G., Boulouchos K., Bretschger L. (2011). Energiezukunft Schweiz, ETH Zürich, 2011.
- Bade S., Montanari D., Ott W. (2013). Die Kosten der Luftverschmutzung für den Kanton Zürich, die Stadt Zürich und die Stadt Winterthur, econcept im Auftrag des AWEL Kanton Zürich.
- Barmettler Franziska, Beglinger Nick, Zeyer Christian (2013a). Cleantech Energiestrategie, im Auftrag von swisscleantech, V3.0 Fassung 31.1.2013.
- BAFU (2015). Kenngrößen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz 1990-2013.
- BFE (2012a). Marktentwicklung fossiler Energieträger
- BFE (2012b). Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaukosten; Schlussversion; 06.06.2012; Teil der Grundlagen zur Vernehmlassung „Energiestrategie 2050“.
- BFE, Gesamtenergiestatistik, diverse Jahrgänge.
- BFE/Ecoplan (2012). Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen, Analyse mit einem berechenbaren Gleichgewichtsmodell für die Schweiz; Ecoplan, 12.09.2012.
- BFE/Prognos (2012). Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050; Prognos AG, 12.09.2012.
- BFE/Prognos (2012a). Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Anhang III (Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in Zahlen; Emissionen); Prognos AG, 12.09.2012.
- Bretschger L. (2015). Energy Prices, Growth and the Channels in Between: Theory and Evidence, Journal of Resource and Energy Economics, 39, 29-52.
- Bundesamt für Raumentwicklung (2016). Externe Kosten und Nutzen des Verkehrs in der Schweiz. Strassen-, Schienen-, Luft- und Schiffsverkehr 2010 bis 2012.
- Dehnen N., Mattes A., Traber T. (2015). Die Beschäftigungseffekte der Energiewende – Eine Expertise für den Bundesverband WindEnergie e.V. und die deutsche Messe AG, DIW ECON, 2015.
- Econcept (2009). Energieeffiziente Baustandards für Neubauten: Energie- und Treibhausgaseinsparungen und Mehrkosten bis 2030, Alpiq, 20. Dezember 2009.
- Ecoplan/Infras (2014). Externe Effekte des Verkehrs 2010. Monetarisierung von Umwelt-, Unfall- und Gesundheitseffekten. Bern, Zürich, Altdorf, im Auftrag des ARE, 2014.

- Egger P.H., Nigai S. (2013). Energiewende in der Schweiz: Simulationsergebnisse zur Strategie des Bundesrates, KOF Studie Nr. 38, ETH Zürich, 2013.
- EIA (U.S. Energy Information Administration). Annual Energy Outlook (AEO). Diverse Jahrgänge.
- Filippini & Geissmann (2014). Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft; im Auftrag des BFE. CEPE ETH Zürich.
- IEA (Internationale Energie Agentur), World Energy Outlook. Diverse Jahrgänge.
- Lehr U. (2014). Beschäftigungseffekte der Energiewende in Deutschland, Präsentation am Institut für Arbeitsmarkt und Berufsforschung im Juli 2014 in Nürnberg.
- Lehr U., Lutz C., Edler D., O'Sullivan M., Nienhaus K., Nitsch J., Breitschopf B., Bickel P., Ottmüller M. (2011). Kurz- und langfristige Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Meier B. (2013). Kosten der (Nicht-)Energiewende, Studie im Auftrag der Schweizerischen Energie-Stiftung SES, 17. Juni 2013.
- MuKEEn (2008). Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEEn), Ausgabe 2008. Konferenz Kantonaler Energiedirektoren EnDK (Hrsg).
- Müller A., Lieb C., Scheuchzer P., Spillmann C. (2012). Energiestrategie 2050 - volkswirtschaftliche Auswirkungen, ECOPLAN im Auftrag des BFE, 2012.
- Nathani C., Bernath K., Schmid C., Rieser A., Rütter H., von Felten N., Walz R., Marscheider-Weidemann F. (2013). Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz. Rütter und Partner, Ernst Basler und Partner, Fraunhofer ISI im Auftrag des BFE, 2013.
- Nipkow F. (2012). Die Energiewende als Jobmotor in den Kantonen: Vom Ausbau der erneuerbaren Energien und von der Stärkung der Energieeffizienz profitiert die ganze Schweiz. Schweizerische Energiestiftung SES.
- Ott W. et al. (2011). CO₂- Vermeidungskosten bei der Erneuerung von Wohnbauten. Schlussbericht 27. Juni 2011, econcept, Amstein+Walthert, TEP-Energy.
- Popp D. (2002). Induced Innovation and Energy Prices, American Economic Review, 92/1, 160-180.
- Sievers L., Pfaff M. (2016). Gesamtwirtschaftliche Nettoeffekte der Energiewende nach Regionen, Wirtschaftszweigen und Einkommensgruppen – Eine modellgestützte Analyse im Rahmen des Projektes «Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)», gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Sperr N., Rohrer J., Stahel V. (2016). Beschäftigungseffekte des geordneten Atomausstiegs in der Schweiz, ZHAW im Auftrag der Schweizerischen Energiestiftung SES.

