



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energiewirtschaft

Januar 2007

Die Energieperspektiven 2035 – Band 1

Synthese

Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 Synthese

Modellrechnungen, Vergleiche, Bewertungen und Herausforderungen

Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 Szenarien I bis IV

Darstellung der Szenarien, mit Anhang „Perspektiven in Zahlen“

Die Energieperspektiven 2035 – Band 3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

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

Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse

Einzelthemen, wie fossile Energieressourcen, Einfluss der Klimaerwärmung, Flugverkehr, Überblick über andere Energieperspektiven

Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes

Techniken, Betriebsweise, spezifische Kosten und andere Fragen des künftigen Bestandes schweizerischer Kraftwerke, mit Anhang „Elektrizität in Zahlen“

Zusammenfassung	Z-1
1 Motive und Methoden	1
2 Szenarien I bis IV	4
2.1 Rahmenentwicklungen	4
2.1.1 Globale Klimaschutzpolitik	5
2.1.2 Bevölkerung und Wirtschaft	6
2.1.3 Energiepreise	7
2.2 Varianten zur Schliessung der Stromlücke	9
2.3 Szenario I „Weiter wie bisher“	10
2.3.1 Politikvariante	10
2.3.2 Energienachfrage	11
2.3.3 Elektrizitätsangebot	11
2.3.4 CO ₂ -Emissionen	12
2.4 Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“	13
2.4.1 Politikvariante	13
2.4.2 Energienachfrage	13
2.4.3 Elektrizitätsangebot	14
2.4.4 CO ₂ -Emissionen	15
2.5 Szenario III „Neue Prioritäten“	15
2.5.1 Politikvariante	15
2.5.2 Energienachfrage	17
2.5.3 Elektrizitätsangebot	18
2.5.4 CO ₂ -Emissionen	19
2.6 Szenario IV „Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	19
2.6.1 Was bedeutet „2000-Watt-Gesellschaft“?	19
2.6.2 Politikvariante	20
2.6.3 Energienachfrage	22
2.6.4 Elektrizitätsangebot	23
2.6.5 CO ₂ -Emissionen	24
3 Vergleiche und Bewertungen	25
3.1 Energieeffizienz und Energienachfrage	25
3.1.1 Beispiele für Effizienzmassnahmen	25
3.1.2 Nachfrageentwicklungen	30
3.1.3 Sensitivitäten BIP-Hoch und Klima wärmer	35
3.1.4 Kosten der Verbesserung der Energieeffizienz in den Szenarien III und IV	37
3.2 Erneuerbare Energien	41
3.2.1 Elektrizität	41
3.2.2 Wasserkraft	43
3.2.3 Kosten der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien	45
3.2.4 Wärme aus erneuerbaren Energien	46
3.2.5 Treibstoffe aus erneuerbaren Energien	49
3.2.6 Übersicht über Brenn- und Treibstoffe aus erneuerbaren Energien	51
3.3 Nicht erneuerbare Energien	53
3.3.1 Kernkraftwerke	53
3.3.2 Gaskraftwerke	54
3.3.3 Wärme-Kraft-Kopplung und Fernwärme	56
3.3.4 Kosten der Elektrizitätsproduktion aus Kernkraftwerken, Gaskraftwerken und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen	58
3.4 Elektrizitätsangebot	61
3.4.1 Stromlücke	61
3.4.2 Angebotsvarianten	62
3.4.3 Stromimporte aus erneuerbaren Energien	70
3.4.4 Kosten für die Schliessung der Stromlücke	70
3.4.5 Verkürzung oder Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke	73
3.4.6 Sensitivitäten Klima wärmer und BIP-Hoch	75
3.5 Netze	75
3.5.1 Elektrizitätsnetz	75
3.5.2 Erdgasnetz	78
3.6 Umweltbelastungen	79
3.6.1 CO ₂ -Emissionen	79

3.6.2	Stickoxidemissionen	83
3.6.3	Feinstaubemissionen	83
3.6.4	Radioaktive Abfälle	84
3.6.5	Umweltbelastung durch Wasserkraftwerke	85
3.7	Indikatoren der Versorgungssicherheit	86
3.7.1	Importabhängigkeit	86
3.7.2	Diversifikation	87
3.7.3	Hitze- und Kältewellen	87
4	Dynamisches Gleichgewichtsmodell	90
4.1	Globale CO ₂ -Emissionen und CO ₂ -Minderungskosten	91
4.2	Volkswirtschaftliche Auswirkungen	94
4.2.1	Auswirkungen auf Branchen, Konsum, Wohlfahrt, Aussenhandel und Beschäftigung	94
4.2.2	Auswirkungen von CO ₂ -Minderungen der Schweiz im Ausland	97
4.2.4	Vermiedene externe Kosten	99
5	Die Herausforderungen	101
5.1	Versorgungssicherheit und Umweltschutz	101
5.2	Wirtschaft und Gesellschaft	105
5.3	Politik und Recht	107
	Stellungnahmen der verwaltungsexternen Mitglieder der Arbeitsgruppe Energieperspektiven	112
	Anhänge	123
A1	Beigezogene Fachpersonen	123
A2	Publikationen	124
A3	Begriffe und Masseinheiten	125
A4	Systemgrenzen und Bilanzierungsgrundsätze	126

Zusammenfassung

- **Motive und Methoden**

Von 2004 bis 2006 befasste sich das Bundesamt für Energie (BFE) eingehend mit Energieszenarien mit dem Zeithorizont 2035. Die Arbeiten wurden weitgehend auf die sachverwandten Untersuchungen der Bundesverwaltung abgestimmt, stützten sich auf die Modellrechnungen von Experten und wurden von einer Arbeitsgruppe begleitet, welche Fachpersonen aus Wissenschaft und energiewirtschaftlicher Praxis umfasste (s. Anhang A1). Die Ergebnisse werden im vorliegenden Band 1 (Synthese) zusammengefasst. In vier weiteren Bänden, sowie in den fortlaufend publizierten Berichten der Modellexperten, werden die Grundlagen im Einzelnen erläutert (s. Publikationsliste Anhang A2). Die erwähnte Arbeitsgruppe unterstützte das BFE bei der Planung und Durchführung der Arbeiten und kommentierte kritisch die Ergebnisse. In der Schlussphase befasste sich die Arbeitsgruppe vor allem mit der vorliegenden Synthese. In der Zusammenfassung der Ergebnisse sowie bezüglich der Wünschbarkeit, der Realisierbarkeit oder der Auswirkungen einzelner Politikvarianten und Energietechniken vertreten die Mitglieder der Arbeitsgruppe zum Teil sehr unterschiedliche Auffassungen (s. Stellungnahmen der verwaltungsexternen Mitglieder der Arbeitsgruppe am Schluss dieses Berichtes).

In den nächsten Jahren muss sich die schweizerische Politik mit den Klimaschutzziele nach 2010 auseinandersetzen. Das bis 2010 terminierte Programm EnergieSchweiz und das CO₂-Gesetz müssen auf den Zeithorizont 2020 und längerfristig ausgerichtet werden. Zwischen 2019 und 2022 werden die ältesten Kernkraftwerke der Schweiz an das Ende ihrer Laufzeiten kommen, und langfristige Importverträge laufen allmählich aus. Wie kann die daraus entstehende Stromlücke geschlossen werden? Der Ruf nach Versorgungssicherheit hat sich in den letzten Jahren verstärkt.

Die hier angewendete Szenarienmethode stellt mit quantitativen Modellen sicher, dass die vielen Elemente, welche die Energiezukunft bestimmen, miteinander verknüpft sind. Rückwirkungen, wie jene der Energiepreise auf Energieangebot und –nachfrage, werden berücksichtigt. Die Ergebnisse sind keine Prognosen, sondern Wenn-Dann-Analysen.

Mit den Szenarien wird ein Teil der „Wirklichkeit“ abgebildet. Im Vordergrund steht die Frage, wie sich Energiepreise, Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum (Rahmenentwicklungen) sowie Vorschriften, preisliche Instrumente und Förderinstrumente (Politikinstrumente) auf das Energiesystem auswirken. Rahmenentwicklungen können allerdings anders als erwartet verlaufen, die Wirkung der Politikinstrumente ist unsicher. Szenarien kann man nicht wählen; entscheiden kann man sich jedoch für Politikinstrumente und entsprechende Rechtsgrundlagen. Die Politikinstrumente sind kein Menü, aus welchem das Passende ausgewählt werden kann. Erforderlich ist ein konsistentes Paket, das mit grosser Wahrscheinlichkeit die erwünschte Gesamtwirkung hat. Zwischen den untersuchten Instrumenten, der Rahmenentwicklung und den Szenarien-Ergebnissen besteht ein enger Zusammenhang, der bei Entscheiden über neue Ziele und Rechtsgrundlagen berücksichtigt werden sollte.

In den vorliegenden Arbeiten wurden Katastrophen-Szenarien oder technische Revolutionen ausgeklammert. Eine auf die schlimmstmögliche Wende oder den überraschenden Technologiesprung ausgerichtete Politik wäre teuer bzw. unvorsichtig. Aktuelle Energiepreise, die Konjunkturlage, Meldungen über Pioniertaten oder Pannen beeinflussen unweigerlich die Einschätzung der Energiezukunft, sind jedoch als langfristige Perspektiven ungeeignet. Ausgegangen wird von langfristigen Trenderwartungen. Um den Unsicherheiten trotzdem Rechnung zu tragen, zeigen Sensitivitätsrechnungen, wie das Energiesystem auf ein höheres Wirtschaftswachstum, auf konstant hohe Energiepreise oder auf die Klimaerwärmung reagiert und welche Folgen Hitze- und Kältewellen für die Stromversorgung haben.

- **Politikvarianten der Szenarien I bis IV**

Szenario I "Weiter wie bisher" ist massnahmenorientiert. Die Wirkung beschlossener und in Kraft gesetzter Instrumente wird dargestellt. Es wird auch ein autonomer Trend zur Energieeffizienz berücksichtigt. Ein wichtiges Politikinstrument sind, wie schon bisher, die kantonalen Vorschriften im Gebäudebereich. Diese werden, allerdings verzögert, den Energiepreisen und dem technischen Fortschritt angepasst. Die energetische Sanierung von Gebäuden verzeichnet steigende Erfolge, insgesamt sind jedoch die Sanierungsraten gering. Die energietechnischen Zulassungsvorschriften sowie Zielvereinbarungen gemäss Energiegesetz des Bundes werden weitergeführt und, ebenfalls nur verzögert, den technischen Fortschritten angepasst.

Szenario II ist ebenfalls massnahmenorientiert und kennzeichnet sich durch "**Verstärkte Zusammenarbeit**" zwischen Staat und Wirtschaft, die moderate Verschärfung von Vorschriften und die Einführung einer CO₂-Abgabe auf Brennstoffen. Diese gibt auch nach 2010 einen Anreiz für Zielvereinbarungen zwischen Staat und Wirtschaft. Die Förderinstrumente werden wesentlich verstärkt: Der Klimarappen wird bis 2035 weitergeführt und dient vor allem den Effizienzmassnahmen. Mit einem neu zu

schaffenden Stromrappen wird auch die effiziente Stromverwendung gefördert. Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erfolgt durch die Mehrkostenabgeltung, welche mit einem Zuschlag auf den Netztarifen finanziert wird.

Szenario III "Neue Prioritäten" ist zielorientiert. Es wird untersucht, mit welchen Instrumenten und Techniken die unterstellten Ziele erreicht werden. Voraussetzungen sind eine weltweite Prioritätensetzung auf Klimaschutz, Energieeffizienz und Ressourcenschonung sowie die Kommerzialisierbarkeit der entsprechenden Techniken. Ferner wird eine weitgehende internationale Harmonisierung der Ziele und Instrumente vorausgesetzt, um die Abwanderung energieintensiver Unternehmen, Tanktourismus und Handelshemmnisse zu vermeiden. Zentrales Instrument ist die Verteuerung der nicht erneuerbaren Energien und der Elektrizität mit einer Lenkungsabgabe (ab 2011). Dadurch werden energiepolitisch erwünschte Massnahmen rentabel (oder noch rentabler). Die Preiserhöhung bedeutet für Heizöl und Benzin ungefähr eine Verdoppelung; für Elektrizität eine Erhöhung um 50 Prozent (ausgegangen wird in der Trendentwicklung von realen Rohölpreisen von 30 USD/Fass; um die angenommene Verdoppelung z.B. der Benzinpreise zu erzielen, müsste der Rohölpreis auf etwa 150 USD/Fass steigen, allerdings mit dem Unterschied, dass die Geldmittel ins Ausland fließen). Die Lenkungsabgabe wird mit Vorschriften und mit dem punktuellen Einsatz von Förderinstrumenten ergänzt, z.B. Energieaudits. Mit verschärften Vorschriften über den zulässigen spezifischen Energieverbrauch von Gebäuden, Anlagen usw. wird in Szenario III der Rentabilitätsschwelle nachgefahren. Damit werden Rückschläge in der Energieeffizienz vermieden, die z.B. als Folge steigender Einkommen eintreten können.

Szenario IV geht zielorientiert davon aus, dass die **"2000-Watt-Gesellschaft"** bis 2100 erreicht wird. Auf die BFE-Perspektiven übertragen, müssen von 2000 bis 2035 der Endenergieverbrauch pro Kopf und die gesamten CO₂-Emissionen um 35 Prozent verringert werden, um auf diesen Pfad einzuspuren. Wie in Szenario III wird ein energiepolitischer Paradigmenwechsel erwartet. Neben der internationalen Harmonisierung ist die Marktdurchdringung von neuen Schlüsseltechnologien erforderlich, wie Mess- und Regeleinrichtungen zur Optimierung des Wärme- und Elektrizitätsbedarfs, Techniken zur Reduktion der Prozessenergie in der Industrie, Leichtbauweise für Fahrzeuge. Auch Strukturänderungen sind erforderlich: Die Zahl der Heimbüros nimmt zu, der Flächenbedarf im Dienstleistungssektor sinkt. Es wird verdichtet gebaut. Die Verkehrsleistungen wachsen weiterhin, allerdings verdoppelt sich dabei der Schienenverkehr (in den Szenarien I bis III steigt er um einen Drittel). Auch das Angebot der Energieträger wird schrittweise verändert, insbesondere werden erneuerbare Energieträger für die Wärmeversorgung zum allgemeinen Standard. Es werden keine spekulativen Techniken unterstellt. Zentrales Instrument ist ebenfalls eine Lenkungsabgabe. Sie bedeutet gegenüber den Preisen in Szenario III nochmals einen Aufschlag um 11 Prozent (Benzin) bis 37 Prozent (Elektrizität). Gegenüber Szenario III werden die Effizienzvorschriften im Allgemeinen noch etwas weiter beschleunigt und verschärft.

- **Varianten zur Schliessung der Stromlücke**

Ab 2018 (Szenario I) ist damit zu rechnen, dass im durchschnittlichen Winterhalbjahr die inländische Stromproduktion, zusammen mit den bestehenden Bezugsrechten im Ausland, die Nachfrage nicht mehr deckt. Dabei wird unterstellt, dass die Bezugsrechte nicht verlängert werden und der heute bestehende Kraftwerkpark nicht ausgebaut wird. Die folgende Liste zeigt die untersuchten Angebotsvarianten:

- A Nuklear:** Der Ausbaubedarf wird ab 2030 vorwiegend durch neue Kernkraftwerke (KKW) gedeckt. Als Übergangslösung sind von 2020 bis 2030 Stromimporte nötig.
- B Nuklear und fossil-zentral:** Um Stromimporte bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks zu vermeiden, werden vorerst Gaskraftwerke zugebaut.
- C Fossil-zentral:** Bis 2035 wird die Lücke vorwiegend durch Gaskraftwerke geschlossen.
- D Fossil-dezentral:** Der Ausbaubedarf wird vorwiegend durch erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) gedeckt.
- E Erneuerbare Energien:** Die Lücke wird mit erneuerbaren Energien geschlossen.
- F Veränderte Laufzeit:** Es wird eine Verkürzung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre unterstellt. Als Alternative wird eine Verlängerung der Laufzeiten der Anlagen Beznau und Mühleberg auf 60 Jahre untersucht.
- G Import:** Die Lücke wird vorwiegend mit Stromimporten geschlossen.

Für die Szenarien III und IV werden auch Mixvarianten untersucht. Politikvarianten und Angebotsvarianten sind jedoch nicht beliebig kombinierbar. Weil die politische Grundlage für entsprechende Fördermassnahmen fehlt, und die erwarteten Rahmenentwicklungen dafür nicht ausreichen, ist in den

Szenarien I und II eine vollständige Lückenschliessung durch erneuerbare Energien oder WKK unplausibel.

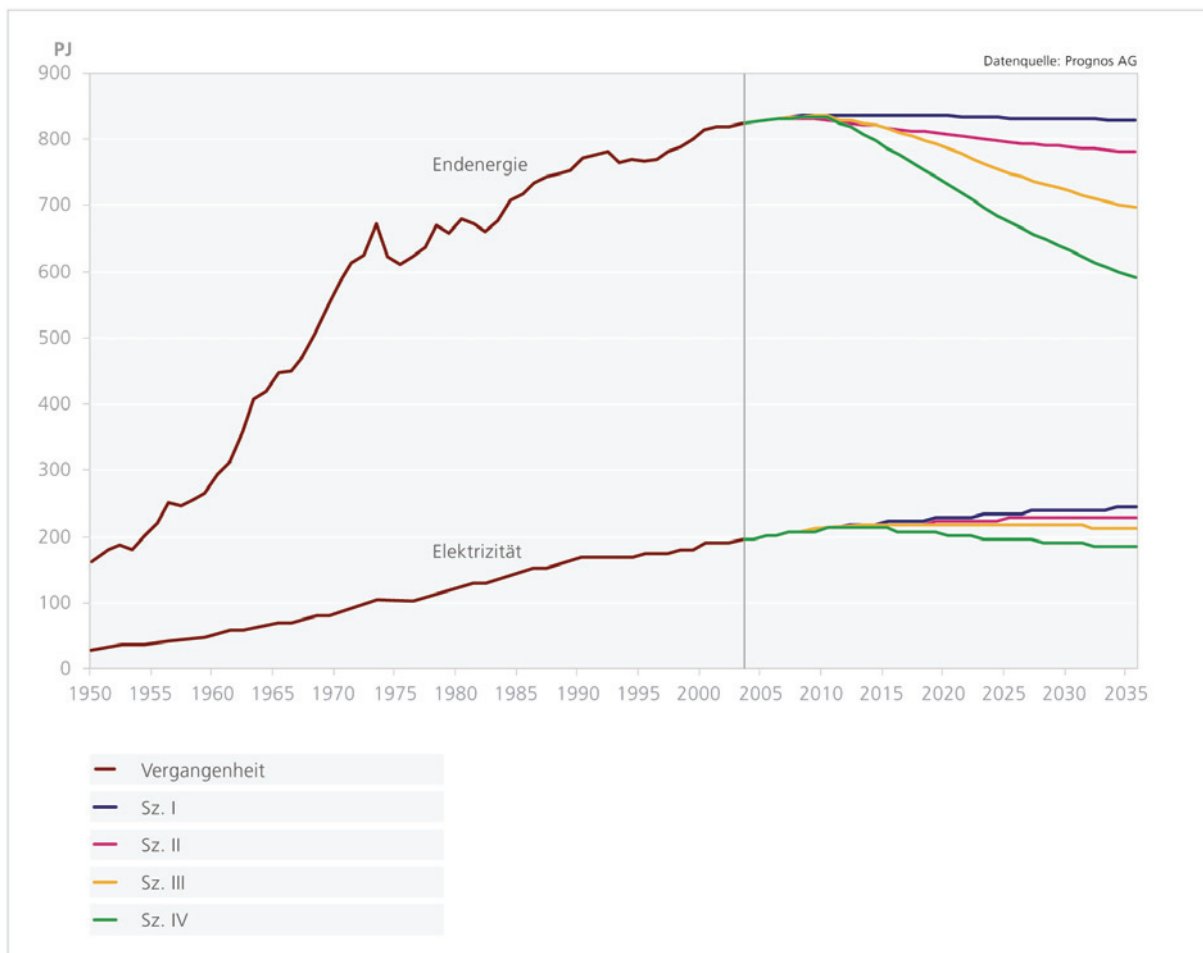
- **Nachfrageentwicklungen und Energieeffizienz**

Für Szenario I wird erwartet, dass die **gesamte Endenergienachfrage** 2035 nur 2 Prozent über dem Niveau des Jahres 2000 liegt. Die zunehmende Energieeffizienz vermag das verbrauchsfördernde Wachstum der Wohnflächen, Produktionsmengen und Verkehrsleistungen insgesamt gerade zu kompensieren. Mit Politikinstrumenten lässt sich die Gesamtnachfrage in Szenario II gegenüber dem Basisjahr um 4 Prozent verringern. Ein klarer Richtungswechsel ist mit "verstärkter Zusammenarbeit" somit nicht realisierbar. Erst in den Szenarien III und IV ist im nächsten Jahrzehnt mit einer deutlichen Nachfragereduktion zu rechnen, so dass die Gesamtnachfrage im Jahr 2035 14 bzw. 27 Prozent unter dem Niveau des Jahres 2000 liegt (Fig. Z-1).

Im Unterschied zur Gesamtenergienachfrage verzeichnete bisher die **Elektrizitätsnachfrage** nur wenige Zeitperioden ohne Wachstum. Trotz der Annahme, dass die neuen Stromanwendungen eine höhere Effizienz als bisher aufweisen, steigt in Szenario I bis 2035 die Endnachfrage nach Strom (Fig. Z-1) um 29 Prozent. Der **Landesverbrauch**, d.h. die Endnachfrage inkl. Übertragungs- und Verteilverluste, zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden und geplanten Speicherpumpen, ist für die Bereitstellung der Produktionskapazitäten massgebend. Er steigt von 58.1 TWh im Jahr 2000 auf 80.1 TWh im Jahr 2035 (+38%).

Szenario II vermag den Zuwachs der Endnachfrage nach Strom zu dämpfen; sie steigt noch um 23 Prozent. In Szenario III steigt sie bis 2020, sinkt danach leicht ab und liegt 2035 13 Prozent über dem Basisjahr. Unter den Voraussetzungen des Szenarios IV lässt sich die Elektrizitätsnachfrage schon ab 2012 verringern. Allerdings liegt sie bis 2035 nur 2 Prozent unter dem Basisjahr. Sektoriell ist die Entwicklung unterschiedlich: während die Nachfrage nach Strom u.a. für elektrische Wärmepumpen und für den Schienenverkehr steigt, sinkt jene für Geräte und Anlagen. Der Landesverbrauch zuzüglich Speicherpumpen liegt dannzumal in Szenario IV bei 62.8 TWh (+8%).

Figur Z-1: **Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage nach Szenarien, in PJ, Rahmenentwicklung Trend**



Die gesamte **Endenergienachfrage pro Kopf der Bevölkerung** (ohne Absatz von Flugtreibstoff für Auslandsflüge) sinkt in Szenario I von 2000 bis 2020 um knapp 3 Prozent, von 2000 bis 2035 um 3 Prozent. In Szenario IV sinkt diese Kennziffer um 15 bzw. 31 Prozent und verfehlt somit den 2000-Watt-Pfad (-35%; Tab. Z-1).

Tabelle Z-1: **Veränderung der gesamten Endenergienachfrage pro Kopf in Prozent, Rahmenentwicklung Trend**

Szenarien	I	II	III	IV
2000 - 2020	- 3	- 6	- 8	- 15
2000 - 2035	- 3	- 9	- 18	- 31

Datenquelle: Prognos AG

- **Die Endenergienachfrage ist gegenüber Variationen der Rahmenentwicklungen "robust"**

Beim Szenario I führt ein gegenüber der Trendvariante um 21 Prozent **höheres reales Bruttoinlandsprodukt** im Jahr 2035 nur zu einer um knapp 5 Prozent höheren Endenergienachfrage. Bei den übrigen Varianten der Rahmenentwicklung sind die Auswirkungen nochmals kleiner. Bei **real höheren Rohölpreisen** (50 statt 30 USD/Fass Rohöl) verringert sich die Endenergienachfrage nur um gut 3 Prozent. Diese Trägheit ist auf die langsame Erneuerung von Bestandesgrößen zurückzuführen, insbesondere der Gebäude. Die Veränderung der Weltmarktpreise wirkt nur gedämpft auf die Endenergiepreise und damit auf die Energierechnung. Die **Klimaerwärmung** um 1.2 °C (bis 2050) führt, trotz eines gegenläufigen Effektes beim Strom (Klimaanlagen), zu einer Reduktion der Gesamtnachfrage. Diese entspricht annähernd der höheren Preisvariante. Dies ist auf den geringeren Wärmebedarf im Winter zurückzuführen.

- **Kosten und Nutzen der Verbesserung der Energieeffizienz in den Szenarien III und IV**

Ein Vergleich der Kosten pro Energieeinsparung mit dem Energiepreis der Szenarien III und IV zeigt, ob sich die Instrumente und Massnahmen auch bei einer weitergehenden Effizienzpolitik in der Summe lohnen. Die Lenkungsabgabe erhöht zunächst die Energiekosten. Dank der Rückverteilung des Ertrages an Haushalte und Unternehmen bleibt die inländische Kaufkraft unter anderem für Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz erhalten. Es wird vorausgesetzt, dass die Akteure in Anbetracht der erhöhten Energiepreise rational handeln und **Investitionen** zur Kostensenkung treffen. Pro Kopf der Bevölkerung steigen die zu erbringenden jährlichen Effizienzinvestitionen bis maximal 350 CHF in Szenario III und bis maximal 560 CHF in Szenario IV. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt machen die jährlichen Effizienzinvestitionen in Szenario IV im Maximum knapp 1 Prozent aus. Diesen Investitionen stehen während der Wirkungsdauer der Massnahmen die **vermiedenen Endenergiekosten** gegenüber. Aus der Sicht der Investoren werden die Effizienzinvestitionen durch die vermiedenen Kosten mehr als ausgeglichen. Es ergeben sich Netto-Entlastungen, die kumuliert bis 2035 bis auf 2 Mia. CHF in Szenario III und bis auf 3.8 Mia. CHF in Szenario IV steigen.

Die in den beiden Szenarien berücksichtigten Effizienzmassnahmen sind im Durchschnitt bereits bei den aktuellen Energiepreisen wirtschaftlich. Sie werden jedoch wegen anderweitigen Investitionsprioritäten, des Innovationsbedarfs (in Szenario IV), des Zeit- und Kapitalbedarfs für die Effizienzinvestitionen, der Interessenkonflikte zwischen Investoren und Nutzern und weiteren Hemmnissen nur langsam und nur zum Teil realisiert. Erst mit starken Anreizen sind die dargestellten Einsparungen zu erwarten. Bei diesen Berechnungen sind auch keine positiven oder negativen volkswirtschaftlichen Kreislaufeffekte, z.B. auf die Baubranche oder die Konsumausgaben, eingerechnet.

- **Strom aus erneuerbaren Energien**

2005 entfielen 58.3 Prozent der inländischen Stromproduktion auf erneuerbare Energien (56.5 Prozent Wasserkraft und 1.8 Prozent weitere erneuerbare Energien). Auf die im folgenden betrachtete Stromproduktion aus **Kleinwasserkraftwerken** (Anlagen unter 10 MW), **Biomasse** (inklusive 50 Prozent biogener Anteil in KVA), **Fotovoltaik** und **Windenergie** entfielen 2005 rund 4.2 TWh) Viel versprechen sich manche Experten für die längerfristige Zukunft in der Schweiz von der Fotovoltaik, der Biomasse und seit einigen Jahren auch von der tiefen **geothermischen Energie**. Der Beitrag der Geothermie zur (Wärme-) und Stromversorgung ist besonders unsicher, denn er hängt von noch wenig bekannten technischen Faktoren ab.

In **Szenario I** beträgt die Stromproduktion im Jahre 2035 aus dem Bestand und dem Ausbau der erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft) rund 4.7 TWh (der Ausbau wird durch die bestehende

Einspeisevergütung und die Marktkräfte gefördert). In **Szenario II**, welches die Förderinstrumente des Stromversorgungsgesetzes enthält, werden bei einem optimierten Mitteleinsatz im Jahr 2035 8.9 TWh produziert. In **Szenario III** können mit der Angebotsvariante E 19.7 TWh produziert werden. Insbesondere wird hier vorausgesetzt, dass die Geothermie bis 2020 einen Durchbruch erzielt. Mit den Mixvarianten C & E sowie D & E des Szenarios III werden 2035 11.3 bzw. 12.8 TWh Grünstrom produziert, wobei in Szenario III in den Gaskraftwerken Holzgas zugefeuert wird. In den Angebotsvarianten E und D & E des **Szenarios IV** können 9.4 TWh bzw. 13.5 TWh produziert werden. Die Produktion nach Variante E bzw. D & E ist in Szenario IV kleiner als in Szenario III, weil auch die zu schliessende Stromlücke kleiner ist.

Wasserkraftwerke haben in allen Szenarien eine wichtige Stellung. Ein Endausbau der Potenziale wird aber nicht postuliert. Mit der Erneuerung von bestehenden Kraftwerken können die künftigen Produktionseinbussen von 0.9 TWh bei der Umsetzung der minimalen Restwasserbestimmungen gerade ausgeglichen werden. Nach 2035 sind jedoch höhere Restwassereinbussen möglich. In allen Szenarien wird mit einem Ausbau der Pumpspeicherwerke gerechnet, die 5.1 TWh zusätzlichen, rasch abrufbaren Spitzenstrom bereitstellen. In Szenario II ergibt sich aus dem Ausbau der Kleinwasserkraft (Anlagen unter 10 MW) ein Produktionsbeitrag von 2.5 TWh. In Szenario III werden bei den Angebotsvarianten A und C vorwiegend Grosswasser- und bei den dezentralen Varianten D und E Kleinwasserkraftwerke zugebaut. Bei der Angebotsvariante E wird sowohl mit Grosswasser- als auch Kleinwasserkraftwerken gerechnet, mit einem Ausbau von 4.1 TWh.

