



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Abteilung Energiewirtschaft
Sektion Analysen und Perspektiven

Energieperspektiven 2050

Zusammenfassung

5. Oktober 2013

Energieperspektiven 2050 Zusammenfassung

1. Mehrstufiges Vorgehen.....	1
2. Umsetzung in den energiewirtschaftlichen Modellen	1
3. Wichtige Annahmen und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten der Energieperspektiven 2050	3
3.1 Generelle Annahmen und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten, Auswirkungen auf die Resultate	3
3.2 Umsetzung der Stromangebotsvarianten des Bundesrates in den Modellen	5
4. Endenergienachfrage und CO₂-Emissionen der Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“	7
4.1 Endenergienachfrage insgesamt und pro Kopf und pro BIP-Einheit	7
4.2 Endenergienachfrage nach Sektoren	9
4.3 CO ₂ -Emissionen der Endenergienachfrage	10
4.4 Weitere Gliederungen Endenergienachfrage	12
5. Elektrizitätsnachfrage der Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“	12
5.1 Elektrizitätsnachfrage absolut, pro Kopf und pro BIP-Einheit	12
5.2 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren	14
5.3 Weitere Gliederungen Elektrizitätsnachfrage	15
6. Das Elektrizitätsangebot	15
6.1 Verbleibender Deckungsbedarf beim bestehenden Elektrizitätsangebot in den Szenarien	15
6.2 Leistung	16
6.3 Ausbaupotenziale	17
6.4 Die Stromangebotsvarianten des Bundesrates im Überblick (Zubau bis 2050)	18
7. Versorgungssicherheit	24
7.1 Auslandsabhängigkeit	24
7.2 Energieträgerdiversifizierung	25
8. Gesamte energiebedingte CO₂-Emissionen absolut und pro Kopf.....	26
9. Kosten des Kraftwerkparcs, der Stromproduktion, Netzkosten und direkte volkswirtschaftliche Kosten	28
9.1 Abdiskontierte Gesamtkosten	28
9.2 Netzkosten	29
9.3 Vergleich der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten	30
9.3.1 Mehrinvestitionen der Wirtschaftssektoren „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ verglichen mit „Weiter wie bisher“	30
9.3.2 Einsparungen Energieträgerimporte und Saldo Mehr- und Minderkosten Kraftwerkpark „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ verglichen mit „Weiter wie bisher“	31
9.3.3 Differenzkosten der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, Stromangebotsvariante C	33
10. Volkswirtschaftliche Auswirkungen	34
10.1 Einleitung	34
10.2 Resultate	35
10.3 Fazit	36

Energieperspektiven 2050

Zusammenfassung

1. Mehrstufiges Vorgehen

Die Energieperspektiven sind bis Mitte Mai 2011 für ein Aussprachepapier des Bundesrates aufdatiert worden, um eine Grundlage zu erarbeiten, welche es dem Bundesrat ermöglicht, nach Fukushima seine grundsätzliche Position zur Energiepolitik zu überprüfen und festzulegen. Hierzu sind die bestehenden Energieperspektiven 2035 aus dem Jahr 2007 einer kritischen Würdigung unterzogen worden, die gesamtwirtschaftlichen (BIP und Bevölkerung) und die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen angepasst worden. Damit wurden die Entwicklungen und deren Auswirkungen auf das Energiesystem bis 2050 teilweise abgeschätzt und teilweise detailliert neu berechnet.

Ausgangspunkt bildeten drei Stromangebotsvarianten des Bundesrates:

Stromangebotsvariante 1: Weiterführung des bisherigen Strommixes mit allfälligem vorzeitigem Ersatz der ältesten drei Kernkraftwerke im Sinne höchstmöglicher Sicherheit.

Stromangebotsvariante 2: Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit.

Stromangebotsvariante 3: Vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie, bestehende Kernkraftwerke werden vor Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebszeit vom Netz genommen.

Der Bundesrat hat im Mai 2011 - später auch das Parlament - entschieden, dass kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit mehr vorgesehen ist. Deshalb werden die Bundesratsvariante 2 und die energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen dieses Entscheides vertieft geprüft.

Im Verlaufe der zweiten Jahreshälfte 2011 bis April 2012 ist ein Massnahmenpaket ausgearbeitet worden. Die vom Bundesrat ausgewählten Instrumente und Massnahmen sind zusammen mit weiteren Aktualisierungen, namentlich der Branchenszenarien des Perspektivstabes und des Bundesamtes für Statistik (BFS) sowie der aktualisierten Verkehrsperspektiven des ARE in die energiewirtschaftlichen Modelle eingeflossen.

Auf dieser Basis sind drei Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ neu gerechnet worden. Für das Elektrizitätsangebot bildete – basierend auf den Entscheiden des Bundesrates und des Parlamentes - die Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates die Grundlage.

Aufgrund der Entscheide von Bundesrat und Parlament wird die Energiestrategie 2050 etappenweise umgesetzt. Dabei orientiert sich die Energiestrategie 2050 gemäss Bundesratsbeschluss vom 25. Mai 2011 an den mittel- bis langfristigen Zielen des Szenarios „Neue Energiepolitik“. Dieser Schritt erfolgt nicht im schweizerischen Alleingang, sondern aufgrund einer international abgestimmten Energiepolitik (siehe dazu auch die Voraussetzungen des Szenarios „Neue Energiepolitik“).

Gemäss Auftrag des Bundesrates an das UVEK vom 18. April 2012 ist ein erstes Massnahmenpaket bis 2020 ausgearbeitet worden, an welchem sich das Szenario „Massnahmen Bundesrat“ orientiert und in den Modellen gemäss Tabelle 1 umgesetzt worden sind. Ab dem 1. Januar 2021 soll das heutige Fördersystem (die heutige CO₂-Abgabe und der Netzzuschlag zur Finanzierung der Vergütungen im Einspeisevergütungssystem) zu einer Energieabgabe zusammen geführt werden. Mittelfristig soll die Energiepolitik gemeinsam mit der Weiterentwicklung der Klimapolitik strategisch neu ausgerichtet werden.

2. Umsetzung in den energiewirtschaftlichen Modellen

Im Vergleich zum Frühjahr 2011 standen für die Perspektivarbeiten aktualisierte Branchenszenarien einer Arbeitsgruppe des Perspektivstabes und neue Verkehrsszenarien des ARE zur Verfügung. Zudem wird das Jahr 2010 als statistischer Ausgangs- und Kalibrierungszeitpunkt für die Modelle ver-

wendet. Ferner wurden auch die energiewirtschaftlichen Nachfragemodelle und das Stromangebotsmodell aufgearbeitet. Dieses Modellzusammenspiel ermöglicht, konsistente volkswirtschaftliche Auswirkungen der Szenarien abzuschätzen.

In einem ersten Schritt werden die gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Politikvarianten kohärent definiert. Als Ausgangspunkt der Modellrechnungen dient in der Regel eine Politikvariante „Weiter wie bisher“. Dieses Szenario ist massnahmenorientiert. Die Wirkung bereits beschlossener und in Kraft gesetzter Instrumente wird dargestellt. Das Szenario hat einen eigenen Aussagewert und dient als Vergleichsgrösse für die Politikvarianten mit verstärkter Politik, welche in den Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ umgesetzt werden.

Im Szenario „**Weiter wie bisher**“ wird der in der Vergangenheit beobachtete autonome Trend zur Energieeffizienz entsprechend der aktuellen Marktbedingungen fortgeschrieben, unterstützt und verstärkt durch die zum heutigen Zeitpunkt bereits in Kraft getretenen bzw. geplanten energiepolitischen Instrumente (siehe Tabelle 1). Gleichzeitig wachsen aber die Bevölkerung und damit die Anzahl Arbeitsplätze. Zudem nehmen die Bestandesgrössen zu, welche Energieverbrauch bewirken, wie beispielsweise der Anstieg der Mehrfachausstattungen (Zweitfahrzeuge, Zweitfernseher, Zweitcomputer usw.) oder neue Arten von stromverbrauchenden Geräten und Komfort erhöhungen (zum Beispiel Whirlpools). Zudem wird eine bis 2050 deutlich sichtbare Einführung von Elektromobilität im motorisierten Personenverkehr unterstellt.

Das Szenario „**Massnahmen Bundesrat**“ überprüft den Energienachfrage- und den Stromangebotspfad der vom Bundesrat am 18. April 2012 verabschiedeten Massnahmen. Dieses Szenario ist wie das Basisszenario „Weiter wie bisher“ ein Instrumentenszenario. In den energiewirtschaftlichen Modellen werden aus dem gesamten Paket der Massnahmen die sogenannten quantitativen Massnahmen berücksichtigt. Dazu gehören Gesetzesgrundlagen (beispielsweise Vorschriften zu Gebäudestandards, CO₂-Emissionsgrenzen für neue Fahrzeuge) aber auch das vorgeschlagene Gebäudeprogramm oder das Ausschreibungsmodell (siehe Tabelle 1). Die Auswirkungen von qualitativen Massnahmen wie Ausbildung und Forschung können mit den energiewirtschaftlichen Modellen nicht im Einzelnen abgebildet werden. Diese Massnahmen sind aber eine notwendige Bedingung, um den quantitativen Massnahmen den gewünschten Erfolg zu erbringen.

Das Szenario „Massnahmen Bundesrat“ überprüft, wie die vorgegebenen Massnahmen (Tabelle 1), sich auf die schweizerische Energienachfrage auswirken unter Verwendung von heute vorhandenen Technologien und Forschungsergebnissen. In erster Linie wird auf Effizienzsteigerung gesetzt. Effizienzgewinne sind in der Regel billiger als der Ausbau von Erzeugungstechnologien auf der Basis erneuerbarer Energien für die verschiedenen Anwendungszwecke. Die Anwendung bestehender Technologien hat den Vorteil, dass diese Massnahmen unabhängig von der internationalen Energiepolitik, bzw. von internationaler Zusammenarbeit umgesetzt werden können. Eine Ausnahme bilden die Emissionsgrenzwerte im Verkehr. Da die Schweiz keine Fahrzeuge produziert, sind diese Massnahmen von der internationalen Politik abhängig.

Die zielgerichtete Politikvariante, dargestellt im Szenario „**Neue Energiepolitik**“, prüft, wie das Ziel einer Senkung des energiebedingten schweizerischen CO₂-Ausstosses bis 2050 auf rund 1,5 t pro Kopf oder darunter erreicht werden kann (siehe Tabelle 1). Die Voraussetzungen über die Laufzeiten der Kernkraftwerke bleiben unverändert.

Notwendige Voraussetzungen für das Szenario „Neue Energiepolitik“ sind:

- Ziele und Instrumente der Energiepolitik werden international harmonisiert, das heisst, die Schweiz macht keinen energiepolitischen Alleingang. Dies bedeutet, dass in dieser Politikvariante die energiepolitischen Ausrichtungen weltweit abgeglichen sind. Das Ziel von rund 1,5 t pro Kopf entspricht in der Grössenordnung dem 80% CO₂-Reduktionsziel der EU;
- Die Effizienzpotenziale und die derzeit entwickelten neuen Schlüsseltechnologien sind verfügbar und werden im Markt beschleunigt umgesetzt (bedeutet aber keine Technologiesprünge);
- Die Energieforschung wird im globalen Wettbewerb verstärkt, die Schweiz kann alleine keiner der wichtigen Technologien zum Durchbruch verhelfen.

Um das Szenarienziel zu erreichen, sind in der Schweiz - im Einklang mit der internationalen Energiepolitik - Instrumente mit hoher Eingriffstiefe nötig.

Tabelle 1: Annahmen zu den Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“

Weiter wie bisher	Politische Massnahmen des Bundesrates	Neue Energiepolitik
Private Haushalte, Gebäude		<p>strategische Oberziele:</p> <ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Emissionen bis 2050 1-1.5 t pro Kopf. • begrenzte nachhaltige Biomassepotenziale <p>abgeleitete strategische Voraussetzungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Effizienz vor Erneuerbaren • Raumwärme wegsparen <ul style="list-style-type: none"> • Stromeffizienz wesentlich (u.a. Kühlung) • Elektromobilität notwendig • Leichte Veränderungen in Verkehrsmengen und modal split • Biomassen prioritär in Güterverkehr und WKK - Stromproduktion
<ul style="list-style-type: none"> • moderate Fortschreibung MuKEN • Gebäudeprogramm 200 Mio. Fr. • Förderung Erneuerbare aus Gebäudeprogramm • moderate Fortschreibung Standards 	<ul style="list-style-type: none"> • Verschärfung MuKEN • Ersatz Widerstandsheizungen • Gebäudeprogramm 300 Mio. Fr ab 2014 600 Mio. Fr. ab 2015 • Standardverschärfungen Geräte, Haustechnik • Ersatzneubauten • SIA 380/4 in Mehrfamilienhäusern und gemischten Wohngebäuden verbindlich 	
Industrie und Dienstleistungen		
<ul style="list-style-type: none"> • wettbewerbliche Ausschreibungen 16 - 27 Mio. CHF/a • freiwillige Selbstverpflichtungen 	<ul style="list-style-type: none"> • wettbewerbliche Ausschreibungen 100 Mio. Fr. pro Jahr • Effizienzboni bzw. auf CO₂-Abgabe und KEV-Umlage • Optimierung Gebäudebetrieb • Förderung ORC-Anlagen 	
Verkehr		
<ul style="list-style-type: none"> • Emissionsgrenzwerte EU-Richtlinie (130 bzw. 95 g CO₂/km) in 2030 erreicht • Effizienzverbesserung Verkehrsgestaltung 	<ul style="list-style-type: none"> • verschärfte Flottengrenzwerte Emissionsgrenzwerte EU-Richtlinie (130 bzw. 95 g CO₂/km) in 2020 erreicht, (35 g CO₂/km in 2050) • Verkehrsorganisation 	

Quellen: BFE, Prognos 2012

Mit den energiewirtschaftlichen Nachfragemodellen werden aufgrund der Vorgaben der Politikvarianten für die Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ Energienachfragen, gegliedert nach verschiedenen Kriterien (Energieträger, Wirtschaftssektoren oder Verwendungszwecke), berechnet. Die energiewirtschaftlichen Modelle verknüpfen in einem zweiten Schritt die schweizerische Energienachfragewelt und eine schweizerische Elektrizitätsangebotswelt. Die Resultate fliessen als Input in ein allgemeines Gleichgewichtsmodell, welches Aussagen zu den volkswirtschaftlichen Auswirkungen der drei Politikvarianten macht.

Die Szenarien mit unterschiedlich nachgefragten Strommengen werden verglichen mit den Produktionsmöglichkeiten des heute in der Schweiz bestehenden Produktionsparks. Da die heutigen Produktionsmöglichkeiten ab dem Winterhalbjahr 2019 nicht ausreichen, um die inländische Nachfrage zu decken, werden - ausgehend von der Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates - verschiedene Varianten zur Deckung des Bedarfs überprüft.

3. Wichtige Annahmen und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten der Energieperspektiven 2050

3.1 Generelle Annahmen und gesamtwirtschaftliche Rahmendaten, Auswirkungen auf die Resultate

Die energiewirtschaftlichen Sektorenmodelle fokussieren auf die Energiewirtschaft. Sie verwenden als Grundlage wichtige gesamtwirtschaftliche Rahmendaten und davon abgeleitete Grössen, welche einen wesentlichen Einfluss auf die Energienachfrage bzw. das -angebot haben, aber von der Energiewirtschaft nicht oder nur geringfügig beeinflusst werden können. Diese exogenen Einflussgrössen umfassen sowohl internationale als auch nationale Vorgaben. Ein Beispiel einer internationalen Vorgabe ist der Erdölpreis. Die wichtigsten nationalen makroökonomischen Grössen sind das Bevölke-

rungswachstum und das BIP-Wachstum. Aus diesen Vorgaben werden die Zahl der Erwerbstätigen, die Energiebezugsflächen usw. aber auch Branchenstrukturen abgeleitet. Diese Grössen werden den energiewirtschaftlichen Modellen exogen vorgegeben. Die Vorgaben werden, sofern verfügbar, offiziellen Publikationen entnommen (siehe Tabelle 2).

- **Zeithorizont:** Neu wird ein Zeithorizont von 2010 bis 2050 betrachtet. Das Startjahr der Massnahmen, Instrumente und Ziele ist 2015. Damit wird der Dauer des politischen Prozesses bis zur Einführung der notwendigen gesetzlichen Grundlagen Rechnung getragen.
- **Bevölkerungswachstum:** Gemäss den Schätzungen des Bundesamts für Statistik (BFS, 2010, Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2010-2060, mittleres Szenario A00-2010) liegt die durchschnittliche jährliche Zuwachsrate der Bevölkerung bei 0,6%. Demnach wohnen im Jahr 2050 rund 9 Millionen Menschen in der Schweiz. Dies sind rund 14% mehr als im Jahre 2010.
- **Wirtschaftswachstum:** Das Seco hat basierend auf den Bevölkerungsszenarien des BFS eine durchschnittliche jährliche Zuwachsrate des BIP von 1,2% geschätzt. Gegenüber 2010 wächst das BIP (real zu Preisen von 2010) bis 2050 um rund 46% (Scénario du SECO pour le PIB à long terme, SECO, 2011).
- **Schweizerische Branchenstrukturen:** Basierend auf den Bevölkerungsszenarien des BFS und den BIP-Schätzungen des Seco haben die Schweizerische Bundeskanzlei und das Bundesamt für Statistik Szenarien für die Branchenentwicklung für die nächsten 20 Jahre unter Einbezug einer interdepartemental zusammengesetzten Begleitgruppe ausarbeiten lassen. Die Szenarien schreiben den Trend hin zu einer hochtechnologischen Industrie- und zur Dienstleistungsgesellschaft fort. Das Branchenszenario wird für alle drei betrachteten Szenarien als exogene Vorgabe unverändert übernommen. Über das Jahr 2030 hinaus wurden die bis dahin angelegten Trends fortgeschrieben.
- **Energiepreise:** Die Preise für Erdöl folgen den Preisentwicklungen des World Energy Outlook 2010 der Internationalen Energieagentur (IEA). Für die Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Massnahmen Bundesrat“ kommt die Preisentwicklung des IEA-Szenarios „New Policy“ zur Anwendung, im Szenario „Neue Energiepolitik“ die Preisentwicklung des Szenarios „450 Szenario“.
- **Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien:** Die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien sind den neuesten Entwicklungen angepasst und im Vergleich zu den Energieperspektiven 2035 teils deutlich nach unten korrigiert worden. Dies betrifft insbesondere die Gestehungskosten für Fotovoltaik-Neuanlagen, welche aufgrund der aktuellen Entwicklung deutlich gesenkt worden sind.
- **Klima:** Es wird unterstellt, dass das Klima bis 2050 wärmer wird (zwischen 2020-2050 wird mit einem Temperaturanstieg von 1,2° C gerechnet mit einer Verschiebung der Niederschläge vom Sommer in den Winter).
- **Verkehrsszenarien:** Das ARE hat im Frühjahr 2012 seine Verkehrsperspektiven mit dem Bevölkerungsszenario 2010 des BFS aufdatiert. Für den Sektor Verkehr werden diese aktualisierten Grundlagen verwendet.