- Swissolar (2017). Roadmap für den Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz.
- Treeze (2016). Umweltbilanz Schweizer Strommix 2014. (Annika Messmer & Rolf Frischknecht im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt BAFU)
- Umweltallianz (2012). Strommix 2035 - 100% einheimisch, erneuerbar, effizient
- Umweltbundesamt (2012). Ökonomische Bewertung von Umweltschäden METHODEN-KONVENTION 2.0 ZUR SCHÄTZUNG VON UMWELTKOSTEN (inklusive Anhang A und B).
- VSE (2012). Wege in die neue Stromzukunft, Gesamtbericht. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) (Hrsg.), Aarau.
- Wescott R. F., Werling J. F. (2010). Economic Impact of the Electrification Roadmap, im Auftrag der Electrification Coalition, USA 2010.
- WWF & AEE (2009). Vergleich der Jahreskosten von Heizungssystemen (mit Warmwasserversorgung). Berechnungswerkzeuge für Ein- und Mehrfamilienhäuser, Herausgeber: WWF Schweiz & AEE (Agentur für Erneuerbare Energien).

Abkürzungen

AEO	Annual Energy Outlook (der EIA)
AKW	Atomkraftwerk
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
CHF	Schweizer Franken
DL	Dienstleistungen
EE	Erneuerbare Energie
EIA	U.S. Energy Information Administration
EWE	Energiewende
GEST	Gesamtenergiestatistik des BFE
HH	private Haushalte
IEA	International Energy Agency
IND	Industrie
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
NEP	Neue Energiepolitik
POM	Politische Massnahmen
PV	Photovoltaik
REF	Referenz
SIM-ENERCO	Simulation Energy Costs
USD	U.S. Dollar
WEO	World Energy Outlook (der IEA)
WKK	Wärme-Kraft-Koppelung
WWB	Weiter wie bisher

Anhang

Annahmen Gebäudeparkmodell

Spezifischer Heizwärmebedarf (Nutzenergie) pro m2 EBF (spHwB) nach Flächenkategorien (Annahmen gelten für alle Szenarien)

<p>Der Gebäudebestand im Jahr 2000 (Altbau unsaniert) im Umfang von rund 400 Mio. m2 Energiebezugsfläche weist bei den "schlechtesten" Flächen einen spHwB von 140 kWh/m2,a und bei den "besten" Flächen 70 kWh/m2,a aus. Die Verteilung der Flächen ist linear zwischen diesen Endpunkten. Der Mittelwert liegt bei 105 kWh/m2,a und entspricht den Annahmen bei BFE/Prognos 2012. Mit der Sanierung im Zeitverlauf werden prioritär zuerst die schlechteren und am Schluss die besten Flächen saniert. Mit dieser Priorisierung fallen zunächst Flächen mit überdurchschnittlichem Verbrauch in die Sanierung.</p>							
Spezifischer Heizwärmebedarf (Nutzenergie) pro m2 EBF		kWh/m2, a	MJ/m2, a				
Zuerst sanierte Flächen	140.0	504.0					
Zuletzt sanierte Flächen	70.0	252.0					
		kWh/m2, a	MJ/m2, a				
Neubau Energieniveau "Durchschnitt 2000"	80.0	288.0					
Neubau Energieniveau "MuKE n 2008"	47.0	169.2					
Neubau Energieniveau "Niedrigenergie"	40.0	144.0					
Neubau Energieniveau "Passivhaus/Nullenergie"	10.0	36.0					
Annahme REFERENZ							
Zwischenjahre werden linear interpoliert	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
% Neubaufäche "Durchschnitt 2000" REFERENZ	%	90%	30%	0%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "MuKE n 2008" REFERENZ	%	8%	50%	35%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "Niedrigenergie" REFERENZ	%	2%	15%	40%	40%	35%	35%
% Neubaufäche "Passivhaus/Nullenergie" REFERENZ	%	0%	5%	25%	60%	65%	65%
spez. Heizwärmebedarf (NE) /m2 EBF Neubau gewichtet REFERENZ	kWh/m2, a	76.6	54.0	35.0	22.0	20.5	20.5
Ersatzneubaurate Wohnen REFERENZ	% von 2000	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
Energetische Sanierungsrate Wohnen (o. Ersatzneubau) REFERENZ	% von 2000	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
Total Rate Ersatzneubau und energetische Sanierung REFERENZ	% von 2000	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%	1.15%
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in % Neubau	%	120%	130%	140%	150%	150%	150%
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in kWh/m2, a	kWh/m2, a	91.9	70.2	48.9	33.0	30.8	30.8
Annahme ENERGIEWENDE							
Zwischenjahre linear interpoliert	Einheit	2000	2010	2020	2030	2040	2050
% Neubaufäche "Durchschnitt 2000" ENERGIEWENDE	%	90%	30%	0%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "MuKE n 2008" ENERGIEWENDE	%	8%	50%	35%	0%	0%	0%
% Neubaufäche "Niedrigenergie" ENERGIEWENDE	%	2%	15%	40%	10%	5%	5%
% Neubaufäche "Passivhaus/Nullenergie" ENERGIEWENDE	%	0%	5%	25%	90%	95%	95%
spez. Heizwärmebedarf (NE) /m2 EBF Neubau gewichtet ENERGIEW	kWh/m2, a	76.6	54.0	35.0	13.0	11.5	11.5
Ersatzneubaurate Wohnen ENERGIEWENDE*	% von 2000	0.15%	0.15%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%
Energ. Sanierungsrate Wohnen (o. E'neubau) ENERGIEWENDE*	% von 2000	1.00%	1.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Total Rate Ersatzneubau und energ. Sanierung ENERGIEWENDE*	% von 2000	1.15%	1.15%	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%
* höhere Werte gelten ab 2020							
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in % Neubau	%	120%	130%	140%	150%	150%	150%
Spez. Heizwärmebedarf (Nutzenergie) nach Sanierung in kWh/m2, a	kWh/m2, a	91.9	70.2	48.9	19.5	17.3	17.3