Figur Z-2 zeigt den erwarteten Ausbau der grünen Stromproduktion in absoluten Werten. Tabelle Z-2 zeigt den Bestand und den Ausbau in Prozent des Landesverbrauchs zuzüglich des Verbrauches der bestehenden und geplanten Speicherpumpen.

Figur Z-2: **Erwartete Ausbaupotenziale der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft), nach Szenarien und Angebotsvarianten im Jahr 2035, in GWh pro Jahr**

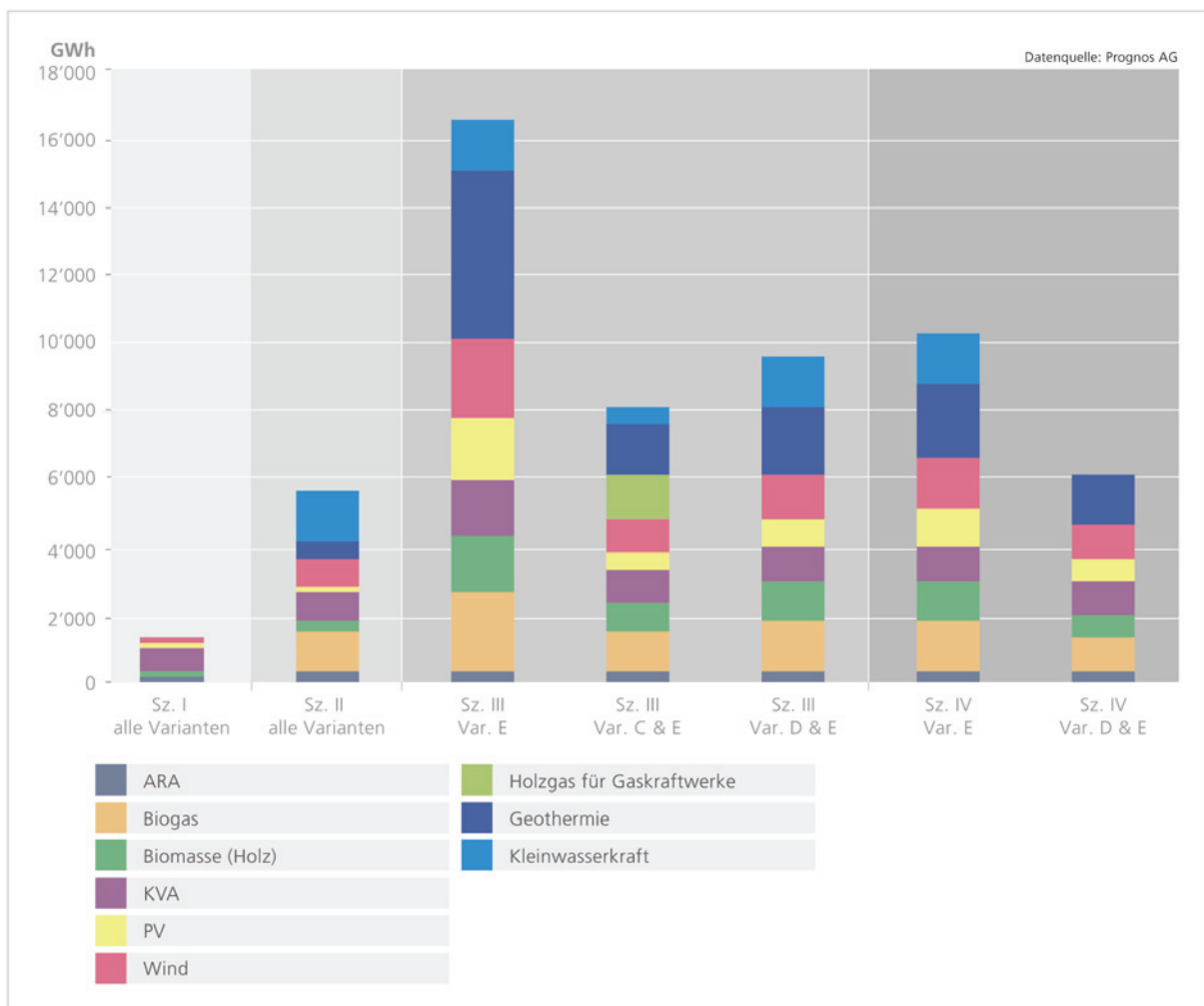


Tabelle Z-2: **Anteile der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien am Landesverbrauch zuzüglich Verbrauch der Speicherpumpen (ohne Grosswasserkraft; Bestand und Ausbau), nach Szenarien und Angebotsvarianten, in Prozent**

Szenarien Varianten	I	II	III E	III C&E	III D&E	IV E	IV D&E
2000	7						
2020	6	8	14	9	11	11	9
2035	6	12	28	16	18	22	15

Datenquelle: Prognos AG

- **Wärme aus erneuerbaren Energien**

Die meisten Anlagen werden ausschliesslich oder vorwiegend in Neubauten erstellt oder wenn eine Heizung saniert wird. **Holz** ist in der Schweiz eine traditionelle Energiequelle. Die vollständige Nutzung des Potenzials würde rund einer Verdoppelung des Holzenergieeinsatzes im Jahr 2000 entsprechen. Dies steht allerdings in Konkurrenz zur stofflichen Nutzung und ist vor allem bei kleineren Anlagen mit erheblichen Mehrkosten verbunden, insbesondere auch für die Luftreinhaltung. **Sonnenkollektoren** werden u.a. im Einfamilienhaus bei unsicheren Heizölpreisen an Bedeutung gewinnen, da Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von der Eigentümerschaft hoch gewichtet werden. Solaranlagen erleichtern zudem das Erreichen von anspruchsvollen Baustandards.

Die Erwartungen über die künftigen Möglichkeiten der elektrischen **Wärmepumpen** sind sehr unterschiedlich. Da der Primärenergieverbrauch nach dem Prinzipschema nur etwa die Hälfte des Verbrauchs eines ölbefeuerten Heizkessels ausmacht, werden die technischen Potenziale der CO₂-Reduktion von Fachleuten zum Teil sehr hoch eingeschätzt. Szenario I geht von einer Sättigung im Neubau von Ein- und Zweifamilienhäusern aus. In anderen Bereichen, insbesondere beim Ersatz von Heizungsanlagen in energetisch sanierten Gebäuden wird dagegen noch ein deutliches Wachstum erwartet. In Szenario IV werden die technischen Potenziale stark ausgeschöpft, und zwar auch jene der heute noch unkonventionellen Wärmequellen. Unwirtschaftliche Lösungen, vor allem in Mehrfamilienhäusern, müssen durch Tarifvergünstigungen unterstützt werden. Eine forcierte Wärmepumpen-Strategie ist nur in Kombination mit verstärktem Wärmeschutz sinnvoll.

- **Treibstoff aus erneuerbaren Energien**

Weil die Energienachfrage im Strassenverkehr praktisch ausschliesslich auf Erdölprodukten basiert, wecken Biotreibstoffe zum Teil grosse Hoffnungen. Die Wettbewerbsfähigkeit des **landwirtschaftlichen Anbaus** wird durch die internationale Agrarpolitik beeinflusst, welche im Wandel begriffen ist. Länder wie Brasilien haben günstige Produktions- und Absatzmöglichkeiten, da sie Ethanol aus Zuckerrohr mit einem hohen Ertrag produzieren können. Die Herstellung von Biotreibstoffen aus **organischem Abfall** steht im Unterschied zum landwirtschaftlichen Anbau nicht in Konkurrenz zu Nahrungsmitteln und muss sich nur im lokalen Abfallmarkt um den Rohstoff bewerben. Die Debatte über Biotreibstoffe ist noch nicht abgeschlossen. Die Energiebilanz und die Klimaschutzaspekte werden kontrovers beurteilt. Aus schweizerischer Sicht ist die Frage der Importabhängigkeit von vergleichsweise günstigen Biotreibstoffen relevant. Aus Kostenüberlegungen stellt sich auch die Frage, wo Biotreibstoffe zweckmässig eingesetzt werden. Auch bei einem forcierten Ausbau kann fossiler Treibstoff global wahrscheinlich nur im einstelligen Prozentbereich ersetzt werden. Ebenso bestätigt sich, dass Effizienzmassnahmen im Verkehrssektor ein grösseres Gewicht verdienen. Figur Z-3 und Tabellen Z-3 und Z-4 zeigen die absoluten bzw. prozentualen Beiträge der Brenn- und Treibstoffe in der Endenergienachfrage.

Figur Z-3: **Erwartete Potenziale der Brenn- und Treibstoffe aus erneuerbaren Energien (Bestand und Ausbau; Endenergienachfrage), nach Szenarien, in PJ**

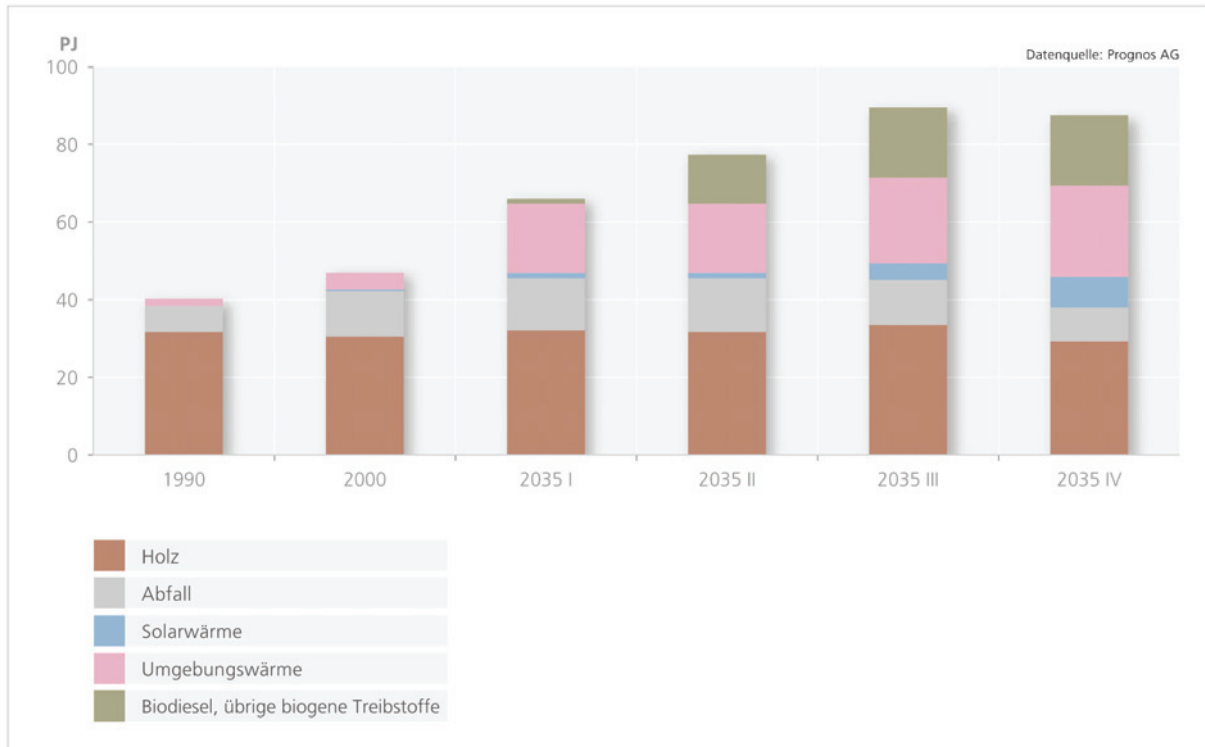


Tabelle Z-3: **Anteile der erneuerbaren Energien an der Brennstoffnachfrage (Bestand und Ausbau; Endenergienachfrage), nach Szenarien, in Prozent**

Szenarien	I	II	III	IV
2000	12			
2020	17	18	19	20
2035	20	21	27	32

Datenquelle: Prognos AG

Tabelle Z-4: **Anteile der erneuerbaren Energien an der Treibstoffnachfrage (Bestand und Ausbau; Endenergienachfrage), nach Szenarien, in Prozent**

Szenarien	I	II	III	IV
2000	0			
2020	0	4	6	7
2035	1	6	10	12

Datenquelle: Prognos AG

- **Strom aus nicht erneuerbaren Energien**

Im Laufe der 90er Jahre wurden die Sicherheitssysteme der **Kernkraftwerke** weiter entwickelt. Daraus ging eine neue Generation III hervor, die in den Angebotsvarianten A und B mit einer Leistung von 1600 MW je Kernkraftwerk berücksichtigt wird. Nach Ansicht der Hersteller hat dieses Konzept (EPR) gegenüber den heutigen Reaktoren eine tiefere Unfallwahrscheinlichkeit und erlaubt ein besseres Störfallmanagement sowie eine bessere Nutzung der Brennstoffe. Diese Leistungsklasse ist für schweizerische Verhältnisse sehr gross, was in den ersten Jahren der Laufzeit zu Exportüberschüssen führen kann. Erforderlich ist eine gute Einbindung in das Hochspannungsnetz und Kühlmöglichkeiten, so dass sich vor allem die bereits bestehenden Standorte für Anlagen eignen. Wegen der voraussichtlich langen Planungs- und Bewilligungszeit wird in den Angebotsvarianten mit Kernkraftwerken davon ausgegangen, dass eine neue Anlage erst im Jahr 2030 ans Netz gehen kann.

Bei modernen **Gaskraftwerken** werden ein Gasturbinen- und ein Dampfturbinenprozess kombiniert. Daraus ergeben sich hohe Wirkungsgrade. Gaskraftwerke werden als Übergangsstrategie in keinem Szenario ausgeschlossen. Vorgeschlagen wird allerdings für Szenario III die Zufeuerung von Holzgas

von 110 MW in Anlagen von rund 550 MW Gesamtleistung. Modellrechnungen der Gaswirtschaft zeigen, dass fast überall im Bereich des schweizerischen Hochdrucknetzes Standorte für Gaskraftwerke möglich sind. Wichtig für die Standortwahl sind auch die Nähe zum Hochspannungsnetz, die Möglichkeiten der Kühlung mit Kühltürmen, zonenplanerische Aspekte und die Möglichkeiten der Abwärmennutzung. Bei neuen Gaskraftwerken ist letzteres von der kantonalen Bewilligungsbehörde zu prüfen. Grosse neue, weiträumige Fernwärmenetze werden aus Kostengründen in den Szenarien jedoch nicht unterstellt. Vom Start der Umweltverträglichkeitsprüfung bis zur Erteilung der Betriebsbewilligung wird in den Szenarien mit sechs Jahren gerechnet. Bei einer Lückenschliessung mit der Angebotsvariante C kann sich im Szenario I mit sieben neuen Gaskraftwerken der Erdgasimport mehr als verdoppeln. Die erforderlichen Transportkapazitäten und Erdgasmengen an der Grenze zur Schweiz sind für diese Verbrauchszunahme technisch verfügbar. In Szenario I, Variante C können allenfalls nötige zusätzliche Transportkapazitäten im benachbarten Ausland nach Auffassung der Gaswirtschaft während der Vorbereitungs- und Bauphase der Kraftwerke erstellt werden. Dies würde allerdings voraussetzen, dass sich die Betreiber rechtzeitig mit dem Abschluss von Bezugsverträgen und Netznutzungsrechten engagieren.

Bei **Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen** (WKK) wird ein Grossteil der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme genutzt. Die Brennstoffausnutzung kann gegenüber Kraftwerken, bei denen die Abwärme weggekühlt werden muss, erheblich gesteigert werden. WKK können mit verschiedenen Techniken in einem weiten Bereich von Leistungsklassen realisiert werden. Die Potenziale werden durch den vorhandenen Wärmebedarf begrenzt (in Szenario IV ist dieser tiefer als in den andern Szenarien). In Szenario I werden keine neuen Förderinstrumente für WKK unterstellt. Ein moderater Ausbau ist in der Industrie, in öffentlichen Bauten, Dienstleistungsgebäuden und Nahwärmenetzen zu erwarten. Ein weitergehender Ausbau setzt jedoch Förderinstrumente oder eine Veränderung der Rahmenentwicklung voraus. In Szenario III lässt sich die Stromlücke mit Variante D schliessen. Der Ausbau muss allerdings frühzeitig in grossem Umfang erfolgen, um die sprunghaft auftretende Lücke rechtzeitig auszufüllen. Ein grosser Teil der Anlagen muss in kleinen Leistungsklassen realisiert werden, was die Kosten erhöht.

Brennstoffzellen zur Produktion von Strom (und Wärme) wird von einigen Fachpersonen ein grosses Potenzial zugeschrieben. Insbesondere werden sie als Schlüsseltechnologie für eine Umstellung auf ein kohlenstoffreies Wasserstoff-System betrachtet. Für den Zeithorizont der Energieperspektiven wird jedoch eine derartige Entwicklung ausgeschlossen.

- **Die Kosten der Stromerzeugung mit neuen Anlagen**

Die Produktionskosten der **erneuerbaren Energien** (und anderer Energieträger) sinken in der Regel mit der zunehmenden Zahl von Anlagen. Neben Grössenvorteilen durch wachsende Marktanteile gibt es kostenmindernde Lerneffekte. Die dazu vorhandenen Daten sind allerdings länderspezifisch und unsicher. In einem durch Kostendruck bestimmten Markt werden im Allgemeinen zuerst die Standorte mit den niedrigsten Kosten realisiert. Vergleichsweise günstig sind Kleinwasserkraftwerke, biogene Abfälle in Kehrichtverbrennungsanlagen, Klärgase in Abwasserreinigungsanlagen und die Biogasverstromung. Das Potenzial der günstigen Leistungsklassen ist jedoch begrenzt. Nach dessen Ausschöpfungen werden teurere Anlagen erforderlich, was die Kostendegression abschwächt oder ausgleicht. Bei den Modellrechnungen werden im Wesentlichen zuerst die kostengünstigsten Leistungsklassen eingesetzt.

Kernkraftwerke benötigen lange Laufzeiten und eine gesicherte Abnahme der Grundlastproduktion (Produktion rund um die Uhr), um dauerhaft kostengünstig betrieben zu werden. Die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke sind unsicher, und auf Grund der langen Vorlaufzeiten besteht ein Planungsrisiko. Andere Kostenrisiken sind jedoch wesentlich geringer. Bei vorhandener Akzeptanz sind neue Kernkraftwerke die günstigste Alternative für die Produktion von Grundlaststrom.

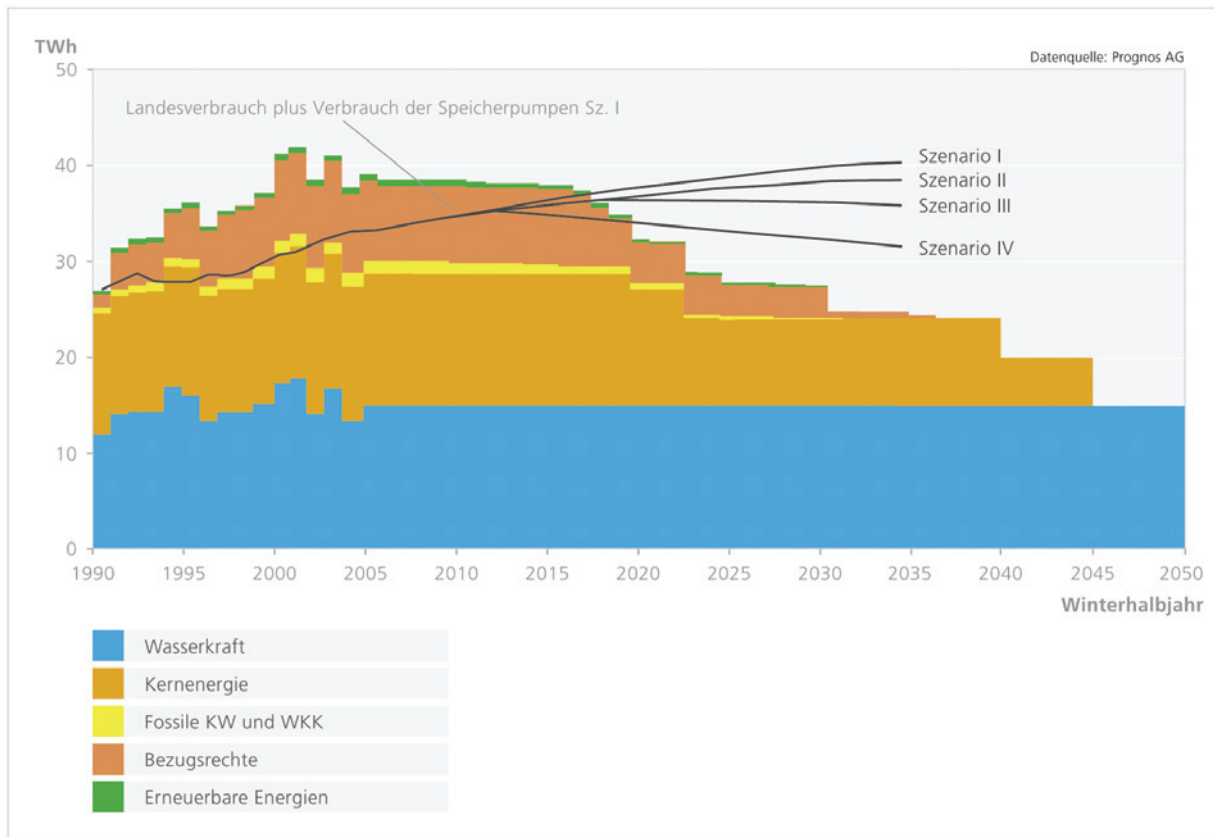
Bei **Gaskraftwerken** schlägt die Volatilität der Erdgaspreise auf die Gestehungskosten durch. Sie sind aber dem Preisrisiko nicht zwangsläufig ausgeliefert. Dieses hängt davon ab, in welchem Mass steigende Erdgaspreise und CO₂-Minderungskosten auf den (voraussichtlich auch steigenden) Strommarktpreis überwälzt werden können. Je nach Marktlage können die Betreiber im Winter hochpreisigen Strom anbieten. Ausschliesslich mit Grundlastproduktion können jedoch die Gestehungskosten der Gaskraftwerke kaum gedeckt werden.

Die Gestehungskosten der fossil betriebenen **Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen** streuen stark. Sie hängen wesentlich von den Optimierungsmöglichkeiten ab (Priorisierung der Strom- oder der Wärmeproduktion; grössere Anlagen mit tiefer Betriebsstundenzahl oder kleinere Anlagen mit hoher Stundenzahl).

- **Die Stromlücke**

Erfolgt zwischen 2005 und 2035 kein Kapazitätsausbau, öffnet sich ab 2018 bis 2020 eine Stromlücke. Sie beträgt im hydrologischen Jahr 2035 mit der Rahmentwicklung Trend 5.0 TWh in Szenario IV, 13.5 TWh in Szenario III, 18.6 in Szenario II und 22.3 TWh in Szenario I. Der Zeitpunkt des Eintrittes der Lücke wird durch die Elektrizitätsnachfrage wenig beeinflusst, da diese in allen Szenarien zunächst noch steigt. Hingegen ist der Bedarf an neuen Produktionskapazitäten langfristig in Szenario I wesentlich grösser als in Szenario IV. Figur Z-4 zeigt den Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauches der Speicherpumpen für das durchschnittliche Winterhalbjahr. Ferner wird die Produktion aus den 2005 bestehenden Kraftwerken aufgezeichnet (da die Laufzeiten der Anlagen begrenzt sind, sinkt die Produktion).

Figur Z-4: **Stromlücken im durchschnittlichen Winterhalbjahr, Rahmentwicklung Trend, in TWh**



- **Verkürzung oder Verlängerung der Laufzeit bestehender KKW**

Bei einer **Verkürzung** der Laufzeiten aller Anlagen auf 40 Jahre (statt 50 Jahre für die KKW Beznau und Mühleberg und 60 Jahre für Gösgen und Leibstadt), verschiebt sich die Lücke auf das Jahr 2013. Dabei unterscheidet sich, mit Ausnahme von Szenario IV, die Grösse der Lücke zunächst nur unwesentlich, akzentuiert sich aber unter dieser Voraussetzung nach der Ausserbetriebnahme des KKW Gösgen im Jahr 2018. Eine **Verlängerung** der Laufzeiten der KKW Beznau und Mühleberg auf 60 Jahre verhindert nicht, dass in den Szenarien I bis III die Lücke bereits ab 2018 auftritt. In Szenario IV müssen dagegen bei einer verlängerten Laufzeit erst ab 2030 Produktionskapazitäten zugebaut werden. Im Folgenden wird von der Hauptvariante mit 50 bzw. 60 Jahren ausgegangen.

- **Die Schliessung der Stromlücke**

Untersucht wird die Zeit bis 2035. Für die Zeit danach stellt sich jedoch erneut die Frage der Lückenschliessung. Ein **Ausblick über 2035 hinaus** zeigt, dass die grossen, zentralen Anlagen in den Varianten A bis C längere Ersatzzyklen aufweisen als die dezentralen Varianten D oder E. Andererseits kann in den Varianten D oder E mit den rascheren Ersatzzyklen auch von technischen Fortschritten profitiert werden.

Beachtenswert sind die **Mixvarianten**. Im Unterschied zur Variante A erfolgt die Lückenschliessung mit der Variante B bis zur Inbetriebnahme eines neuen KKW nicht mit Stromimporten, sondern mit

inländischen Gaskraftwerken. Diese Variante eignet sich nicht für die Szenarien III und IV, da bei einer relativ tiefen Nachfrage nur eine der beiden Technologien sinnvoll ist.

Da die reinen Varianten D und E in den Szenarien III und IV zwar technisch machbar sind, aber an die Grenzen der Potenziale stossen (Variante D) und mit Unsicherheiten über Technologieentwicklungen verbunden sind (insbesondere Geothermie in Variante E), ist als Mixvariante eine Kombination D & E sinnvoll. Der Zubau von teuren, kleinen WKK kann reduziert werden und ein Ausbau der Grosswasserkraft ist nicht erforderlich. In Szenario III werden damit 12.1 TWh fossile WKK und 9.6 TWh erneuerbare Energien benötigt. Da in Szenario IV die Lücke deutlich kleiner ausfällt als in Szenario III, reichen für die Lückenschliessung 7.6 TWh neue fossile WKK und 6.2 TWh erneuerbare Energien.

Eine sinnvolle Mixvariante besteht in Szenario III aus der Kombination von Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien (Variante C & E). Für die Stromerzeugung werden neben dem Projekt Chavalon noch zwei Gaskraftwerke benötigt, für welche eine Zufeuerung von 20 Prozent Holzgas unterstellt wird. Bis in das Jahr 2035 müssen dann zusätzlich 8.1 TWh erneuerbare Energien (ohne Grosswasserkraft) am Netz sein.

In der Variante G erfolgt die Lückenschliessung durch **Stromimporte**. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass sich schweizerische Akteure an ausländischen Kraftwerken (Kernkraftwerke, fossilthermische Kraftwerken) beteiligen. Langfristige Bezugsverträge sind auch in einem geöffneten Markt möglich, müssen aber zeitlich limitiert sein und dürfen nicht die ganzen Netzkapazitäten blockieren. Es ist davon auszugehen, dass neue, langfristige Bezugsverträge oder Beteiligungen nur zu Grenzkostenpreisen möglich sind. Massgeblich sind dafür im betrachteten Zeithorizont mit grosser Wahrscheinlichkeit die Gaskraftwerke, inklusive Zuschlag für die CO₂-Minderung. Beim Import von Grünstrom ist davon auszugehen, dass die gegenüber dem Marktpreis noch längere Zeit höheren Gestehungskosten sowie die bei intermittierender Einspeisung (Wind- und Solarenergie) erforderliche Ausregulierung (durch Kraftwerke im Ursprungsland oder durch schweizerische Speicherkraftwerke) mitfinanziert werden müssen.

Bezüglich der grenzüberschreitenden **Netzkapazitäten** bestehen Unsicherheiten über die Verfügbarkeit und die Kosten der Netzbenutzung. Gegenüber der heutigen Situation mit Bezugsrechten von rund 2'500 MW, die bereits importiert werden oder importiert werden können, würde Variante G eine zusätzliche Leistung von 1'250 MW erfordern. Nach Auffassung von Vertretern der Swissgrid ist aus heutiger Sicht ein Nettoimport an Grundlast im Umfang von 3'750 MW mit dem Schweizer Übertragungsnetz physisch möglich. Allerdings wird auch darauf hingewiesen, dass heute niemand vorausagen kann, wie die Lastflüsse im Jahr 2035 aussehen werden. Bis dahin werden grosse Veränderungen des Kraftwerkparks in Europa und insbesondere in den umliegenden Ländern erwartet. Die Importmöglichkeiten sind somit von den verfügbaren Transportkapazitäten im umliegenden Ausland und von den dortigen Produktionsmöglichkeiten abhängig.

Tabelle Z-5 zeigt die Varianten der Lückenschliessung mit den Anforderungen an den Kraftwerkbau in den verschiedenen Szenarien.