Tabelle 2: Rahmendaten

Bezeichnung	Datenquelle	Einheit	2000	2010	2020	2035	2050
Bevölkerung	BFS (2010)	Mio.	7.2	7.9	8.4	8.9	9.0
BIP	Seco (2010)	Mrd. CHF real 2010	464.2	546.6	617.9	700	800.7
Branchenstrukturen	Bundeskanzlei und BFS, 2011, Anpassungen Prognos		-	-		-	-
Energiebezugsflächen	Wüest und Partner Anpassung Prognos	Mio. m ²	623.5	708.8	798.5	885.7	937.5
Verkehrsmengen Personenverkehr (WWB und POM)	ARE, 2012	in Mrd. Personen km	100.1	114.2	131.1	146.0	151.3
Verkehrsmengen Personenverkehr (NEP)	ARE, 2012	in Mrd. Personen km	100.1	114.2	126.6	137.0	140.3
Verkehrsmengen Güterverkehr (WWB und POM)	ARE 2012	in Mrd. Tonnen km	23.6	26.9	34.2	40.3	42.3
Verkehrsmengen Güterverkehr (NEP)	ARE 2012	in Mrd. Tonnen km	23.6	26.9	34.5	39.3	39.7
Preise: Beispiel Erdöl (Weltmarktpreise)	IEA WEO 2010, „New Policy“, Anpassungen Prognos	US\$/pro Barrel real 2010	34.3	76	99.9	114.1	116.9
	IEA WEO 2010, „450 Scenario“ Anpassungen Prognos	US\$/pro Barrel real 2010	34.3	76	90.8	90.9	83.5

WWB: „Weiter wie bisher“

Quelle: Prognos 2012, BFS 2010, 2011, BFE 2010, 2011, IEA 2010, ARE 2012

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

3.2 Umsetzung der Stromangebotsvarianten des Bundesrates in den Modellen

Für die in den Analysen verwendete Angebotsvariante 2 (Definition siehe Kapitel 1) des Bundesrates ist für alle KKW eine Betriebszeit von 50 Jahren vorgegeben worden (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Betriebszeiten Angebotsvariante 2 des Bundesrates

Kernkraftwerke (KKW)	Betriebsdauer Stromangebotsvariante 2 des Bundesrates
Beznau I (365 MW _{el})	1969 – 2019
Beznau II (365 MW _{el})	1972 – 2022
Mühleberg (373 MW _{el})	1972 – 2022
Gösgen (985 MW _{el})	1979 – 2029
Leibstadt (1190 MW _{el})	1984 – 2034

Für die Bundesratsvariante 2 werden die in der Tabelle 4 zusammengestellten Angebotsvarianten untersucht. Für die Wärmekraftkopplung (WKK) wird - abhängig von der gewählten Stromangebotsvariante - von einem Zubau ausgegangen, der für die Investoren wirtschaftlich ist (Zubau, der sich ohne Förderung ergibt). Die drei untersuchten Angebotspfade sind Eckvarianten. Eine Optimierung der unterschiedlichen möglichen Produktionstypen, ergänzt mit Importen zur Deckung eines allfälligen Nachfrageüberhangs, fand nicht statt, da dies letztlich aufgrund der Investitionsentscheide der Stromwirtschaft geschehen muss.

Tabelle 4: Angebotsvarianten des Bundesrates und Varianten des Elektrizitätsangebotes

Bundesrat	Bezeichnung	Beschreibung
Stromangebotsvariante 2 (Kein Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit)	C ¹⁾	Gaskraftwerke: Die Elektrizitätsnachfrage wird im Inland gedeckt. Sobald die inländische Produktion nicht ausreicht, werden zur Deckung der Produktionslücke GuD zugebaut
	C & E ¹⁾	Kombination aus Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien: Das Potenzial der erneuerbaren Stromproduktion wird verstärkt ausgenutzt. Sobald die inländische Produktion des bestehenden Produktionsparks und der zugebauten erneuerbaren Produktion nicht ausreicht, werden zur Deckung der bestehenden Produktionslücke GuD zugebaut
	E ¹⁾	Erneuerbare Energien und Importe: Die Lücke wird soweit möglich mit erneuerbaren Energien geschlossen. Zur Deckung einer allfälligen Deckungslücke zwischen in der Schweiz produzierter Elektrizität und der schweizerischen Elektrizitätsnachfrage wird nach Bedarf Strom importiert.

¹⁾ autonomer Zubau von WKK enthalten.

Basierend auf den Entscheiden des Bundesrates und des Parlamentes sind drei Varianten des Elektrizitätsangebotes in den drei unterschiedenen Politikvarianten geprüft worden (Tabelle 5). Im Szenario „Weiter wie bisher“ wird auf eine reine erneuerbare Variante verzichtet, da in dieser Politikvariante von der heutigen Massnahmenstruktur ausgegangen wird und deshalb keine zusätzliche Förderung der erneuerbaren Stromproduktion über den autonomen Zubau hinaus vorgesehen ist. Für die Politikvarianten „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ werden alle drei unterschiedenen Angebotsvarianten geprüft.

Im Rahmen der Energieperspektiven wird davon ausgegangen, dass die energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen für Gaskraftwerke in der Schweiz denjenigen der umliegenden Länder bzw. des europäischen Auslands angeglichen werden, damit Wettbewerbsfähigkeit auf dem internationalen Strommarkt gewährleistet ist.

Tabelle 5: Angebotsvarianten der Politikvarianten

Stromangebotsvarianten Politikvariante	C ¹⁾	C&E ¹⁾	E ^{1) 2)}
	„Weiter wie bisher“ (WWB)	x	x
„Massnahmen Bundesrat“ (POM)	x	x	x
„Neue Energiepolitik“ (NEP)	x	x	x

¹⁾ autonomer Zubau von WKK enthalten (im Exkurs II Prognos 2012, S.673 wird die Stromerzeugung WKK diskutiert)

²⁾ in der Variante E wird für die Elektrizitätsimporte der europäische Strommix verwendet

4. Endenergienachfrage und CO₂-Emissionen der Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“

4.1 Endenergienachfrage insgesamt¹ und pro Kopf und pro BIP-Einheit

Der Endenergieverbrauch 87% (siehe Tabelle 6 und Grafik 1). Die gemäss Szenarienvorgaben bis 2050 unveränderten Massnahmen vermögen den Energieverbrauch deutlicher zu senken als im Szenario „Weiter wie bisher“. Allerdings bewirken die bereits heute beschlossenen Massnahmen auch im Szenario „Weiter wie bisher“ den Endenergieverbrauch zu stabilisieren und zu senken. Damit setzt sich der Trend einer Abschwächung des Energieverbrauchs, der seit Anfang der 90er Jahre zu beobachten ist, weiter fort (siehe Grafik 1). Den drei Szenarien gemeinsam ist, dass bis 2035 der Rückgang stärker ist als zwischen 2035 und 2050, da zuerst die kostengünstigen wirksamsten Massnahmen umgesetzt werden. Der absolute Rückgang ist allerdings abhängig von den jeweils unterstellten Massnahmen (Politikinstrumenten), bzw. dem Ziel des Szenarios „Neue Energiepolitik“.

Tabelle 6: Endenergienachfrage¹, absolut in PJ, pro Kopf und pro BIP-Einheit nach Szenarien

	Endenergienachfrage in PJ					Endenergienachfrage pro Kopf in GJ					Endenergienachfrage pro BIP in MJ pro Franken				
	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050
WWB	777	841	788	706	658	108	107	93	79	73	1.7	1.5	1.3	1.0	0.8
POM	777	841	767	639	565	108	107	91	72	63	1.7	1.5	1.2	0.9	0.7
NEP	777	841	734	549	451	108	107	87	62	50	1.7	1.5	1.2	0.8	0.6
Veränderung in % gegenüber 2000															
WWB		8.2	1.4	-9.2	-15.3		-1.2	-13.4	-26.3	-32.5		-7.6	-23.7	-39.6	-50.8
POM		8.2	-1.4	-17.8	-27.3		-1.2	-15.7	-33.3	-42.0		-7.6	-25.7	-45.3	-57.7
NEP		8.2	-5.5	-29.4	-42.0		-1.2	-19.3	-42.7	-53.8		-7.6	-28.9	-53.0	-66.3
Veränderung in % gegenüber 2010															
WWB			-6.3	-16.0	-21.7			-12.4	-25.4	-31.7			-17.4	-34.7	-46.8
POM			-8.8	-23.9	-32.8			-14.7	-32.5	-41.3			-19.6	-40.8	-54.3
NEP			-12.7	-34.7	-46.4			-18.3	-42.0	-53.2			-23.0	-49.2	-63.5

1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

WWB: „Weiter wie bisher“

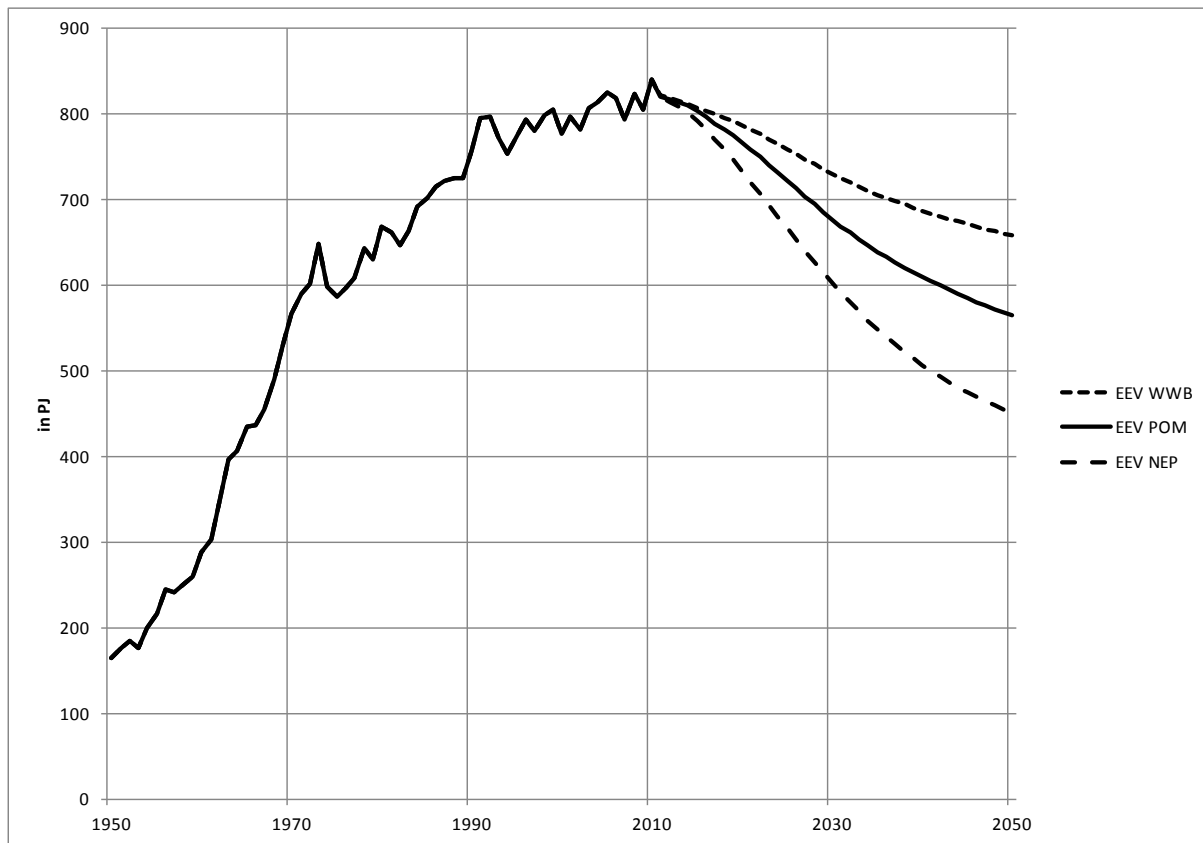
POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Auch im Szenario „Weiter wie bisher“ wird die Abflachung bzw. ein Rückgang des Energieverbrauches erwartet. Die in den letzten Jahren beschlossenen Massnahmen, aber auch die exogene Vorgabe der Branchenstruktur wirken sich mehr und mehr auf das an sich träge Energiesystem aus und vermögen die Bevölkerungsentwicklung mehr als zu kompensieren. Werden die vom Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmen umgesetzt, verstärkt sich dieser Trend. Auch hier entfaltet sich die volle Wirkung erst nach einigen Jahren. Zudem flacht die Wirkung gegen 2050 ab, da gemäss den Szenarienvorgaben die Programme in nominalen Frankenbeträgen konstant gehalten werden.

¹ Die Schweizerische Gesamtenergiestatistik (GEST) weist beispielsweise in 2010 einen Verbrauch von 911 PJ aus. In der GEST wird im Verkehr gemäss internationaler Abgrenzungskonvention für Energiestatistiken der gesamte in der Schweiz verkaufte Flugtreibstoff ausgewiesen. In den Perspektiven wird dafür die Abgrenzung des CO₂ Gesetz verwendet (nur Inlandverkehr). Zudem wird die in der GEST ausgewiesene „statistische Differenz“ in den Perspektiven nicht einbezogen. Im Anhang zu den Perspektiven 2050 (Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Anhang III Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in Zahlen; Emissionen) wird der Auslandsverkehr und die statistische Differenz ausgewiesen.

Grafik 1: Energieverbrauch¹⁾ der Schweiz 1950 – 2050, in PJ



1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Als Masse für die Energieeffizienz werden oft die Energienachfrage pro Kopf und pro BIP-Einheit verwendet. Die Endenergienachfrage pro Kopf sinkt im Szenario „Weiter wie bisher“ bereits ab dem Jahre 2000 (siehe Grafik 2 und Tabelle 6). Die Endenergienachfrage pro Kopf sinkt im Trend bereits seit Mitte der 90er Jahre (siehe Grafik 2 und Tabelle 6). Allerdings sind kurzfristig grössere Schwankungen um den Trend zu beobachten, welche vor allem auf die Witterung, aber auch auf die Konjunktur zurückzuführen sind. Das Jahr 2010 verzeichnete aus den erwähnten kurzfristigen Gründen einen relativ hohen Energieverbrauch pro Kopf, deshalb ist der in Tabelle 6 aufgeführte Unterschied pro Kopf im Vergleich zum Jahr 2000 relativ klein. Ein Vergleich mit 2011 (ausserordentlich warme Witterung) ergibt einen deutlich höheren Rückgang.

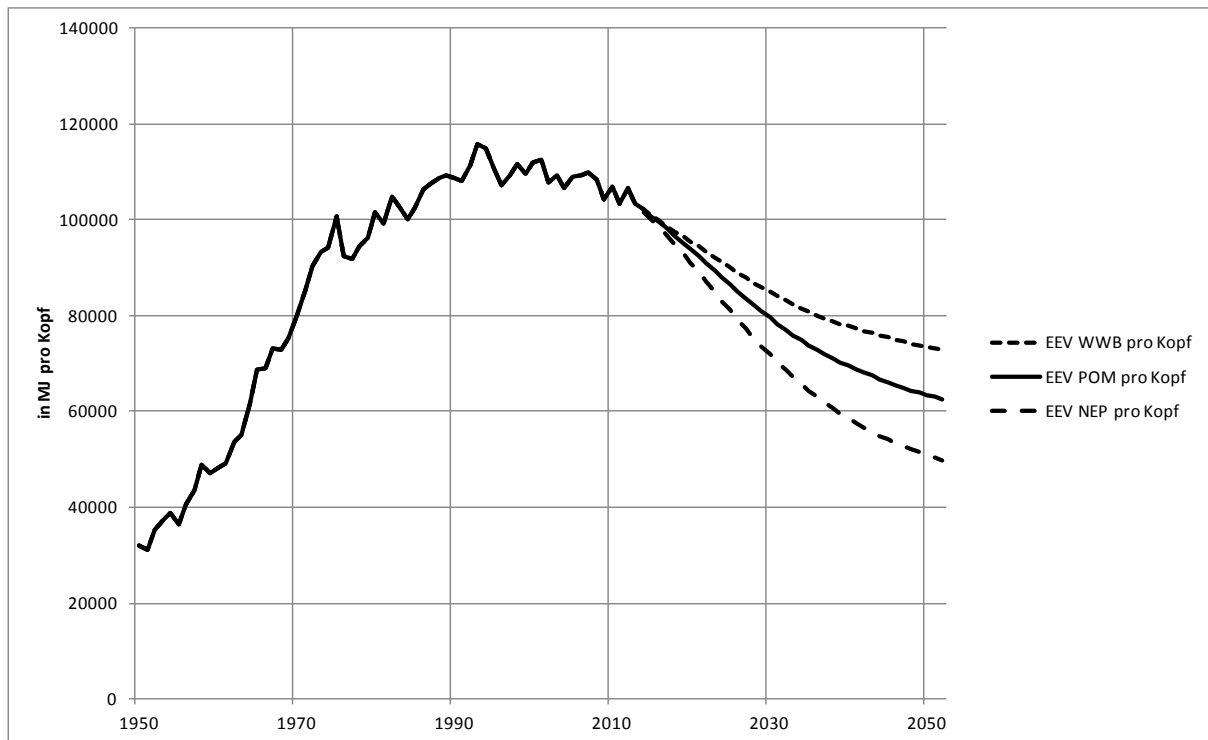
Die drei untersuchten Szenarien schreiben diesen Trend in unterschiedlichen Stärken fort. Das Szenario „Massnahmen Bundesrat“ verstärkt den Abwärtstrend, eine Konsequenz der vorgeschlagenen Massnahmen und Instrumente. Das Szenario „Weiter wie bisher“ setzt den heutigen Trend leicht verstärkt fort. Um die Zielvorgaben des Szenarios „Neue Energiepolitik“ zu erreichen, sind deutliche Effizienzgewinne notwendig, welche sich in einer Verstärkung des Rückgangs des Verbrauches pro Kopf ausdrücken. In allen drei Szenarien flacht der Abnahmetrend ab 2035 ab (siehe auch erster Abschnitt oben).

Die Energienachfrage pro BIP-Einheit sinkt in allen drei Szenarien (siehe Tabelle 6), da das BIP-Wachstum (exogene Vorgabe für die Modelle, siehe Tabelle 2) stärker anwächst als der Energieverbrauch. Das BIP-Wachstum ist gemäss Vorgaben für alle Szenarien unverändert geblieben. Damit sinkt die Energienachfrage pro BIP-Einheit im Szenario „Neue Energiepolitik“ mit dem höchsten Rückgang am stärksten. Im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ wirken die im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ zusätzlichen Instrumente und Massnahmen dämpfend auf die Energienachfrage pro BIP-Einheit. Im Szenario „Weiter wie bisher“ sinkt die Energienachfrage pro BIP-Einheit von 2010 bis 2020 in der Grössenordnung von 2000 bis 2010 und schwächt sich dann ab. Im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ bewirken die Instrumente und Massnahmen, bzw. die Zielvorgaben, dass die Energienachfrage pro BIP-Einheit vorerst stärker zurück geht als in den Jahren

2000-2010. Ab 2035 schwächt sich der Rückgang ab, was wiederum auf die Gründe zurückzuführen ist, die im ersten Abschnitt dieses Absatzes erwähnt sind.

Heute betragen die Energiekosten (Endverbraucherpreise, inklusive Steuern und Abgaben) knapp 6 Prozent des BIP. Über den Betrachtungshorizont wird der Anteil der Energiekosten am BIP tendenziell kleiner werden, da der Anstieg der Energiepreise durch das BIP-Wachstum und den Rückgang des Energieverbrauchs mehr als kompensiert werden. Das Wachstum des realen BIP beträgt über den Zeithorizont 2010-2050 gut 46%, während die Energienachfrage im Szenario Massnahmen Bundesrat (POM) um 33% , bzw. im Szenario WWB um 22% zurück geht. Dieser Trend zeigt sich auch in der erhöhten totalen Energieeffizienz (d.h. ein starker Rückgang der Energienachfrage pro BIP Einheit (siehe Tabelle 6). Die Energiepreise steigen über den Zeithorizont zwischen 20-30% für Treibstoffe und Strom, für Heizöl und Erdgas ist der Preisanstieg um die 60%.

Grafik 2: Energieverbrauch¹⁾ der Schweiz pro Kopf 1950 – 2050, in MJ



1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

WWB: „Weiter wie bisher“

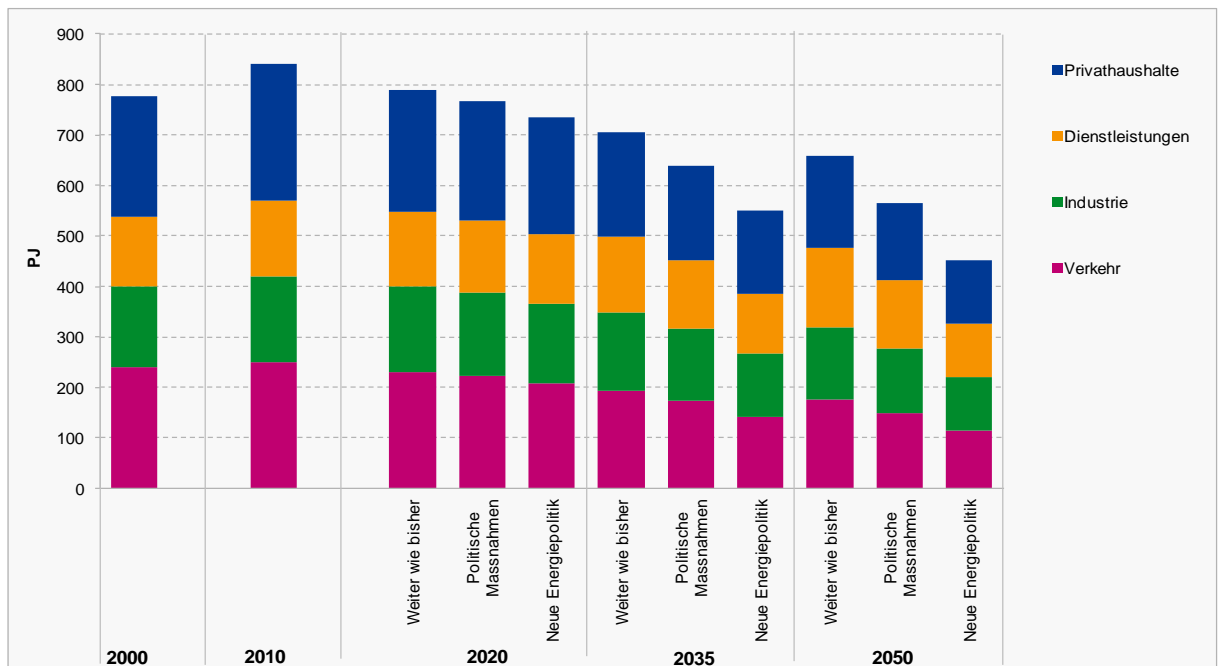
POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

4.2 Endenergienachfrage nach Sektoren

In allen drei Politikvarianten weisen die Sektoren Haushalte, Industrie und Verkehr einen Rückgang der Endenergienachfrage im Vergleich zum Jahr 2000 auf (siehe Grafik 3, bzw. Tabelle 7). Die Endenergienachfrage der Dienstleistungen stabilisiert sich im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ und steigt im Szenario „Weiter wie bisher“. Im letzteren bewirkt die Zunahme der Beschäftigung einen Anstieg der Nachfrage.

Grifik 3: Endenergienachfrage¹⁾ nach Sektoren, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in PJ



1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Im Sektor Industrie wird die Nachfrage gedämpft durch die exogen vorgegebene Strukturverschiebung hin zu einer hochtechnologischen Industrie- und zur Dienstleistungsgesellschaft (siehe auch Abschnitt 3.1). Es zeigt sich, dass die in dieser Strukturentwicklung stärker wachsenden hochtechnisierten und wissensintensiven Branchen (z.B. Chemie/Pharma, Elektrotechnik, Maschinenbau, hochpräzise Mess-, Regel- und Steuerungstechnik) auch diejenigen Branchen sind, die von einer stärker effizienz- und zielorientierten Energiepolitik eher profitieren.

Tabelle 7: Endenergienachfrage¹⁾ nach Wirtschaftssectoren, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in PJ

Sektor	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Privathaushalte	240	272	241	237	232	209	188	163	183	152	124
Dienstleistungen	137	149	148	143	137	150	136	119	156	136	107
Industrie	161	171	170	164	158	154	141	125	143	127	104
Verkehr ¹⁾	239	250	229	224	207	194	174	143	177	150	116
Summe	777	841	788	767	734	706	639	549	658	565	451

1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

4.3 CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage

Die CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage pro Kopf gehen bis 2050 im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ auf knapp einen Drittel des Wertes des Jahres 2000 zurück (siehe Tabelle 8). Bereits im Szenario „Weiter wie bisher“ halbieren sie sich (von 5,4 t pro Kopf im Jahr 2000 auf 2,3 t pro Kopf im Jahre 2050, siehe Tabelle 8). Diese Entwicklung ergibt sich aus der Substitution von Heizöl zu Erdgas und zu den erneuerbaren Energieträgern bei der Wärmenachfrage und der Substitution von Benzin zu Diesel sowie der Elektrifizierung des Privatverkehrs. Zudem dämpfen die Emissionsstandards für Personalfahrzeuge (siehe Tabelle 1) den Verbrauch fossiler Treibstoffe.

Die CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage im Szenario „Neue Energiepolitik“ sinken bis 2050 auf 0,9 t pro Kopf. In diesem Zielszenario verstärkt sich der Trend weg von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien und zu einer effizienteren Verwendung. Der aus dieser Verbrauchskombination resultierende Rückgang der Nachfrage nach fossilen Energieträgern wird verstärkt durch die Elektrifizierung und eine grosse Zunahme der Nachfrage nach biogenen Treibstoffen, vor allem nach 2035 der 2. und 3. Generation, im Verkehr.

Tabelle 8: CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage¹⁾ pro Kopf der Bevölkerung, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in Tonnen (t)

	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
t pro Kopf	5.38	5.03	3.98	3.76	3.36	2.90	2.41	1.63	2.30	1.71	0.85
			Δ % gegenüber 2000								
			-26.1	-30.1	-37.5	-46.2	-55.3	-69.7	-57.2	-68.3	-84.3
			Δ % gegenüber 2010								
			-20.9	-25.1	-33.1	-42.4	-52.1	-67.6	-54.2	-66.0	-83.2

1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

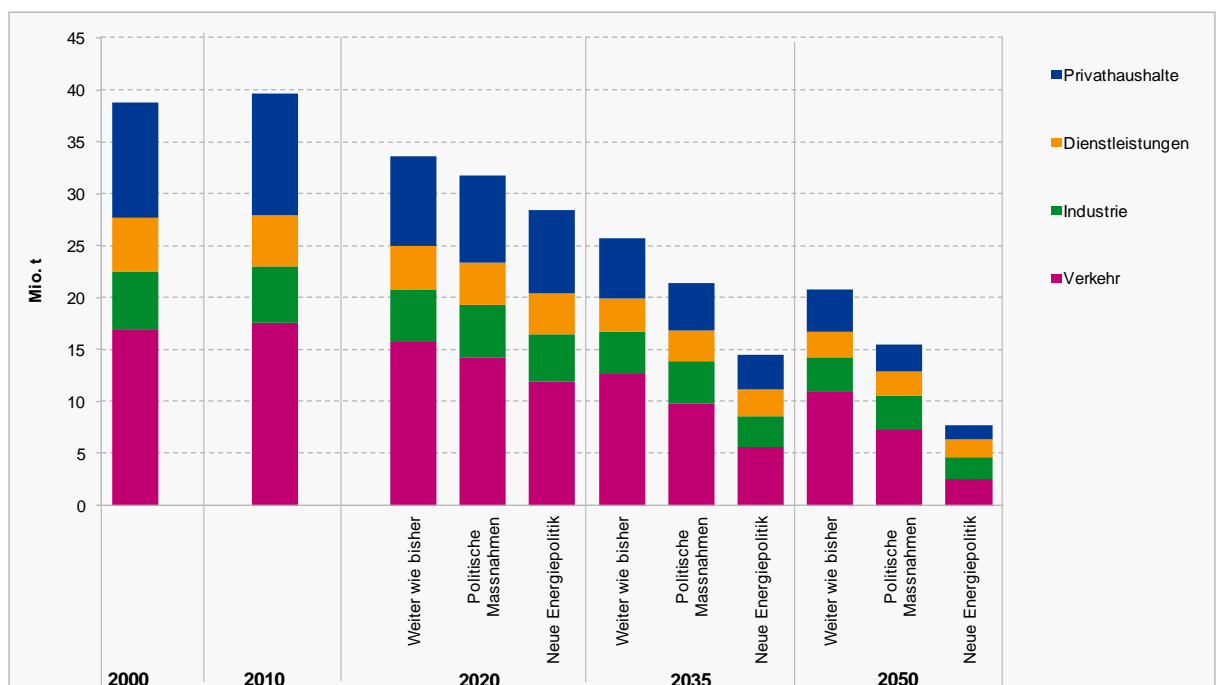
WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Die CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage, gegliedert nach Sektoren, gehen bis 2050 in allen Szenarien zurück (siehe Tabelle 9, bzw. Grafik 4). Alle Sektoren weisen erhebliche Rückgänge auf. Beim Sektor Industrie bewirken die exogen vorgegebenen Branchenentwicklungen gemeinsam mit den zugehörigen Brennstoffeinsätzen auch bereits im Szenario „Weiter wie bisher“ einen Rückgang.

Grafik 4: CO₂-Emissionen der Wirtschaftssektoren¹⁾, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in Millionen Tonnen



1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

Die Branchenstrukturen sind für alle drei Szenarien unverändert belassen. Das heisst, dass die Politikvarianten die vorgegebene Struktur der stärker oder weniger stark energieintensiven Industrien nicht verändern. Nicht untersucht wurde, wie sich Abgabensätze unterscheiden müssten, damit diese Struktur erhalten bleibt.

Tabelle 9: CO₂-Emissionen der Wirtschaftssektoren¹⁾, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in Millionen Tonnen

Sektoren	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Privathaushalte	11.1	11.6	8.6	8.4	8.0	5.8	4.6	3.3	4.1	2.6	1.3
Dienstleistungen	5.2	4.9	4.1	4.0	3.9	3.2	3.0	2.5	2.5	2.2	1.7
Industrie	5.6	5.5	5.1	5.1	4.6	4.1	4.0	3.1	3.3	3.3	2.2
Verkehr ¹	16.9	17.5	15.7	14.2	11.8	12.7	9.8	5.6	10.9	7.3	2.5
Summe	38.8	39.6	33.6	31.7	28.4	25.7	21.4	14.5	20.8	15.4	7.6

1) Ohne internationaler Flugverkehr, ohne statistische Differenz

Quelle: Prognos, 2012

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

4.4 Weitere Gliederungen Endenergienachfrage

Im Anhang 2 (Vertiefung einzelner Abschnitte der Zusammenfassung) finden sich in Kapitel 1 Gliederungen des Endenergieverbrauchs nach

- Energieträgern
- Verwendungszwecken
- Erneuerbare Energieträger (Wärme und Mobilität)
- Fossile Energieträger

5. Elektrizitätsnachfrage der Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“

5.1 Elektrizitätsnachfrage absolut, pro Kopf und pro BIP-Einheit

Die Elektrizitätsnachfrage des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“ sinkt bis 2035 leicht unter das Niveau des Jahres 2010 und steigt danach wieder an. Im Jahr 2050 liegt sie leicht über dem Niveau des Jahres 2010 (siehe Tabelle 10 und Grafik 5).

Tabelle 10: Elektrizitätsnachfrage, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, absolut in PJ, pro Kopf und pro BIP-Einheit nach Szenarien

	Elektrizitätsnachfrage in PJ					Elektrizitätsnachfrage pro Kopf in GJ					Elektrizitätsnachfrage pro BIP in MJ pro Franken				
	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050	2000	2010	2020	2035	2050
WWB	185.1	211.5	221.3	232.0	248.5	25.7	26.8	26.2	26.1	27.5	0.40	0.39	0.36	0.33	0.31
POM	185.1	211.5	211.1	208.5	219.1	25.7	26.8	25.0	23.5	24.2	0.40	0.39	0.34	0.30	0.27
NEP	185.1	211.5	210.4	198.2	190.9	25.7	26.8	24.9	22.3	21.1	0.40	0.39	0.34	0.28	0.24
Veränderung in % gegenüber 2000															
WWB		14.3	19.6	25.3	34.3		4.6	2.2	1.7	7.1		-2.2	-10.0	-16.7	-22.0
POM		14.3	14.1	12.6	18.4		4.6	-2.5	-8.6	-5.6		-2.2	-14.1	-25.1	-31.2
NEP		14.3	13.7	7.1	3.1		4.6	-2.8	-13.1	-17.7		-2.2	-14.4	-28.8	-40.1
Veränderung in % gegenüber 2010															
WWB			4.6	9.7	17.5			-2.3	-2.8	2.4			-7.9	-14.8	-20.2
POM			-0.2	-1.4	3.6			-6.8	-12.6	-9.7			-12.2	-23.4	-29.7
NEP			-0.5	-6.3	-9.8			-7.1	-16.9	-21.3			-12.4	-27.2	-38.7

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

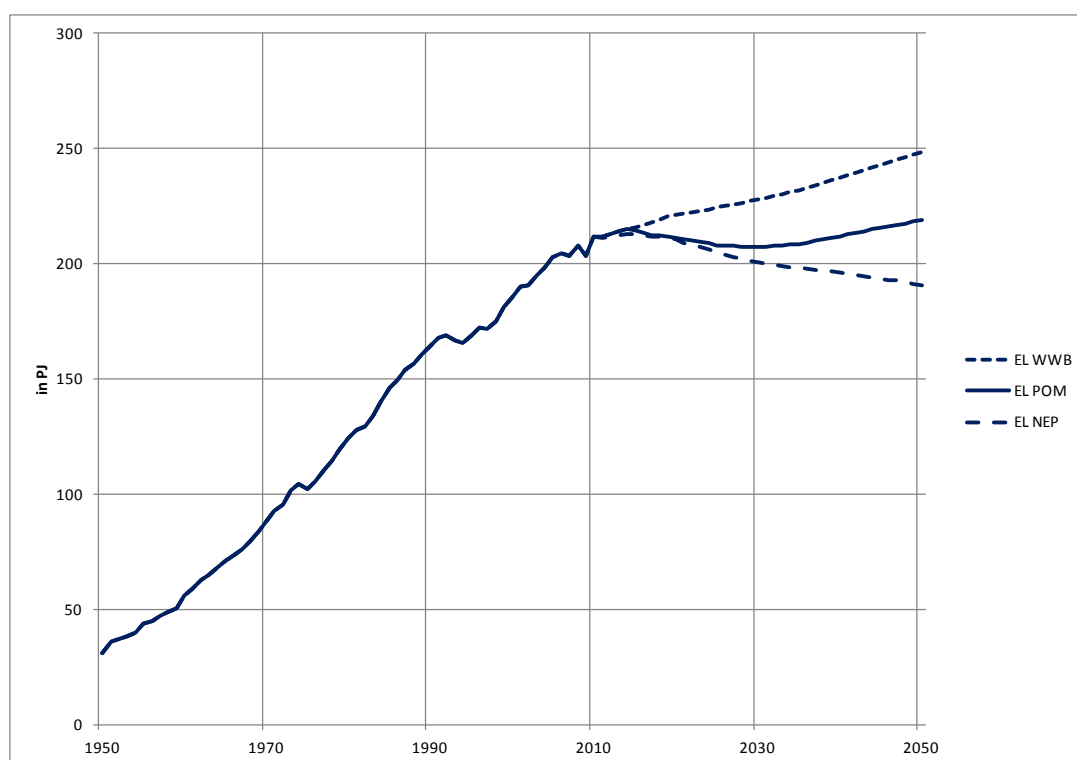
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Die Elektrizitätsnachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ nimmt von 2000 bis 2050 stetig zu (siehe Tabelle 10 und Grafik 5). Im Szenario „Neue Energiepolitik“ steigt die Elektrizitätsnachfrage bis 2016 an und sinkt dann bis 2035, bzw. 2050 geringfügig ab (siehe Tabelle 10 und Grafik 5).

Im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ (in den Grafiken mit POM bezeichnet) vermögen die vorgeschlagenen Instrumente und Massnahmen die Elektrizitätsnachfrage pro Kopf bis 2035 zu senken. Ab 2035 steigt die Nachfrage wieder leicht an (siehe Tabelle 10 und Grafik 6). Auf der einen Seite gilt wie bei der Energienachfrage zu beachten, dass die Instrumente und Massnahmen mit bis 2050 unveränderten Beträgen (also nominal konstant) ausgestattet sind und dass in den ersten Jahren die kostengünstigsten Effizienzmassnahmen ergriffen werden. Auf der anderen Seite wirkt auch die verstärkte Elektrifizierung des privaten Verkehrs ab 2035 auf die Elektrizitätsnachfrage pro Kopf.

Grafik 5: Elektrizitätsnachfrage 1950-2050, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in PJ

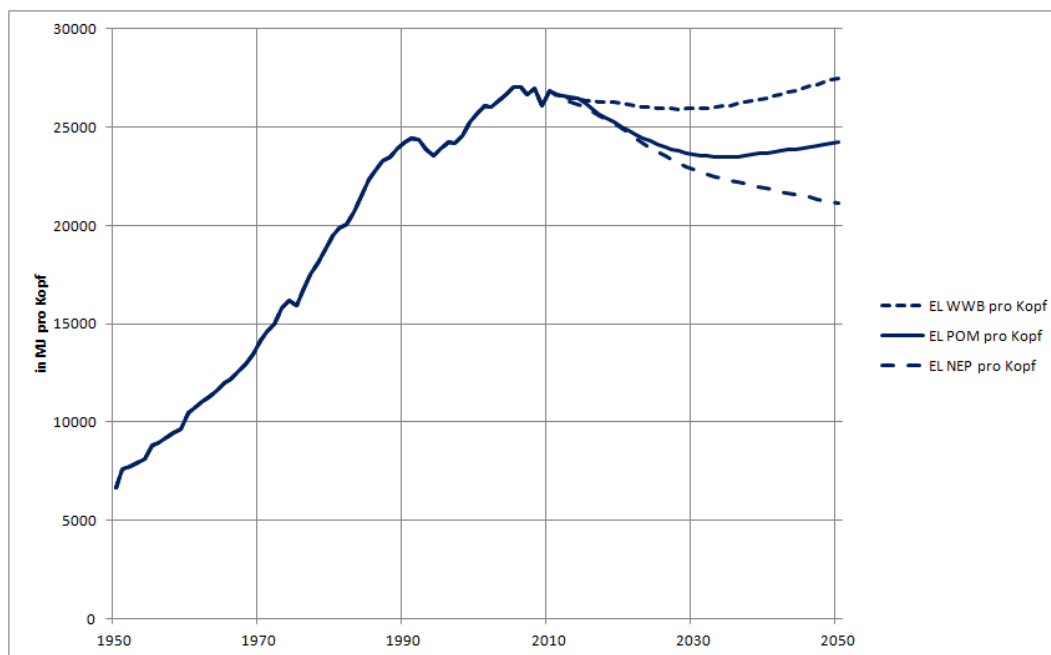


WWB: „Weiter wie bisher“
 POM: „Massnahmen Bundesrat“
 NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Für das Szenario „Weiter wie bisher“ gilt Analoges wie für das Szenario „Massnahmen Bundesrat“. Da jedoch in diesem Szenario weit weniger Instrumente und Massnahmen zur Anwendung kommen – die heute beschlossenen gemäss Tabelle 1 – liegt die Elektrizitätsnachfrage pro Kopf im Szenario „Weiter wie bisher“ über derjenigen des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“ (siehe Tabelle 10 und Grafik 6). Für die Erreichung der Zielvorgaben des Szenarios „Neue Energiepolitik“ müssen alle Effizienzmassnahmen umgesetzt werden. Dies hat zu Folge, dass der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf bis 2050 sinkt. Allerdings schwächt sich der Rückgang ab 2035 ab, da im Vergleich zum Szenario „Massnahmen Bundesrat“ der private Personenverkehr verstärkt elektrifiziert wird.

Grafik 6: Elektrizitätsnachfrage pro Kopf 1950-2050, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in Megajoule (MJ)



WWB: „Weiter wie bisher“
 POM: „Massnahmen Bundesrat“
 NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Die Elektrizitätsnachfrage pro BIP (siehe Tabelle 10) sinkt in allen Szenarien. Das heisst die Elektrizitätseffizienz - gemessen an der Elektrizitätsnachfrage pro BIP - steigt, allerdings in unterschiedlichem Ausmass. Es ist abhängig von den in den Politikvarianten zur Verfügung stehenden Instrumenten, Massnahmen, bzw. Zielvorgaben (siehe Tabelle 1). Das exogen vorgegebene Wirtschaftswachstum liegt über dem Zuwachs der Elektrizitätsnachfrage aller drei Szenarien, weshalb die Effizienz pro eingesetzten BIP-Franken steigt. Der Effizienzgewinn ist vor 2035 höher als nachher, da die Elektrifizierung, aber auch das Klima und andere Faktoren zu einem Nachfragezuwachs in den Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Weiter wie bisher“, bzw. zu einer Abschwächung des Rückganges im Szenario „Neue Energiepolitik“ führen.