• Die Kosten für die Schliessung der Stromlücke

Um die Angebotsvarianten miteinander zu vergleichen, werden für den Ausbau die auf die Gegenwart diskontierten Kosten ermittelt. Bei den KKW sind alle Kosten berücksichtigt, nicht aber subjektive Risikozuschläge. Bei den Gaskraftwerken sind die CO₂-Vermeidungskosten im Zusammenhang mit der inländischen Produktion und beim Stromimport mit den europäischen Zertifikatspreisen eingerechnet. Verglichen werden die Kosten ab Klemme Kraftwerk. Auswirkungen der verschiedenen Angebotsvarianten auf die Netzkosten sind umstritten, dürften sich jedoch im betrachteten Zeitraum wenig voneinander unterscheiden.

Die **spezifischen Kosten der Lückenschliessung in Rappen pro kWh** sind mit **Variante A** in allen Szenarien am tiefsten (3.9 Rp./kWh in Szenario I und 4.3 bis 4.4 Rp./kWh in den anderen Szenarien). Die **Variante C** (4.4 Rp./kWh in Szenario I, 4.7 Rp./kWh in Szenario IV und 5.3 Rp./kWh mit Holzgaszufeuerung in Szenario III) ist günstiger als die dezentralen **Varianten D** (7.5 Rp./kWh in Szenario IV und 8.1 Rp./kWh in Szenario III) **oder E** (7.0 Rp./kWh in Szenario IV und 7.2 Rp./kWh in Szenario III).

Szenario I ist bei allen Angebotsvarianten bezüglich der Gestehungskosten in Rp./kWh am günstigsten. Danach folgt jedoch unmittelbar Szenario IV. Das liegt daran, dass als Folge der kleinen Stromlücke relativ kostengünstige (dezentrale) Potenziale genutzt werden können. Je grösser eine Lücke, umso günstiger ist dagegen die Lückenschliessung mit zentralen Varianten.

Betrachtet man die diskontierten **Gesamtkosten der Lückenschliessung in Mrd. Franken** ist Szenario IV am günstigsten (8.7 Mrd. CHF mit Variante A bis zu 17.5 Mrd. CHF mit Variante D & E). Dies ist die Folge des geringen Stromverbrauches. Allerdings bewegen sich die Gesamtkosten der dezentralen Varianten des Szenarios IV in den Grössenordnungen der zentralen Varianten der Szenarien I und

II (z.B. 15.1 Mrd. CHF in Szenario I mit Variante A bis zu 18.0 Mrd. CHF in Szenario II mit Variante C). Die höchsten Gesamtkosten weist Szenario III in Kombination mit dezentralen Varianten auf (bis zu 28.1 Mrd. CHF mit Variante D & E)

Tabelle Z-5: **Varianten der Lückenschliessung**

Var.	A	B	C	D	E	C & E	D & E	G
Sz.	Nuklear	Fossil-zentral und Nuklear	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	EE	Fossil-zentral und EE	Fossil-dezentral und EE	Importe
I	2 KKW	5 GWK 1 KKW	7 GWK	-	-	-	-	20.0 TWh Importe (3'329 MW)
II	2 KKW 5.7 TWh EE	3 GWK 1 KKW 5.7 TWh EE	5 GWK 5.7 TWh EE	-	-	-	-	12.7 TWh Importe (2'114 MW) 5.7 TWh EE
III	1 KKW	-	4 GWK *	17.4 TWh WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GWK * 8.1 TWh EE	12.1 TWh WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW)
IV	1 KKW	-	3 GWK	11.5 TWh WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	-	7.6 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW)

Datenquelle: Prognos AG

EE: Fotovoltaik, Wind, Geothermie, Holz, Biogas, Klärgas, Abfall (50%) und Wasserkraft bis 10 MW

KKW: Kernkraftwerke zu 1600 MW

GWK: Gaskraftwerke (Projekt Chavalon zu 357 MW und weitere Anlagen zu 550 MW)

WKK: v.a. erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

GWK: Grosswasserkraftwerke (über 10 MW)

* mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

- **Versorgungssicherheit bedeutet eine ausreichende und ununterbrochene Befriedigung der Energienachfrage zu angemessenen Preisen**

Diese Maximalforderung kann nur näherungsweise erfüllt werden, und das nur mit steigenden Kosten oder weitgehenden politischen Eingriffen. Einer der Indikatoren für die Versorgungssicherheit ist die **Abhängigkeit von Importen**. Die importierte Energiemenge ist in Szenario IV im Vergleich zum Szenario I bis 2035 um fast ein Drittel geringer. Dies ist vor allem die Folge der rationelleren Energieverwendung.

Weniger ausgeprägt ist der Unterschied der Szenarien bezüglich der Anteile der Energieträger am Bruttoverbrauch. Eine breitere **Diversifikation** der Energieträger nach Art, Herkunftsländern und Zufuhrwegen ist schwierig. Die schweizerische Politik muss daher der Krisenvorsorge auf nationaler (Landesversorgungsgesetz; Instrumente des Stromversorgungsgesetzes im Falle einer Gefährdung der Stromversorgung) und internationaler Ebene (Internationale Energieagentur) genügend Gewicht geben. Eingriffe auf diesen Grundlagen sind jedoch nur als ultima ratio und zur Schadensbegrenzung vorgesehen. Nur durch rechtzeitige energiepolitische Entscheide lassen sich kostspielige Sachzwänge, insbesondere im Stromsektor, vermeiden.

- **Sicherheit der Stromversorgung: die Schweiz benötigt Grundlastkapazitäten**

Für die Versorgungssicherheit im Stromsektor ist sowohl die **Arbeit** (gemessen in kWh) im Winterhalbjahr als auch die **Leistung** (gemessen in kW) massgebend. Um die Leistungsfähigkeit der Angebotsvarianten zu prüfen, werden mehrwöchige Hitze- bzw. Kältewellen untersucht. Diese Stress-Szenarien kennzeichnen sich durch eine unterdurchschnittliche Wasserführung im Sommer und im Winter. Im Sommer wird mit einer Leistungsreduktion bei thermischen Kraftwerken und mit einem

Zusatzverbrauch durch Klimaanlagen gerechnet. Im Winter steigt der Leistungsbedarf vor allem für elektrisch betriebene Heizungen und Wärmepumpen.

Für diese klimatischen Extremfälle wird zusätzlich angenommen, dass grosse Kraftwerkseinheiten ausfallen. Eine **Hitzewelle** ist unter diesen Annahmen in näherer Zukunft noch zu bewältigen. Dagegen ist eine **Kältewelle** schon heute kritisch. Eine solche erfasst ganz Europa. In einer Kältewelle muss ein wesentlicher Teil der Grundlast (Produktion rund um die Uhr) durch Speicherkraftwerke mit entsprechender Belastung der Speicher bereitgestellt werden. Im untersuchten Fall wird unterstellt, dass während 14 Tagen keine Importe möglich sind. Fällt zusätzlich das grösste Kernkraftwerk ungeplant aus, bestehen schon heute bis zur Wiederinbetriebnahme des Speicherkraftwerkes Cleuson-Dixence (voraussichtlich 2010) produktionsbedingte Blackout-Risiken. Ohne Kapazitätsausbauten kann spätestens ab 2017 der Leistungsbedarf im unterstellten Extremfall nicht mehr sicher gedeckt werden. Dies wegen der bis dahin weiter steigenden Nachfrage und längerfristig wegen der zu erwartenden Stilllegung der Anlagen Beznau und Mühleberg.

Die Schweiz hat mit dem Auslaufen der Bezugsrechte und dem Wegfall der bestehenden Kernkraftwerke in erster Linie ein **Grundlastproblem**, das sich zunehmend verschärft. Im Hinblick auf die Stromlücke (kWh) sowie allfällige Kälte- und Hitzewellen (kW) leisten neue Pumpspeicherwerke keinen wesentlichen Beitrag zu einer langfristig stabilen, produktionsseitigen Versorgungssicherheit. Erforderlich sind neue Kraftwerke, die ganzjährig oder im ganzen Winter produzieren können. Dieser Produktionssockel kann zentral oder dezentral sein, und sowohl auf konventionellen als auch auf erneuerbaren Energien basieren. Da Engpässe auch das umliegende Ausland treffen, müssen diese Anlagen innerhalb (oder zumindest nahe) der Landesgrenzen stehen.

- **Sicherheit der Erdgasversorgung**

Die weltweite Reservenlage beim Erdgas hat Ähnlichkeiten mit dem Erdöl. Allerdings war die bisherige Nutzung der Vorkommen nur halb so gross, so dass eine mengenmässige Verknappung der konventionellen Reserven erst deutlich nach dem Zeithorizont 2035 denkbar ist. Achillesfersen sind der Ausbau des **Transportsystems** und die wachsende **Abhängigkeit** Westeuropas von Russland. Eine insbesondere im Zusammenhang mit der Angebotsvariante C, zu berücksichtigende Stossrichtung ist der Ausbau der saisonalen und strategischen **Speicher**. Die Schweiz verfügt im Unterschied zu den Nachbarländern im Inland über keine solchen Speicher, denn es sind keine geologisch geeigneten Orte gefunden worden. Deshalb spielen in der Schweiz abschaltbare Erdgaskunden (Zweistoff-Kunden) eine wichtige Rolle. Die nötigen Flexibilität und Reservekapazitäten müssen bei den ausländischen Lieferanten eingekauft werden. Wird die Stromlücke vor allem mit Gaskraftwerken geschlossen, besteht bezüglich der Zufuhrwege und Leitungskapazitäten eine günstige Ausgangslage. Hingegen ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Reservehaltung.

- **Umweltschutz bedeutet, dass Menschen, Tiere und Pflanzen, ihre Lebensgemeinschaften und Lebensräume dauerhaft vor irreversiblen Schäden und lästigen Einwirkungen bewahrt werden**

Die natürlichen Lebensgrundlagen sollen auch für die künftigen Generationen und für alle Weltregionen erhalten bleiben. Aus diesem Grund ist die langfristig zu erwartende Klimaerwärmung die grösste globale Herausforderung. Heute stammen fast 80 Prozent der schweizerischen Treibhausgasemissionen aus dem Energieverbrauch. Das energiebedingte CO₂ ist das weitaus bedeutendste Treibhausgas.

Die Entwicklung der **CO₂-Emissionen** ergibt sich bis 2020 in der Schweiz fast ausschliesslich aus der Veränderung der **Nachfrage nach fossilen Brenn- und Treibstoffen**. Auf die Entwicklung bis 2035 haben zusätzlich **Art und Umfang der Stromproduktion** einen starken Einfluss. Die durch verschiedene Angebotsvarianten verursachten Unterschiede in den CO₂-Emissionen sind in den Szenarien I und II ausgeprägt; in den Szenarien III und IV sind sie weniger spektakulär. Die Variante C ist bezüglich CO₂ immer die ungünstigste; in Szenario I nehmen die Emissionen von 2000 bis 2035 um knapp 5 Prozent (Variante C) zu oder sinken um 12 Prozent (Varianten A oder G). In Szenario III sinken sie zwischen 26 Prozent (Variante C) und 36 Prozent (Variante E). Im letzten Fall wird somit der 2000-Watt-Pfad (-35%) erreicht. In Szenario IV wird dieses Ziel sogar mit der Variante C deutlich übertroffen. Angegeben werden hier die Emissionen im Inland. Die Emissionen aus dem Importstrom werden gemäss CO₂-Gesetz dem Produktionsland angelastet (Tab. Z-6).

Tabelle Z- 6 **Veränderung der gesamten CO₂-Emissionen, nach Szenarien und Angebotsvarianten, in Prozenten**

Sz.	Var.	Veränderung 2000 - 2020 in Prozenten							
		A	B	C	D	E	C & E	D & E	G
I		- 7	0	0					- 7
II		- 12	- 8	- 8					- 12
III		- 17		- 13	- 15	- 18	- 16	- 16	- 17
IV		- 24		- 22	- 22	- 24		- 23	- 24

Sz.	Var.	Veränderung 2000 - 2035 in Prozenten							
		A	B	C	D	E	C & E	D & E	G
I		- 12	- 1	+ 5					- 12
II		- 21	- 14	- 9					- 21
III		- 34		- 26	- 29	- 36	- 29	- 32	- 34
IV		- 47		- 41	- 43	- 48		- 46	- 47

1) Gemäss CO₂-Gesetz ohne Raffinerien und Absatz von Flugtreibstoff für Auslandsflüge

Datenquelle: Prognos AG

- **Wirtschaftlichkeit bedeutet, dass Aufwand und Ertrag der Energie- und Klimaschutzpolitik in einem verantwortbaren Verhältnis stehen; die Wirtschaft soll qualitativ und entsprechend den Bedürfnissen auch quantitativ wachsen**

Eine gedeihliche Wirtschaft und eine gesunde Umwelt sind keine Gegensätze. Energie- und Klimaschutzpolitik dienen der Wirtschaftlichkeit, indem sie auch Ineffizienz bekämpfen und marktfähige Innovationen auslösen. Dem Standortwettbewerb muss durch die **internationale Harmonisierung** der Ziele und Instrumente Rechnung getragen werden. Damit sich die Unternehmungen rechtzeitig anpassen können, muss die Energie- und Klimaschutzpolitik voraussehbar sein.

Aus Sicht der **Vollzugsökonomie**, sind preisliche Instrumente vergleichsweise positiv zu beurteilen. Sie reichen für eine wirksame Politik allein nicht ganz aus; wichtig sind auch Instrumente zur Senkung der Transaktionskosten (Information, Aus- und Weiterbildung usw.) und Vorschriften, welche sicherstellen, dass sich Effizienzstandards überall durchsetzen.

Der Ertrag der CO₂-Abgabe nach Szenario II und der Energielenkungsabgabe in den Szenarien III und IV fliesst an Haushalte und Unternehmen zurück, die Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz sind im Durchschnitt rentabel und ein Alleingang wird ausgeschlossen. Aus diesen Gründen reagiert die schweizerische Volkswirtschaft wenig auf die untersuchten Politikvarianten. Die Auswirkungen sind allerdings moderat negativ. Begrenzte **Konsumverluste** und geringe **Beschäftigungseinbussen** (praktisch sind es eher Lohnneinbussen) sind zu erwarten, weil hohe Lenkungsabgaben zwangsläufig eine Abweichung vom kostenminimalen Pfad bewirken (in noch höherem Mass trifft dies für Ölpreisschocks zu). Die ausgelösten, und auch erwünschten, Anpassungskosten sind bei Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Kreislaufeffekte wahrscheinlich grösser als die Entlastungswirkungen. Diese enge Sicht der Wirtschaftlichkeit greift jedoch zu kurz. Risiken und Belastungen für Gesundheit und Umwelt, die durch offensive Politikvarianten vermieden werden, können in den Modellrechnungen nicht vollständig berücksichtigt werden. Die Schäden des Klimawandels, und die Aufwendungen um solche zu begrenzen, sind für die Schweiz schlecht bekannt. Mit grosser Wahrscheinlichkeit kompensieren **die vermiedenen Kosten** die moderaten Konsumverluste einer verstärkten Politik.

- **CO₂-Minderung im Inland oder im Ausland?**

Die Kosten der CO₂-Reduktion der Schweiz werden durch die Möglichkeit der Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen im Ausland deutlich verringert. Wie die Modellrechnungen zeigen, führt bereits eine begrenzte CO₂-Minderung im Ausland zu spürbaren Kostensenkungen. Die spezifischen Kosten der CO₂-Reduktion sind in der Schweiz um rund einen Faktor 10 höher als im Ausland. Andererseits zielen die inländischen Instrumente und Massnahmen auch auf die Gewährleistungen der Versorgungssicherheit, welche durch die CO₂-Minderung im Ausland Abstriche erfährt. Mit energetischer Effizienzsteigerung im Inland sind technische Fortschritte und Komfortgewinne (insbesondere im Gebäudebereich) verbunden, die man sich bei überzogenem CO₂-Handel vergibt. Bei ehrgeizigen nationalen Zielen, wie in Szenarien III und IV, ist ein grösserer Auslandbeitrag eher vertretbar als bei bescheidenen Zielen.

- **Sozialverträglichkeit bedeutet eine ausgewogene Verteilung der Kosten und Nutzen, die Gewährleistung der Grundversorgung und demokratische Entscheidungsprozesse**

Die Politikvarianten der Szenarien III und IV fördern den **Strukturwandel**. Einzelne Branchen wie der Bausektor profitieren von vermehrten Investitionen, andere verlieren Marktanteile. Einkommens-

schwache Haushalte geben einen überdurchschnittlichen Teil ihrer Mittel für Energie aus und werden damit durch die Lenkungsabgabe stärker belastet. Bei einer Pro-Kopf-Rückerstattung des Abgabenertrages werden diese Haushalte jedoch begünstigt. Die Grundversorgung mit Strom wird künftig im Stromversorgungsgesetz bundesrechtlich abgesichert. Ebenso wichtig wie die Einkommen der Haushalte ist die Verteilungswirkung zwischen den Generationen. Welche Konsumeinbussen sollen der heutigen Generation zugemutet werden, damit die Risiken und Schäden für die nachfolgenden Generationen geringer ausfallen?

Insgesamt sind vorübergehende **soziale Spannungen** als Folge einer forcierten Politik in Richtung Ressourcenschonung nicht auszuschliessen, insbesondere in einem Szenario IV, welches Innovationen in vielen Bereichen voraussetzt. Wegen der grösseren Abhängigkeit von Energieimporten und der Notwendigkeit von grossen Gaskraftwerken und Kernkraftwerken ist aber auch ein Szenario I konfliktanfällig.

- **Die Energiezukunft erfordert weitsichtige private Investitionen, individuelle Verhaltensänderungen und Gesetzgebungen, die dann auch vollzogen werden**

Szenario I zeigt: Mit „Weiter wie bisher“ wird die Energieversorgung voraussichtlich für die einzelnen Verbraucher nicht teurer, aber unsicherer und umweltbelastender. „Weiter wie bisher“ stellt geringe Anforderungen an den Innovationsgehalt der Energiepolitik, würde jedoch die Glaubwürdigkeit der Schweiz in der globalen Klimaschutzpolitik in Frage stellen. Energiepolitische Entscheide sind auch in Szenario I in naher Zukunft nötig (Stromimporte, Kern- oder Gaskraftwerke, Netzverstärkungen). Langfristig kann sich noch grösserer Handlungsbedarf ergeben. Anzeichen dafür, dass Kursänderungen nötig und möglich sind, waren deshalb in den letzten Jahren und Monaten festzustellen.

Die Politikvariante des **Szenarios II** unterscheidet sich von der gegenwärtigen Situation, indem die Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft über 2010 weitergeführt, wesentlich verstärkt und optimiert wird. Das entspricht der bisherigen, dem Föderalismus und der Subsidiarität verpflichteten, Tradition, ist aber anspruchsvoll. Noch mehr Akteure als bisher müssen ihre Förderprogramme aufeinander abstimmen. Die Vorschriften im Bau- und Gerätebereich müssen rascher als bisher dem technischen Fortschritt angepasst werden. Eine CO₂-Abgabe auf Brennstoffen scheint den politischen Durchbruch zu schaffen, eine bundesgesetzliche Grundlage für das Bonus-Malus-System für Personenwagen ist in Diskussion, eine Erhöhung der Einspeisevergütung (allerdings mit verschiedenen „Deckeln“) wurde im Rahmen des Stromversorgungsgesetzes beschlossen. Sollen Förderprogramme, wie der Klimarappen oder der neu einzuführende Stromrappen, mit einer zweckgebundenen Abgabe finanziert werden, braucht es eine Änderung der Bundesverfassung.

Die **Szenarien III und IV** verlangen sowohl politische wie technische Innovationen. Die Ziele und Instrumente erfordern einen breiten gesellschaftlichen Konsens. Die staatlichen Institutionen müssen eine ungewöhnliche Standfestigkeit bezüglich des einmal beschlossenen Kurses zeigen. Die internationale Harmonisierung der energiespezifischen Zulassungsvorschriften und der Energielenkungsabgabe muss rasch vorangetrieben werden. Die Politikvarianten können nur durch weitgehende gesetzgeberische Schritte umgesetzt werden.

Falls es den Kantonen gelingt, rasch und flächendeckend die verschärften Vorschriften im Gebäudebereich gesetzgeberisch umzusetzen, ist keine Änderung der Bundesverfassung für entsprechende Bundesvorschriften nötig. Vom Nutzen der Energielenkungsabgabe muss die Bevölkerung überzeugt werden – nach dem Scheitern einer weniger weitgehenden Vorlage in der Volksabstimmung vom September 2000 im zweiten Versuch. Elektrizität und nicht erneuerbare Endenergieträger müssen in vergleichbarem Masse belastet werden, denn ein wesentliches Ziel in den Szenarien III und IV ist, im Interesse der Ressourcenschonung, die Senkung des gesamten Endenergieverbrauchs pro Kopf. In Szenario IV werden zusätzlich Siedlungs- und Verkehrspolitik auf Ressourcenschonung ausgerichtet, was umfangreiche gesetzgeberische und finanzpolitische Anpassungen erfordert.

Das Bewilligungsverfahren für neue Kernkraftwerke kann im Hinblick auf die **Variante A** allenfalls rascher abgewickelt werden, als in den Szenarien unterstellt wird (Betriebsaufnahme im Jahr 2030). Damit könnte die Übergangszeit mit erhöhter Abhängigkeit von Stromimporten um ein paar Jahre verkürzt werden. Nach jahrzehntelangen Auseinandersetzungen wurde allerdings mit dem Kernenergiegesetz 2003 ein vorläufiger Konsens über das Bewilligungsverfahren erzielt. Die Realisierung der **Varianten C** ist nur möglich, wenn die gesetzlichen Bedingungen und Auflagen für Gaskraftwerke mit der Konkurrenz im Ausland vergleichbar sind. Die Projektierenden brauchen möglichst bald Klarheit, insbesondere über die zu kompensierenden CO₂-Emissionen. Eine Beschränkung der Anzahl Anlagen ist mit einer effizienteren Stromverwendung möglich.

Die verfassungsmässigen Grundlagen zur Förderung der WKK nach **Variante D** und des Grünstroms nach **Variante E** sind grundsätzlich vorhanden (Einspeisevergütung). In der Schweiz besteht allerdings keine Tradition der Förderung der WKK; besonders in den Szenarien III und IV sinkt der Wär-

mebedarf und damit das Potenzial dieser Technik. Die dezentralere Stromproduktion nach Varianten D oder E kennzeichnet sich durch zahlreiche neue Akteure, die in Wettbewerb mit etablierten Versorgungsunternehmen geraten. Es entstehen neue technische und wirtschaftliche Interaktionen und Konfliktherde. Denkbar ist, dass Stadtwerke eine prominentere Rolle als bisher spielen.

Der Lückenschliessung mit Importen gemäss **Variante G** wird mit dem Verzicht auf eine verbesserte Stromeffizienz und mit dem Widerstand gegen den Ausbau der inländischen Stromproduktion Vorschub geleistet. Setzen zunehmend andere Länder auf die Lückenschliessung mit Importen, wird die Schweiz verstärkt von den Unwägbarkeiten der Entwicklung im Ausland abhängig (Kraftwerksbau, Netznutzung). Die Anforderungen an Netzbetreiber und Regulierungsbehörden zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes im europäischen Verbund erhöhen sich noch zusätzlich.

1 Motive und Methoden

- **Es gibt mindestens vier Gründe, sich auf politischer Ebene mit der Energiezukunft der Schweiz zu befassen**
 - In den nächsten Jahren muss sich die schweizerische Politik mit den Klimaschutzzielen nach 2010 auseinandersetzen;
 - Das bis 2010 terminierte Programm EnergieSchweiz und das CO₂-Gesetz müssen auf 2020 und längerfristig ausgerichtet werden;
 - Zwischen 2019 und 2022 werden die ältesten Kernkraftwerke der Schweiz an das Ende ihrer Laufzeiten kommen und langfristige Importverträge laufen allmählich aus; es stellt sich die Frage wie die daraus entstehende Stromlücke geschlossen werden soll;
 - Die Sicherheit der Energieversorgung ist wegen der überdurchschnittlich hohen Importabhängigkeit der Schweiz eine permanente Herausforderung. Der Ruf nach Versorgungssicherheit hat sich in den letzten Jahren noch verstärkt, wegen der erneuten Ölpreiskrise, Strompannen und geopolitischen Konflikten.

Vor diesem Hintergrund befasste sich das Bundesamt für Energie (BFE) seit 2004 mit Energieszenarien mit dem Zeithorizont 2035. Die Resultate wurden dem Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) unterbreitet. Sie sollen auch den Bundesrat, das Parlament und die Öffentlichkeit bei der Meinungsbildung unterstützen.

Mit den Szenarien wird ein Teil der „Wirklichkeit“ abgebildet. Im Vordergrund steht die Frage, wie sich Energiepreise, Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum (Rahmenentwicklungen) sowie Vorschriften, preisliche Instrumente und Förderinstrumente (Politikinstrumente) auf das Energiesystem auswirken. Rahmenentwicklungen können allerdings anders als erwartet verlaufen, die Wirkung der Politikinstrumente ist unsicher. Szenarien kann man nicht wählen, entscheiden kann man sich jedoch für Politikinstrumente und entsprechende Rechtsgrundlagen. Die Politikinstrumente sind kein Menu, aus welchem das Passende ausgewählt werden kann. Erforderlich ist ein konsistentes Paket von Instrumenten, das mit grosser Wahrscheinlichkeit die erwünschte Gesamtwirkung hat. Zwischen den untersuchten Instrumenten, der Rahmenentwicklung und den Szenarien-Ergebnissen besteht ein enger Zusammenhang, der bei Entscheiden über neue Ziele und Rechtsgrundlagen berücksichtigt werden sollte.

- **Kein l'art pour l'art**

Eine Arbeitsgruppe mit Fachpersonen aus Wissenschaft und der energiewirtschaftlichen Praxis unterstützte das BFE bei der Planung und Durchführung der Arbeiten und kommentierte kritisch die Ergebnisse (s. Stellungnahmen der Mitglieder der Arbeitsgruppe am Schluss des Berichts). Die Modellrechnungen verschiedener Experten wurden von der Prognos AG, Basel koordiniert, welche auch die wesentlichen Inputberichte ausarbeitete (s. Anhang A1).

Die Energieperspektiven wurden weitgehend auf die sachverwandten Arbeiten der Bundesverwaltung abgestimmt (Bevölkerungsperspektiven des Bundesamtes für Statistik (BFS); Wirtschaftsperspektiven des Staatssekretariates für Wirtschaft (seco); Verkehrsperspektiven des Bundesamtes für Raumentwicklung (ARE)).

Die Zwischenergebnisse wurden laufend publiziert. Die Fortschritte der Arbeiten wurden mit dem aus den verschiedenen Interessenkreisen zusammengesetzten „Forum Energieperspektiven“ des BFE regelmässig diskutiert, und in Workshops wurden wichtige Themen vertieft (fossile Ressourcen, Elektrizitätsangebot, Energieverwendung in Gebäuden sowie im Verkehr). Zu Handen des UVEK wurde im März 2005 der Bericht „Bundesratsvarianten zur Umsetzung des CO₂-Gesetzes“ ausgearbeitet. In Gesprächen mit den Initianten des Klimarappens, in zahlreichen weiteren Kontakten und mit der Begleitung der parlamentarischen Beratung über die „Grünen“ Massnahmen im Stromversorgungsgesetz wurde eine Interaktion zwischen der aktuellen Politikdiskussion und den laufenden Arbeiten hergestellt. Dieses Vorgehen beeinflusste den Fortgang der Arbeiten und bewirkte, dass diese nicht l'art pour l'art blieben.

- **Die Fragen nach der Anzahl benötigter Kraftwerke, nach vermiedenen Tonnen CO₂ oder nach Kosten erfordern Antworten auf der Basis von quantitativen Modellen**

Die hier angewendete Szenarienmethode stellt auf der Basis von quantitativen Modellen sicher, dass die vielen Elemente, welche die Energiezukunft bestimmen, miteinander verknüpft sind und die Auswirkungen von Veränderungen der Energiepolitik oder der Rahmenentwicklung sichtbar werden. Rückwirkungen, wie jene der Energiepreise auf Energieangebot und -nachfrage, werden berücksichtigt. Die Ergebnisse sind demzufolge keine Prognosen, sondern Wenn-Dann-Analysen.