5.2 Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren

Die Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren weist im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ ein uneinheitliches Bild auf (siehe Tabelle 11, bzw. Grafik 7). Während die Elektrizitätsnachfrage in den Sektoren Haushalt und Industrie sinkt, steigt sie in den Sektoren Dienstleistungen und Verkehr an. Im Sektor Haushalt bewirken die effizienteren Ausstattungen, dass die Mengenausweitungen an Geräten und Ausstattungen, welche sich aus dem Bevölkerungswachstum ergeben, mehr als kompensiert werden. Im Sektor Industrie bewirkt die exogen vorgegebene Branchenentwicklung zusammen mit effizienteren Anwendungen einen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage.

Tabelle 11: Elektrizitätsnachfrage nach Wirtschaftssectoren, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in PJ

Sektor	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Privathaushalte	56.6	67.0	64.6	63.7	63.9	63.8	56.7	55.9	64.1	54.4	48.4
Dienstleistungen	53.9	63.8	71.4	67.3	63.5	79.9	70.6	58.7	92.1	79.4	56.0
Industrie	65.1	69.4	71.5	65.6	66.6	69.3	57.3	53.5	68.6	53.7	45.5
Verkehr	9.5	11.4	13.8	14.4	16.5	19.0	23.8	30.0	23.7	31.5	41.0
Summe	185	212	221	211	210	232	208	198	249	219	191

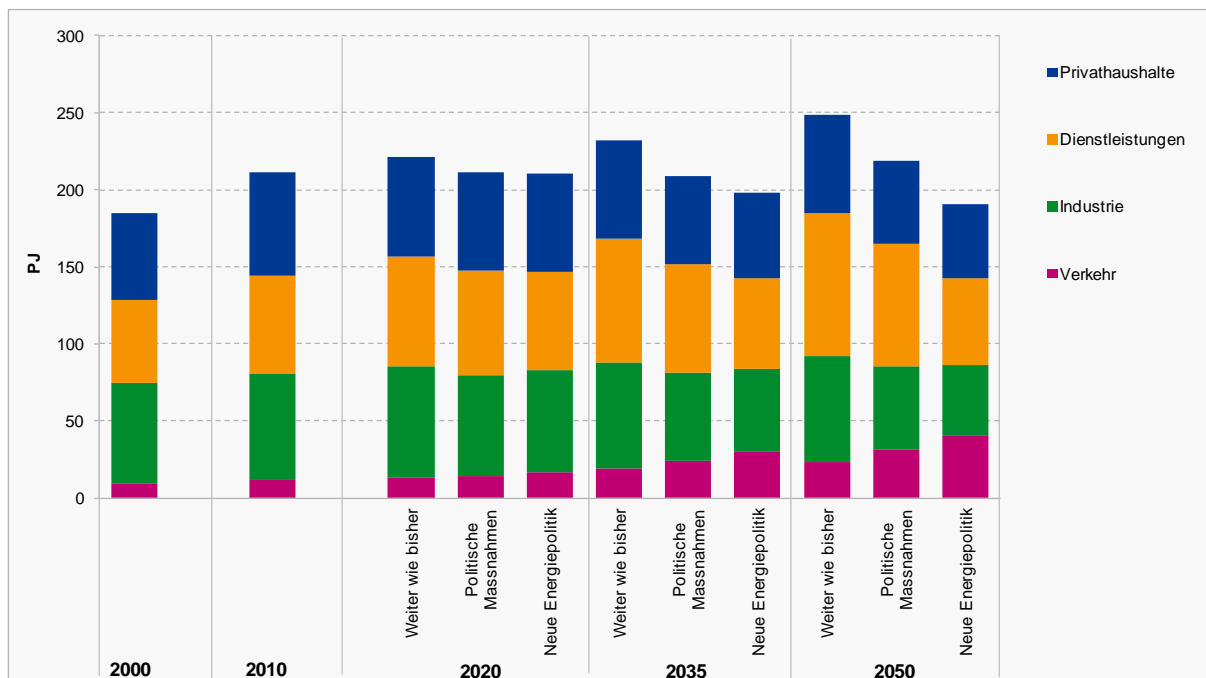
WWB: „Weiter wie bisher“
 POM: „Massnahmen Bundesrat“
 NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

In den Sektoren Dienstleistungen und Verkehr tragen die Mengenausweitungen, bzw. die Elektrifizierung des Verkehrs zu einem Zuwachs der Elektrizitätsnachfrage bei.

Im Szenario „Weiter wie bisher“ liegt die Elektrizitätsnachfrage der Sektoren Haushalte und Industrie auf dem Niveau des Jahres 2010. Dieses Szenario geht von den heute implementierten Massnahmen aus (siehe Tabelle 1). Da die Branchenstruktur in Industrie und Dienstleistungen für alle drei Szenarien gleich bleibt, wird diese Entwicklung massgeblich von diesen exogenen Vorgaben bestimmt. Die Elektrizitätsnachfrage im Dienstleistungsbereich im Szenario „Weiter wie bisher“ steigt deutlicher an als im Szenario „Massnahmen Bundesrat“, da wesentlich weniger Massnahmen und Instrumente zur Effizienzsteigerung vorhanden sind. Die Elektrizitätsnachfrage des Sektors Verkehrs steigt im Szenario „Weiter wie bisher“ ab 2035 aufgrund der verstärkten Elektrifizierung des privaten Verkehrs, allerdings deutlich weniger als im Szenario „Massnahmen Bundesrat“. Das Zielszenario „Neue Energiepolitik“ bewirkt die grössten Effizienzsteigerungen innerhalb der drei unterschiedenen Szenarien. Diese wird im Sektor Verkehr mit einer verstärkten Durchdringungsrate der Elektrifizierung des privaten Verkehrs nochmals verstärkt, kann aber nur erreicht werden mit einer international koordinierten Energiepolitik, da die Schweiz keine Fahrzeuge produziert. Deshalb steigt die Elektrizitätsnachfrage des Verkehrs in diesem Szenario am meisten. Diese zusätzliche Nachfrage wird aber durch die Effizienzgewinne in den anderen Sektoren mehr als kompensiert. Das Szenario „Neue Energiepolitik“ hat im Total den tiefsten Elektrizitätsverbrauch.

Grafik 7: Elektrizitätsnachfrage nach Wirtschaftssektoren, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in PJ



Quelle: Prognos, 2012

5.3 Weitere Gliederungen Elektrizitätsnachfrage

Im Anhang 2 (Vertiefung einzelner Abschnitte der Zusammenfassung) findet sich eine Gliederung des Elektrizitätsverbrauchs nach

- Verwendungszwecken

6. Das Elektrizitätsangebot

6.1 Verbleibender Deckungsbedarf beim bestehenden Elektrizitätsangebot in den Szenarien

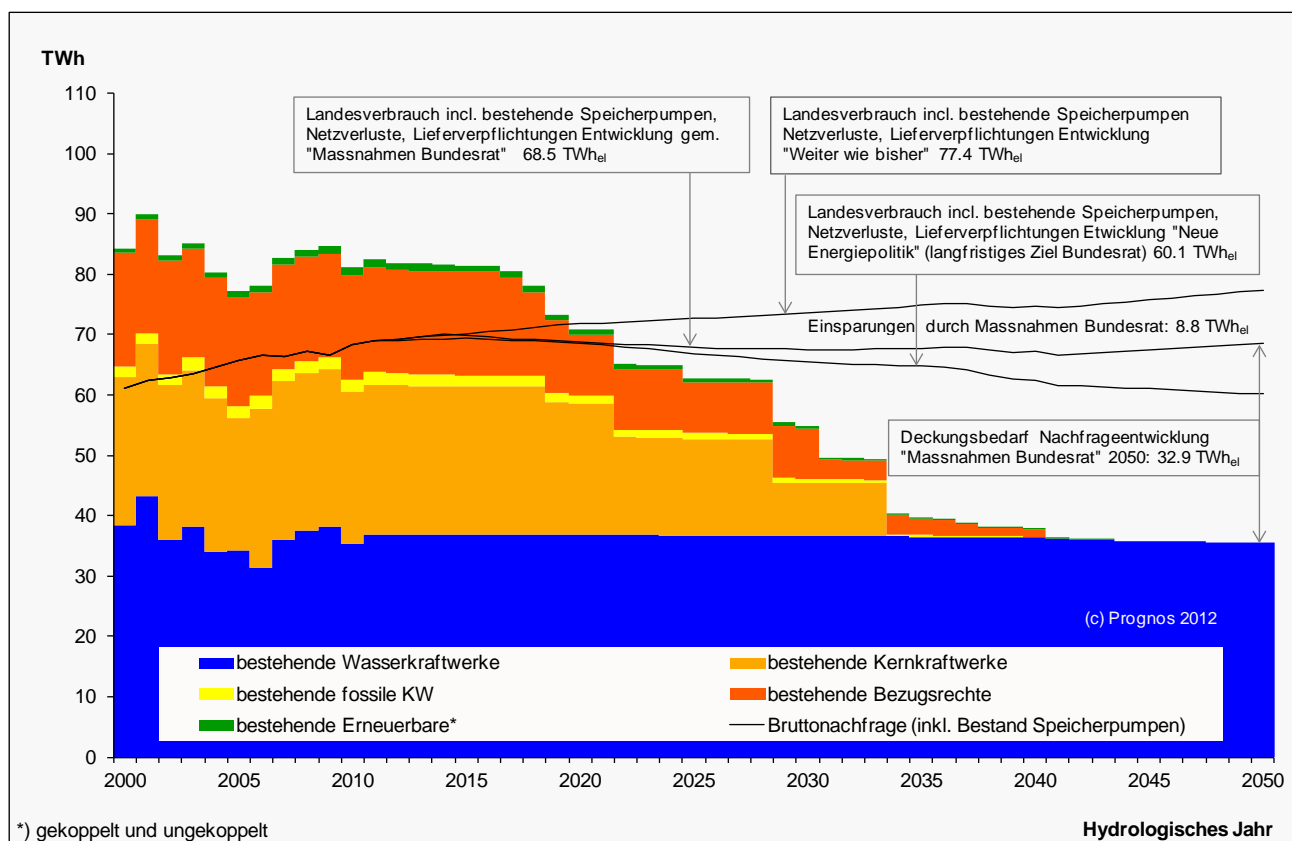
Das heute bestehende Elektrizitätsangebot vermag die Elektrizitätsnachfrage der Politikvariante „Massnahmen Bundesrat“ in einer Jahresbetrachtung bis 2018 zu decken (gilt für das Winterhalbjahr, in der Jahresbetrachtung von Grafik 8 ab 2020). Da im Winterhalbjahr die Elektrizitätsnachfrage höher

ist als im Sommerhalbjahr und die mittlere Produktion der Laufwasserkraftwerke signifikant geringer ist als im Sommerhalbjahr, ergibt sich der erste Zeitpunkt eines verbleibenden Deckungsbedarfes im Winterhalbjahr 2017/2018. In der Grafik 8 wird vom heute bestehenden Produktionspark ausgegangen. Insbesondere sind auch vorgesehene Neu- und Ausbauten von Speicherkraftwerken weder im Landesverbrauch noch in der Produktion enthalten. Der hier betrachtete Landesverbrauch basiert auf der im Kapitel 5 vorgestellten Elektrizitätsnachfrage, inklusive dem Verbrauch der bestehenden Speicherkraftwerken, Netzverlusten, und Lieferverpflichtungen der drei unterschiedenen Szenarien. Das Elektrizitätsangebot wird in der Regel in Terawattstunden (TWh) gemessen und nicht in der sonst (im Rahmen des internationalen SI-Einheitensystems für physikalische Einheiten) für Energie üblichen Einheit Joule. 1 TWh entspricht 3,6 Petajoule (PJ).

Der verbleibende Deckungsbedarf, definiert als Differenz zwischen Landesverbrauch und der Stromproduktion des heute bestehenden Produktionsparks, unterscheidet sich abhängig von der jeweiligen Elektrizitätsnachfrage des betrachteten Szenarios. Im Szenario „Massnahmen Bundesrat“, beträgt der verbleibende Deckungsbedarf im hydrologischen Jahr 2050 32,9 TWh_{el}/a. Die zusätzlichen Massnahmen und Instrumente bewirken Einsparungen von 8,8 TWh_{el}/a im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, welches eine verbleibende Deckungslücke von 41,8 TWh_{el}/a aufweist. Werden hingegen die Ziele des Szenarios „Neue Energiepolitik“ angestrebt, dann bewirken die noch verstärkten Effizienz-einsparungen, dass der verbleibende Deckungsbedarf in diesem Szenario rund 24,5 TWh_{el}/a beträgt.

Falls die in den Jahren 2015 bis 2020 vorgesehenen Pumpspeicherkraftwerke zugebaut werden, erhöht sich deren Leistung in der Grössenordnung von 3500 MW_{el}. Abhängig von der Zahl der jährlichen Arbeitsstunden erhöht sich die damit verbundene Elektrizitätsnachfrage. Der Deckungsbedarf steigt entsprechend an.

Grafik 8: Stromangebot und Deckungsbedarf der Politikvariante „Massnahmen Bundesrat“, hydrologisches Jahr in TWh_{el}/a



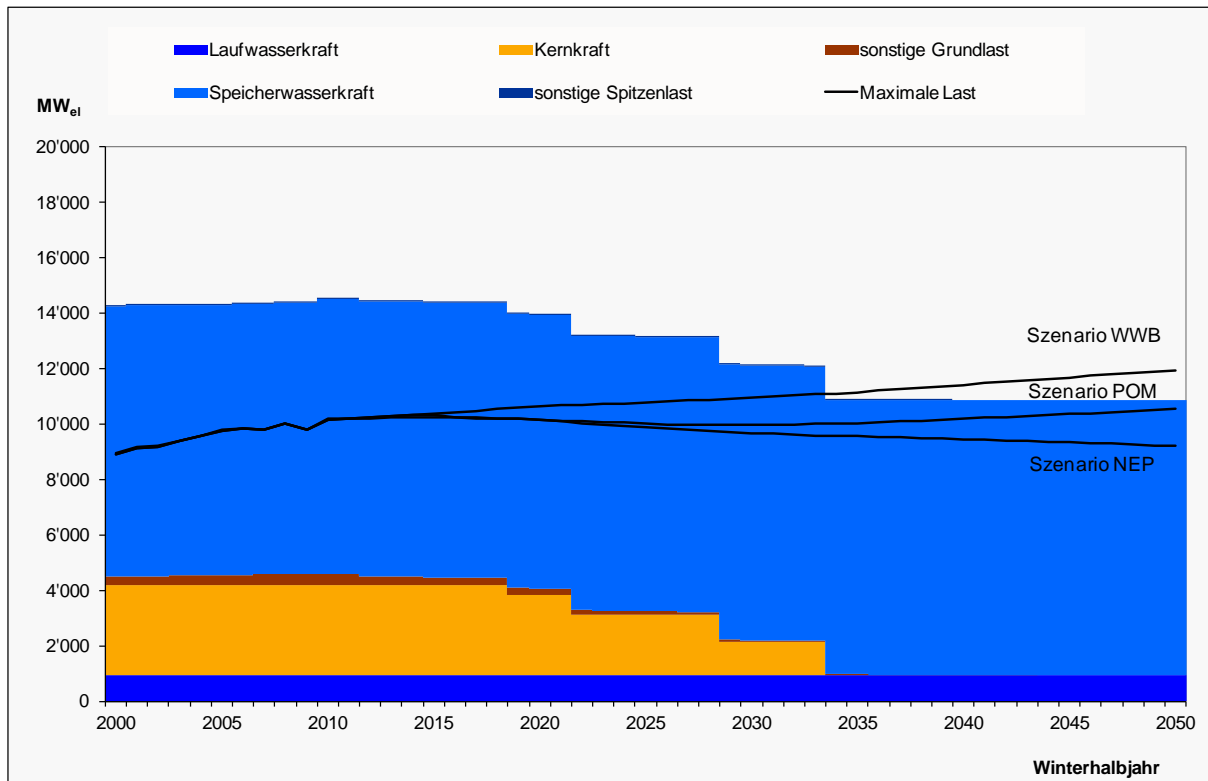
Quelle: Prognos, 2012

6.2 Leistung

Das Leistungsangebot des bestehenden Angebots vermag die maximale Last der Nachfrage des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“ zu decken (siehe Grafik 9). Die hohe installierte Leistung ist vor allem auf die Kapazitäten der Speicherkraftwerke zurückzuführen. Allerdings ist zu beachten, dass zusätzlich die Wasserbilanz für die Arbeitsbilanz ausgeglichen sein muss (vgl. Grafik 8). Im Szenario „Weiter wie bisher“ ist im Winterhalbjahr ab 2034 ein Leistungsdefizit zu erwarten. Im Sommer ist bis

2050 kein Leistungsdefizit zu erwarten. Im Sommer ist die inländische Versorgungssicherheit (im Sinne der verfügbaren Leistung; ohne zusätzliche Erzeugung kann auf diese allerdings nicht jederzeit zugegriffen werden) auch ohne Zubau neuer Kraftwerke sichergestellt. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ tritt mit dem bestehenden Produktionspark bis 2050 auch im Winterhalbjahr kein Leistungsdefizit ein.

Grafik 9: Leistung des bestehenden Kraftwerksparks und Lastnachfrage im Winterhalbjahr in MW_{el}



WWB: „Weiter wie bisher“
 POM: „Massnahmen Bundesrat“
 NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

6.3 Ausbaupotenziale

Die Angebotsvarianten verwenden unterschiedliche Optionen zur Deckung des Bedarfs. Abhängig von der gewählten Angebotsvariante ergeben sich unterschiedliche realisierte Potenziale (siehe Tabelle 12). In der Variante C werden vor allem zentrale fossil-thermische Kraftwerke verwendet. In der Variante C&E werden prioritär erneuerbare Energien (und die bestehende Ausbaupotenziale der Wasserkraft) verwendet. Verbleibender Deckungsbedarf wird – gemäss Variantenvorgabe – mit zentralen fossil-thermischen Kraftwerken (Gaskombikraftwerke, Gas- und Dampf-Kraftwerke) gefüllt. Die Variante E verwendet als Priorität erneuerbare Energien und füllt verbleibende Deckungslücken mit Importen auf. Für WKK-Anlagen wird in allen Angebotsvarianten von einem autonomen Zubau ausgegangen. Für den Ausbau erneuerbarer Energieträger werden zwei Ausbauwege unterschieden. In der reinen Angebotsvariante C wird ein moderater Ausbau aufgrund der heute zur Verfügung stehenden Instrumente und Massnahmen (Liste siehe Tabelle 1, Kapitel 2) untersucht. In den Varianten (Angebotsvarianten C&E und E) wird ein starker Ausbau unterstellt. Die Ausbaugeschwindigkeit wird auch begrenzt durch Renovationszyklen und die Zubaudynamik. Die Ausbaugeschwindigkeit bei den erneuerbaren Energien wird einerseits durch die Kostenbegrenzung der unterstellten Instrumente, andererseits auch durch Zubaudynamiken (bei Geothermie auch Entwicklungsdynamik) und zu lösende Bewilligungsfragen, z.B. bei Wind- und Wasserkraftwerken, eingeschränkt.

Die für die Angebotsvarianten verwendeten Ausbaupotenziale liegen alle unter dem theoretisch möglichen Ausbau.

Tabelle 12: Realisiertes Ausbaupotenzial nach Angebotsvarianten in 2020, 2035 und 2050, Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, in GWh_{el}/a

Potenzial	Verwendetes (realisiertes) Potenziale nach Angebotsvarianten in 2020, 2035 und 2050											
	Variante C			Variante C&E			Variante C&E Sens 1			Variante E		
	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Wasserkraft¹⁾	4'539	5'147	5'930	5'016	6'432	8'550	5'016	6'432	8'550	5'016	6'432	8'550
Fossile WKK	439	1'094	1'095	527	1'397	1'444	527	1'397	1'444	527	1'397	1'444
Klein-WKK (< 1 MW _{el}), vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbinen	240	600	600	188	570	599	188	570	599	188	570	599
Gross WKK: (> 1 MW _{el}), vor allem Industrie	184	460	460	158	446	460	158	446	460	158	446	460
Kehrichtverbrennungsanlagen (fossiler Teil)	15	34	35	180	381	385	180	381	385	180	381	385
Neue erneuerbare Energien	927	4'647	8'766	2'249	10'473	22'758	3'075	13'148	22'758	2'249	10'473	22'758
Biomasse Holz	231	520	544	405	1'075	1'104	405	1'075	1'104	405	1'075	1'104
Klärgasanlagen (ARA)	67	191	200	67	191	200	67	191	200	67	191	200
Biogas	162	359	377	357	1'330	1'427	357	1'330	1'427	357	1'330	1'427
Photovoltaik	256	2'440	5'839	434	4'355	11'036	1260	7030	11'036	434	4'355	11'036
Windenergie	108	738	1'372	624	1'723	4'222	624	1'723	4'222	624	1'723	4'222
Geothermie	88	365	399	182	1'418	4'384	182	1'418	4'384	182	1'418	4'384
Kehrichtverbrennungsanlagen (erneuerbarer Teil)	15	34	35	180	381	385	180	381	385	180	381	385
Kernkraftwerke	Kein Potenzial vorgesehen (Ausstiegsentschied Bundesrat)											
Fossil-therm. Kraftwerke	Keine Beschränkung im Modell unterstellt											
Importe	Keine Beschränkung im Modell unterstellt											

¹⁾ Inklusive Zubau von Pumpspeicherkraftwerken mit einer Leistung von insgesamt ca. 3500 MW_{el} Quelle: Prognos, 2012

Varianten: C: Fossil-zentral
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt

6.4 Die Stromangebotsvarianten des Bundesrates im Überblick (Zubau bis 2050)

Um den verbleibenden Deckungsbedarf zu füllen, stehen unterschiedlichste Produktionstechnologien zur Verfügung. Die im Folgenden untersuchten Stromangebotsvarianten basieren auf der Bundesratsvariante 2, welche gemäss Bundesrats- und Parlamentsentscheiden weiter verfolgt wird (siehe auch Abschnitt 3.2). Die untersuchten Angebotsvarianten bilden Eckwerte. Es werden unabhängige Angebotsstrategien dargestellt, welche untereinander nicht optimiert werden. Das Finden einer optimalen Angebotsmischung ist nicht Gegenstand der Energiesystemmodelle, zumal hier nicht nur monetäre Aspekte optimiert werden müssten, sondern auch gesellschaftliche Konsensfindungen gefragt sind. Die dargestellten Eckvarianten zeigen auf, was sich aus einer konsequenten Umsetzung einer im Voraus definierten Angebotsstrategie, insbesondere mit strengen Restriktionen für bestimmte Kraftwerksarten, ergibt.

In den drei Szenarien werden folgende drei Angebotsvarianten verwendet (siehe Tabelle 4):

- C: Der verbleibende Deckungsbedarf wird mit neuen GuD (Gaskombikraftwerken) gedeckt;
- C&E: Der verbleibende Deckungsbedarf wird soweit möglich mit einem verstärkten Zubau von erneuerbaren Produktionstechnologien gedeckt, ein verbleibender Restdeckungsbedarf mit neuen GuD;
- E: Der verbleibende Deckungsbedarf wird im Rahmen des möglichen Zubaus mit erneuerbaren Produktionstechnologien gedeckt, ein verbleibender Restdeckungsbedarf mit Importen;

Da die Stromproduktion der erneuerbaren Produktionstechnologien in den Szenarien mit verstärktem Ausbau jährlich ansteigt, sinkt die Anzahl der Produktionsstunden der GuD im Laufe der Zeit stetig. Diese Annahme bedeutet implizit, dass in erster Linie die inländische Nachfrage gedeckt wird. Es ist den Betreibern überlassen, Exportmöglichkeiten, sofern vorhanden, zu nutzen. Die gegenwärtige Ge-

setzung sieht vor, dass die CO₂-Emissionen eines Gaskombikraftwerks mindestens zu 50 % inländisch kompensiert werden müssen und lediglich 50 % über Zertifikate am Emissionshandel teilnehmen können. Um sicher zu stellen, dass die Kraftwerke am Strommarkt auch international konkurrenzfähig sind, wird für Varianten mit GuD unterstellt, dass die CO₂-Emissionen der Kraftwerke zu 100 % im Rahmen des ETS kompensiert werden können.

In allen Szenarien der Variante C liegt der Zubau von erneuerbaren Produktionstechnologien in 2050 bei 10.3 TWh_{el}/a (siehe Tabelle 13). Da in dieser Variante davon ausgegangen wird, dass für jeden Deckungsbedarf Strom aus GuD-Kraftwerken zur Verfügung steht, besteht kein Bedarf an einem verstärkten Ausbau von erneuerbaren Produktionsanlagen. Diese werden im Rahmen der vorhandenen Massnahmen und Instrumente und unter Berücksichtigung des technologischen Fortschrittes ausgebaut. Die Zahl der notwendigen GuD variiert mit den Elektrizitätsnachfragen der unterschiedenen Szenarien. Im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ sind in der Angebotsvariante C 7 GuD in Betrieb. Im Szenario „Weiter wie bisher“ sind 9 GuD notwendig. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ werden 6 GuD zugebaut.

Tabelle 13: Die Stromangebotsvarianten im Überblick, Produktion und Importe in 2035 und 2050

	Stromangebotsvariante Bundesratsvariante 2				Deckungsbedarf	
	C	C & E	C & E Sens 1	E	Jahr	Winter
	2035					
Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“	8 GuD 6.1 TWh EE	7 GuD 11.9 TWh EE	-	-	35.2 TWh	22.6 TWh
Nachfrageentwicklung „Massnahmen Bundesrat“	6 GuD 6.1 TWh EE	5 GuD 11.9 TWh EE	4 GuD 14.5 TWh EE	14.2 TWh Importe 11.9 TWh EE	28.2 TWh	18.7 TWh
Nachfrageentwicklung „Neue Energiepolitik“	6 GuD 6.1 TWh EE	4 GuD 11.9 TWh EE	-	11.7 TWh Importe 11.9 TWh EE	25.2 TWh	17.0 TWh
2050						
Nachfrageentwicklung „Weiter wie bisher“	9 GuD 10.3 TWh EE	6 GuD 24.2 TWh EE	-	-	41.8 TWh	25.9 TWh
Nachfrageentwicklung „Massnahmen Bundesrat“	7 GuD 10.3 TWh EE	5 GuD 24.2 TWh EE	4 GuD 24.2 TWh EE	7.2 TWh Importe 24.2 TWh EE	32.9 TWh	20.9 TWh
Nachfrageentwicklung „Neue Energiepolitik“	6 GuD 10.3 TWh EE	4 GuD 24.2 TWh EE	-	2.6 TWh Importe 24.2 TWh EE	24.5 TWh	16.3 TWh

Varianten: C: Fossil-zentral
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt
 WKK: In allen Angebotsvarianten autonomer Zubau bis 2050

Quelle: Prognos, 2012

In den Varianten C&E und E (für die Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“), wird neben dem autonomen Zubau von fossilen WKK von 1,44 TWh_{el}/a von einem verstärkten Zubau der erneuerbaren Stromproduktion bis auf ein Produktionsniveau von 24,2 TWh_{el}/a bis 2050 ausgegangen. In der Sensitivität C&E Sens.1 ist die nach der Erstellung der Energieperspektiven 2050 verabschiedete parlamentarische Initiative 12.400 und die effektiven Zubauten von Photovoltaik der Jahre 2011 und 2012 berücksichtigt (siehe auch Anhang 1). Daraus ergibt sich bis 2035 eine um 2,6 TWh höhere Produktion aus EE im Vergleich zur Variante C&E der Energieperspektiven 2050. Ein verbleibender Deckungsbedarf wird mit den GuD-Kraftwerken (Variante C&E), bzw. mit Importen (Variante E) gedeckt. Während im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ im Jahr 2050 7,2 TWh_{el}/a importiert werden müssen, liegen die Importe im Szenario „Neue Energiepolitik“ bei 2,6 TWh_{el}/a.

Da im Jahre 2035 – ein Jahr nach dem Abschalten des letzten KKW – der Ausbau der erneuerbaren Produktionsanlagen noch nicht so stark fortgeschritten ist wie in 2050, braucht es in der Variante E in 2035 höhere Importe als in 2050 (siehe Tabelle 13).

Die drei Angebotsvarianten folgen in allen drei Szenarien den gleichen Aufbauprinzipien. In der Angebotsvariante C werden die wegfallenden Grossanlagen (KKW) vor allem mit Grossanlagen ersetzt. Dafür stehen in der verwendeten „Bundesratsvariante 2“ GuD – Kraftwerke zur Verfügung. Daneben erfolgt ein autonomer Zubau aller übrigen vorhandenen Produktionstechnologien. In den drei Szenarien unterscheiden sich die Elektrizitätsnachfragen und damit der Landesverbrauch. Diese Unterschiede bewirken, dass die Grossanlagen (GuD), bzw. die Höhe der Importe in den Angebotsvarianten E szenarien-abhängig unterschiedlich ausfallen. Hingegen bleibt der Ausbaupfad der Erneuerba-

ren in allen Angebotsvarianten C gleich moderat. In den Angebotsvarianten C&E und E wird die erneuerbare Produktion verstärkt ausgebaut.

In der Tabelle 14 sind die drei Angebotsvarianten des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“, sowie die Sensitivität C&E Sens 1 stellvertretend auch für die beiden anderen Szenarien im Detail dargestellt. Die Elektrizitätsproduktion der GuD und WKK (fossile KW in Tabelle 14) erreichen in der Angebotsvariante C 21,7 TWh_{el}/a in 2050, hingegen in der Variante C&E nur 10,7 TWh_{el}/a, da die Wasserkraft und die Erneuerbaren in dieser Angebotsvariante stärker ausgebaut werden und der danach verbleibende Deckungsbedarf kleiner ist als in der Variante C. Der Ausbau erneuerbarer Produktion erreicht in der Angebotsvariante C 10.25 TWh_{el}/a in 2050, hingegen in den Varianten C&E und E, welche den Fokus auf den verstärkten Ausbau von erneuerbaren Produktionsanlagen richten, 24,22 TWh_{el}/a. Die Berücksichtigung der parlamentarischen Initiative 12.400 in der Sensitivität C&E Sens1 wirkt sich auf die Elektrizitätsversorgung in den Jahren 2020 und 2035 aus. Der stärkere Zubau von Photovoltaik erhöht die Produktion aus dieser Technologie in den erwähnten Jahren und senkt gleichzeitig entsprechend die Produktion fossiler KW. In der Variante E wird der verbleibende Bedarf mit Importen gedeckt. Die Stromnachfrage – hier auf der Stufe Landesverbrauch inklusive Speicherpumpen - weist zwischen 2010 und 2020 einen Anstieg aus, welcher auf den Ausbau der Speicherpumpen zurückzuführen ist. Mit dem Ausbau der Pumpspeicherkraftwerken um eine Leistung in der Grössenordnung von 3500 MW_{el} steigt auch der Verbrauch an. Die Speicherpumpen brauchen in 2050 Elektrizität in der Höhe von 7,5 TWh_{el}/a.

Tabelle 14: Szenario „Massnahmen Bundesrat“, Elektrizitätsversorgung hydrologisches Jahr der Angebotsvarianten C, C&E und E, in TWh_{el}/a

	2000	2010	"Massnahmen Bundesrat"											
			Variante C			Variante C&E			Variante C&E Sens 1			Variante E		
			2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Wasserkraft	38.38	35.42	41.48	41.75	41.58	41.96	43.02	44.15	41.96	43.02	44.15	41.96	43.02	44.15
davon neue			4.61	5.21	6.01	5.09	6.48	8.57	5.09	6.48	8.57	5.09	6.48	8.57
KKW	24.73	25.13	21.68			21.68			21.68			21.68		
Fossile KW	1.79	2.18	3.94	22.29	21.65	3.13	15.21	10.65	3.13	13.69	10.65	3.13	3.58	3.45
bestehende	1.79	2.18	1.48	0.32		1.48	0.32		1.48	0.32		1.48	0.32	
neue Kombi-KW			0.97	19.05	18.54		11.63	7.20		10.11	7.20			
neue fossile WKK			1.49	2.92	3.11	1.65	3.26	3.45	1.65	3.26	3.45	1.65	3.26	3.45
Erneuerbare	0.81	1.38	2.37	6.13	10.25	3.68	11.94	24.22	4.42	14.53	24.22	3.68	11.94	24.22
davon neue			1.45	6.03	10.25	2.77	11.84	24.22	3.51	14.43	24.22	2.77	11.84	24.22
Mittlere Bruttoerzeugung	65.71	64.11	69.47	70.17	73.48	70.45	70.17	79.02	71.19	71.24	79.02	70.45	58.54	71.82
Verbrauch Speicherpumpen	2.22	2.56	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54	7.54
Mittlere Nettoerzeugung	63.49	61.55	61.93	62.63	65.94	62.91	62.63	71.48	63.65	63.69	71.48	62.91	51.00	64.28
Importe	18.72	17.24	10.06	2.61	0.00	10.06	2.61	0	10.06	2.61	0.00	10.06	14.24	7.20
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	2.61		10.06	2.61		10.06	2.61		10.06	2.61	
neue Importe													11.63	7.20
Exporte	26.07	15.19	7.99	2.26	0.00	8.97	2.26	5.53	9.71	3.34	5.53	8.97	2.26	5.53
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26		2.26	2.26		2.26	2.26		2.26	2.26	
übrige Exporte	23.24	12.93	5.73			6.71	0.00	5.53	7.45	1.08	5.53	6.71	0.00	5.53
Landesverbrauch	56.14	63.60	64.00	62.98	65.95	64.00	62.98	65.95	64.00	62.98	65.95	64.00	62.98	65.95

Varianten: C: Fossil-zentral
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt
 WKK: In allen Angebotsvarianten autonomer Zubau bis 2050

Quelle: Prognos, 2012

Der Ausbau der erneuerbaren Produktionsanlagen ist in Tabelle 15 für das Szenario „Massnahmen Bundesrat“ dargestellt. In der Angebotsvariante C mit einem moderaten Ausbau der erneuerbaren Produktion steigt die in 2010 bei 1,38 TWh_e/a liegende Produktion auf 10,25 TWh_e/a an. Mehr als die Hälfte des Zubaus geht auf die Photovoltaik zurück (siehe Tabelle 15). Daneben wird ein Zubau der Stromproduktion mit Wind und mit Biomasse sowie Biogas, jeweils in WKK-Technologie (Kurzbezeichnung „gekoppelt“), erwartet. In den Angebotsvarianten C&E und E und in der Sensitivität C&E Sens 1 mit verstärktem Zubau der erneuerbaren Stromproduktion steigt die Produktion aus Photovoltaikanlagen auf 11,12 TWh_e/a. In der Sensitivität C&E Sens 1 bewirkt die Berücksichtigung der Auswirkungen der parlamentarischen Initiative 12.400 bis 2035 einen stärkeren Anstieg der Produktion von Elektrizität aus Photovoltaik als in den Angebotsvarianten C&E und E. Ebenfalls einen deutlichen Zuwachs verzeichnet die Produktion aus Windenergie und Geothermie. Auch die Potenziale von gekoppelter Produktion werden verstärkt genutzt.

Tabelle 15: Szenario „Massnahmen Bundesrat“, erneuerbare Stromerzeugung hydrologisches Jahr der Angebotsvarianten C, C&E und E, in TWh_e/a

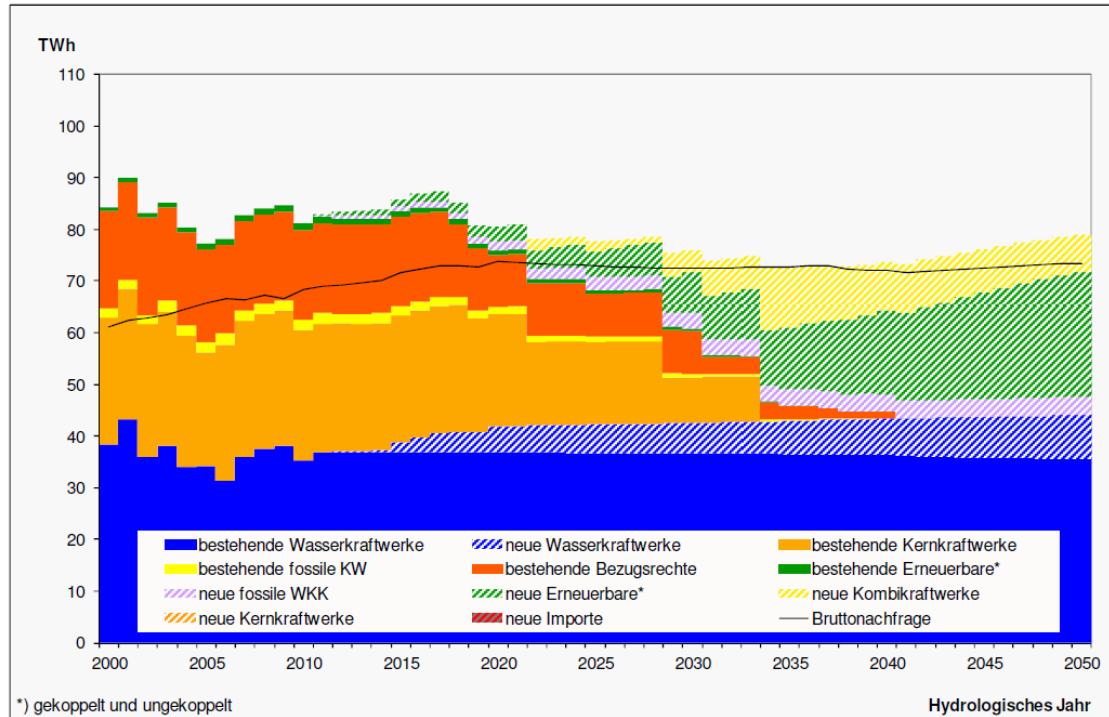
	2000	2010	"Massnahmen Bundesrat"											
			Variante C			Variante C&E			Variante C&E Sens 1			Variante E		
			2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Erneuerbare Total	0.81	1.38	2.37	6.13	10.25	3.68	11.94	24.22	4.42	14.53	24.22	3.68	11.94	24.22
Ungekoppelt	0.01	0.12	0.58	3.69	7.75	1.37	7.63	19.77	2.11	10.22	19.77	1.37	7.63	19.77
Photovoltaik	0.01	0.08	0.34	2.52	5.92	0.52	4.44	11.12	1.26	7.03	11.12	0.52	4.44	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.14	0.77	1.41	0.66	1.76	4.26	0.66	1.76	4.26	0.66	1.76	4.26
Biomasse (Holzgas)														
Geothermie			0.10	0.39	0.42	0.20	1.43	4.39	0.20	1.43	4.39	0.20	1.43	4.39
Gekoppelt	0.80	1.26	1.79	2.44	2.50	2.31	4.31	4.46	2.31	4.31	4.46	2.31	4.31	4.46
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.42	0.65	0.68	0.6	1.21	1.24	0.59	1.21	1.24	0.60	1.21	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.26	0.51	0.53	0.46	1.48	1.58	0.46	1.48	1.58	0.46	1.48	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.29	0.30	0.16	0.29	0.30	0.16	0.29	0.30	0.16	0.29	0.30
KVA (50% EE-Anteil)	0.63	0.92	0.94	0.98	0.99	1.10	1.32	1.33	1.10	1.32	1.33	1.10	1.32	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Varianten: C: Fossil-zentral
C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt
WKK: In allen Angebotsvarianten autonomer Zubau bis 2050

Quelle: Prognos, 2012

Das Szenario „Massnahmen Bundesrat“, Angebotsvariante C&E weist im hydrologischen Jahr einen Produktionsüberschuss auf. Dies liegt daran, dass in den Jahren kurz vor dem Abschalten der KKW sowie ab 2040 durch den starken PV-Zubau und die unterstellte prioritäre Einspeisung Produktionsüberschüsse entstehen, die weder durch Leistungsreduktion anderer Kraftwerke noch durch Speicherung abgefangen werden können. Im wesentlichen laufen im Sommerhalbjahr die Gaskombikraftwerke nicht. Im Winter hingegen ist einerseits die Nachfrage höher als im Sommer, andererseits produzieren Laufwasserkraftwerke und die Photovoltaik aufgrund des geringeren Dargebots signifikant weniger. Daher müssen im Winter die GuD-Kraftwerke in allen Jahren, selbst in 2049, noch mit hohen Volllaststunden laufen, um die Versorgung zu sichern. In der Bilanz im hydrologischen Jahr entstehen so rechnerische Überschüsse. (Siehe Grafik 10).