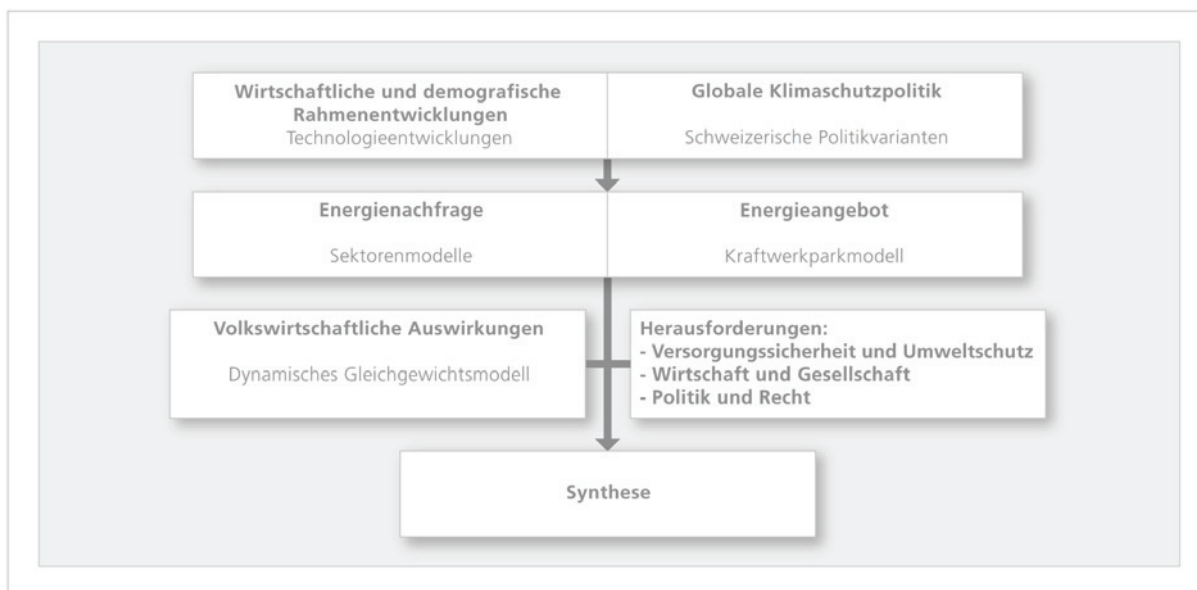
- Energiemodelle

Ausgegangen wird von den wirtschaftlichen und demografischen Rahmenentwicklungen. Diese bestimmen die für die Energienachfrage zentralen „Mengenkomponenten“, wie Arbeitsplätze, Produktionsmengen oder Verkehrsleistungen. Zur Abbildung von Energienachfrage und -angebot werden darauf aufbauend Modelle verwendet, welche die verschiedenen Energieanwendungen erfassen. Bauten, Geräte, Fahrzeuge und Anlagen werden in den Sektorenmodellen (Haushalte, Dienstleistungen und Landwirtschaft, Industrie, Verkehr) in ihrer Generationenfolge und mit ihren spezifischen Energieverbräuchen dargestellt. Mit der Generationenfolge wird berücksichtigt, dass die Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Energien zahlreichen Einschränkungen unterliegen (Sanierungs- und Ersatzzyklen, technische Grenzen in dicht bebauten Gebieten, usw.). Die spezifischen Energieverbräuche (wie Liter Benzin pro 100 km) verändern sich unter dem Einfluss der technischen Fortschritte (autonome Entwicklung), des Investitions- und Verbrauchsverhaltens sowie der politischen Instrumente. Ebenso wird das Energieangebot, insbesondere Alterung, Erneuerung und Ausbau des Kraftwerksparks, untersucht. Mit dem Kraftwerksparkmodell wird die Sicherstellung der inländischen Stromversorgung untersucht (nicht jedoch die Positionierung der schweizerischen Stromwirtschaft im europäischen Binnenmarkt).

- Dynamisches Gleichgewichtsmodell

Während die Energiemodelle Analysen über die schweizerischen energiepolitischen Ziele, Instrumente und Massnahmen liefern, stellt das dynamische Gleichgewichtsmodell die globalen und nationalen CO₂-Reduktionsziele ins Zentrum. Das Modell zeigt, wie sich die globale und nationale Klimaschutzpolitik auf die Wirtschaft und den Konsum im Allgemeinen auswirkt. Dabei wird die internationale Verflechtung der schweizerischen Wirtschaft mit berücksichtigt. Die wirtschaftlich-demografischen Rahmenentwicklungen, und in geraffter Form die Technologieentwicklungen, sind auf die Energiemodelle abgestimmt.

Figur 1: **Methodisches Vorgehen**



Wichtig sind bei der Interpretation der Modellergebnisse nicht die Stellen nach dem Komma, sondern die begründbaren Erkenntnisse über die Herausforderungen im Hinblick auf Versorgungssicherheit und Umweltschutz, Wirtschaft und Gesellschaft, Politik und Recht.

• **Nicht alles Denkbare kann quantifiziert werden, nicht alles Quantifizierbare ist relevant**

In den vorliegenden Arbeiten wurden Katastrophenszenarien oder technische Revolutionen bewusst ausgeklammert. Eine auf die schlimmstmögliche Wende oder den überraschenden Technologiesprung ausgerichtete Politik wäre teuer bzw. unvorsichtig. Trotzdem beinhalten die Szenarien erhebliche Anforderungen: Bei einer Politik „Weiter wie bisher“ werden Energieversorgung und Umwelt sehr strapaziert. Ein „Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“ stellt hohe Ansprüche an die technische und politische Innovationsfähigkeit.

Aktuelle Energiepreise, die Konjunkturlage, Meldungen über energietechnische Pioniertaten oder Pannen beeinflussen unweigerlich die Einschätzung der Energiezukunft, sind aber nicht auf langfristige Perspektiven übertragbar. Sensitivitätsrechnungen zeigen, wie das Energiesystem auf Änderungen

der wirtschaftlichen Rahmenentwicklungen, auf konstant hohe Energiepreise oder auf die Klimaerwärmung reagiert und welche Folgen Hitze- und Kältewellen vor allem für die Stromversorgung haben.

Ordnungspolitische und gesellschaftliche Fragen, wie die Aufgabenteilung zwischen Staat und Wirtschaft oder die Sozialverträglichkeit der Energietechniken können mit Modellrechnungen nicht beantwortet werden – für politische Entscheide werden jedoch Grundlagen bereitgestellt.

In den vorliegenden Perspektiven werden keine vollständig neuen Energieinfrastrukturen unterstellt, wie neue, grossräumige Fernwärmenetze, die grossmassstäbliche Produktion von Biotreibstoffen in der Schweiz oder die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft (mit Brennstoffzellen bei der Energieanwendung). Solche Entwicklungen sind im betrachteten Zeithorizont bis 2035 eher unwahrscheinlich und dürften bis dahin, jedenfalls in der Schweiz, an technische oder wirtschaftliche Grenzen stossen.

Für einige Nebenfolgen des Energieverbrauchs, wie Umweltrisiken, externe Kosten oder Sekundärnutzen, wurden keine neuen Forschungsprojekte lanciert. Soweit möglich wurden aktuell vorhandene Daten einbezogen. Die Schäden des Klimawandels und die Kosten, um solche abzuwenden, sind für die Schweiz schlecht bekannt und werden deshalb nicht berücksichtigt. Allerdings drohen solche Schäden und Kosten unabhängig von schweizerischen Politikvarianten und bestätigen vielmehr, dass eine globale Klimaschutzpolitik sowie Adaptionmassnahmen (zum Beispiel gegen Hochwasser, Murgänge, Lawinen und Stürme) nötig sind.

Auf quantitative Untersuchungen über die Lastflüsse in den Strom- und Erdgasnetzen wurde bewusst verzichtet. Versuche, Daten insbesondere über das Stromnetz beizubringen, waren relativ unergiebig. Der Aufwand, für die Entwicklung von Netzmodellen und -perspektiven das nötige Fachwissen einzubeziehen, war im Rahmen der Perspektivarbeiten zu gross. Möglich sind jedoch qualitative Feststellungen.

Für die Festlegung der Systemgrenzen, zum Beispiel bezüglich der von Inländern im Ausland verbrauchten Energie, wurden die zum Teil auch in Rechtserlassen (zum Beispiel CO₂-Gesetz) festgelegten Konventionen verwendet. Nähere Angaben dazu finden sich im Anhang A 4.

2 Szenarien I bis IV

Ein Szenario umfasst jeweils

- Wirtschaftlich-demografische Rahmenentwicklungen;
- energiepolitische Ziele und Instrumente (Politikvarianten), welche dem Szenario auch den Namen geben, sowie
- szenarienspezifische Entwicklungen der Energienachfrage und des Energieangebotes sowie ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen.

Unterschieden wird zwischen massnahmen- und zielorientierten Szenarien:

- Szenario I „Weiter wie bisher“ und Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“ zeigen, welche Veränderungen im Energiesektor mit einem vorgegebenen Satz von Politikinstrumenten erreicht werden;
- Szenario III „Neue Prioritäten“ und Szenario IV „Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“ gehen von quantitativen Zielen aus: der Reduktion der Endenergienachfrage pro Kopf, der Reduktion der CO₂-Emissionen und der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung. Szenarien III und IV zeigen, welche Instrumente zur Zielerreichung nötig sind.

Aus der Vielzahl von möglichen Rahmenentwicklungen und Politikvarianten wird eine plausible und informative Auswahl getroffen. Tabelle 2-1 gibt eine Übersicht über die Szenarien.

Tabelle 2-1: **Übersicht über die Szenarien**

Szenarien		I	II	III	IV
Politikvarianten		Weiter wie bisher	Verstärkte Zusammenarbeit	Neue Prioritäten	Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft
Rahmenentwicklungen					
Globale Klimaschutzpolitik		Weiter wie bisher	Zwischen Alibi und mittlerem Engagement	Mittleres Engagement	Starkes Engagement
Bruttoinlandprodukt	Trend (1)	•	•	•	•
	Hoch	•	•	•	•
Globale Energiepreise	30 USD/Fass (1)	•	•	• (2)	• (2)
	50 USD/Fass	•	•	• (2)	• (2)
Klima	Normal (1)	•	•	•	•
	wärmer (3)	•			•

(1) Im Folgenden als „Rahmenentwicklung Trend“ bezeichnet

(2) In den Szenarien III und IV Energielenkungsabgabe bis zur Zielerreichung

(3) Gegenüber der Referenzperiode 1960-1990 wird für 2020-2050 mit einem Temperaturanstieg von 1.2° C gerechnet bei gleichzeitiger Reduktion der Niederschlagsmengen

- Vertieft untersuchte Rahmenentwicklungen in den Szenarien

2.1 Rahmenentwicklungen

Die Energieperspektiven sind durch Entwicklungen geprägt, die von der schweizerischen Energiepolitik nicht, oder nur sehr wenig, beeinflusst werden können. Tabelle 2.1-1 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Kenngrössen.

Tabelle 2.1-1: **Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen**

	Bev. in Mio.	BIP real in Mrd. CHF	Rohölpreise USD/Fass	EBF total in Mio. m ²	EBF Wohn- en in Mio. m ²	PV in Mrd. Pkm	GV in Mrd. Tkm
1990	6.80	387.90	31.23	554.91	349.28	•	•
2000	7.21	422.76	29.89	627.23	416.50	106.2	23.3
2035 Szenarien I-III							
BIP-Trend	7.57	572.33	33.40	845.53	577.07	134.31	37.04
BIP-Hoch	7.57	692.24	33.40	859.59	583.63	148.14	42.54
Realer Rohöl- preis, 30 USD/Fass	7.57	572.33	33.40 (1)	845.53	577.07	134.31	37.04
Realer Rohöl- preis, 50 USD/Fass	7.57	572.33	50.00 (1)	845.53	577.07	133.50	37.04
2035 Szenario IV							
BIP-Trend	7.57	572.33	(1)	836.58	577.07	129.5	36.5
BIP-Hoch	7.57	692.24	(1)	850.30	583.63	138.8	40.9

- (1) In den Szenarien III und IV Energielenkungsabgabe bis zur Zielerreichung
- Bev.: Wohnbevölkerung
- BIP real: Bruttoinlandprodukt zu Preisen von 2003
- Rohölpreise: Variante 30 USD/Fass geht bis 2030 von einer real konstanten Entwicklung der globalen Rohölpreise aus (in Preisen von 2003). Danach steigen sie auf 50 USD/Fass real in 2050. In laufenden Preisen bedeutet dies 59 USD/Fass in 2035.
 Variante 50 USD/Fass geht von einer Stabilisierung der Rohölpreise auf 50 USD/Fass aus (in Preisen von 2003). In laufenden Preisen bedeutet dies 88 USD/Fass in 2035.
- EBF: Energiebezugsflächen sind die Gebäudeflächen, für die ein Beheizen oder Klimatisieren nötig ist.
- PV: Gesamte Personenverkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer
- GV: Gesamte Güterverkehrsleistung in Mrd. Tonnenkilometer

2.1.1 Globale Klimaschutzpolitik

Für die Perspektiven wird davon ausgegangen, dass sich die schweizerischen Zielvorgaben und Politikinstrumente langfristig in ein globales Klimaschutzpolitisches Konzept einordnen. Dies ist für die Politikvarianten der Szenarien III und IV eine notwendige Voraussetzung, da bei einem schweizerischen Alleingang das Risiko von Wettbewerbsnachteilen, Standortverlagerungen energieintensiver Betriebe und Konflikte mit den WTO- und Gattregeln besteht. Die ökologischen Vorteile einer im internationalen Vergleich wesentlich strengeren CO₂-Vorgabe sind begrenzt, wenn gleichzeitig die importierten Güter und der importierte Strom CO₂-intensiver als im Inland produziert werden. Überdurchschnittliche Anstrengungen verringern allerdings die übrigen Risiken der Energieversorgung. Aus diesen Gründen wird das nationale Szenario I mit einer schwachen globalen Klimaschutzpolitik verknüpft. Für die Szenarien III und IV wird dagegen von einer verstärkten globalen Politik ausgegangen.

Die Post-Kyoto-Verhandlungen (für die Zeit nach 2012) haben eben begonnen. Es ist unsicher, welche Tragweite die internationale Kooperation zukünftig haben wird. Um diese Frage und die zuvor erwähnten Beziehungen zwischen nationalen und internationalen Szenarien breiter abzustützen, haben rund achtzig Fachpersonen einen Fragebogen beantwortet: Als wahrscheinlich wird eine globale

Klimaschutzpolitik zwischen „Alibi“ mit eher symbolischer globaler Politik und „Mittlerem Engagement“ erwartet. Bei „Mittlerem Engagement“ wird bis 2035 gegenüber „Weiter wie bisher“ von den EU-Ländern und der Schweiz eine CO₂-Reduktion von 25 Prozent erwartet (s. Kapitel 4). Dies reicht allerdings nicht, um die globale Temperaturerhöhung bis 2100 unter 2°C zu halten.

2.1.2 Bevölkerung und Wirtschaft

Das Wachstum der schweizerischen Wohnbevölkerung und des Bruttoinlandproduktes (bestimmen den Flächenbedarf für Wohnen und Arbeiten, den Umfang der Verkehrsleistungen und viele weitere Treiber der Energienachfrage).

- **Bevölkerungsentwicklung: Langfristige Stabilisierung – Zuwanderung unsicher**

Die verwendete Perspektive zeigt in der näheren Zukunft ein Wachstum von 7.2 auf 7.6 Millionen und eine anschließende Stabilisierung. Dies entspricht der vom Bundesamt für Statistik im Jahre 2001 veröffentlichten Trendvariante. Die Familienpolitik ändert sich nicht wesentlich und der Einwanderungssaldo ist leicht positiv. Letzteres ist jedoch sehr unsicher: Mitte 2006 veröffentlichte das BFS eine Trendvariante die ab 2010 einen höheren Einwanderungssaldo und höhere Lebenserwartungen der Hochaltrigen unterstellt, was 2035 eine um rund neun Prozent höhere Bevölkerungszahl als in den vorliegenden Energieperspektiven bewirken würde. Die höhere Bevölkerungszahl hat gleich gerichtete Auswirkungen auf die Energienachfrage wie die Variante BIP-Hoch (s. unten).

- **BIP-Trend: Wenig Dynamik auf hohem Niveau**

Das BIP-Wachstum beträgt im langfristigen Durchschnitt rund 0.9 Prozent pro Jahr und ergibt sich aus der Multiplikation des Wachstums der Arbeitsproduktivität (Wert der produzierten Güter und Dienstleistungen pro Arbeitsstunde) mit dem Arbeitsangebot. Die Arbeitsproduktivität wurde vom Staatssekretariat für Wirtschaft aus der Vergangenheit hergeleitet. Das Bevölkerungswachstum entspricht der Trendvariante (2001) des BFS und bestimmt u. a. das Arbeitsangebot. Die zur Zeit gute Konjunkturphase steht im Gegensatz zu dieser langfristigen Aussicht. Die BFE-Energieperspektiven stützen sich jedoch nicht auf Konjunkturprognosen. Ohne langfristige Veränderung, wie zum Beispiel höheres Bevölkerungswachstum, mehr Wettbewerb im Binnenmarkt und bessere Nutzung des Humankapitals ist ein dauerhaft höherer Wachstumspfad unwahrscheinlich.

- **BIP-Hoch: Stärkeres Wachstum der Produktivität**

Um entsprechende Auswirkungen auf den Energiesektor darzustellen, wird gegenüber der Variante BIP-Trend mit einer um 0.5 Prozent pro Jahr höheren BIP-Wachstumsrate gerechnet. Vorausgesetzt wird, dass das vom Bundesrat vorgeschlagene Wachstumspaket umgesetzt wird. Diese Wachstumsrate liegt rund 0.5 Prozentpunkte über den 1970-2005 erreichten durchschnittlichen 0.9 Prozent, jedoch an der unteren Bandbreite der Perspektiven der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) für die Schweiz.

- **Volkswirtschaftlicher Strukturwandel in den Szenarien I bis III: Industrie „verliert“, Dienstleistungen und Verkehr „gewinnen“**

Die Wertschöpfungen von gut 40 Wirtschaftszweigen, eingeschlossen die für die Energienachfrage besonders wichtigen Verkehrs- und Gebäudebereiche, sind Bausteine für die Energiemodelle der Sektoren „Haushalte“, „Dienstleistungen und Landwirtschaft“, „Industrie“ und „Verkehr“. Die seit längerem zu beobachtende, schleichende Entindustrialisierung der Schweiz setzt sich fort: Der Anteil der Industrie an der Wertschöpfung sinkt von 28 Prozent im Jahr 2000 auf 25 Prozent im Jahr 2035, jener der Dienstleistungen steigt von 71 Prozent auf 74 Prozent. Die Personenverkehrsleistung steigt um 27 Prozent, die Güterverkehrsleistung um 59 Prozent.

- **Volkswirtschaftlicher Strukturwandel in Szenario IV: Trend in Richtung Ressourcenschonung**

Auch in Szenario IV wird kein „Gürtel-enger-schnallen“ unterstellt. Die gesamte volkswirtschaftliche Wertschöpfung bleibt auf dem Niveau der Szenarien I bis III. Allerdings verändern sich in diesem Szenario die Anteile der mit Energie versorgten Flächen, die Produkte und Produktionsverfahren sowie die Verkehrssysteme in Richtung Ressourcenschonung. Beispielsweise folgt die Verkehrsperspektive einem Alternativszenario des Bundesamtes für Raumentwicklung vom Frühjahr 2006, welches den Personenverkehr durch „regionalen Ausgleich und Ressourcenverknappung“ kennzeichnet. Eine stark auf Informations- und Kommunikationstechnik basierende Produktion gewinnt an Schwung, was das Wachstum des Güterverkehrs verringert. Die gesamte Mobilität wächst weiterhin, wenn auch langsamer als in den Szenarien I bis III.

2.1.3 Energiepreise

Langfristige Preise endlicher Ressourcen wie Erdöl und Erdgas hängen vom Umfang und den Produktionskosten der noch vorhandenen Vorräte und den möglichen Substitutionsenergien ab. Die starken Ausschläge der Rohölpreise in den Siebzigerjahren sowie in den letzten Jahren verstellen den Blick auf Fundamentalfaktoren: Lange Zeitreihen der realen Preisentwicklung endlicher Ressourcen zeigen, dass diese volatil sind – langfristig weisen sie einen konstanten oder in Einzelfällen sogar negativen Trend auf. Gründe dafür sind, dass der Bestand der Ressourcen, wie Erdöl und Erdgas, zwar endlich, jedoch nur ungenau bekannt ist. Die Entwicklung der Fördertechnik oder neue Vorkommen können die momentane Reichweite der Reserven erhöhen. Backstop-Techniken, wie unkonventionelle Erdölvorkommen, die Kohleverflüssigung und zum Teil erneuerbare Energien, stehen zur Substitution zur Verfügung. Den Szenarien werden keine innovativen Backstop-Techniken zu Grunde gelegt. Andererseits wird im Zeithorizont bis 2030 in den Szenarien I bis II auch nicht von einer dramatischen Verknappung von Erdöl und Erdgas ausgegangen. Die Szenarien III und IV kennzeichnen sich dagegen durch eine hohe Energielenkungsabgabe, welche die längerfristige physische Verknappung der nicht erneuerbaren Ressourcen vorwegnimmt.

- **Realer Rohölpreis 30 USD/Fass (Szenarien I und II)**

In dieser Variante wird davon ausgegangen, dass der Rohölpreis in der nahen Zukunft sinkt und dann bis 2030 real konstant bei 30 USD/Fass bleibt. Ab 2030 wird mit einer zunehmenden Verknappung gerechnet, die zu einem Anstieg der realen Preise bis knapp 50 USD/Fass im Jahre 2050 führt.

- **Realer Rohölpreis 50 USD/Fass (Szenarien I und II)**

Es bestehen Anzeichen, dass die Erdöl-, und zeitlich verzögert auch die Erdgasversorgung, für Versorgungsengpässe anfälliger werden. Der Investitionsbedarf für die Erschliessung neuer Vorkommen und den Ausbau der Transport- und Verarbeitungskapazitäten ist gross. Es ist unsicher, ob diese Investitionen zeitgerecht und im nötigen Umfang erfolgen. Obwohl zwischen den Produzenten- und Verbraucherstaaten ein gegenseitiges Interesse an stabilen Handelsbeziehungen besteht, sind die Erdöl- und die Erdgasversorgung grossen, geopolitischen Risiken ausgesetzt. Aus diesen Gründen rechnet die höhere Preisvariante ab der nächsten Zukunft mit einem konstanten realen Rohölpreis von 50 USD/Fass.

- **Nominale und reale Preise**

Um die Kostenrechnungen vergleichbar zu machen, wird mit realen Energiepreisen gerechnet. Der Unterschied zwischen den realen Preisen und den in der öffentlichen Diskussion wahrgenommenen Marktpreisen ist erheblich: Der nominale Preis pro Fass Rohöl, der die Inflationsrate mit enthält, beträgt 2035 rund 59 USD bei einem realen Preis von 30 USD (88 USD/Fass beträgt der nominale Preis bei einem realen Preis von 50 USD/Fass).

- **Höchstpreisszenario**

Ende 2003, als die Rahmenentwicklungen für die Szenarienarbeiten bestimmt wurden, schienen reale Preise von 50 USD/Fass eher hoch, in der jüngsten Vergangenheit eher tief gegriffen. Höchstpreiserwartungen liefern sowohl Argumente für eine starke (das Risiko von nicht amortisierbaren Kosten zum Beispiel von erneuerbaren Energien sinkt) wie für eine zurückhaltende Energiepolitik (auf eine Lenkungsabgabe kann verzichtet werden).

Auf Wunsch des Forums Energieperspektiven des BFE werden in einem separat publizierten Bericht auch Höchstpreisszenarien dargestellt (Ecoplan: Auswirkungen langfristig hoher Energiepreise; 2007). Unter der Annahme, dass der Höhepunkt der Rohölförderung schon im Jahre 2010 erreicht werden sollte, ergibt sich, je nach Szenario, ein langfristiger realer Rohölpreis von 65 bis 80 USD/Fass. Rohölpreise über 80 USD/Fass können jedoch nur erreicht werden, wenn die Verfügbarkeit von Energieträgern wie Kohle und Erdgas stark eingeschränkt würde. Beispielsweise kann Kohle zu deutlich tieferen Kosten produziert und (inklusive Abscheidung und Lagerung der dabei entstehenden CO₂-Emissionen) verflüssigt werden, was einen durchschnittlichen Rohölpreis in dieser Höhe im Zeithorizont 2035 als sehr unwahrscheinlich erscheinen lässt. Nicht berücksichtigt sind dabei kurz- bis mittelfristige Kapazitätsengpässe und spekulatives Verhalten der Marktteilnehmer.

- **Die Energiepreise sind miteinander verknüpft**

Für eine enge Verknüpfung der Erdgaspreise mit der Erdölpreisentwicklung spricht der bisherige Trend. Die Erfahrungen auf Energiemärkten ohne Preisbindungsklauseln legen nahe, dass der Weltmarktpreis für Erdgas weitgehend jenem des Rohöls folgt.

Seit Mitte der 90er Jahre fällt die Erdgasverstromung zunehmend ins Gewicht. Bei – auf unterschiedlichem Niveau – konstanten realen Erdöl- und Erdgaspreisen ergibt sich eine weitgehend parallele

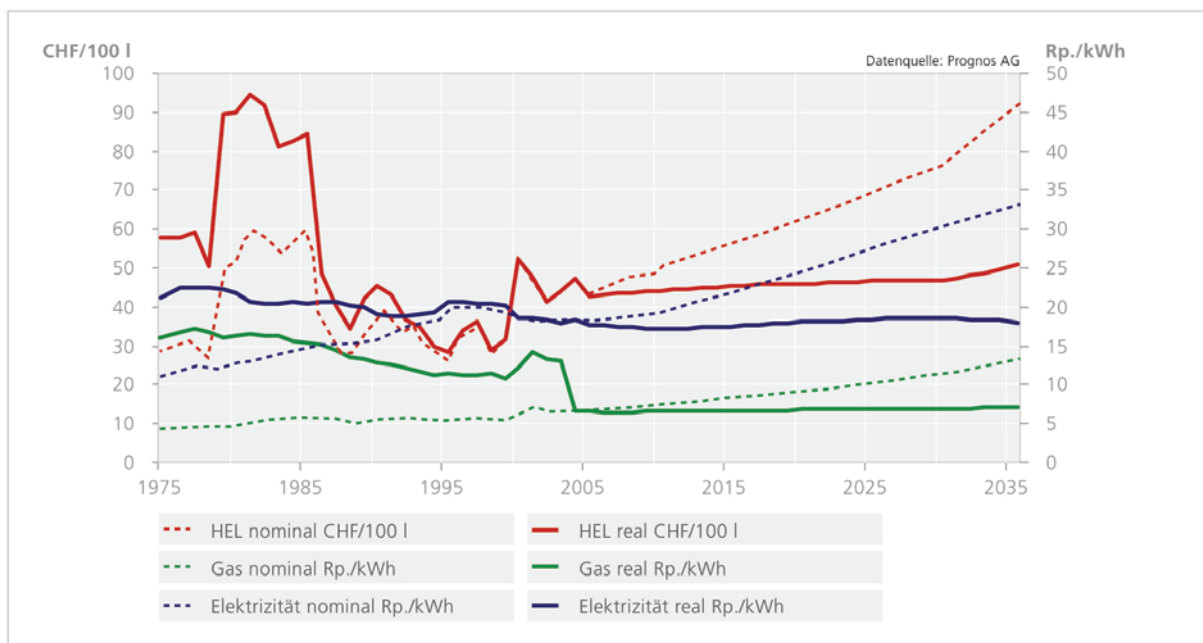
Entwicklung der Strompreise. Der Erdgaspreis für die Gaskraftwerke, welche international bis 2035 für die Preisbildung massgeblich sind (Grenzkosten-Kraftwerke), bestimmt somit weitgehend den europäischen Strompreis. Eine isolierte Erhöhung der Erdgaspreise würde zur Substitution zu Kohle, Kernenergie und erneuerbaren Energien führen oder aber zur Korrektur der Gaspreise nach unten. In der Variante 50 USD/Fass wird im Unterscheid zur Variante 30 USD/Fass damit gerechnet, dass die höheren Erdgaspreise zu einem Anstieg des realen Strompreises führen. Dieser fällt jedoch in der Schweiz gering aus, so dass er keinen wesentlichen Einfluss auf Investitionsentscheide hat.

Da in den Stromangebotsvarianten, welche die Schliessung der Stromlücke vor allem mit Kernenergie vorsehen, ein neues Kernkraftwerk erst ab 2030 in Betrieb steht, sind Vorstellungen über die zukünftige Entwicklung der Uran- und Kernbrennstoffpreise für die Zeit ab 2020 nötig. Für die Perspektiven wird bis dahin eine Normalisierung der wegen Förderengpässen aktuell hohen Uranpreise erwartet. Für die Perspektiven wird mit real 60 USD pro kg im Jahr 2020 gerechnet, mit einer Steigerung in den folgenden Jahrzehnten auf 72 bis 84 USD pro kg. Umgerechnet auf die Kilowattstunde ergeben sich Urankosten von ca. 0.17 Rp. pro kWh. Eine Verdoppelung dieser Preise würde, je nach den übrigen Kosten der Kernkraftwerke, die gesamten Stromgestehungskosten nur um wenige Prozente erhöhen. Der Einfluss der Uranpreise auf die Stromkosten ist somit sehr gering. Eine global verstärkte Nutzung der Kernenergie würde allerdings in naher Zukunft neue Investitionen im Uranbergbau erfordern.

- **Die Preise der Endenergieverbraucher unterliegen vielen Einflüssen**

Je nach Höhe und Entwicklung des inländischen Steuersockels, der Transport- und Verarbeitungskosten sowie der Wechselkurse schlagen die globalen Preise unterschiedlich stark auf den Endverbrauch durch. Beim Treibstoff wirken sich Rohölpreiserhöhungen wegen der hohen Fiskalabgaben schwächer aus als beim Heizölpreis, dessen Entwicklung für die Haushalte bis 2035, zusammen mit den Erdgas- und Strompreisen, in Figur 2.1-1 dargestellt ist.

Figur 2.1-1: **Heizöl- (HEL), Erdgas- und Elektrizitätspreise für Haushalte, Szenarien I und II, Rahmenentwicklung Trend (bis 2003 Statistik)**



- **Überblick über Endverbraucherpreise**

In der Tabelle 2.1-2 werden die schweizerischen Endenergiepreise dargestellt, real zu Preisen des Jahres 2003. Wird eine durchschnittliche jährliche Inflationsrate von rund 1.5 Prozent in der Schweiz angenommen, ergeben sich für 2035 nominale Endverbraucherpreise, die um ca. 60 Prozent über den realen Preisen liegen. In den Szenarien III und IV ist eine Energielenkungsabgabe vorgesehen, deren Höhe sich auf die Zielerreichung ausrichtet.