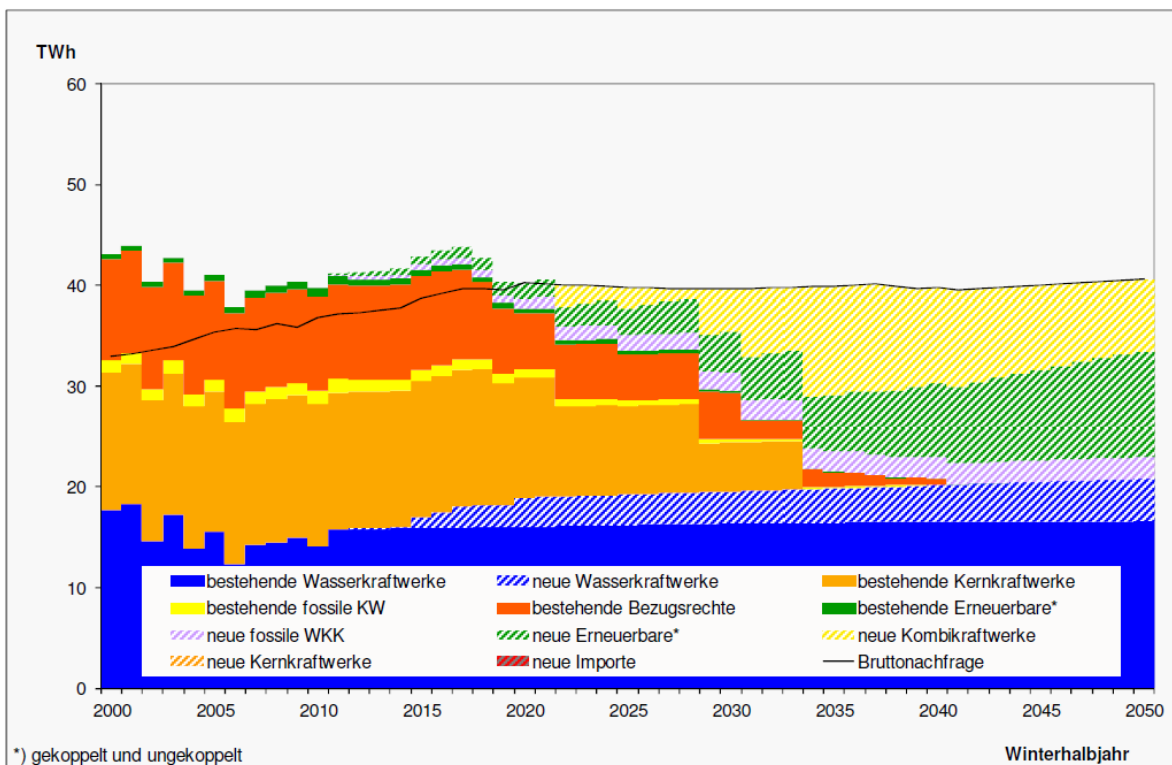
Grafik 10: Szenario „Massnahmen Bundesrat“, Angebotsvariante C&E, hydrologisches Jahr in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

Im Winterhalbjahr wird die Nachfrage, ausgelöst durch den Landesverbrauch, gerade gedeckt (siehe Grafik 11). Die benötigten Gaskombikraftwerke werden gerade mit so viel Volllaststunden gefahren, dass der Inlandsverbrauch gedeckt ist. Die Produktion des gesamten Jahres ist auf diese Mehrnachfrage (verbunden mit einem erhöhten Leistungsbedarf) im Winter ausgerichtet.

Grafik 11: Szenario „Massnahmen Bundesrat“, Angebotsvariante C&E, Winterhalbjahr in TWh_{el}/a

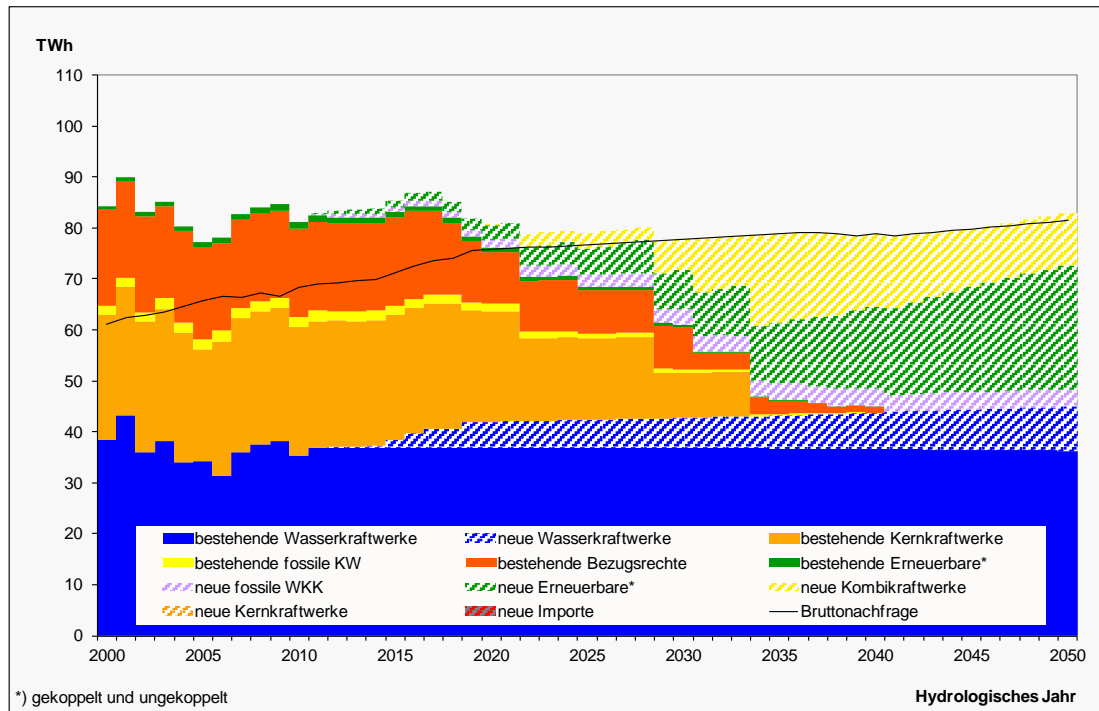


Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Weiter wie bisher“ bewirkt die höhere Elektrizitätsnachfrage einen höheren Landesverbrauch als im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ (siehe Grafik 12). Da in der Angebotsvariante

C&E die erneuerbare Produktion im gleichen Ausmass wie im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ ausgebaut wird, braucht es zur Deckung der Nachfrage eine grössere Menge produzierten Stroms von GuD-Anlagen. Der Zubau von Erneuerbaren bewirkt wiederum, dass gegen 2050 die notwendige Zahl der Produktionsstunden für GuD Kraftwerke um die inländische Nachfrage zu decken, sinkt.

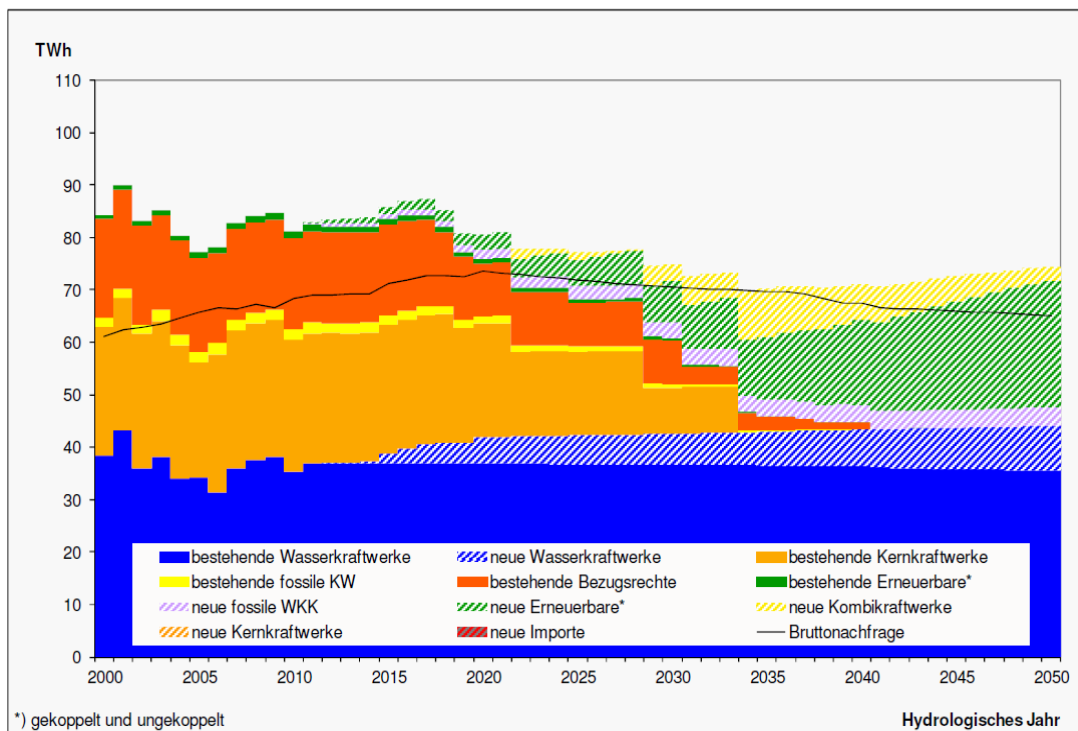
Grafik 12: Szenario „Weiter wie bisher“, Angebotsvariante C&E, hydrologisches Jahr, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2012

Im Szenario „Neue Energiepolitik“ ergibt sich der niedrigste Landesverbrauch der drei betrachteten Szenarien, da die Elektrizitätsnachfrage der Wirtschaftssektoren am niedrigsten ist (siehe Grafik 13). Bis 2020 steigt der Landesverbrauch wegen dem Ausbau der Pumpspeicheranlagen.

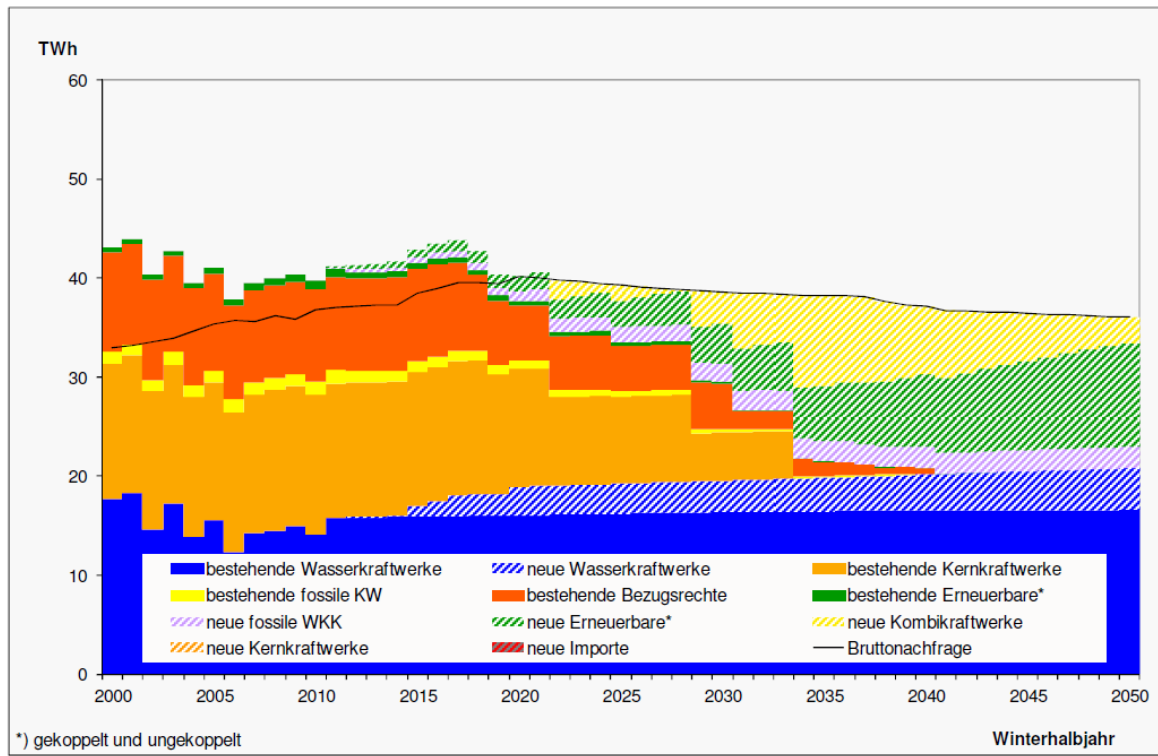
Grafik 13: Szenario „Neue Energiepolitik“, Angebotsvariante C&E, hydrologisches Jahr, in TWh_e/a



Quelle: Prognos 2012

Ab 2020 sinkt der Landesverbrauch. Gegen 2050 hin sinkt die produzierte Menge aus GuD-Anlagen deutlich. Allerdings braucht es GuD-Strom im Winterhalbjahr (siehe Grafik 14) während des gesamten Betrachtungszeitraums, sofern wie in der Angebotsvariante C&E vorgesehen, der verbleibende Deckungsbedarf mit GuD gedeckt werden soll.

Grafik 14: Szenario „Neue Energiepolitik“, Angebotsvariante C&E, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Quelle: Prognos 2012

7. Versorgungssicherheit

Im Folgenden werden zwei Indikatoren diskutiert, welche wichtige Aspekte der Entwicklung der Versorgungssicherheit aufzeigen: Die Auslandsabhängigkeit und die Gliederung der Energieträger auf der Stufe Bruttoenergieverbrauch.

7.1 Auslandsabhängigkeit

Mit der Auslandsabhängigkeit wird der Anteil von Energieprodukten an der gesamten Nachfrage gemessen, welche importiert wird. In dieser Betrachtungsweise sind beispielsweise die Kernbrennstoffe und der Einsatz von Wasserkraft enthalten und nicht die daraus produzierte Elektrizität. Hingegen sind in den ausgewiesenen Importen die Stromimporte einberechnet.

In allen Szenarien geht der Energieverbrauch inklusive Verbrauch für die Stromproduktion effizienz- und technologiebedingt zurück. Die Importe gehen noch stärker zurück, da der Anteil der im Inland produzierten erneuerbaren Energien zunimmt. Damit wird die Auslandsabhängigkeit bei der Energieversorgung im Zeitverlauf in den drei Szenarien insgesamt kleiner, auch wenn beim Strom zumindest saisonal ein Bedarf nach höheren Stromimporten bzw. Gasimporten zur Stromerzeugung entstehen sollte (siehe Tabelle 16). Für das Niveau der Auslandsabhängigkeit spielt es praktisch keine Rolle, ob Strom oder Gas zur Stromproduktion importiert wird. Stromangebotsseitig werden die Kernkraftwerke, welche einen kleinen Wirkungsgrad aufweisen, mit inländischen erneuerbaren Energien, mit hocheffizienten GuD oder Stromimporten ersetzt.

Tabelle 16: Endenergieverbrauch plus Verbrauch für Stromproduktion, Importe und Importanteil Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ in PJ, bzw. in %

	2000	2010	2020			2035			2050		
			Var C	Var C&E	Var E	Var C	Var C&E	Var E	Var C	Var C&E	Var E
Bruttoenergieverbrauch in PJ											
„Weiter wie bisher“	1050	1093	1026	1034		852	854		803	793	
„Massnahmen Bundesrat“	1050	1093	1008	1017	1017	771	773	706	692	704	662
„Neue Energiepolitik“	1050	1093	975	984	984	673	678	625	556	589	574
Importe in PJ											
„Weiter wie bisher“	808	864	777	767		569	526		501	408	
„Massnahmen Bundesrat“	808	864	755	745	745	486	443	417	388	303	287
„Neue Energiepolitik“	808	864	720	711	711	387	345	325	247	169	164
Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch in %											
„Weiter wie bisher“	77	79	76	74		67	62		62	51	
„Massnahmen Bundesrat“	77	79	75	73	73	63	57	59	56	43	43
„Neue Energiepolitik“	77	79	74	72	72	58	51	52	44	29	29

Varianten: C: Fossil-zentral
 C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
 E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt

Quelle: Prognos, 2012

7.2 Energieträgerdiversifizierung

Werden die Anteile von Energieträgern bzw. von Energieträgergruppen der Jahre 2000 mit dem Jahr 2050 verglichen, ergibt sich ein deutlicher Rückgang fossiler Treibstoffe in allen Szenarien (siehe Tabelle 17 unterer Teil). Hingegen nimmt der Anteil des Gases (Erdgas), welches für die Produktion von Elektrizität verwendet wird, in den Angebotsvarianten C sowie C&E zu. In absoluten Verbrauchszahlen in PJ liegt der Verbrauch von Gas oder andern fossilen Brennstoffen für die Elektrizitätsproduktion für die Angebotsvarianten C sowie C&E der Szenarien „Weiter wie bisher“ und „Massnahmen Bundesrat“ über dem Niveau des Jahres 2000. Deutlich nimmt die Stromproduktion aus Wasserkraft, inklusive Speicherpumpenproduktion, zu. Sowohl der Anteil an der Stromproduktion als auch in absoluten Grössen. In den sonstigen Energieträgern sind Abfälle (nichterneuerbare Anteile der kommunalen Abfälle, Industrieabfälle), Wärmeproduktion aus Klärgas sowie Umgebungswärme als Inputenergieträger in der Fernwärme enthalten.

Tabelle 17: Energieträgerdiversifizierung Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ in PJ, bzw. in %

Energieträger	2000	2050							
		WWB		POM			NEP		
		Var C	Var C&E	Var C	Var C&E	Var E	Var C	Var C&E	Var E
Verbrauch in PJ									
Heizöl/Treibstoffe	442	201	201	141	141	141	57	57	57
Gas/fossile für El. Prod.	101	268	181	199	134	92	132	88	73
erneuerbare Wärme	39	94	94	94	94	94	98	98	98
erneuerbare Treibstoffe	0	5	5	19	19	19	40	40	40
Importsaldo Elektrizität	0	0	0	0	0	6	0	0	0
Kernbrennstoffe	262	0	0	0	0	0	0	0	0
Wasserkraft	138	150	159	150	159	159	150	159	159
El.prod .übrige EE	23	67	136	67	136	136	67	136	136
sonstige	70	20	25	23	42	16	14	46	36
Bruttoenergieverbrauch	1075	805	801	693	725	663	558	624	599
Anteile in %									
Heizöl/Treibstoffe	42%	25%	25%	20%	20%	21%	10%	10%	10%
Gas/fossile für El. Prod.	10%	33%	23%	29%	19%	14%	24%	15%	13%
erneuerbare Wärme	4%	12%	12%	14%	13%	14%	18%	17%	17%
erneuerbare Treibstoffe	0%	1%	1%	3%	3%	3%	7%	7%	7%
Importsaldo Elektrizität	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%
Kernbrennstoffe	25%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Wasserkraft	13%	19%	20%	22%	23%	24%	27%	27%	28%
El.prod .übrige EE	2%	8%	17%	10%	19%	21%	12%	23%	24%
sonstiges	7%	2%	3%	3%	6%	2%	3%	8%	6%
Bruttoenergieverbrauch	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

WWB: „Weiter wie bisher“
POM: „Massnahmen Bundesrat“
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Varianten: C: Fossil-zentral
C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt

8. Gesamte energiebedingte CO₂-Emissionen absolut und pro Kopf

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen setzen sich aus den nachfragebedingten und den angebotsbedingten Emissionen zusammen. Die Zusammensetzung der fossilen Energienachfrage und des Angebots ist am Beispiel des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“, Angebotsvariante C&E dargestellt (Tabelle 18). Einerseits sinkt die Nachfrage nach fossilen Energieträgern bereits bis 2020 (siehe dazu auch Kapitel 5), andererseits bewirkt der Zubau von GuD (und der WKK) einen zusätzlichen Bedarf von Erdgas. Der höchste Bedarf ergibt sich in den Jahren nach dem Abschalten des letzten KKW (2034). Der Zubau von erneuerbarer Stromproduktion bewirkt allerdings, dass die notwendige Produktion von Strom aus GuD ständig kleiner wird. Damit sinkt auch die nachgefragte Menge Erdgas zwischen 2035 und 2050. Trotz dem Zubau von fossil-thermischer Elektrizitätsproduktion sinkt der Landesverbrauch (Nachfrage der Wirtschaftssektoren und Elektrizitätsproduktion) bereits in 2020 im Vergleich zu 2010.