Tabelle 2.1-2: **Endverbraucherpreise für Haushalte, Szenarien I bis IV, 2035**

Endverbraucherpreise (zu Preisen 2003)	30 USD / Fass Rohöl (real)	50 USD / Fass Rohöl (real)
Szenario I		
Heizöl extra leicht (Rp./l)	50.6	68.0
Erdgas (Rp./kWh)	7.2	8.9
Elektrizität (Rp./kWh)	18.2	18.8
Benzin (Rp./l)	140.4	155.8
Szenario II		
Heizöl extra leicht (Rp./l)	57.5	74.9
Erdgas (Rp./kWh)	7.7	9.4
Elektrizität (Rp./kWh)	18.2	18.8
Benzin (Rp./l)	140.4	155.8
Szenario III		
Preise mit Energielenkungsabgabe		
Heizöl extra leicht (Rp./l)	101.2	101.2
Erdgas (Rp./kWh)	14.4	14.4
Elektrizität (Rp./kWh)	27.3	27.3
Benzin (Rp./l)	280.7	280.7
Szenario IV		
Preise mit Energielenkungsabgabe		
Heizöl extra leicht (Rp./l)	136.1	136.1
Erdgas (Rp./kWh)	17.7	17.7
Elektrizität (Rp./kWh)	37.5	37.5
Benzin (Rp./l)	311.6	311.6

Datenquelle: Prognos AG

2.2 Varianten zur Schliessung der Stromlücke

Je nach Szenario ist ab 2018 bis 2020 damit zu rechnen, dass im durchschnittlichen Winterhalbjahr die Bezugsrechte im Ausland und die inländische Stromproduktion die Nachfrage nicht mehr decken. Dabei wird unterstellt, dass die Bezugsrechte nicht verlängert werden und der heute bestehende Kraftwerkpark keine Ausbauten erfährt. Die folgende Liste zeigt, wie der zusätzliche Bedarf – im Folgenden als „Stromlücke“ bezeichnet – durch den Ausbau der Stromproduktion – im Folgenden als „Angebotsvarianten“ bezeichnet – gedeckt werden kann.

Varianten des Elektrizitätsangebotes bis 2035

- A Nuklear:** Der Ausbaubedarf wird ab 2030 vorwiegend durch neue Kernkraftwerke der Generation III gedeckt. Als Übergangslösung sind von 2020-2030 Stromimporte nötig.
- B Nuklear und fossil-zentral:** Um die Abhängigkeit von Stromimporten bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks zu vermeiden, werden vorerst Gaskraftwerke zugebaut.
- C Fossil-zentral:** Bis 2035 wird die Lücke vorwiegend durch Gaskraftwerke geschlossen. Da unterstellt wird, dass diese zeitgerecht erstellt werden, ist wie in den Varianten B, D und E kein Stromimport nötig.
- D Fossil-dezentral:** Der Ausbaubedarf wird vorwiegend durch erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen gedeckt.
- E Erneuerbare Energien:** Ab 2020 wird die Lücke mit erneuerbaren Energien geschlossen.
- F Veränderte Laufzeit:** Es wird eine Verkürzung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre unterstellt. Als Alternative wird auch eine Verlängerung der Laufzeiten der Anlagen Beznau I und II und Mühleberg auf 60 Jahre untersucht.
- G Import:** Die Lücke wird vorwiegend mit Stromimporten geschlossen (die entsprechenden CO₂-Emissionen werden nicht ausgewiesen).

Politikvarianten und Angebotsvarianten sind nicht beliebig kombinierbar: Weil die politische Grundlage dazu fehlt, ist in den Szenarien I und II eine vollständige Lückenschliessung durch erneuerbare Energien oder Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen unplausibel. In Szenarien III und IV ist die Stromlücke für

eine Kombination von Gaskraftwerken und Kernkraftwerken zu klein. Tabelle 2.2-1 zeigt die vertieft untersuchten Kombinationen von Politik- und Angebotsvarianten. Zusätzlich wird für Szenario III, mit einem Mix C & E (fossil-zentral und erneuerbare Energien), sowie in den Szenarien III und IV mit D & E (fossil-dezentral und erneuerbare Energien) gerechnet.

Tabelle 2.2-1: **Kombinationen von Politik- und Angebotsvarianten**

Szenarien	Politikvarianten / Angebotsvarianten	A	B	C	D	E	G
I	Weiter wie bisher	•	•	•			•
II	Verstärkte Zusammenarbeit	•	•	•			•
III	Neue Prioritäten	•		•	•	•	•
				• — •			
IV	Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft	•		•	•	•	•
				• — •			

2.3 Szenario I „Weiter wie bisher“

2.3.1 Politikvariante

Das Referenzszenario I ist massnahmenorientiert. Die Wirkung beschlossener und in Kraft gesetzter Instrumente wird dargestellt. Das Szenario hat einen eigenen Aussagewert und dient als Vergleichsgrösse für Szenarien mit verstärkter Politik. Es wird ein autonomer Trend zur Energieeffizienz unterstellt. Gleichzeitig wachsen aber die Bestandesgrössen, unter anderem wegen Mehrfachausstattungen (Zweitfahrzeugen usw.), neuen Arten von stromverbrauchenden Geräten und Komfort erhöhungen (zum Beispiel Whirlpools).

Es werden folgende Instrumente unterstellt:

- **Ordnungsrechtliche Instrumente**

- Die SIA Normen für Gebäude werden im Neubaubereich alle 10 Jahre um 10 Prozent verschärft. Die kantonalen Vorschriften werden verzögert den Energiepreisen und dem technischen Fortschritt angepasst. Der Minergie-Standard verbreitet sich langsam. Die energetischen Sanierungen verzeichnen steigende Erfolge, insgesamt sind jedoch die energetischen Sanierungsraten gering.
- Die Zulassungsvorschriften und Zielvereinbarungen gemäss Energiegesetz werden weitergeführt und verzögert dem technischen Fortschritt angepasst. Die Vereinbarungen zum Beispiel mit den Autoimporteuren über die Absenkung des spezifischen Verbrauchs der Neuwagenflotte werden beibehalten (der spezifische Verbrauch neuer Personenwagen geht bis 2012 um jährlich 1.5 Prozent zurück, ab 2012 sinkt er noch um jährlich 0.75 Prozent).

- **Preisliche Instrumente**

- Die leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe wird weitergeführt.

- **Förderinstrumente**

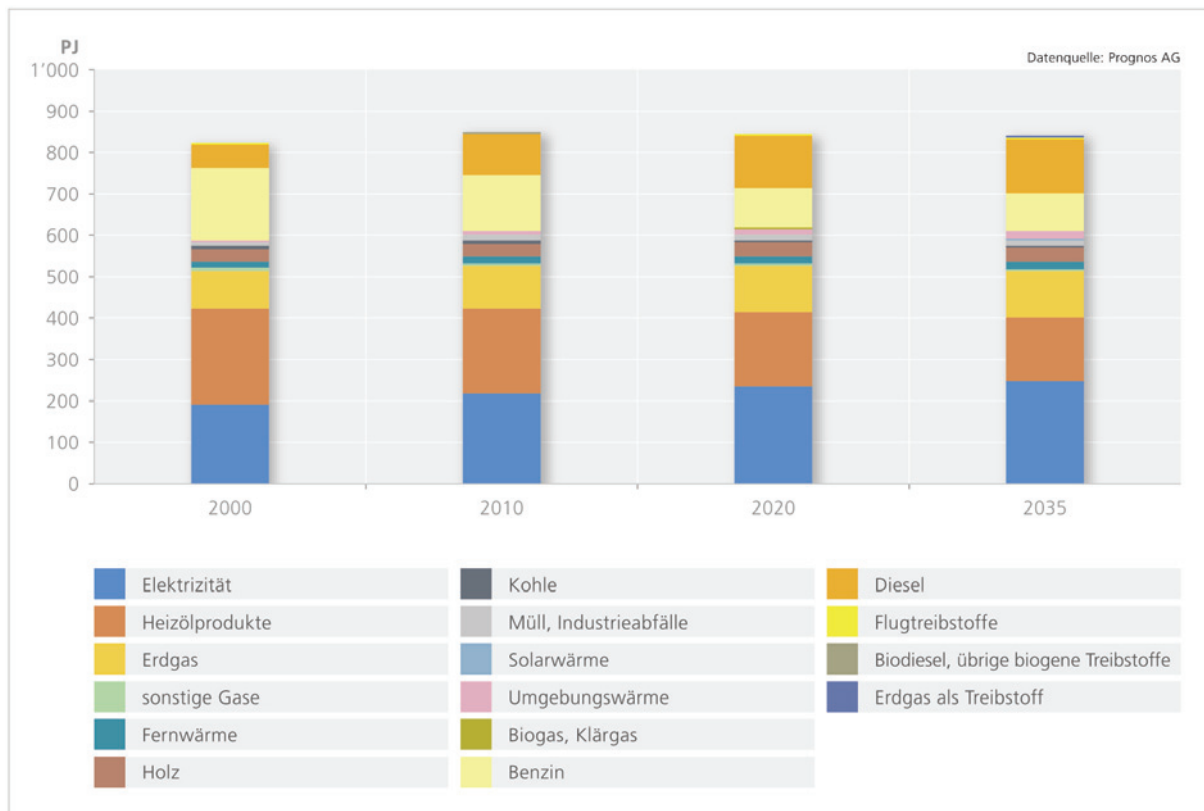
- Das Programm EnergieSchweiz wird mit einem Budget von nominal 45 Mio. CHF pro Jahr weitergeführt.
- Die Globalmittel der Kantone v.a. für Energiesanierungen und erneuerbare Energien betragen weiterhin nominal rund 40 Mio. CHF pro Jahr (aktuell 57 Mio. CHF; inklusive 14 Mio. CHF Globalbeitrag des Bundes).

- Freiwillige Zielvereinbarungen zur CO₂-Reduktion bleiben in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen bestehen. Da die „Drohkulisse“ einer CO₂-Abgabe abbröckelt, nimmt ab 2012 der Anreiz für neue Verpflichtungen ab.
- Erneuerbare Energien werden wie bisher gefördert, u. a. mit der bestehenden Einspeisevergütung für grünen Strom (Mehrkosten 2005: 23.3 Mio. CHF pro Jahr) und kantonalen finanziellen Beiträgen.

2.3.2 Energienachfrage

Die gesamte Endenergienachfrage liegt 2035 bei 2 Prozent über dem Basisjahr 2000 (Figur 2.3-1). Der Anstieg erfolgt bis 2010; ab 2010 bleibt die Nachfrage praktisch unverändert. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nimmt rund 11 Prozent ab, wobei in den Jahren 2000 bis 2010 lediglich ein Rückgang um 2 Prozent festzustellen ist. Die Elektrizitätsnachfrage steigt um 29 Prozent.

Figur 2.3-1: Nachfrage nach Energieträgern in Szenario I, in PJ, Rahmenentwicklung Trend



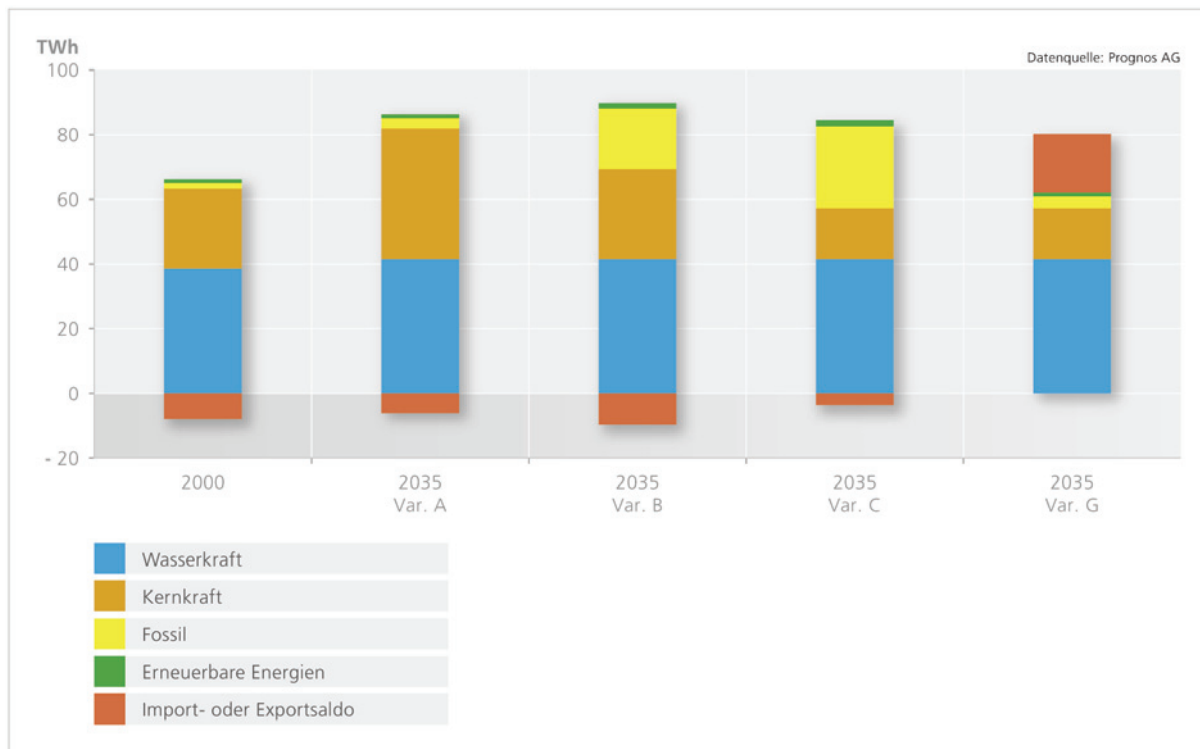
Die Erdgasnachfrage steigt auf Kosten der Heizölprodukte. Innerhalb der Treibstoffe setzt sich die Verlagerung von Benzin zu Dieselöl bis 2035 fort. Die Benzinnachfrage sinkt auf die Hälfte des Ausgangsjahres. Gleichzeitig steigt Dieselöl um rund 120 Prozent. Die „Dieselisierung“ des Fahrzeugbestandes steigt am stärksten zwischen 2010 und 2020. Die für die Wärmenutzung eingesetzten erneuerbaren Endenergieträger wachsen im Vergleich zum Ausgangswert auf das Drei- bis Fünffache. Ihr Anteil am Gesamtverbrauch bleibt jedoch weiterhin marginal.

2.3.3 Elektrizitätsangebot

In Szenario I tritt im Winterhalbjahr 2018 eine Stromlücke auf, falls das bestehende Stromangebot nicht ausgebaut wird. Sie wächst bis 2035 auf 22.3 TWh pro Jahr (16.1 TWh im Winter). In Szenario I erfolgt ein geringer autonomer Kapazitätsausbau mit erneuerbaren Energien (inklusive Gross- und Kleinwasserkraftwerke) und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen als Folge der Rahmenentwicklungen, technischer Fortschritte und der bestehenden Förderinstrumente. Szenario I erfordert eine Angebotsstrategie mit dem Schwerpunkt auf Grosskraftwerken oder Importen. Als Optionen stehen die Varianten A Nuklear, B Nuklear und Fossil-zentral, C Fossil-zentral und G Importe zur Verfügung. Eine Lückenschliessung vorwiegend mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (Variante D) oder erneuerbaren Energien (Variante E) wird hier (und in Szenario II) nicht in Betracht gezogen, weil in grossem Umfang teure oder unsichere Potenziale eingesetzt werden müssten (Kleine Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen,

Geothermie) und demzufolge die zusätzlich erforderlichen Förderinstrumente nicht konsistent mit der Politik gemäss Szenario I (und II) wären. In der Variante G beträgt der Importbedarf 22.3 TWh.

Figur 2.3-2: **Elektrizitätsproduktion und Importe in Szenario I, in TWh, Rahmenentwicklung Trend, Kalenderjahr**



In Variante A entfallen im Jahre 2035 rund 45 Prozent der mittleren Erzeugung auf Kernenergie. Variante B beschreibt eine kombinierte Strategie mit neuen Kernkraftwerken und Gaskraftwerken. Aus dem Zubau von Kernkraftwerken resultiert vorübergehend ein Exportüberschuss (in Figur 2.3-2 als negativer Importsaldo dargestellt). In Variante C werden die Kernkraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt. Variante G setzt auf die Karte Importe (20.1 TWh im Jahr 2035). Im Jahre 2035 können in dieser Variante im durchschnittlichen Winter nur noch 75 Prozent der schweizerischen Nachfrage mit inländischer Produktion gedeckt werden.

2.3.4 CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen hängen von der Endenergienachfrage und – bei gegebener Nachfrage – auch vom Stromangebot ab (Tabelle 2.3-3). Bei weitgehend CO₂ freiem Ausbau der Stromerzeugung (Variante A) oder bei Deckung der Stromlücke mit Importen (Variante G) sinken die gesamten Emissionen von 2000 bis 2035 um knapp 12 Prozent. Wird die Stromlücke mit fossil-thermischen Anlagen gefüllt, steigen sie um 5 Prozent (Variante C).

Der Anteil der Elektrizitätsproduktion an den schweizerischen CO₂-Emissionen variiert zwischen 2.4 Prozent (0.9 Mio. Tonnen) bei den Varianten A und G und 18.3 Prozent (8.1 Mio. Tonnen) bei der Variante C.

Tabelle 2.3-3: **CO₂-Emissionen¹⁾ in Szenario I, nach Elektrizitätsangebotsvarianten in Mio. Tonnen und Veränderung in Prozent, Rahmenentwicklung Trend**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. G 2035
Mio. Tonnen	41.8	42.3	37.1	42.1	44.2	37.1
Δ 2035/2000 in %			-12	-1	5	-12

1) inklusive Umwandlungssektor, ohne Raffinerien

Datenquelle: Prognos AG

2.4 Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“

2.4.1 Politikvariante

Szenario II ist massnahmenorientiert. Es ist gekennzeichnet durch die Verstärkung der Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft, die moderate Verschärfung von Vorschriften und die Einführung einer CO₂-Abgabe auf Brennstoffen. Die nominal konstante CO₂-Abgabe gibt nach 2010 einen Anreiz für Zielvereinbarungen mit der Wirtschaft.

Es findet somit kein Paradigmenwechsel statt, aber eine verstärkte Ausschöpfung wirtschaftlicher Potenziale. Gegenüber Szenario I werden die Förderungsinstrumente wesentlich verstärkt. Neben direkten finanziellen Beiträgen zur Überwindung von Investitionshindernissen werden Energieeffizienz und erneuerbare Energien auch durch Informationsaktivitäten, Energieberatung und Ausbildung der Energiefachleute gefördert. Mit den letztgenannten Instrumenten werden die Transaktionskosten verringert oder vermieden. Dies sind zum Beispiel die Kosten der Informationsbeschaffung, des Vertragsabschlusses zwischen einer Bauherrschaft und ihren Auftragnehmern, die Kosten von Konfliktregelungen oder der Messung der Effizienzverbesserungen. Die folgende Liste zeigt die wichtigsten Instrumente:

• **Ordnungsrechtliche Instrumente**

- Vorschriften im Gebäudebereich werden – basierend auf Verbandsnormen SIA – moderat verschärft.
- Zulassungsvorschriften und Zielvereinbarungen im Gerätebereich und im Produktionssektor werden internationalen Standards laufend angepasst.

• **Preisliche Instrumente**

- Die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen beträgt 35 CHF/t und bleibt nominal konstant bis 2035 (real 23 CHF/t). Auf Treibstoffen wird die Abgabe nicht erhoben.
- Für neue Personenwagen wird ein Bonus-Malus-System eingeführt, basierend auf dem spezifischen Treibstoffverbrauch. Die kantonalen Motorfahrzeugsteuern tragen dem spezifischen Treibstoffverbrauch ebenfalls Rechnung.
- Die Mineralölsteuersätze begünstigen aufkommensneutral die Biotreibstoffe und Erdgas als Treibstoff.

• **Förderinstrumente**

- Der Klimarappen mit einem nominal konstanten Förderbudget von jährlich 100 Mio. CHF wird bis 2035 weiter geführt. Die Finanzierung erfolgt mit einer Abgabe von 1.6 Rp./l auf den Treibstoffen. Der Ertrag wird wie folgt verwendet:
70 Mio. CHF pro Jahr für Massnahmen im Inland davon 25 Prozent für Verkehrsmassnahmen, 75 Prozent für Gebäude und Prozesse;
30 Mio. CHF pro Jahr für CO₂-Zertifikate aus dem Ausland; die damit vermiedenen CO₂-Emissionen sind jedoch in Tabelle 2.3-3 nicht abgezogen.
- Mit einem neu zu schaffenden Stromrappen wird die effiziente Stromverwendung gefördert. Zur Verfügung steht ein nominal konstantes Budget von 50 Mio. CHF pro Jahr. Die Finanzierung erfolgt mit einer Abgabe auf den Netztarifen.
- Die Globalmittel der Kantone werden unter anderem für die Förderung der Wärme aus erneuerbaren Energien, Minergie-Sanierungen verwendet (mit einem Budget von 40 Mio. CHF pro Jahr).
- Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erfolgt durch eine Mehrkostenfinanzierung im Umfang von 330 Mio. CHF pro Jahr (Sensitivitätsvariante: 110 Mio. CHF pro Jahr). Finanziert wird die Differenz zwischen den Gestehungskosten der jeweiligen Technologie und den durchschnittlichen Gestehungskosten des konventionellen Kraftwerkparcs. Die bestehende Einspeisevergütung ist darin enthalten. Die Finanzierung erfolgt mit einem Zuschlag auf den Netztarifen.
- Der Energieausweis für Gebäude wird flächendeckend eingeführt.

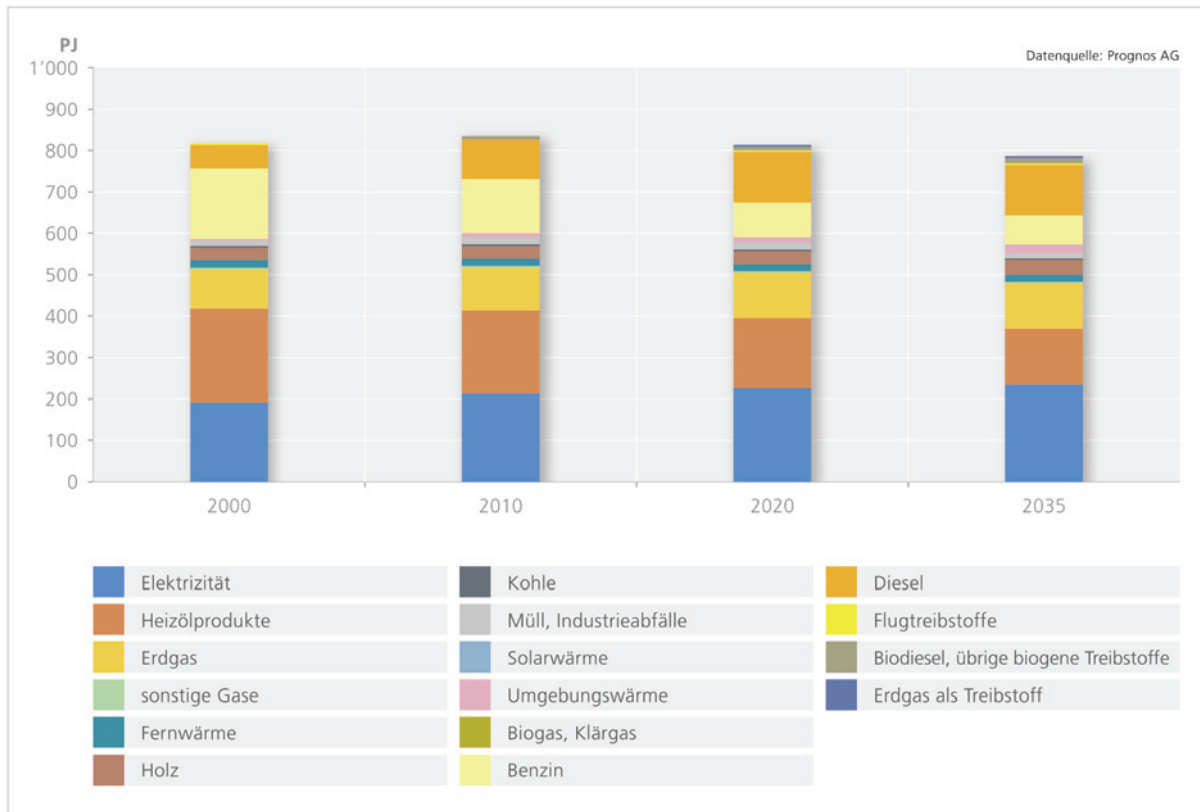
2.4.2 Energienachfrage

Die Endenergienachfrage nimmt im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 4 Prozent ab (Figur 2.4-1). Nach einem Anstieg bis 2010 um rund 2 Prozent geht die Nachfrage langsam zurück. Die Nachfrage nach fossilen Energieträgern nimmt um rund 20 Prozent ab, die Nachfrage nach Elektrizität steigt

um rund 23 Prozent. Die Förderprogramme bewirken ein Wachstum der Nachfrage nach Wärme und Treibstoffen aus erneuerbaren Energien.

In den Grössenordnungen von Szenario I wird auch in Szenario II Heizöl durch Erdgas sowie Benzin durch Dieselöl ersetzt. Die Programme der Effizienzförderung bewirken insgesamt vor allem in den Jahren 2020 bis 2035, einen leichten Rückgang der Wärme- und Treibstoffnachfrage.

Figur 2.4-1: Nachfrage nach Energieträgern in Szenario II, in PJ, Rahmenentwicklung Trend

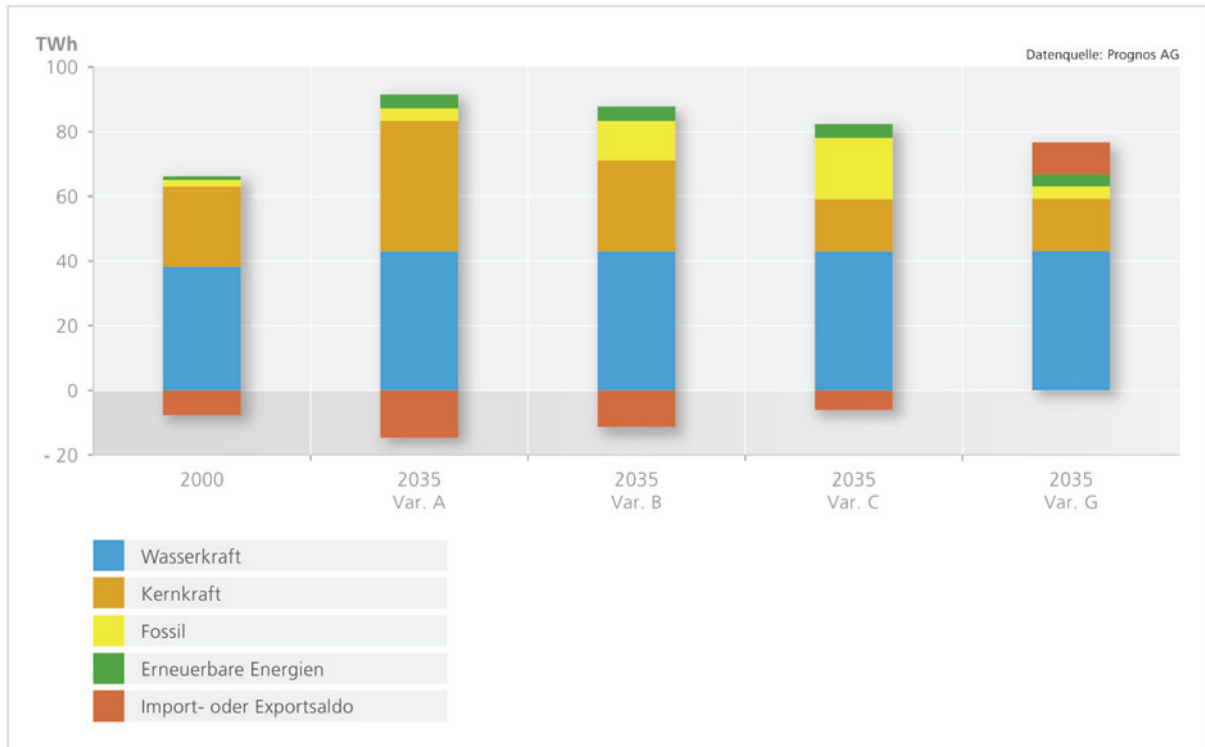


2.4.3 Elektrizitätsangebot

Die Stromlücke entsteht wie in Szenario I im Jahr 2018. In Szenario II beträgt sie bis 2035 18.6 TWh pro Jahr (14.1 TWh im Winter). Die wachsende Stromnachfrage muss vor allem durch Kernkraftwerke und Gaskraftwerke oder durch neue Importe gedeckt werden. Die Förderung des grünen Stroms mit jährlich 330 Mio. CHF pro Jahr kann bis 2035 eine zusätzliche Produktion von 5.7 TWh auslösen (Erneuerbare Energien ohne Grosswasserkraftwerke, das heisst Anlagen über 10 MW). In der Sensitivitätsrechnung mit einem jährlichen Förderbudget von 110 Mio. CHF pro Jahr wird diese Produktion bis 2035 um 2.5 TWh ausgebaut. Die Fördermittel werden möglichst effizient eingesetzt. Die kostengünstigen Potenziale werden somit zuerst ausgeschöpft, wobei trotzdem ein begrenzter Teil der Fördermittel auch für zur Zeit weiter von der Rentabilität entfernte Techniken, v.a. Fotovoltaik, eingesetzt wird.