Tabelle 18: Fossile Energieträger im Szenario WWB, Szenario „Massnahmen Bundesrat“ (POM) und Szenario NEP, Energienachfrage und Angebotsvariante C&E

Energieträger	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Endenergienachfrage fossile Energieträger											
Insgesamt	552.6	568.9	489.0	463.7	417.0	381.6	319.5	221.9	310.9	233.2	121.8
Davon Erdölprodukte	212.8	198.2	137.8	135.4	126.8	81.2	71.0	49.5	53.0	41.6	22.5
Davon Erdgas	87.0	108.2	111.3	107.4	104.0	103.2	88.2	76.0	87.7	70.0	50.9
Fossile Energieträger, Angebotsvariante C&E											
Mineralöle	2.9	2.2	2.7	2.7	2.7	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Erdgas	10.9	11.6	28.2	18.7	18.7	129.2	87.9	73.5	89.2	60.7	33.7

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (Nachfrage, Umwandlung und stat. Differenz) nach CO₂-Gesetz der Politikvariante „Massnahmen Bundesrat“ liegen im Jahre 2050 zwischen 17,3 und 23,2 Mio. t, abhängig von der Angebotsvariante (siehe Tabelle 19).

Tabelle 19: Gesamte energiebedingte CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz, in Mio. t CO₂, Veränderungsraten in % (Δ %)

Angebotsvariante	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Var. C	40.8	41.5	36.4	34.3	30.8	36.1	29.7	21.5	31.4	23.2	12.4
Var. C&E	40.8	41.5	36.1	34.0	30.5	33.7	27.3	19.3	26.6	19.6	10.0
Var. E	40.8	41.5		34.0	30.5		23.6	16.4		17.3	9.2
Veränderung in % gegenüber 2000											
Var. C		1.7	-10.8	-15.9	-24.5	-11.5	-27.2	-47.3	-23.0	-43.1	-69.6
Var. C&E		1.7	-11.5	-16.7	-25.2	-17.4	-33.1	-52.7	-34.8	-52.0	-75.5
Var. E		1.7		-16.7	-25.2		-42.2	-59.8		-57.6	-77.5
Veränderung in % gegenüber 2010											
Var. C			-12.3	-17.3	-25.8	-13.0	-28.4	-48.2	-24.3	-44.1	-70.1
Var. C&E			-13.0	-18.1	-26.5	-18.8	-34.2	-53.5	-35.9	-52.8	-75.9
Var. E				-18.1	-26.5		-43.1	-60.5		-58.3	-77.8

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Varianten: C: Fossil-zentral
C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt

Im Vergleich zu 2000 gehen die energiebedingten CO₂-Emissionen im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ zwischen 43,1% und 57,6 % zurück. Selbst im Szenario „Weiter wie bisher“ vermögen die Einsparungen in der Nachfrage nach fossilen Energieträgern die Zunahme des Verbrauches für die Stromproduktion mit fossilen Energieträgern bereits 2020 mehr als zu kompensieren. Im Jahre 2050 liegen die energiebedingten CO₂-Emissionen des Szenarios „Weiter wie bisher“ zwischen 23,0% und 34,8% unter den Werten des Jahres 2000.

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ liegen im Jahre 2050 zwischen 9,2 Mio. t und 12,4 Mio. t. Im Vergleich zu 2000 gehen die energiebedingten CO₂-Emissionen dieses Szenarios zwischen 69,6% und 77,5% zurück.

Die CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz pro Kopf der Bevölkerung in t CO₂ unterliegen derselben Logik wie die CO₂-Emissionen in absoluten Werten. Je nach gewähltem Angebotsmix ergeben sich Unterschiede. In der Tabelle 20 sind, gegliedert nach Angebotsvarianten und Politikvarianten, die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz pro Kopf der Bevölkerung aufgeführt. Die ge-

samten energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf der Bevölkerung der Politikvariante „Massnahmen Bundesrat“ liegen in 2050 zwischen 1,9 und 2,6 t pro Kopf, damit liegen sie zwischen 54,6% und 66,2% unter dem Niveau des Jahres 2000. Im Szenario „Weiter wie bisher“ betragen die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz pro Kopf der Bevölkerung im Jahre 2050 zwischen 2,9 t und 3,5 t. Damit liegen sie zwischen 38,6% und 48,0% unter dem Niveau des Jahres 2000. Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz der Politikvariante „Neue Energiepolitik“ liegen im Jahre 2050 zwischen 1,0 t und 1,4 t pro Kopf der Bevölkerung. Der Rückgang der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz liegt somit zwischen -75,8% und -82,0% im Vergleich zum Jahre 2000.

Tabelle 20: Gesamte energiebedingte CO₂-Emissionen nach CO₂-Gesetz pro Kopf, in t CO₂, Veränderungsraten in % (Δ %)

Angebotsvariante	2000	2010	2020			2035			2050		
			WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP	WWB	POM	NEP
Var. C	5.7	5.3	4.3	4.1	3.7	4.1	3.3	2.4	3.5	2.6	1.4
Var. C&E	5.7	5.3	4.3	4.0	3.6	3.8	3.1	2.2	2.9	2.2	1.1
Var. E	5.7	5.3		4.0	3.6		2.7	1.8		1.9	1.0
Veränderung in % gegenüber 2000											
Var. C		-6.9	-23.8	-28.2	-35.5	-28.2	-40.9	-57.3	-38.6	-54.6	-75.8
Var. C&E		-6.9	-24.4	-28.8	-36.1	-33.0	-45.7	-61.6	-48.0	-61.7	-80.5
Var. E		-6.9		-28.8	-36.1		-53.1	-67.4		-66.2	-82.0
Veränderung in % gegenüber 2010											
Var. C			-18.1	-22.8	-30.7	-22.9	-36.5	-54.1	-34.0	-51.3	-74.0
Var. C&E			-18.8	-23.5	-31.4	-28.0	-41.7	-58.8	-44.1	-58.8	-79.0
Var. E				-23.5	-31.4		-49.6	-65.0		-63.7	-80.7

WWB: „Weiter wie bisher“

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Varianten: C: Fossil-zentral
C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar
E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt

9. Kosten des Kraftwerksparks, der Stromproduktion, Netzkosten und direkte volkswirtschaftliche Kosten

9.1 Abdiskontierte Gesamtkosten

In der Tabelle 21 sind die abdiskontierten Gesamtkosten (Anlagen und jährliche Betriebskosten) des Bestandes und des Zubaus von 2010 bis 2050 gegliedert nach Politikvarianten aufgeführt². Regelfähige Zubauten werden so eingesetzt, dass sie die inländische Nachfrage gerade decken. Das heisst, sie produzieren nicht nach der optimalen Jahresarbeitszeit, sondern der inländischen Nachfrage entsprechend. Daraus ergeben sich keine Exporte, auf der andern Seite wirkt sich dies positiv auf den energiebedingten CO₂ - Ausstoss aus. Ob zusätzlich auch für den Export produziert wird, bleibt somit den Betreibern überlassen und ist abhängig von der jeweiligen europäischen Marktsituation. Insgesamt 126 Mrd. Franken entstehen aus dem Bestand des heutigen Kraftwerksparks (siehe Tabelle 21, Bestand netto). Diese Kosten fallen an, unabhängig von der gewählten Angebotsvariante und des gewählten Szenarios. Hingegen unterscheiden sich die Kosten des Zubaus. In der Tabelle 21 sind die Kosten des Zubaus inklusive Wärmegutschriften ausgewiesen. Wärmegutschriften müssen bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme berechnet werden. Die Kosten, die durch Brennstoffverbrauch und ggf. einen Spitzenkessel bei getrennter Produktion von Wärme und Strom entstehen würden, werden bei gekoppelter Erzeugung vermieden (WKK). Diese vermiedenen Kosten werden den WKK-Anlagen gutgeschrieben. Unter Berücksichtigung dieser Gutschriften ergeben sich die inländischen Nettokosten des Zubaus.

² Die verwendete Methode der Kostenberechnung ist in Band 4, Exkurse der Energieperspektiven 2035 beschrieben (Exkurs 9, Methoden der Kostenberechnung), (www.energieperspektiven.ch).

Tabelle 21: Gesamtkosten abdiskontiert, Bestand und Zubau, real zu Preisen 2010, in Mrd. Franken

	Gesamtkosten abdiskontiert 2010-2050									
	WWB			POM				NEP		
	C	C&E	E	C	C&E	C&E Sens 1	E	C	C&E	E
Wasserkraft	96	98		96	98	98	98	96	98	98
KKW	21	21		21	21	21	21	21	21	21
Konventionell-thermische Kraftwerke	39	24		26	14	13	0	25	13	0
Fossile WKK	9	9		9	9	9	9	10	10	10
Erneuerbare mit WKK	10	18		10	18	18	18	9	18	18
Erneuerbare	6	13		6	13	17	13	6	13	13
KVA	4	4		4	4	4	4	4	4	4
Import	13	13		13	13	13	26	13	13	22
Netto- Gesamtkosten ohne Wärmegutschriften	197	201		185	191	193	190	185	190	186
<i>Davon: Zubau netto (ohne Wärmegutschr.)</i>	72	75		59	66	67	64	59	64	60
<i>Davon: Bestand netto (ohne Wärmegutschr.)</i>	126	126		126	126	126	126	126	126	126
Wärmegutschriften	11	13		11	13	14	13	11	14	14
Brutto-Gesamtkosten	208	215		196	205	208	203	196	205	200

WWB: „Weiter wie bisher“

Quelle: Prognos, 2012, 2013

POM: „Massnahmen Bundesrat“

NEP: „Neue Energiepolitik“

Varianten: C: Fossil-zentral

C & E: Fossil-zentral und Erneuerbar

E: Erneuerbar, verbleibende Stromlücke wird mit Importen gedeckt

WKK: In allen Angebotsvarianten autonomer Zubau bis 2050

Für die Politikvariante „Massnahmen Bundesrat“ weist die Variante C (GuD) die tiefsten abdiskontierten Gesamtkosten auf. In den Angebotsvarianten C&E und E, sowie der Variante C&E, Sensitivität 1 widerspiegeln sich der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren. In letzterer liegen die Gesamtkosten leicht über denjenigen der Variante C&E. Die Berücksichtigung der Massnahmen aufgrund der parlamentarischen Initiative 12.400 bewirkt bis 2035 einen verstärkten Zubau (siehe Anhang 1 der Zusammenfassung). Die Politikvariante „Weiter wie bisher“ weist höhere Kosten auf, da die höhere Nachfrage auch eine höhere Produktion nach sich zieht. Aus dem gleichen Grunde liegen die abdiskontierten Gesamtkosten des Szenarios „Neue Energiepolitik“ im direkten Vergleich der Angebotsvarianten tiefer (Beispiel Angebotsvariante C&E der drei Szenarien).

9.2 Netzkosten

Für den Ausbau des bestehenden Übertragungsnetzes im Rahmen des vom Bundesrat bereits 2009 verabschiedeten Strategischen Netzes 2015, sowie der Weiterentwicklung dieses Netzes zum Strategischen Netz 2020, belaufen sich die Kosten auf rund 2 Mrd. Franken. Diese Kosten fallen unabhängig von der Energiestrategie 2050 an. Für die Energiestrategie 2050 kommen, abhängig von der gewählten Angebotsvariante Kosten von 0,4 – 0,7 Mrd. Franken bis 2050 hinzu. Daneben ergeben sich zusätzliche Netzausbaukosten für das Verteilnetz von 3,9 bis 12,6 Mrd. Franken, welche notwendig sind wegen des verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung in diese Verteilnetze. Die Summe der Kosten für das Strategische Netz 2020 und der durch die Energiestrategie 2050 verursachten Kosten im Übertragungs- und Verteilnetz liegen im Jahr 2050 zwischen 6,3 und 15,3 Mrd. Franken.

In dieser Kostenaufstellung nicht enthalten sind die laufenden jährlichen Kosten von rund einer Milliarde Franken der Instandhaltung und des notwendigen Erneuerungsbedarfs des gesamten heutigen Netzes, die unabhängig von geplanten Ausbauten anfallen.

9.3 Vergleich der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten

Die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ werden mit dem Szenario „Weiter wie bisher“, Angebotsvariante C verglichen. Dafür werden die Differenzinvestitionen dargestellt, welche für die Umsetzung der Massnahmen des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“ bzw. für die Zielerreichung des Szenarios „Neue Energiepolitik“ notwendig sind. In den Kosten enthalten sind Pauschalen für die Transaktionskosten, obschon sie streng genommen nicht zu den Investitionen gezählt werden. Die direkten Investitionen entsprechen den über die technische Lebensdauer mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz bewerteten Investitionskosten in annuierter Form, bilanziert mit den Einsparungen, welche sich aufgrund der verringerten Energieimporte ergeben. Der Kostenvergleich fokussiert nicht aus der Sicht eines Investors - das heisst nicht aus betriebswirtschaftlicher Sicht - sondern aus Sicht der gesamten Volkswirtschaft. Um die Kosten, die zu verschiedenen Zeitpunkten in der Zukunft entstehen, direkt miteinander vergleichbar zu machen, werden sie mit dem volkswirtschaftlichen Zinssatz zum sogenannten Barwert abdiskontiert. Dieser Wert zeigt auf, wie viel Geld heute zum volkswirtschaftlichen Zinssatz angelegt werden müsste, um die Investitionen in der Zukunft realisieren zu können.

Eine Investition erfolgt zu einem Zeitpunkt. Die mit der Investition verbundenen Reduktionen des Energieverbrauches verteilen sich zumeist über mehrere Jahre. Damit sich die Kosten und die Einsparungen auf den gleichen Zeitraum beziehen, wird der Investitionsbetrag in Annuitäten umgerechnet und gleichmässig auf die Lebensdauer der Investition verteilt. Da die direkten volkswirtschaftlichen Kosten berechnet werden, wird die Mehrwertsteuer nicht berücksichtigt. Die Lebensdauer ist nicht für alle Güter gleich und wird nach Investitionsgegenstand unterschieden (beispielsweise Heizungsanlagen 20 Jahre, Gebäudehüllen 35 Jahre).

Für die Berechnung der Differenzkosten werden einerseits die Kostendifferenzen der Investitionen verwendet, welche sich aus den unterschiedlichen Standards ergeben, und die Investitionen in die Verkehrsinfrastruktur (z.B. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge), andererseits werden die eingesparten Energieträgerimporte gegengerechnet. Für die Elektrizitätserzeugung werden – in Abhängigkeit von den Angebotsvarianten – die Gesamtkosten des Kraftwerkparks (Investitionen und Brennstoffkosten), bzw. die Kosten für Stromimporte (Variante E), mit den im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C eingesparten Energieimporten saldiert.

Während für das Szenario „Massnahmen Bundesrat“ konkrete politische Massnahmen ausgewertet worden sind, geht zwar auch das Szenario „Neue Energiepolitik“ von heute bekannten Technologien aus, aber auch von einem veränderten globalen Umfeld mit einer Beschleunigung der Entwicklung von Effizienztechnologien und der Nutzung von erneuerbaren Energien. Deshalb weisen die Preisentwicklungen hier grössere Unsicherheiten auf. Die Abschätzung der Investitionen verzichtet wie die Szenarienberechnung auf Technologie- und Kostensprünge. Damit sind die verwendeten Kosten eher hoch einzuschätzen und die Einsparungen eher tief.

9.3.1 Mehrinvestitionen der Wirtschaftssektoren „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ verglichen mit „Weiter wie bisher“

Die Mehrinvestitionen in den Sektoren sind in der Tabelle 22 zusammengefasst. Ebenfalls enthalten sind Transaktionskosten, wie sie beispielsweise für EnergieSchweiz entstehen. Im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ sind sie mit jährlich 50 Mio. Franken enthalten, im Szenario „Neue Energiepolitik“ betragen sie 100 Mio. Franken. Die abdiskontierten Gesamtkosten liegen für die Periode 2010 bis 2050 bei rund 47 Mrd. Franken für das Szenario „Massnahmen Bundesrat“ und bei rund 89 Mrd. Franken für das Szenario „Neue Energiepolitik“.

Im Anhang 2, Abschnitt 3 der Zusammenfassung finden sich die Mehrinvestitionen der einzelnen Sektoren im Einzelnen dargestellt und diskutiert.

Tabelle 22: Mehrinvestitionen in den Sektoren „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, verglichen mit „Weiter wie bisher“ (in Mio. Fr.)

Differenzkosten in Mio. Fr.	2010	2020		2035		2050		Summe 2010-2050		2010-2050 abdiskontiert	
		POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP
		Haushalte	0	145	317	938	2133	1445	3812	27167	65052
Ind. und D. leistungen	0	572	978	1031	2162	1048	2118	31315	62250	18069	35465
Verkehr	0	472	669	913	1125	468	648	24252	30986	14039	18047
Transaktionskosten	50	50	100	50	100	50	100	1950	3750	1255	2364
Mehrinvestitionen	50	1239	2064	2932	5520	3011	6678	84684	162038	47352	89050

POM: „Massnahmen Bundesrat“
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

9.3.2 Einsparungen Energieträgerimporte und Saldo Mehr- und Minderkosten Kraftwerkpark „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ verglichen mit „Weiter wie bisher“

Die Investitionen in den Sektoren (Details dazu siehe Anhang 2 Kapitel 3) bewirken, dass die Energie- und die Elektrizitätsnachfrage der Sektoren unter denjenigen des Szenarios „Weiter wie bisher“ liegen, was eine Abnahme der Energieträgerimporte der fossilen Energieträger (Heizöl, sonstige Heizölprodukte, Kohle, Gas, Benzin, Diesel als direkt eingesetzte Brenn- und Treibstoffe) für den Energieverbrauch der Wirtschaftssektoren, aber auch eine Abnahme der Energieimporte für die Elektrizitätsproduktion bewirkt. Da die Betrachtungsweise hier eine „territoriale“ volkswirtschaftliche ist, wird in den Kosten nur die reine Importbelastung der Volkswirtschaft ohne zusätzliche interne Verteilungseffekte wie Steuern oder Klimarappen berücksichtigt. Für die Szenarien wird das Preisszenario des Szenarios „Weiter wie bisher“ verwendet, da Differenzkosten berechnet werden, für welche das Szenario „Weiter wie bisher“ als Referenz dient. Für Biotreibstoffe, welche vor allem im Szenario „Neue Energiepolitik“ zur Anwendung kommen, wird für die Ermittlung der Kosten der Dieselpreis verwendet.

Einsparungen Energieträgerimporte der Energienachfrage

Im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ ergeben sich aufgrund der Investitionen in Energieeffizienz, bzw. durch den Ausbau der erneuerbaren Energien für die Wärmeerzeugung Importeinsparungen, welche für einzelne Jahre, bzw. als Summe der Einsparungen von 2010 bis 2050 in der Tabelle 23 aufgelistet sind.

Tabelle 23: Einsparungen nach Energieträgern in den Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, verglichen mit „Weiter wie bisher“, in PJ

Einsparungen in PJ	2010	2020		2035		2050		2010-2050	
		POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP
Elektrizität	0	-10	-11	-24	-34	-29	-58	-708	-1095
Heizöl	0	-2	-11	-10	-31	-11	-29	-282	-862
Gas	0	-4	-7	-15	-27	-18	-37	-432	-808
Kohle	0	0	-1	0	-3	0	-3	1	-74
Benzin	0	-9	-25	-15	-39	-18	-44	-494	-1260
Diesel	0	-11	-28	-24	-57	-30	-69	-737	-1764
Biotreibstoffe	0	0	28	0	34	0	36	0	1156

POM: „Massnahmen Bundesrat“
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Die für die Abschätzung der Minderkosten relevanten Importpreise ergeben sich aus den Weltmarktpreisen des Szenarios „Weiter wie bisher“, welches die Basis der Differenzkostenbetrachtung bildet. Neben den Weltmarktpreisen (siehe Abschnitt 3.3) als wichtigste Komponente werden den Importpreisen zudem auch Verarbeitungskosten (Treibstoffe), aber auch die Frachtkosten zugerechnet. In der Tabelle 24 sind die für die Berechnungen verwendeten Importpreise je Energieträger aufgeführt.

Tabelle 24: Importpreise nach Energieträgern in Szenario „Weiter wie bisher“, Franken pro t (zu Preisen 2010)

Importpreise in Fr./t (real zu Preisen 2010)	2010	2020	2035	2050
Heizöl	0	949	1064	1086
Gas	0	757	842	846
Kohle	0	155	160	154
Benzin	0	1019	1133	1156
Diesel	0	991	1105	1128
Biotreibstoffe	0	991	1105	1128

POM: „Massnahmen Bundesrat“
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Werden die in Tabelle 24 dargestellten Preise mit den eingesparten Mengen (Tabelle 23) (und den entsprechenden Umrechnungsfaktoren des Energieinhalts) multipliziert, ergeben sich die Einsparungen aus Importen gemäss Tabelle 25. Der im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ verstärkte Einsatz von Biotreibstoffen im Szenario „Neue Energiepolitik“ wirkt sich in einer Zunahme der Importe aus (in der Tabelle 25 als positive Importkosten dargestellt).

In dieser Darstellung nicht enthalten sind die Stromimporte, da diese abhängig sind von der gewählten Stromangebotsvariante und in die unten diskutierten Differenzkosten der jeweiligen Kraftwerksparks eingerechnet werden.

Tabelle 25: Einsparungen Importe nach Energieträgern der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, verglichen mit „Weiter wie bisher“

Einsparungen Importe in Mio. Fr.	2010	2020		2035		2050		2010-2050		2010-2050 abdiskontiert	
		POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP
Heizöl	0	-54	-238	-253	-769	-288	-749	-6992	-21248	-3733	-11757
Gas	0	-63	-120	-273	-492	-323	-669	-7730	-14482	-4147	-7696
Kohle	0	0	-6	0	-14	0	-16	4	-415	2	-230
Benzin	0	-221	-590	-401	-1036	-498	-1203	-12841	-32843	-7317	-18819
Diesel	0	-249	-639	-617	-1470	-791	-1810	-18752	-44810	-10339	-24952
Biotreibstoffe	0	0	631	0	891	0	950	0	29185	0	17198
Einsparungen Total	0	-587	-962	-1543	-2891	-1899	-3497	-46310	-84614	-25534	-46255

POM: „Massnahmen Bundesrat“
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Saldo Mehr- und Minderkosten der verschiedenen Stromangebotsvarianten

Wie in Kapitel 3 dargestellt, werden die Angebotsvarianten C (GuD), C&E (GuD und Erneuerbare) und E (Erneuerbare und Importe) verwendet. Die Minderkosten ergeben sich aus den eingesparten Importkosten von Energieträgern für die Produktion von Elektrizität in der Schweiz (Varianten C und Varianten C&E), bzw. aus den Kosten für Stromimporte in der Variante E. Da die Stromnachfrage in den Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ kleiner ist als im Szenario „Weiter wie bisher“, ergeben sich Importeinsparungen, wenn - wie in der vorliegenden Analyse - die Differenzkosten betrachtet werden. Mehrkosten ergeben sich aus den Ausgaben für den Ausbau des erneuerbaren Kraftwerksparks, da in der Variante C im Unterschied zu den Stromangebotsvarianten C&E und E von keinem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion ausgegangen wird. In der Tabelle 26 sind die saldierten Einsparungen der Importe und die Mehrkosten des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion der Variante C des Szenarios „Weiter wie bisher“ im Vergleich zu den Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, unterschieden nach den Varianten C, C&E und E, dargestellt. Im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ sind in der Variante C zwei Gaskraftwerke weniger notwendig als im Szenario „Weiter wie bisher“. Entsprechend liegen die Importkosten unter denjenigen im Szenario „Weiter wie bisher“ (siehe Tabelle 26). Im Vergleich zu „Weiter wie bisher“ werden im Szenario „Neue Energiepolitik“ sogar vier GuD eingespart, was die Kosten für Importe entsprechend nochmals senkt. Da die Laufzeiten variieren und GuD gegen Ende des Betrachtungszeitraums 2050 mit einer geringeren Zahl von jährlichen Produktionsstunden verwendet werden, unterscheiden

sich die Einsparungen der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ nicht sehr stark.

Tabelle 26: Saldo Mehr- und Minderkosten der Stromangebotsvarianten der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, verglichen mit „Weiter wie bisher“

Saldo Kosten der Angebotsvarianten in Mio. Fr.	2010	2020		2035		2050		2010-2050		2010-2050 abdiskontiert	
		POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP
Var. C	0	-156	-209	-927	-697	-1188	-1747	-24576	-26195	-12746	-13333
Var. C&E	0	182	-4	-753	-767	-766	-1283	-13135	-16978	-5659	-7553
Var. E	0	182	-4	-925	-1232	-939	-1574	-17005	-25328	-7614	-11764

POM: „Massnahmen Bundesrat“
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Die Kosten des verstärkten Zubaus erneuerbarer Energieträger in der Variante C&E und E sind kleiner als die Minderkosten für Importe, was sich in den negativen Kostensalden der Tabelle 26 ausdrückt. Allerdings bewirken die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Stromproduktion der Varianten C&E und E, dass der Saldo (der Einsparungen) kleiner wird. In der Angebotsvariante E fallen keine Importe für die Produktion von Strom im Inland an, aber für die Deckung der inländischen Nachfrage wird Strom importiert. Die Importpreise richten sich nach den mittleren Gestehungskosten des europäischen Kraftwerkparcs, für welchen bis 2050 angenommen wird, dass die erneuerbare Stromproduktion ebenfalls ausgebaut wird.

9.3.3 Differenzkosten der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“, Stromangebotsvariante C

Werden die in den Abschnitten 9.3.1 bis 9.3.2 dargestellten Mehrinvestitionen und Einsparungen einander gegenüber gestellt, ergeben sich die gesamten Differenzkosten. Sie setzen sich aus den Zusatzinvestitionen des jeweiligen Szenarios zusammen. Davon werden die Einsparungen abgezogen, welche die Investitionen bewirken (Tabelle 27).

Tabelle 27: Saldo Mehr- und Minderkosten der Stromangebotsvarianten der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“, verglichen mit „Weiter wie bisher“

Saldo Kosten in Mio. Fr.	2010	2020		2035		2050		2010-2050		2010-2050 abdiskontiert	
		POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP	POM	NEP
Investitionen	50	1'239	2'064	2'932	5'520	3'011	6'678	84'684	162'038	47'352	89'050
Energieträgerimporte	0	-587	-962	-1'543	-2'891	-1'899	-3'497	-46'310	-84'614	-25'534	-46'255
Einsparungen Kraftwerkpark im Vergleich zu "Weiter wie bisher" Variante C											
Var. C	0	-156	-209	-927	-697	-1'188	-1'747	-24'576	-26'195	-12'746	-13'333
Var. C&E	0	182	-4	-753	-767	-766	-1'283	-13'135	-16'978	-5'659	-7'553
Var. E	0	182	-4	-925	-1'232	-939	-1'574	-17'005	-253'28	-7'614	-11'764
Resultierende Gesamtkosten im Vergleich zu "Weiter wie bisher" Variante C											
Variante C	50	496	893	461	1'932	-76	1'434	13'798	51'228	9'072	29'462
Variante C&E	50	834	1'098	635	1'862	346	1'898	25'239	60'445	16'159	35'242
Variante E	50	834	1'098	463	1'397	173	1'607	21'369	52'095	14'204	31'031

POM: „Massnahmen Bundesrat“
NEP: „Neue Energiepolitik“

Quelle: Prognos, 2012

Die resultierenden Gesamtkosten variieren, abhängig von der gewählten Stromangebotsvariante. Da die Investitionen bis 2050 ansteigen, liegen die abdiskontierten Gesamtkosten deutlich unter den aufsummierten Kosten.

10. Volkswirtschaftliche Auswirkungen

10.1 Einleitung

Für die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Szenarien kam das gesamtwirtschaftliche berechenbare Gleichgewichtsmodell SwissGEM-Energy (Ecoplan und Prof. Böhringer) zur Anwendung. Die Resultate der energiewirtschaftlichen Modelle (Energie- und Elektrizitätsnachfrage, CO₂-Emissionen und Elektrizitätsangebotsvarianten der drei Szenarien „Weiter wie bisher“, „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“) bilden die Grundlage der Berechnungen.

Das verwendete Modell ist ein berechenbares Gleichgewichtsmodell, welches die gesamte Schweizer Wirtschaft abbildet. Das Modell unterscheidet 62 Industrie- und Dienstleistungsbranchen und modelliert detailliert die Energietechnologien, den Verkehrssektor und den Wärmebereich. Auf der Stromangebotsseite wurde der Kraftwerkspark aus den energiewirtschaftlichen Modellen übernommen (Variante C). Als Zielvorgaben wurden die aus den energiewirtschaftlichen Modellen resultierenden CO₂-Emissionen nach Energieträger sowie die Stromnachfrage vorgegeben. Im Modell können die detaillierten Massnahmen des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“ nicht im einzelnen abgebildet werden. Die Massnahmen bewirken jedoch in den energiewirtschaftlichen Modellen eine Veränderung der Energienachfrage, welche im Gleichgewichtsmodell als Vorgabe verwendet wird. Um die vorgegebenen Nachfragepfade zu erreichen, werden deshalb die fossilen Energieträger sowie der Stromverbrauch mit einer Abgabe in entsprechender Höhe belastet. Die Abgaben werden von Privathaushalten und allen Wirtschaftsbranchen bezahlt, die nicht am Emissionshandelssystem (ETS) teilnehmen. Die Einnahmen werden gemäss heutiger Regelung an Wirtschaft und Bevölkerung rückverteilt. Wirtschaftsbranchen im ETS haben ein analoges CO₂-Ziel, dürfen ihre Verpflichtungen aber im Ausland einlösen (durch Anrechnung von Emissionsrechten aus der EU auf der Basis eines entsprechenden Abkommens). Auf Strom wird eine Abgabe erhoben (belastet wird der Verbrauch von Strom). Die Einnahmen werden analog der CO₂-Abgabe rückverteilt.

Das Modell erlaubt es, *wenn-dann* Aussagen zu den verschiedenen Szenarien zu machen. Es wird also überprüft, wie sich die Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ (POM) und „Neue Energiepolitik“ (NEP) im Vergleich zum Referenzszenario „Weiter wie bisher“ (WWB) auf die gesamte Volkswirtschaft auswirken. In der Tabelle 28 sind die volkswirtschaftlichen Zusatzkosten aufgeführt, die sich ergeben, wenn die aus den Szenarien POM und NEP resultierenden Endenergie- und Elektrizitätsnachfragen verwendet werden an Stelle der entsprechenden Nachfragen des Szenarios WWB. Um die aus den energiewirtschaftlichen Modellen zwingend vorgegebenen Elektrizitätsnachfragen der Szenarien „Massnahmen Bundesrat“ und „Neue Energiepolitik“ zu erreichen, werden Stromabgaben eingeführt, welche die Nachfragevorgaben erfüllen.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen werden mit den prozentualen Veränderungen im Vergleich zum Referenzpfad WWB der Wohlfahrt, des Bruttoinlandproduktes (BIP) sowie mit der Höhe der Schattenpreise der politischen Massnahmen dargestellt (reale Werte). Der Schattenpreis zeigt an, welche Kosten die energiepolitischen Massnahmen haben, ausgedrückt in Fr. pro eingesparte Tonne CO₂ oder in % des Strompreises. Die Belastung durch die Abgaben ist nicht in allen Branchen und für alle Haushalte gleich. Es wird aufgezeigt, welche Akteure die grössten und die kleinsten Kosten tragen.

Die Wohlfahrt wird mit und ohne Einbezug von Sekundärnutzen ausgewiesen. Eine engagierte Energie- und Klimapolitik reduziert typischerweise zusammen mit dem Ausstoss von CO₂ auch andere Schadstoffe, so dass die externen Kosten (Berechnungen im Anhang von Ecoplan 2012) sinken und die Wohlfahrt im Vergleich zu einer Betrachtung ohne externe Kosten steigt.

Im Unterschied zu den direkten volkswirtschaftlichen Auswirkungen gemäss Kapitel 8 sind in den nachfolgenden direkten und indirekten volkswirtschaftlichen Auswirkungen u.a. folgende Effekte mitberücksichtigt:

- Indirekte „Ausweicheffekte“ der energiepolitischen Massnahmen: Abgaben, Subventionen oder Verbote verändern die Preise. Dies führt zu „Ausweichreaktionen“ von Unternehmen und Haushalten und verursacht volkswirtschaftliche Kosten.
- Opportunitätskosten: Wenn Energieeffizienzmassnahmen ergriffen werden, dann wird (zumindest teilweise) auf andere (gewinnbringende) Investitionen im Nicht-Energiebereich verzichtet.
- Rebound Effekt: Wenn Energie eingespart wird, entlastet dies die laufende Rechnung bzw. das Haushaltsbudget. Unternehmen und Haushalte werden diese eingesparten Energiekosten für den Konsum anderer Güter einsetzen, die in der Herstellung oder bei der Verwendung wieder Energie brauchen.

10.2 Resultate

Tabelle 28 zeigt die volkswirtschaftlichen Zusatzkosten der Szenarien im Vergleich zum Basisszenario „Weiter wie bisher“ (WWB) mit der Stromangebotsvariante C (siehe dazu Resultate Stromangebot, Prognos 2012) für die Zeithorizonte 2020, 2035 und 2050. Die Kosten für die Erreichung der Nachfragen des Szenarios „Massnahmen Bundesrat“ (POM) liegen im volkswirtschaftlichen Modell bei einer CO₂-Abgabe von 70 (Jahr 2020), 140 (Jahr 2035) bis 210 CHF/t CO₂ (Jahr 2050). Zudem ist eine Stromabgabe notwendig, welche eine Strompreiserhöhung von +11% (Jahr 2020), +23% (Jahr 2035) bis +22% (Jahr 2050) bewirkt. Die Strompreiserhöhung geht von 2035 bis 2050 leicht zurück, da langfristig bessere Substitutionsmöglichkeiten im Modell berücksichtigt werden.

Tabelle 28: Reduktionssziele und volkswirtschaftliche Auswirkungen der Szenarien POM und NEP im Vergleich mit dem Referenzszenario WWB (Stromangebotsvariante C)

	Erstes Massnahmenpaket			NEP		
	POM					
	2020	2035	2050	2020	2035	2050
Vorgaben: Reduktionsziele gegenüber dem Referenzszenario „Weiter wie bisher“						
CO₂-Ziel (Nachfrage fossiler Energieträger)	-5%	-17%	-26%	-15%	-44%	-63%
Stromnachfrage-Ziel	-5%	-10%	-12%	-5%	-15%	-23%
Resultate: Abgabehöhen / Schattenpreise (implizite Kosten) der Politikmassnahmen						
CO₂-Abgabe [CHF/t CO₂]	70	140	210	150	540	1140
Stromabgabe [als %-Zuschlag auf dem Strompreis]	+11%	+23%	+22%	+12%	+31%	+40%
Resultate: Auswirkungen auf die Volkswirtschaft (Veränderung in % zum Referenzszenario „Weiter wie bisher“)						
Wohlfahrt ohne Sekundärnutzen	-0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.0%	-0.5%	-0.9%
Wohlfahrt inklusive Sekundärnutzen	+0.0%	+0.0%	+0.1%	+0.2%	-0.1%	-0.4%
BIP Niveau-Effekt	-0.2%	-0.5%	-0.6%	-0.4%	-1.8%	-2.7%
Veränderung der jährlichen BIP-Wachstumsrate (jeweils bezogen auf das Jahr 2015)	-0.05%	-0.03%	-0.02%	-0.07%	-0.09%	-0.08%
Konsum-Niveau Effekt	-0.1%	-0.2%	-0.3%	0.0%	-1.0%	-1.9%
Beschäftigungs-Niveau Effekt	-0.1%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.6%	-0.7%

Quelle Ecoplan, 2012

Die Wohlfahrts- bzw. BIP-Einbussen liegen im Szenario POM bei maximal -0.2% bzw. -0.6% im Vergleich mit dem Referenzszenario WWB. Im Szenario NEP ist hingegen mit einer spürbaren Einbusse bei Wohlfahrt bzw. beim BIP von -0.9% bzw. -2.7% am Ende des Betrachtungshorizontes 2050 zu rechnen. Wird der durch die Reduktion von externen Effekten (Schadstoffausstoss) entstandene Sekundärnutzen berücksichtigt, ergeben sich leicht positive Wohlfahrtseffekte. Einzig im Szenario NEP ist gegen Ende des Zeithorizonts auch unter Berücksichtigung der externen Effekte mit negativen Wohlfahrtseffekten zu rechnen. Es ist zu beachten, dass es sich bei den ausgewiesenen Einbussen um Niveau-Effekte im Vergleich zum Szenario WWB und nicht um jährliche Änderungen handelt. Wird der Niveauunterschied im BIP von -0.6% (POM im 2050) in jährliche BIP-Wachstumsraten umgerechnet, so entspricht dies einer Wachstumseinbusse von -0.02% pro Jahr. Aufgrund von Substitutionseffekten fällt der Verlust an Beschäftigung weniger stark aus. In beiden Szenarien ist mit leicht negativen Beschäftigungsvolumen zu rechnen. Beim Konsum ist mit geringen Einbussen im Szenario POM und bis zu -1.9% im Szenario NEP zu rechnen.

Diese volkswirtschaftlichen Kosten müssen den nicht-monetarisierten positiven Effekten der Energiewende (Reduktion von Treibhausgasen, erhöhte Versorgungssicherheit etc.) gegenübergestellt werden.

Die Belastung durch die Abgaben ist nicht für alle Branchen und für alle Haushalte gleich. Die grössten negative Effekte sind für die Branchen Textil und Metalle zu beobachten. Mit einer starken Nachfrageerhöhung kann der öffentliche Personenverkehr rechnen. Sind energieintensive Branchen von den Abgaben ausgenommen, fällt eine Mehrbelastung auf die übrigen Branchen.

Welche Haushalte wie stark betroffen sind, hängt von der Rückverteilung der Einnahmen aus den Abgaben ab (siehe dazu den Bericht zur ökologischen Steuerreform). Werden die Einnahmen aus der Abgabe wie heute die CO₂-Abgabe über eine Senkung der Lohnnebenkosten an die Wirtschaft und eine Pro-Kopf-Pauschale an die Bevölkerung rückverteilt, so werden die ärmeren Familienhaushalte besser gestellt; die Rentnerhaushalte haben tendenziell die grössten Einbussen (für eine vertiefte Diskussion, siehe den Bericht zur ökologischen Steuerreform).

10.3 Fazit

Zusammenfassend ist zu sagen, dass es sich um Niveau-Effekte und nicht um jährliche Änderungen handelt. Das BIP ist im Szenario POM also im Jahr 2050 maximal um 0.6% tiefer als ohne weitere energiepolitische Massnahmen. Wird für die nächsten Jahrzehnte im Szenario „Weiter wie bisher“ von einem jährlichen Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1% ausgegangen, ergibt sich aus dem erwähnten BIP-Rückgang von insgesamt 0.6% bis 2050 ein durchschnittliches jährliches Wachstum von etwa 0.98% im Szenario „Massnahmen Bundesrat“ (POM). Diese volkswirtschaftlichen Kosten müssen den nicht-monetarisierten positiven Effekten der Energiewende gegenübergestellt werden.