In Variante A entfallen im Jahre 2035 rund 40 Prozent der mittleren Erzeugung aus Kernkraftwerken. Aus dem Zeitbedarf für den Zubau von Kernkraftwerken resultiert vorübergehend ein Importüberschuss. Ab 2030 entsteht vorübergehend ein Exportüberschuss von rund 15 TWh (in Figur 2.4-2 als negativer Importsaldo dargestellt). In der Mixvariante B wird die Lücke, vorerst fossil-zentral mit neuen Gaskraftwerken geschlossen. In 2031 steht ein Kernkraftwerk der Leistungsklasse 1'600 MW im Normalbetrieb. In der Übergangsperiode 2019-2031 sind zwei Gaskraftwerke und das projektierte Werk Chavalon notwendig, um die Lücke zu schliessen. In Variante C erfolgt der Kapazitätsausbau mit Gaskraftwerken. In Variante G sind 12.7 TWh Importe notwendig, um den Landesverbrauch im Jahr zu decken.

Figur 2.4-2: **Elektrizitätsproduktion und Importe in Szenario II, in TWh, Rahmenentwicklung Trend, Kalenderjahr**



2.4.4 CO₂-Emissionen

Die gesamten CO₂-Emissionen sinken bis ins Jahr 2035 je nach Angebotsvariante zwischen 21 Prozent (Variante A) und 9 Prozent (Variante C; Tabelle 2.4-1).

Im Jahre 2035 liegen die CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung zwischen 0.8 Mio. Tonnen (Varianten A und G) und 5.8 Mio. Tonnen (Variante C). Die Anteile der Elektrizitätserzeugung am gesamten CO₂-Ausstoss variieren zwischen 2.4 und 15 Prozent.

Tabelle 2.4-1: **CO₂-Emissionen in Szenario II nach Elektrizitätsangebotsvarianten in Mio. Tonnen und Veränderung in Prozent, Rahmenentwicklung Trend**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. B 2035	Var. C 2035	Var. G 2035
Mio. Tonnen	41.8	42.3	33.6	36.5	38.6	33.6
Δ 2035/2000 in %			-21	-14	-9	-21

Datenquelle: Prognos AG

2.5 Szenario III „Neue Prioritäten“

2.5.1 Politikvariante

Szenario III ist zielorientiert. Es wird untersucht, mit welchen Instrumenten und Techniken die unterstellten Ziele erreicht werden. Voraussetzungen für das Szenario sind eine weltweite Prioritätensetzung auf Klimaschutz, Energieeffizienz und Ressourcenschonung sowie die Verfügbarkeit der entsprechenden Techniken. Ferner wird eine weitgehende internationale Harmonisierung der Ziele und Instrumente vorausgesetzt, um die Abwanderung energieintensiver Unternehmen, Tanktourismus und Handelshemmnisse zu vermeiden.

Es wird davon ausgegangen, dass die energieeffizientesten Anlagen, Geräte, Fahrzeug- und Gebäudetechniken ihren Anteil in den Bestandesgrößen stetig vergrößern. Im Unterschied zu einer sofortigen energetischen „Besten Praxis“ wird mit einer Anpassungszeit von rund 15 Jahren gerechnet bis der jährliche Zuwachs von Geräten, Anlagen, oder Fahrzeugen vollständig aus heutigen und künftigen Best-Geräten, Best-Autos usw. besteht. Durch diese schrittweise Marktdurchdringung der besten

Technik wird das Risiko von nicht amortisierbaren Kosten vermieden. Der Zeitbedarf für die Beseitigung von Markthemmnissen wird berücksichtigt, wie zum Beispiel zur Überwindung der zum Teil vorhandenen Interessengegensätze von Nutzern und Investoren in Mietobjekten. In Szenario III werden gegenüber Szenario I ein energiepolitischer Paradigmenwechsel, aber keine Änderungen der Mengenkomponenten der Energienachfrage (Energiebezugsflächen, Verkehrsleistungen usw.) erwartet.

• **Ziele**

Folgende Ziele sind unter den Szenario-Voraussetzungen erreichbar:

- Falls die inländische Stromproduktion weiterhin CO₂-frei erfolgt, lassen sich bis 2035 gegenüber 2000 CO₂-Reduktionen von 34 Prozent erreichen (Elektrizitätsangebotsvarianten A oder E). Mit einer fossil-thermischen Übergangsstrategie verringern sich dagegen die mit Szenario III realisierbaren Reduktionsziele auf 26 bis 29 Prozent (Elektrizitätsangebotsvarianten C oder D).
- Die Energieeffizienz, ausgedrückt als Endenergieverbrauch pro Kopf lässt sich um knapp 20 Prozent verbessern (bis 2035 gegenüber 2000).
- Bis 2035 kann der Anteil der erneuerbaren Energien an der Brennstoffnachfrage 24 Prozent an der Treibstoffnachfrage 10 Prozent betragen. Die Anteile der erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft) an der Elektrizitätsversorgung lassen sich je nach Angebotsvariante deutlich erhöhen; bis 2035 kann der Anteil am Landesverbrauch (zuzüglich Verbrauch der Speicherpumpen) mit der Variante E 28 Prozent betragen (in Szenario I sind es 6 Prozent).

• **Instrumente**

Zentrales Instrument ist die Verteuerung der nicht-erneuerbaren Energien und der Elektrizität mit einer Lenkungsabgabe (Tabelle 2.5-1). Dadurch werden energiepolitisch erwünschte Massnahmen rentabel (oder noch rentabler). Im Sinne der ökologischen Steuerreform wird der Abgabbeertrag an die Haushalte und Unternehmen pro Kopf bzw. proportional zur AHV-Lohnsumme der Unternehmen zurückbezahlt. Unterdurchschnittliche Energieverbraucher werden bevorzugt, überdurchschnittliche Verbraucher werden benachteiligt. Arbeitsintensive Unternehmen haben Vorteile gegenüber energieintensiven Unternehmen. Weil von einer weitgehenden internationalen Harmonisierung ausgegangen wird, erleiden diese keinen Nachteil gegenüber der ausländischen Konkurrenz. Nötigenfalls werden Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen vorgesehen, die dann aber die anderen Verbraucher zusätzlich belasten. Da die Mehrwertsteuer und die Transportkosten mit dem Niveau der Endverbraucherpreise variieren, entspricht die Summe der Endverbraucherpreise der Szenarien I und II (siehe Tabelle 2.1-2) und der Abgaben nicht den Endverbraucherpreisen der Szenarien III und IV. Die Energielenkungsabgabe wird 2011 eingeführt und bleibt in ihrer Höhe annähernd konstant. Sie weist folgende Abgabebesätze (real, zu Preisen von 2003) auf:

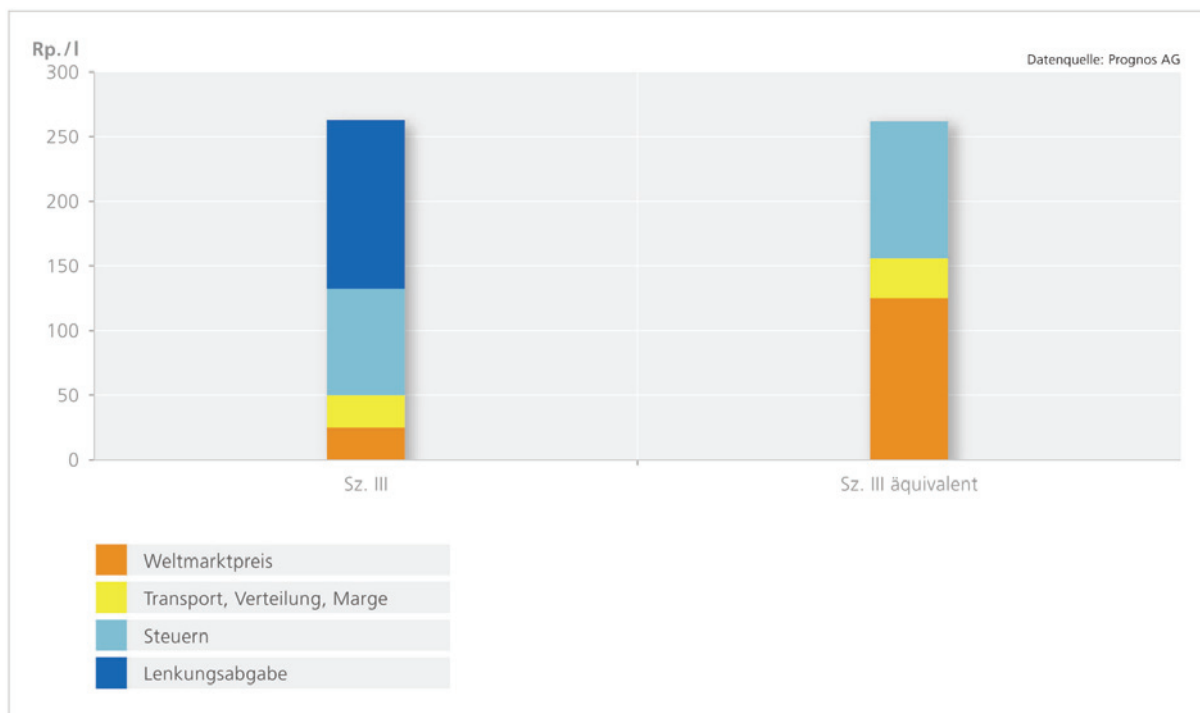
Tabelle 2.5-1 **Endverbraucherpreise (2035) und Abgabebesätze (2035) Szenario III in Rappen zu realen Preisen 2003**

	Haushalte und Dienstleistungen		Industrie	
	Endverbraucherpreis (2035)	Davon: Abgabe (2035)	Endverbraucherpreis (2035)	Davon: Abgabe (2035)
Heizöl (Rp./l)	101	51	83	41
Erdgas (Rp./kWh)	14	7	9	4
Elektrizität (Rp./kWh)	27	9	16	5
Benzin (Rp./l)	281	140	281	140

Datenquelle: Prognos AG

Figur 2.5-1 zeigt wie hoch der Rohölpreis sein müsste, um den gleichen Preiseffekt wie die Lenkungsabgabe zu erzielen. Der Rohölpreis müsste sich von 30 USD real pro Fass auf etwa 150 USD real pro Fass erhöhen. Diese Preiserhöhung bedeutet für den Benzinpreis in der Schweiz ungefähr eine Verdoppelung der Endverbraucherpreise. Die Auswirkungen der Rohölpreiserhöhung auf den volkswirtschaftlichen Kreislauf sind ungünstiger als jene der Energielenkungsabgabe, bei welcher die inländische Kaufkraft insgesamt erhalten bleibt.

Figur 2.5-1: **Lenkungsabgabe oder äquivalente Rohölpreissteigerung in Szenario III, Beispiel des Benzinpreises, zu realen Preisen 2003 in Rp. pro Liter**



Die Lenkungsabgabe wird mit ordnungsrechtlichen Instrumenten und soweit nötig durch den punktuellen Einsatz von Förderinstrumenten ergänzt. Mit schrittweise verschärften Vorschriften über den zulässigen spezifischen Energieverbrauch von Gebäuden, Anlagen usw. soll in Szenario III der Rentabilitätsschwelle nachgefahren werden. Damit werden Rückschritte in der Energieeffizienz vermieden, die als Folge steigender Einkommen eintreten könnten. Für solche Rebound-Effekte sind die in den letzten Jahren immer grösseren Personenwagen ein Beispiel.

Die Fördermittel sind in Szenario III wesentlich weniger umfangreich als in Szenario II und werden anders verteilt: anstelle von Investitionsbeiträgen werden vermehrt Transaktionsinstrumente, wie zum Beispiel Energieaudits, finanziell unterstützt. Das Nachfolgeprogramm von EnergieSchweiz würde in Szenario III (und IV) entsprechend angepasst.

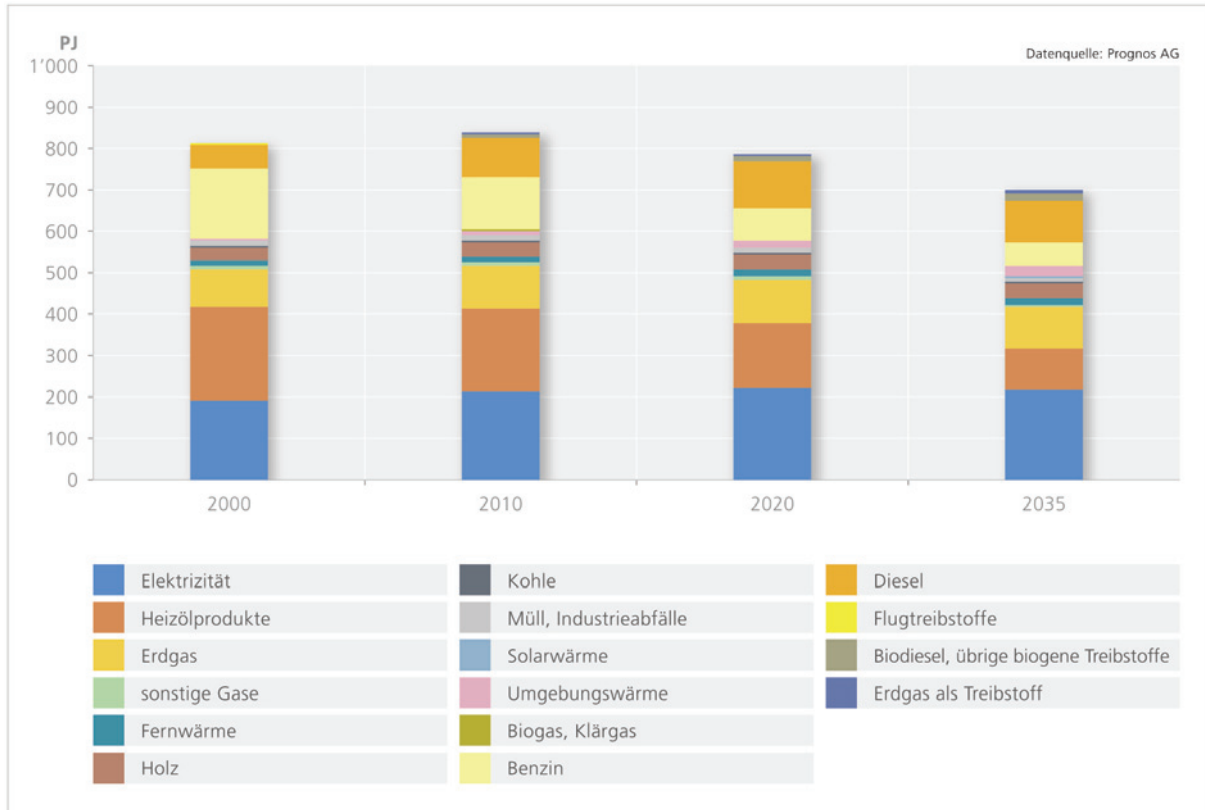
Beispiele für notwendige ordnungsrechtliche Instrumente sind:

- Anforderungen an Neubauten und Sanierungen der Wohngebäude werden im Jahr 2011 verschärft; die Vorgaben über den spezifischen Energieverbrauch ($\text{MJ/m}^2\text{a}$) betragen 60-70 Prozent der heutigen Durchschnittswerte. In den Folgejahren werden die Anforderungen moderat weiter verschärft.
- Vorschriften für Geräte: die schlechter als „B“ klassierten Geräte werden ab 2011 vom Markt genommen, die Anforderungen an die energieeffizienten Klassen werden regelmässig verschärft.
- Quoten für Biotreibstoffe: sie werden bis 10 Prozent obligatorisch zugemischt.

2.5.2 Energienachfrage

Die Endenergienachfrage nimmt im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 14 Prozent ab. (Figur 2.5-2). Der Verbrauch an fossilen Energieträgern nimmt um 34 Prozent ab. Die Elektrizitätsnachfrage wächst von 2000 bis 2010 um 13 Prozent (von 2000-2020 um 17 Prozent) und schwächt sich erst ab 2020 ab. Von 2020 bis 2035 ist ein Rückgang von knapp 3 Prozent zu verzeichnen. Insgesamt wächst die Elektrizitätsnachfrage zwischen 2000 und 2035 um 13 Prozent. Das Wachstum der erneuerbaren Energien sowohl im Brenn- und im Treibstoffbereich wird deutlich sichtbar.

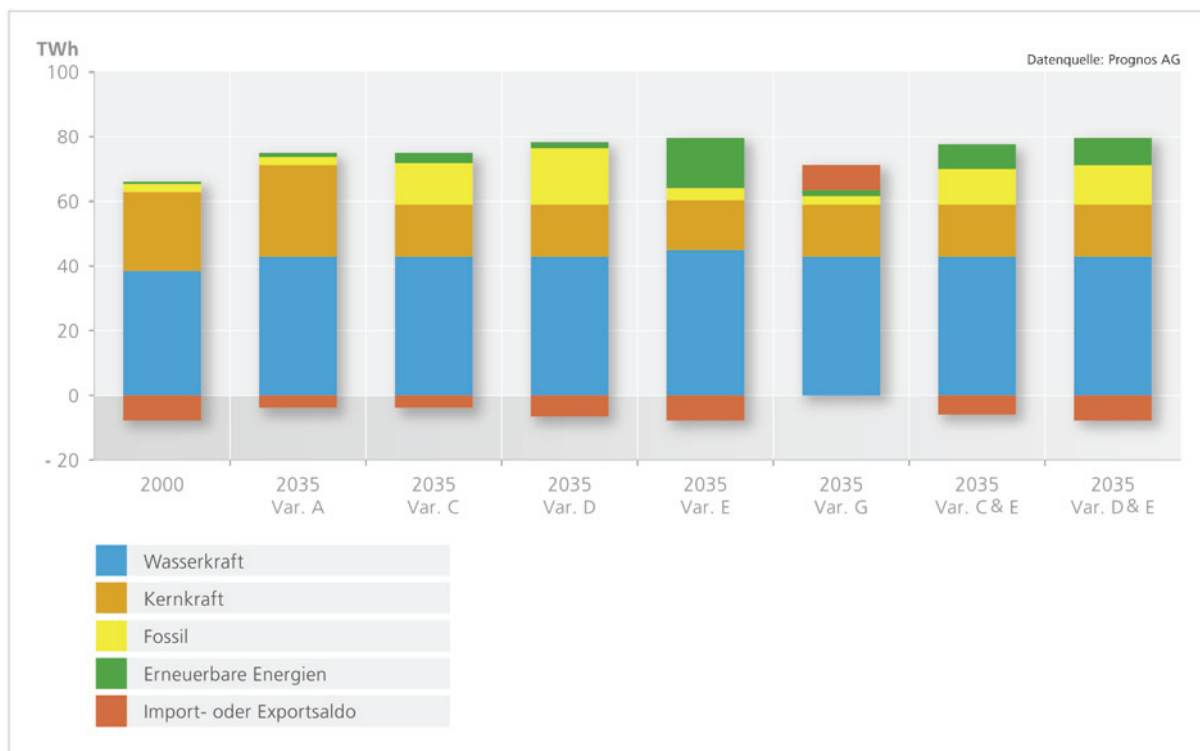
Figur 2.5-2: Nachfrage nach Energieträgern in Szenario III, in PJ, Rahmenentwicklung Trend



2.5.3 Elektrizitätsangebot

Die Stromlücke wächst in Szenario III bis 2035 auf 13.5 TWh pro Jahr. Die Mixvarianten D & E (fossil-dezentral und erneuerbare Energien) und C & E (fossil-zentral und erneuerbare Energien) sind zur Schliessung dieser Lücke eher realisierbar als die reinen Varianten D oder E. Die Variante D muss nämlich die vorhandenen Potenziale für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen sehr stark ausschöpfen, was sehr weitgehende politische Eingriffe erfordert. Für Variante E müssen optimistische Annahmen über Lernkurven und Technologieentwicklungen bei den erneuerbaren Energien vorausgesetzt werden. Mit den Mixvarianten müssen die Potenziale für Klein-Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen weniger ausgeschöpft werden und der Ausbau der Grosswasserkraftwerke, sowie die im Jahre 2020 wahrscheinlich noch nicht breit verfügbare Stromproduktion aus Geothermie, müssen weniger zur Lückenschliessung beitragen. In der Variante C sowie in der Mixvariante C & E werden erdgasbetriebene Kraftwerke mit Holzgaszuführung mit erneuerbaren Energien kombiniert. In dieser Mixvariante sind bis 2035 zusätzlich zum projektierten Werk Chavalon zwei neue Gaskraftwerke mit Holzgaszuführung notwendig. In diesem Fall werden 8.1 TWh Strom mit erneuerbaren Energieträgern ohne Grosswasserkraft produziert. Mit der Variante G beträgt der Stromimportbedarf 11.5 TWh im Jahre 2035.

Figur 2.5-3: **Elektrizitätsproduktion und Importe in Szenario III, in TWh, Rahmenentwicklung Trend, Kalenderjahr**



2.5.4 CO₂-Emissionen

Die gesamten CO₂-Emissionen sinken von 2000 bis 2035 zwischen 26 Prozent (Variante C) und 36 Prozent (Variante E) (Tabelle 2.5-2). Zur Reduktion tragen neben den starken Effizienzmassnahmen auch die Zunahme der erneuerbaren Energien im Raumwärme- und Treibstoffbereich bei.

Im Jahre 2035 betragen die CO₂-Emissionen der Angebotsvarianten 0.2 Mio. Tonnen (Variante E) bis 4.2 Mio. Tonnen (Variante C). Damit liegt der Anteil der CO₂-Emissionen des Elektrizitätsangebotes zwischen 0.7 Prozent und 13.8 Prozent des gesamten Ausstosses. Die CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung der Mixvariante D & E betragen 2 Mio. Tonnen, was 6.9 Prozent des gesamten CO₂-Ausstosses von 28.9 Mio. Tonnen entsprechen. Der Anteil der Mixvariante C & E beträgt mit 3.2 Mio. Tonnen 10.6 Prozent des CO₂-Ausstosses von 30.1 Mio. Tonnen.

Tabelle 2.5-2: **CO₂-Emissionen in Szenario III nach Elektrizitätsangebotsvarianten in Mio. Tonnen und Veränderung in Prozent, Rahmenentwicklung Trend**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. G 2035	Var. C & E 2035	Var. D & E 2035
Mio. Tonnen	41.8	42.3	27.8	31.2	30.1	27.1	27.8	30.1	28.9
Δ 2035/2000 in %			-34	-26	-29	-36	-34	-29	-32

Datenquelle: Prognos AG

2.6 Szenario IV „Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“

2.6.1 Was bedeutet „2000-Watt-Gesellschaft“?

Das zielgerichtete Szenario IV beruht auf dem Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft. In seinem Bericht vom März 2002 „Strategie Nachhaltige Entwicklung 2002“ hält der Bundesrat fest, dass die 2000-Watt-Gesellschaft der Energie- und Klimapolitik als Zielvorstellung dient.

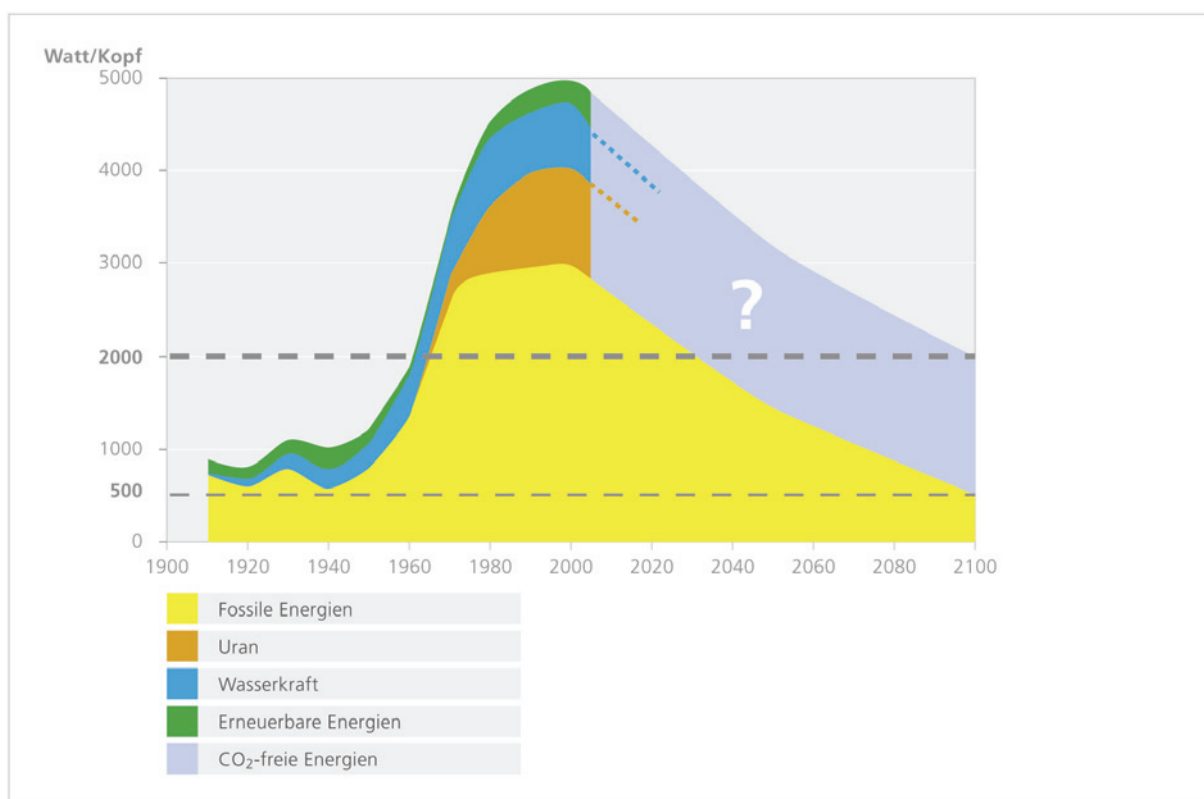
Die anzustrebenden 2000 Watt beziehen sich auf die durchschnittliche Dauerleistung, welche pro Kopf beansprucht wird (17'520 kWh pro Jahr). Der durchschnittliche Pro-Kopf-Verbrauch der Weltbe-

völkerung beträgt heute 2'000 Watt, in der Schweiz sind es heute rund 5'000 Watt, davon gegen 3'000 Watt auf fossiler Basis. Nicht festgelegt wurden bisher der Zeithorizont für die Zielerreichung, die Bewertung des Primärenergieinhaltes der erneuerbaren Energien und die langfristige Rolle der Kernenergie.

Für das Szenario IV wird davon ausgegangen, dass die 2000-Watt-Gesellschaft bis 2100 erreicht wird. Bis dahin muss der gesamte Primärenergieverbrauch auf 2000 Watt pro Kopf und jener der fossilen Energieträger auf 500 Watt pro Kopf reduziert werden (Figur 2.6-1). Auf die BFE-Perspektiven übertragen, müssen von 2000 bis 2035 der Endenergieverbrauch pro Kopf und die CO₂-Emissionen insgesamt um 35 Prozent verringert werden, um auf diesen Pfad einzuschwenken.

Das Konzept der 2000-Watt-Gesellschaft basiert auf dem Primärenergieverbrauch. Gerade bei erneuerbaren Energien gibt es aber international keine eindeutigen Definitionen der Energieinhalte der Primärenergie. Es ist umstritten, ob es sinnvoll ist, diese zu erfassen. Für die Perspektiven wird der Primärenergiebedarf ermittelt und ausgewiesen, jedoch nicht mit quantitativen Zielen belegt. Die Importe und der Verbrauch von nicht-erneuerbaren Primärenergien werden für die Beurteilung der Versorgungssicherheit und der Umweltbelastungen berücksichtigt.

Figur 2.6-1: **2000-Watt-Gesellschaft für die Schweiz: Absenkung des Primärenergieverbrauchs pro Kopf auf 2000 Watt bis 2100**



2.6.2 Politikvariante

Szenario IV zeigt, mit welchen Instrumenten und Techniken bis im Jahre 2035 die Schweiz auf den 2000-Watt-Pfad gebracht werden kann. Wie in Szenario III wird ein energiepolitischer Paradigmenwechsel erwartet. Notwendige Voraussetzungen sind:

- Ziele und Instrumente der Energiepolitik werden international harmonisiert, denn die globale Verschiebung von energieintensiven Betrieben und Tanktourismus nützen dem Klima nichts;
- Die Effizienzpotenziale und neuen Schlüsseltechnologien sind verfügbar und werden im Markt beschleunigt umgesetzt;
- Die Energieforschung wird im globalen Wettbewerb verstärkt, die Schweiz kann alleine keiner der wichtigen Technologien zum Durchbruch verhelfen.

- **Ziele**

Folgende Ziele sind unter den Szenario-Voraussetzungen erreichbar:

- Falls die inländische Stromproduktion weiterhin CO₂-frei erfolgt, lassen sich von 2000 bis 2035 CO₂-Reduktionen von 48 Prozent erreichen (Angebotsvarianten A oder E). Mit einer fossilthermischen Übergangsstrategie verringern sich dagegen die mit Szenario IV realisierbaren Reduktionsziele auf 41 bis 43 Prozent (Angebotsvarianten C oder D).
- Die Energieeffizienz, ausgedrückt als Endenergieverbrauch pro Kopf, lässt sich um 31 Prozent verbessern (bis 2035 gegenüber 2000). Der 2000-Watt-Pfad wird somit bis 2035 bezüglich CO₂ übertroffen, bezüglich Pro-Kopf-Verbrauchs verfehlt. Um auf dem Reduktionspfad zu bleiben, sind nach 2035 noch erhebliche zusätzliche Anstrengungen nötig.
- Bis 2035 kann der Anteil der erneuerbaren Energien an der Brennstoffnachfrage 27 Prozent, an der Treibstoffnachfrage 12 Prozent betragen. Der Anteil der erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft) am Landesverbrauch (zuzüglich Verbrauch der Speicherpumpen) kann im Jahre 2035 mit Variante E 22 Prozent betragen.

• Instrumente

- Um die Szenarioziele zu erreichen, ist in der Schweiz insgesamt etwa eine Verdoppelung der Endverbraucherpreise der Energie gegenüber der Preisvariante 50 USD/Fass real nötig. Dies bedeutet gegenüber den Preisen aus Szenario III nochmals einen Aufschlag um 11 Prozent (Benzin) bis 37 Prozent (Elektrizität). Zentrales Instrument ist – wie in Szenario III – eine Energielenkungsabgabe (Abgabesätze siehe Tabelle 2.6-2).

Tabelle 2.6-2: **Endverbraucherpreise 2035 und Abgabesätze (2035) Szenario IV in Rappen und real zu Preisen 2003**

	Haushalte und Dienstleistungen		Industrie	
	Endverbraucherpreis (2035)	Davon: Abgabe (2035)	Endverbraucherpreis (2035)	Davon: Abgabe (2011-2035)
Heizöl (Rp./l)	136	86	114	72
Erdgas (Rp./kWh)	18	11	12	7
Elektrizität (Rp./kWh)	38	19	23	12
Benzin (Rp./l)	312	171	312	171

Datenquelle: Prognos AG

- Wie in Szenario III werden die ordnungsrechtlichen Instrumente den veränderten Energiepreisen und dem technischen Fortschritt angepasst.
- Wie in Szenario III werden ergänzend Förderinstrumente eingesetzt. Finanzielle Beiträge sind jedoch nur noch selektiv nötig, da sich aufgrund der hohen Energiepreise wettbewerbsfähige Angebote entwickeln, beispielsweise das Energiespar-Contracting für kleine und mittlere Unternehmen.

• Annahmen über Technologieentwicklungen

Für das Szenario IV werden heute noch nicht wettbewerbsfähige, aber bereits vorhandene Techniken, unterstellt. Diese beinhalten zum Teil erhebliche Potenziale, um Reduktionen des Energieverbrauchs zu tragbaren Kosten zu erreichen.

Beispiele im Bereich Energieeffizienz sind:

- Vakuumwärmedämmungen und steuerbare Fensterbeschichtungen;
- Mess- und Regeleinrichtungen zur Optimierung des Wärme- und Elektrizitätsbedarfs der Gebäude;
- Beleuchtung aufgrund LED-Technik und Lichtlenksystemen;
- Leichtbauweisen für Fahrzeuge durch neue Verbundwerkstoffe;
- Optimierung der Reifen, des Fahrzeugdesigns, der Antriebssysteme und der Motoren;
- Optimierte Verkehrsflüsse durch vernetzte Informationssysteme und Mobility-Pricing im öffentlichen und im privaten Verkehr;
- Industrie: Steigerung der Energieeffizienz durch Verwendung der Biotechnologie (Biokatalysatoren zur Reduktion von Prozesstemperaturen und -drücken); Nanotechnologie (schmutzabweisende Oberflächen für Wärmetauscher, Reibungsminimierung) und Mikrosysteme;
- Zunehmende Verwendung neuer Produkte, wie zum Beispiel elektronisches Papier.

Auch das Angebot der Energieträger wird stark verändert:

- Erneuerbare Energieträger werden für die Wärmeversorgung zum allgemeinen Standard; ab 2011 werden nur noch Wärmepumpen, Holzheizungen, Solarwärme sowie Fern- und Nahwärmesysteme beim Neubau von Ein- und Zweifamilienhäusern und Wohnsiedlungen eingesetzt;
- Auch beim Ersatz von Heizungssystemen in bestehenden Gebäuden werden Wärmepumpen und erneuerbare Energien sowie auf Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen basierte Nahwärmesysteme stärker eingesetzt;
- Fossile Treibstoffe werden zunehmend durch Bio- und Synthesetreibstoffe ersetzt.

Es werden keine spekulativen Techniken unterstellt, wie die breite Anwendung der Supraleitungen beim Stromtransport (welche Stromverteilverluste beseitigen), funktionelle Textilien (welche die Raumklimatisierung hinfällig machen), futuristische Fahrzeuge (zum Beispiel mit Brennstoffzellen, die im stationären Zustand des Autos auch für die Gebäudeheizung sorgen). Solche Entwicklungen sehen Experten durchaus im Bereich des Möglichen – Szenario IV beschränkt sich jedoch auf das aus heutiger Sicht „Wahrscheinliche“ und bezüglich Energieeffizienz „Zielführende“. Die getroffenen Annahmen stützen sich auf eine Ende 2005 durchgeführte Expertenumfrage (Prognos: Auswertung des Kompakt-Delphi-Prozesses; 2006).

• **Annahmen über Strukturveränderungen**

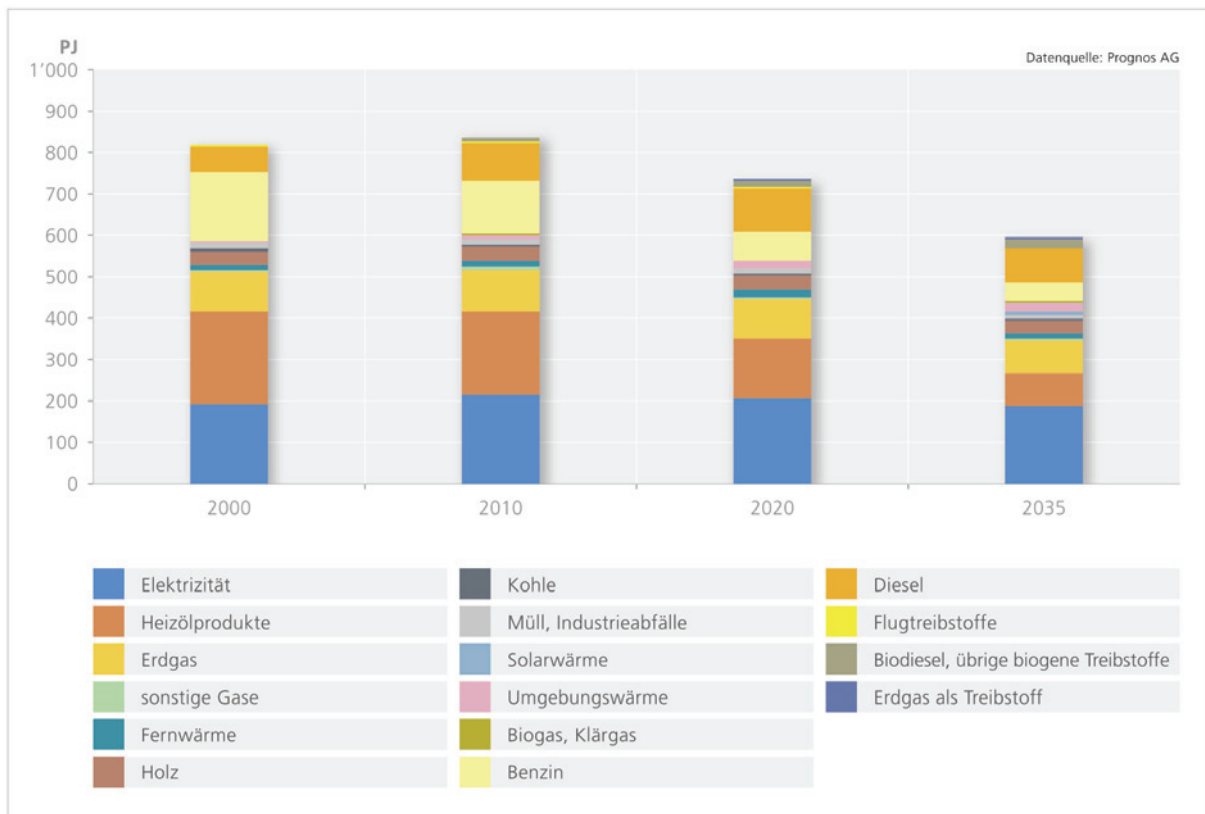
Entwicklungen, die nicht direkt durch die Energiepolitik beeinflussbar sind, fördern den schonenden Ressourceneinsatz:

- Die Zahl der „Heimbüros“ nimmt zu, die Büroflächen im Dienstleistungsbereich nehmen ab;
- Die Personen- und Tonnenkilometer wachsen weniger stark als in den Szenarien I bis III;
- In den Szenarien I bis III wächst (entsprechend der derzeitigen Planung) der Schienenverkehr um einen Drittel, in Szenario IV verdoppelt er sich annähernd;
- Die Raumplanung richtet sich nach Klima- und Umweltschutzprioritäten, u.a. mit verdichtetem Bauen, Mobilitätsplattformen,;
- Die Wirtschaftszweige und Arbeitsplätze werden neuen Technologien angepasst, was zu hoch automatisierten und wissensintensiven Arbeitsplätzen führt.

2.6.3 **Energienachfrage**

Die Endenergienachfrage nimmt im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2000 um 27 Prozent ab (Figur 2.6-2). Der Verbrauch der fossilen Energieträger sinkt um 46 Prozent. Die Elektrizitätsnachfrage liegt im Jahr 2035 um 2 Prozent unter dem Niveau des Jahres 2000 steigt aber zunächst noch an. Ab 2012 setzt eine stetige Reduktion der Gesamtnachfrage bei gleichzeitig stärkerer Substitution in die erneuerbaren Energieträger ein. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger für Wärme und Treibstoffe verdoppelt sich, wobei sich die einzelnen Energieträger sehr unterschiedlich entwickeln: Holzenergie bleibt aufgrund des gegenläufigen Effekts von starker Durchdringung im Heizungsbereich und gleichzeitiger starker Erhöhung der Effizienz nahezu konstant. Der Verbrauch von Umgebungswärme (Wärmepumpen) erreicht im Jahr 2035 rund das Fünffache des Jahres 2000. Bezogen auf den, in Szenario IV verringerten, Raumwärmebedarf entspricht dies gegenüber dem Jahr 2000 nahezu einer Verzweifachung des Anteils der Umgebungswärme.

Figur 2.6-2: **Energienachfrage in Szenario IV nach Energieträgern, in PJ, Rahmentwicklung Trend**



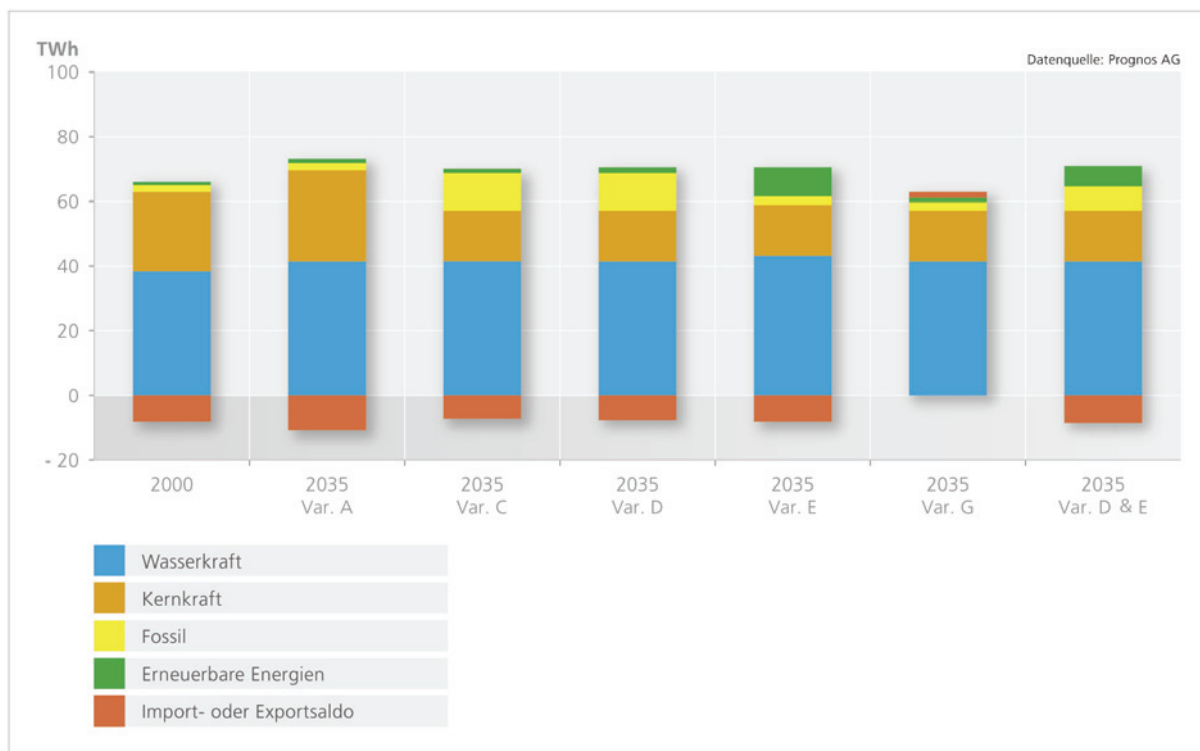
2.6.4 Elektrizitätsangebot

In Szenario IV ist ab 2020 eine Stromlücke zu erwarten, die bis 2035 auf 5.0 TWh pro Jahr wächst. Wie in Szenario III muss bis 2020 bereits genügend Ersatz für den ersten Abbau von Kernkraftwerk-Kapazitäten (Beznau I) aufgebaut sein. Eine reine Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Strategie (Variante D) ist in Szenario IV umsetzbar. Insgesamt werden bis 2035 zusätzlich 11.5 TWh Strom aus Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen produziert. Die teuren Potenziale der kleinen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Leistungsklassen werden wegen der tieferen Stromnachfrage deutlich weniger ausgeschöpft als in Szenario III.

Die Nachfrageentwicklung in Szenario IV ermöglicht auch eine Schliessung der Lücke ausschliesslich mit erneuerbaren Energieträgern (Variante E) (Figur 2.6-3). Allerdings braucht es bis 2020 einen Durchbruch der Stromerzeugung aus Geothermie mit einem Produktionsbeitrag von 0.8 bis 2 TWh. Falls dies technisch nicht möglich ist, müsste vermehrt Fotovoltaik eingesetzt werden.

Die Mixstrategie fossil-dezentrale und erneuerbare Energien (Variante D & E) erfordert bis 2020 ebenfalls grosse Anstrengungen, um die ersten Ausserbetriebnahmen von Kernkraftwerken zu kompensieren. Geothermie muss ab 2025 nur in geringem Masse (0.5 TWh) eingesetzt werden. Insgesamt werden im Jahr 2035 7.6 TWh in einem breiten Spektrum von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Leistungsklassen, inklusive Brennstoffzellen, sowie 6.2 TWh aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft erzeugt. Mit der Variante G beträgt der Importbedarf 6.6 TWh im Jahre 2035.

Figur 2.6-3: **Elektrizitätsproduktion und Importe in Szenario IV, in TWh, Rahmenentwicklung Trend, Kalenderjahr**



2.6.5 CO₂-Emissionen

Die gesamten CO₂-Emissionen sinken von 2000 bis 2035 zwischen 41 Prozent (Variante C) und 48 Prozent (Variante E) (Tabelle 2.6-3). Wie in den anderen Szenarien ergibt sich die nachfrageseitige CO₂-Reduktion aus der Zunahme der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energieträger. Im Verkehrssektor tragen der Modal Split, innovative Fahrzeugtechnologien, Verkehrsorganisation und Biokraftstoffe zur Reduktion bei.

Die CO₂-Emissionen des Elektrizitätsangebotes liegen zwischen 0.2 Mio. Tonnen (Variante E) und 3.5 Mio. Tonnen (Variante C). Ihre Anteile liegen zwischen 0.9 Prozent und 13.3 Prozent der gesamten jeweiligen CO₂-Emissionen. Der Anteil der Mixvariante D & E beträgt mit 1.4 Mio. Tonnen 6.1 Prozent des gesamten CO₂-Ausstosses von 23.1 Mio. Tonnen.

Tabelle 2.6-3: **CO₂-Emissionen in Szenario IV nach Elektrizitätsangebotsvarianten in Mio. Tonnen und Veränderung in Prozent, Rahmenentwicklung Trend**

	1990	2000	Var. A 2035	Var. C 2035	Var. D 2035	Var. E 2035	Var. G 2035	Var. D & E 2035
Mio. Tonnen	41.8	42.3	22.3	25.2	24.1	21.9	22.3	23.1
Δ 2035/2030 in %			-47	-41	-43	-48	-47	-46

Datenquelle: Prognos AG

3 Vergleiche und Bewertungen

3.1 Energieeffizienz und Energienachfrage

Viele Effizienzmassnahmen zahlen sich aus, erhöhen den Komfort und steigern den Wert der Baustanz. Sie werden oft nicht ausschliesslich zur Kosteneinsparung, sondern wegen der Sekundärnutzen (in Gebäuden zum Beispiel thermische Behaglichkeit, Reduktion Aussenlärmbelastung usw.) getroffen. Dieselbe, oder eine bessere, Energiedienstleistung kann meistens mit einem geringeren Energieverbrauch erreicht werden. Energieeffizienz eröffnet Handlungsspielräume: Ein tiefer Heizwärmebedarf in Gebäuden macht den Einsatz von erneuerbaren Energie erst attraktiv. Je kleiner die zu erwartende Stromversorgungslücke ausfällt, umso kostengünstiger ist die Lückenschliessung mit neuen Stromproduktionsanlagen.

Instrumente zur Verbesserung der Energieeffizienz erhalten in der Politikdiskussion selten die gleiche Aufmerksamkeit wie die Förderung erneuerbarer Energien. A+ Geräte sind weniger interessant als die Debatte um neue Gas- oder Kernkraftwerke. Dabei ist der erste Schritt zur Bewältigung der energiepolitischen Herausforderungen die Verstärkung der Instrumente und Massnahmen zur effizienten Energieverwendung in allen Anwendungsbereichen.

3.1.1 Beispiele für Effizienzmassnahmen

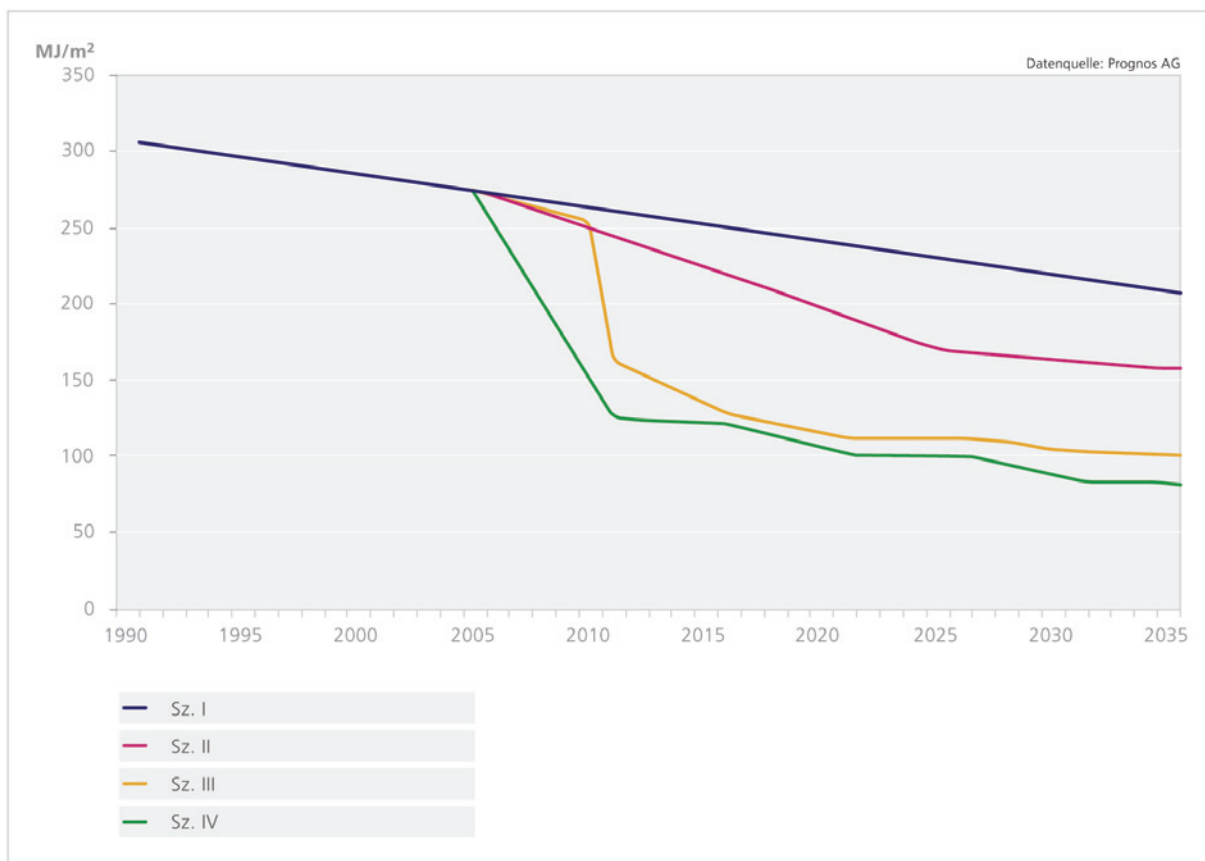
- **Heizwärme im Gebäudepark: von der „Pinselsanierung“ zur Energiesanierung**

In Szenario I „Weiter wie bisher“ werden die Anforderungen an Gebäude im Abstand von rund 10 Jahren an den technischen Fortschritt angepasst – entsprechend sinkt der zu erwartende spezifische Heizwärmebedarf (MJ pro m² Energiebezugsfläche). Bei Nutzungsdauern von 50 bis zu über 100 Jahren verursachen neu erstellte, nicht nach dem Stand der Technik wärmegeämmte Gebäude auf Jahrzehnte hinaus einen überhöhten Raumwärmebedarf. Die Szenarien II bis IV unterstellen deshalb stärkere Einwirkungen auf den trägen Gebäudebestand.

Figur 3.1-1 zeigt die Folgen einer besseren energetischen Qualität der Neubauten am Beispiel der Mehrfamilienhäuser. Bei gleicher Zunahme der Energiebezugsflächen liegt der Verbrauch der zwischen 2005 und 2035 neu erstellten Mehrfamilienhäuser zum Beispiel in Szenario III im Jahr 2035 um über 40 Prozent oder 5 PJ unter der Entwicklung in Szenario I.

Gebäuderenovationen ohne Verbesserung der energetischen Qualität machen heute rund die Hälfte aller Erneuerungsaktivitäten aus. Ziel der Szenarien II bis IV ist es, möglichst viele dieser „Pinselsanierungen“ zu energetisch wirksamen Erneuerungen zu machen, unter Beibehaltung der üblichen Sanierungszyklen. Orientieren sich dabei die Anforderungen am technisch-wirtschaftlich Machbaren, und werden diese wirksam kontrolliert, erhöht sich die Effizienz im gesamten Gebäudepark.

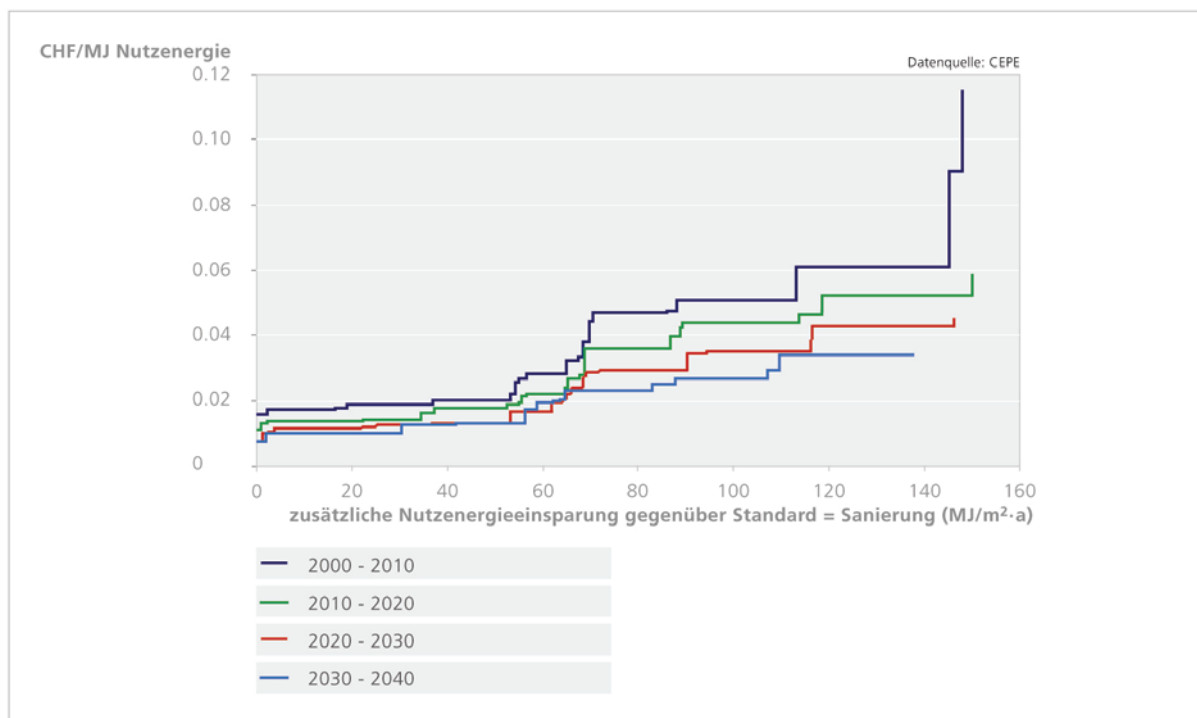
Figur 3.1-1: **Spezifischer Heizwärmebedarf der jährlich neu erstellten Mehrfamilienhäuser in MJ/m²**



Die Kosten einer durch die Sanierung eingesparten kWh steigen, je weiter die Massnahmen getrieben werden. Entsprechen die zusätzlichen Kosten höchstens dem Energiepreis, zahlen sich die Massnahmen unmittelbar aus. Die Treppen in Figur 3.1-2 ergeben sich aufgrund durchgerechneter Massnahmenpakete. Die Sprünge in diesen Kurven bedeuten, dass ab einem bestimmten Niveau deutlich kostenintensivere Massnahmenkombinationen notwendig werden, um weitere Einsparungen zu erzielen. Die Figur zeigt als Beispiel die zwischen 1975 und 1985 erstellten Mehrfamilienhäuser. Die Zeitangaben (2000-2010, 2010-2020 usw.) stehen für den Zeitraum, in dem die Sanierungsmassnahmen durchgeführt werden. Am Absinken der Treppenkurven wird ersichtlich, dass die spezifischen Kosten zur Erreichung der gleichen Verbesserung mit der Zeit dank technischer Fortschritte und Lerneffekte in Bezug auf das Kostenniveau und auf die Kostensteigerungen flacher, das heisst kostengünstiger, werden.

Gegenüber Szenario I bewirken Neubauten zusammen mit den Sanierungen zum Beispiel gemäss Szenario III bei den Mehrfamilienhäusern einen kumulierten Spareffekt von fast 13 PJ im Jahr 2035.

Figur 3.1-2: **Zeitabhängige Grenzkosten der Energiesanierung am Beispiel der Mehrfamilienhäuser der Altersklasse 1975-1985**



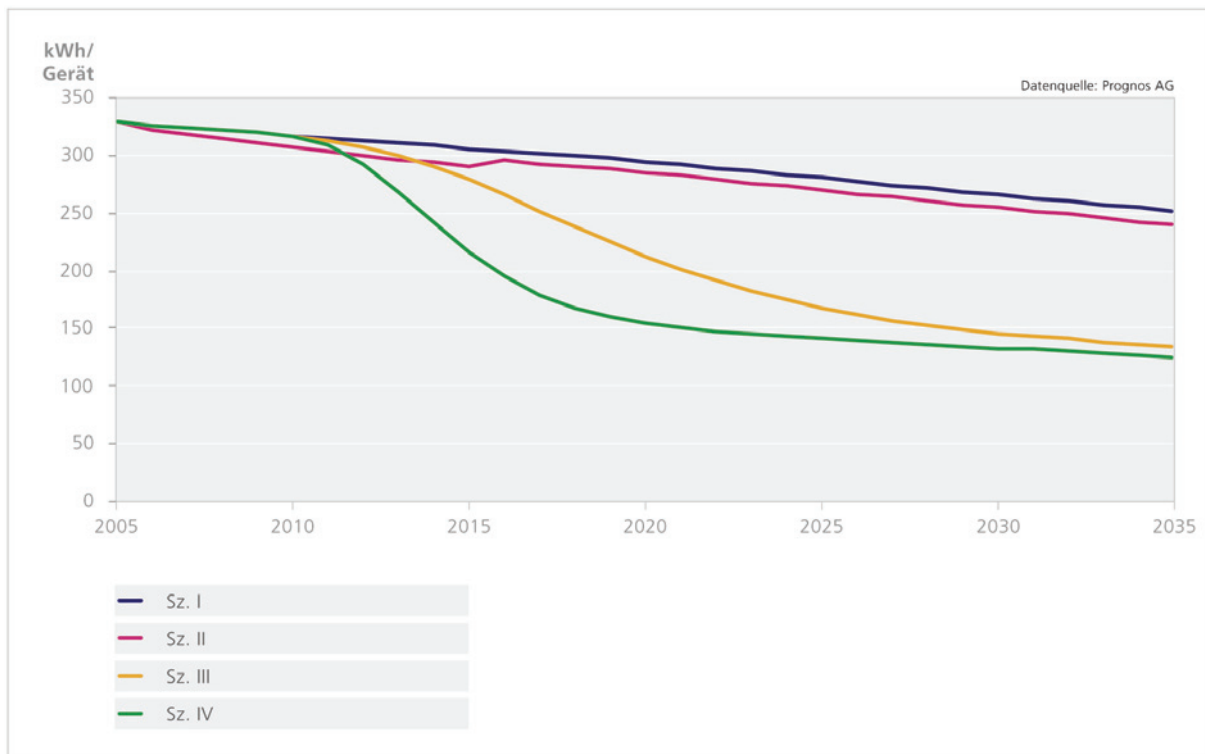
- **Wenn schon Tumbler, dann mit Wärmepumpe (WP)-Tumbler**

Wie bei den Gebäuden schlagen sich kleine, zusätzliche, jährliche Verbesserungen der Neugeräte langfristig im Bestand von Geräten und Anlagen nieder. Dieser wird im Laufe von 10-25 Jahren vollständig umgeschlagen.

In Szenario I wird eine langsame Marktdurchdringung, zum Beispiel von WP-Tumbler, unterstellt. Diese brauchen gegenüber den üblichen Wäschetrocknern rund 50 Prozent weniger Strom. WP-Tumbler für den Haushalt im Einfamilienhaus zahlen sich aber in der Regel bei einem Strompreis von 20 Rp./kWh noch nicht aus. Ein gutes, mit WP ausgerüstetes Gerät der A-Kategorie verbraucht über eine Lebensdauer von 12 Jahren gerechnet (bei einer Wäschemenge von 460 kg pro Jahr) insgesamt für 364 CHF Strom. Das entsprechende Gerät der C-Kategorie ohne WP verbraucht für 773 CHF Strom, ist aber in der Anschaffung 540 CHF billiger. Über die Lebensdauer von 12 Jahren gerechnet, ergeben sich beim A-Gerät 132 CHF, die durch die Stromeinsparung nicht amortisiert werden (grössere WP-Tumbler der A-Kategorie sind für Mehrfamilienhäuser dagegen in der Regel rentabel). Durch höhere Strompreise oder Information (Beratung, Energie-Etikette) setzen sich die energetisch sinnvoller WP-Tumbler mit der Zeit auch in Einzelhaushalten durch.

Figur 3.1-3 zeigt die spezifischen Verbräuche der jährlich neu installierten Tumbler. Würden ab 2011 ausschliesslich, und künftig noch leicht verbesserte WP-Tumbler verkauft, wäre der Neubestand fast schlagartig bei 150 kWh pro Gerät, statt wie heute bei rund 330 kWh. In den Szenarien wird der Zeitbedarf für die Beseitigung von Markthemmnissen berücksichtigt – die Marktdurchdringung der Bestgeräte erfolgt gleitend. Die gleiche Anzahl an Tumbler in Szenario III wie in Szenario I braucht im Jahr 2035 immerhin 0.25 TWh weniger Strom als in Szenario I.

Figur 3.1-3: **Spezifischer Elektrizitätsverbrauch der jährlich neu installierten Tumbler in kWh/Gerät**



- **Lüftung, Klimatisierung und Beleuchtung sind die Schwachstellen in Bürogebäuden**

Die Bürobauten sind die wichtigste Gebäudegruppe im Dienstleistungssektor. Effizienzgewinne lassen sich ähnlich wie beim Wohnbau mit guten Neubauten und Energiesanierungen erzielen. Mit zunehmender Technisierung der Büros wächst vor allem der Strombedarf der Haustechnik. Entscheidend für die zukünftige Elektrizitätsnachfrage ist auch hier, wie schnell die effizienteste Technik (Beste Praxis) im Markt aufgenommen wird. Als Beste Praxis gelten heute die Zielwerte der 2005 herausgegebenen SIA-Empfehlungen 380/4. Diese liegen für Klima und Lüftung um 40 Prozent und für die Beleuchtung um 30 Prozent unter den weniger anspruchsvollen Grenzwerten. Über alle Anwendungen gemittelt liegen die Zielwerte für drei repräsentative Bürotypen zwischen 27 und 30 Prozent unter den Grenzwerten. Für Neubauten wird angenommen, dass in Szenario III die Strompreiserhöhung um 50 Prozent, die finanziellen Förderinstrumente, sowie Energieberatung und Energieaudits (zur Senkung der Transaktionskosten) bewirken, dass rund 90 Prozent der Neubauten ab 2025 nach der heutigen Besten Praxis gebaut werden. In Szenario I entsprechen im Jahr 2025 60 Prozent der Neubauten den weniger anspruchsvollen Grenzwerten der neuen SIA-Empfehlung.

Heute erfüllen oder unterschreiten bereits ein Drittel der neuen Bürogebäude diese Grenzwerte. Dies ist ein Zeichen dafür, dass sich die Mehrkosten aus betriebswirtschaftlicher Sicht auszahlen. Die durchschnittlichen Kosten zur Erreichung der neuen Zielwerte der SIA-380/4-Empfehlungen sind allerdings noch nicht bekannt. Mit den für Szenario III unterstellten Politikinstrumenten und dank beschleunigten technischen Fortschritts ist es aber plausibel, dass sie sich durchsetzen. Zu berücksichtigen ist auch der Komfortgewinn, und damit die höhere Arbeitsproduktivität, die energieeffiziente neue Bürogebäude auslösen können. Für energetische Sanierungen sind die anspruchsvollen Zielwerte noch kaum erreichbar, aber je nach Szenario werden Verbesserungen unterstellt.

- **Elektromotorisch getriebene Systeme in der Industrie**

Elektrizität ist mit 39 Prozent am Endenergiebedarf ein wichtiger Energieträger in der Industrie. Davon entfällt fast die Hälfte auf elektromotorisch getriebene Systeme wie zum Beispiel Druckluft- und Kältekompressoren, Ventilatoren und Pumpen. Allein durch effizientere und besser geregelte Elektromotoren schätzt man ein wirtschaftlich erschliessbares Einsparpotenzial von 15 Prozent.

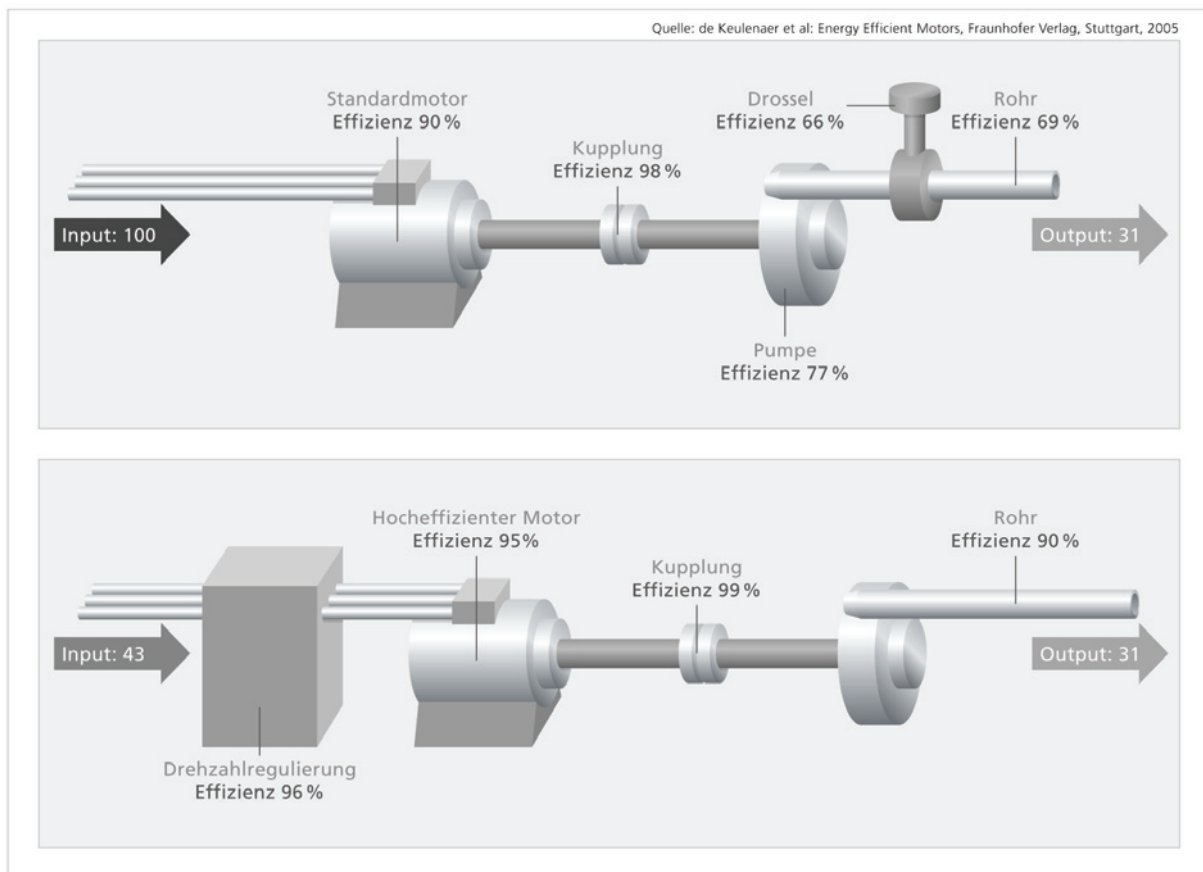
Hinzu kommen Verbesserungsmöglichkeiten bei den Systemen selbst, bei der Dichtigkeit von Druckluftleitungen, der guten Wärmeisolierung von Kältekreisläufen und verbesserten Formen von Ventilatoren oder Pumpenrädern.

Ein typisches Beispiel aus dem Bereich der Pumpen zeigt Figur 3.1-4. Verschiedene Effizienztechniken werden hier kombiniert. Ein konventionelles System weist einen Gesamtwirkungsgrad von bloss 31 Prozent auf. Durch energetische Ertüchtigung ist eine Steigerung auf bis zu 70 Prozent möglich.

Eine solche Verbesserung ist aber nicht generell möglich. So muss das Pumpensystem eine Laufzeit von jährlich einigen Tausend Stunden aufweisen. Der Teillastbetrieb sollte dominieren, damit sich eine Drehzahlregulierung lohnt. Nimmt man diese und weitere Einschränkungen zusammen, sind für die Gesamtheit der industriellen Pumpen, gegenüber dem durchschnittlichen Ausgangszustand, 12 bis 15 Prozent Wirkungsgradverbesserung möglich. Unter Berücksichtigung des künftigen technischen Fortschrittes sind es bis gegen 20 Prozent. Bei den Druckluft- und Kälteanlagen sowie den Ventilatoren liegen die heute rentablen Effizienzpotenziale eher höher (zwischen 25 und 33 Prozent).

Bei zu hohem Betriebsdruck oder Leckagen in Druckluftanlagen oder bei unzureichend isolierten Druckluft- bzw. Kältesystemen sollte man unmittelbar Massnahmen ergreifen, ebenso bei den häufig falsch eingestellten Regelungen. Häufig werden jedoch Effizienzinvestitionen an elektromotorischen Systemen nur im Rahmen einer Re-Investition, einer Zubau-Investition und bei Änderungen der Produktionsanlagen getätigt. Nicht alle Massnahmen sind gleich einfach und schnell zu realisieren. Ein Hocheffizienz-Motor oder ein Motor mit elektronischer Regelung ist leicht einzubauen. Eine reibungsarme Neuverrohrung kann wegen räumlicher Hindernisse und Kostenproblemen häufig erst später, bei Sanierungsinvestitionen, realisiert werden. Derartige Investitionszyklen wurden – soweit dies möglich war – für Anlagen, Bauten und Fahrzeuge in den Nachfragemodellen mitberücksichtigt.

Figur 3.1-4: **Konventionelles (oben) und energieeffizientes Pumpensystem (unten)**



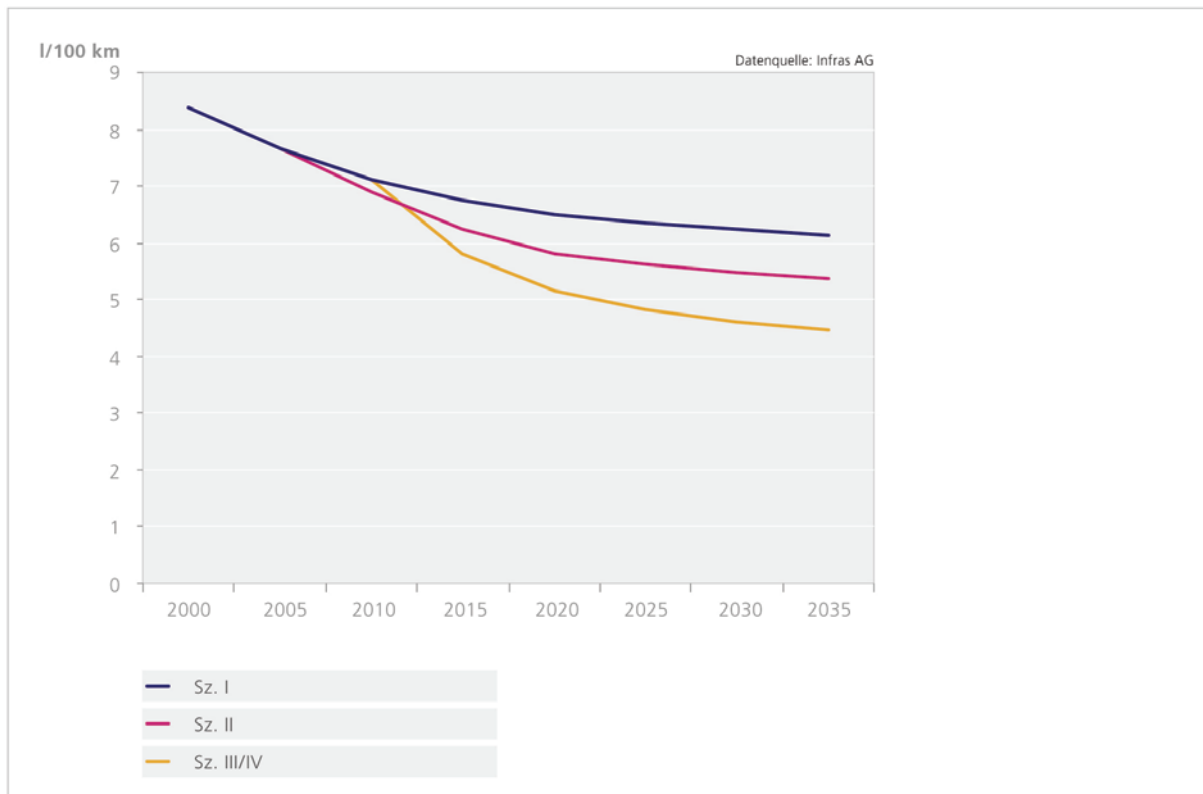
- **Das Auto der Zukunft**

Das Auto der Zukunft wird effizienter sein. Offen ist, um wie viel effizienter gegenüber heute. Es wird einen geringeren Fahrwiderstand aufweisen (optimierte Aerodynamik und geringeren Rollwiderstand durch bessere Reifen, mit einem technischen Effizienzpotenzial von gegen 10 Prozent), die Leichtbauweise wird Einzug halten (Reduktion von bis zu 5 Prozent pro 100 kg Gewichtsreduktion) und es wird optimierte, kompaktere und kleinere Motoren aufweisen. Verbesserte und alternative Antriebskonzepte mit grossem Reduktionspotenzial können sich durchsetzen, zum Beispiel Hybridkonzepte mit bis zu 40 Prozent tieferem Verbrauch. Das Auto der Besten Praxis hat einen um die Hälfte tieferen

Treibstoffverbrauch und CO₂-Ausstoss pro Kilometer als die anderen Fahrzeuge im Markt (Figur 3.1-5).

In den letzten 10 Jahren hat der spezifische Verbrauch der jährlich neu in Verkehr gesetzten Autos im Mittel um rund 1.5 Prozent pro Jahr abgenommen. Dieser Trend setzt sich in Szenario I bis 2012 fort, anschliessend verlangsamt sich die Reduktion auf 0.75 Prozent pro Jahr bis 2020, danach auf 0.5 Prozent pro Jahr. In den Szenarien III und IV wird der Energieverbrauch stärker abgesenkt: 2.7 Prozent pro Jahr von 2010 bis 2020, danach um 1 Prozent pro Jahr. Das technische Potenzial wird damit nicht ausgeschöpft, weil in den Szenarien auch schlechtere Werte als die jeweils Beste Praxis zugelassen sind.

Figur 3.1-5: **Spezifischer Treibstoffverbrauch der jährlich in Verkehr gesetzten Personenwagen, in Liter pro 100 km**



3.1.2 Nachfrageentwicklungen

- **Gesamtnachfrage: Energieeffizienz im Wettlauf gegen Flächen, Mengen und Kilometer**

Der Anstieg der gesamten Endenergienachfrage (inklusive Elektrizität) begann sich nach der ersten Ölpreiskrise abzuflachen. Für Szenario I wird erwartet, dass sich dieser Trend fortsetzt. Die Nachfrage liegt 2035 nur zwei Prozent über dem Niveau des Jahres 2000. In der Folge des Wirtschaftswachstums nimmt in den Szenarien I bis III zum Beispiel die mit Energie zu versorgende Wohnfläche von 2000 bis 2035 um gut 30 Prozent pro Kopf zu. Die zunehmende Energieeffizienz vermag in Szenario I das verbrauchsfördernde Wachstum der Wohnflächen, aber auch der Produktionsmengen und der Verkehrsleistungen, insgesamt gerade zu kompensieren.

Mit Politikinstrumenten lässt sich die Gesamtnachfrage in Szenario II um vier Prozent verringern. Ein Richtungswechsel ist mit „Verstärkter Zusammenarbeit“ jedoch nicht realisierbar, selbst wenn die politischen Instrumente mit sehr langem Atem und kostenoptimiert eingesetzt werden.

Erst mit dem technologiegetriebenen Szenario III ist ab 2012 mit einer Nachfragereduktion um 14 Prozent zu rechnen. Hier werden verschärfte ordnungsrechtliche Instrumente und eine Energielenkungsabgabe als zusätzliche Instrumente vorausgesetzt. Eine Verdoppelung der Endenergeträgerpreise bedeutet eine Eingriffstiefe, für die ein politischer Konsens gefunden werden muss. Ziele und Instrumente des Szenarios III (und IV) müssen international harmonisiert werden.

Eine Reduktion um 27 Prozent, wie sie Szenario IV erwarten lässt, setzt neben weiteren Effizienzgewinnen eine Erhöhung der Lenkungsabgabe und eine breite Kommerzialisierung von energieeffizienten Innovationen voraus. Im Vergleich zur „Best-Geräte-Strategie“ des Szenarios III bedeutet dies rasche Fortschritte, aber keine spekulativen Techniken. Die energiepolitischen Instrumente des Szenarios IV müssen durch Technologieentwicklungen und Änderungen v.a. der Siedlungs- und Verkehrspolitik ergänzt werden.

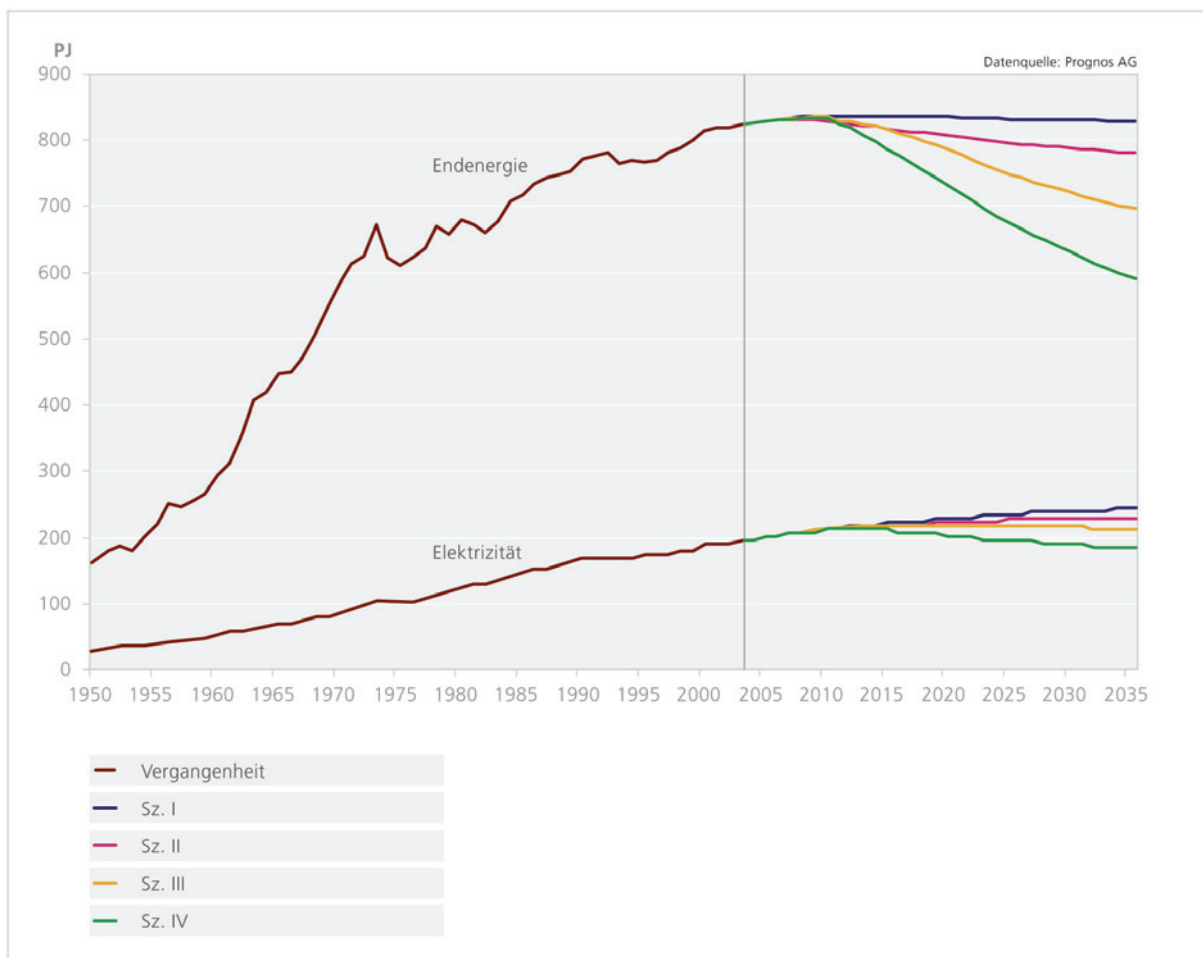
- **Elektrizitätsnachfrage: Weitere Zunahme bei „Verstärkter Zusammenarbeit“ und vorderhand auch bei „Neuen Prioritäten“**

Im Unterschied zur Gesamtenergienachfrage zeigt die bisherige Entwicklung der Stromnachfrage (Figur 3.1-6) nur wenige Zeitperioden ohne stetiges Nachfragewachstum, zuletzt anfangs der 90er Jahre. Zukünftig folgt sie in Szenario I weitgehend der erwarteten BIP-Entwicklung. Trotz der Annahme, dass die neuen Stromanwendungen eine höhere Effizienz als bisher aufweisen, ist bis 2035 mit einer Zunahme der Stromnachfrage um 29 Prozent zu rechnen. Der durchschnittliche jährliche Nachfragezuwachs liegt somit bei 0.8 Prozent. Dies liegt am unteren Band der von der Stromwirtschaft als wahrscheinlich erachteten Entwicklung und unter der in den letzten zehn Jahren verzeichneten jährlichen Zuwachsrate von 1.8 Prozent.

Szenario II vermag, unter anderem mit dem Förderprogramm „Stromrappen“, den Anstieg gegenüber Szenario I etwas zu dämpfen. Auch in Szenario III steigt die Elektrizitätsnachfrage bis 2020 und sinkt danach leicht ab.

Figur 3.1-6 zeigt die Entwicklung der Energie- und der Elektrizitätsnachfrage aller Szenarien bei der Rahmenentwicklung Trend.

Figur 3.1-6: **Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage nach Szenarien, in PJ, Rahmenentwicklung Trend**



Erst unter den Voraussetzungen des Szenarios IV lässt sich der Wachstumstrend der Elektrizitätsnachfrage schon ab 2012 umkehren. Allerdings liegt die Nachfrage im Jahr 2035 nur zwei Prozent unter dem Basisjahr 2000. Dieses nicht zum vornehm herein erwartete Ergebnis liegt über der von den Umweltorganisationen vorgestellten Perspektive. Es resultiert aus der auch in Szenario IV (und in der

Perspektive der Umweltorganisationen ausgeklammert) zunehmenden Zahl von Stromanwendungen und sektoriell unterschiedlichen Entwicklungen: während die Nachfrage nach Strom für elektrische Wärmepumpen und für den Schienenverkehr stark steigt, sinkt jene für Geräte und Anlagen.

Die langfristige Stabilisierung und Reduktion der Elektrizitätsnachfrage in den Szenarien III und IV eröffnet Handlungsspielräume für die Gestaltung des Elektrizitätsangebotes. Insbesondere in Szenario IV müssen die teuren, technischen Potenziale der erneuerbaren Energien und der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen weniger genutzt werden als in den anderen Szenarien. Bei zentralen Angebotsvarianten sind nur wenige grosse Kraftwerke erforderlich.

- **Indikatoren der Energieeffizienz: Energienachfrage pro Kopf und pro BIP-Einheit**

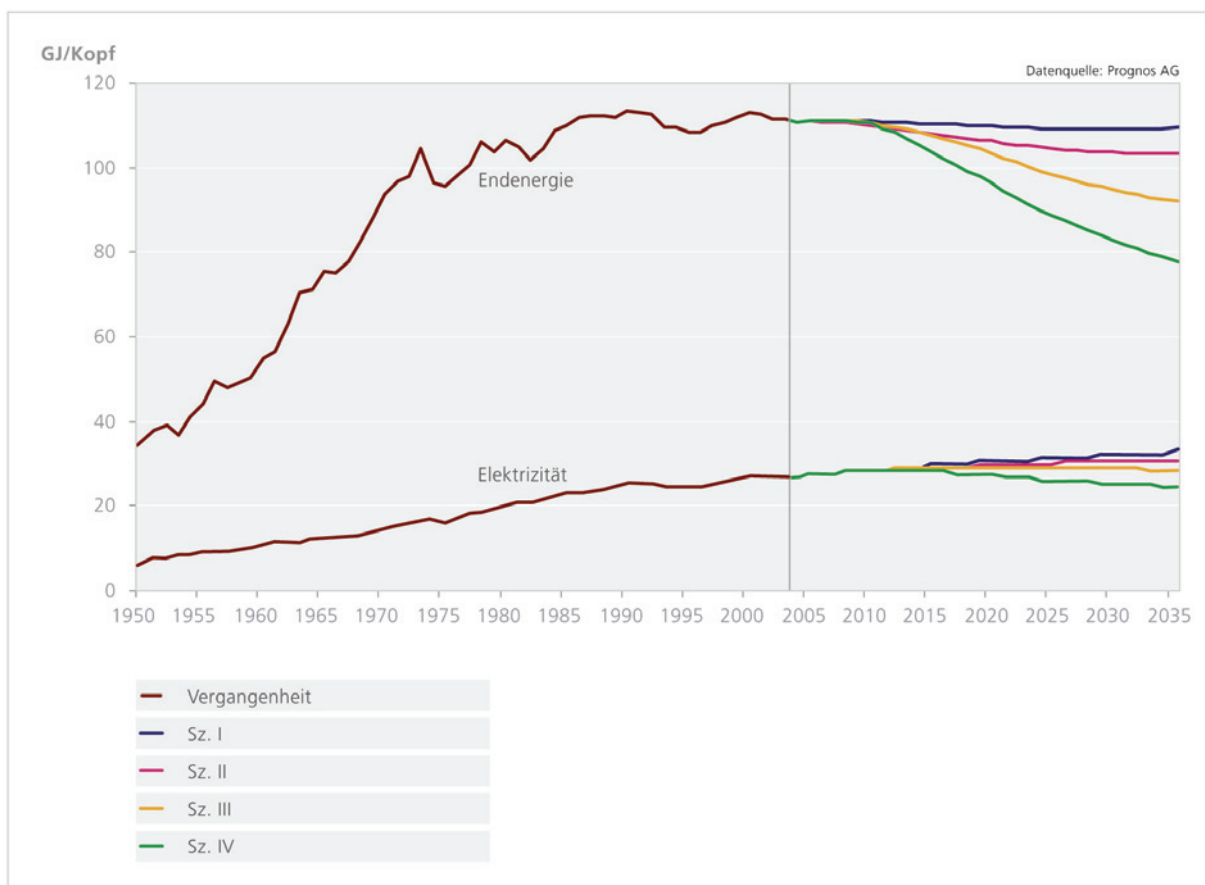
Die Pro-Kopf-Energienachfrage ist seit Mitte der 80er Jahre weitgehend stabil (Figur 3.1-7). Für die Zukunft zeigt dieser Indikator – bei weitgehend stabiler Bevölkerung – einen ähnlichen Verlauf wie die Gesamtnachfrage der verschiedenen Szenarien. In Szenario I sinkt die Pro-Kopf-Nachfrage bis 2035 um 3 Prozent, in Szenario III um 19 Prozent, in Szenario IV um 31 Prozent.

Die Gesamtnachfrage pro BIP-Einheit sinkt seit Mitte der 80er Jahre (Figur 3.1-8). Dies zeigt, dass sich das Wirtschaftswachstum vom Endverbrauch entkoppelt. Von 2000 bis 2035 setzt sich dieser Trend fort. In Szenario I sinkt die Endenergienachfrage pro BIP-Einheit um 25 Prozent, in Szenario III um 37 Prozent, in Szenario IV um 46 Prozent.

- **Indikatoren der Elektrizitätseffizienz: Elektrizitätsnachfrage pro Kopf und pro BIP-Einheit**

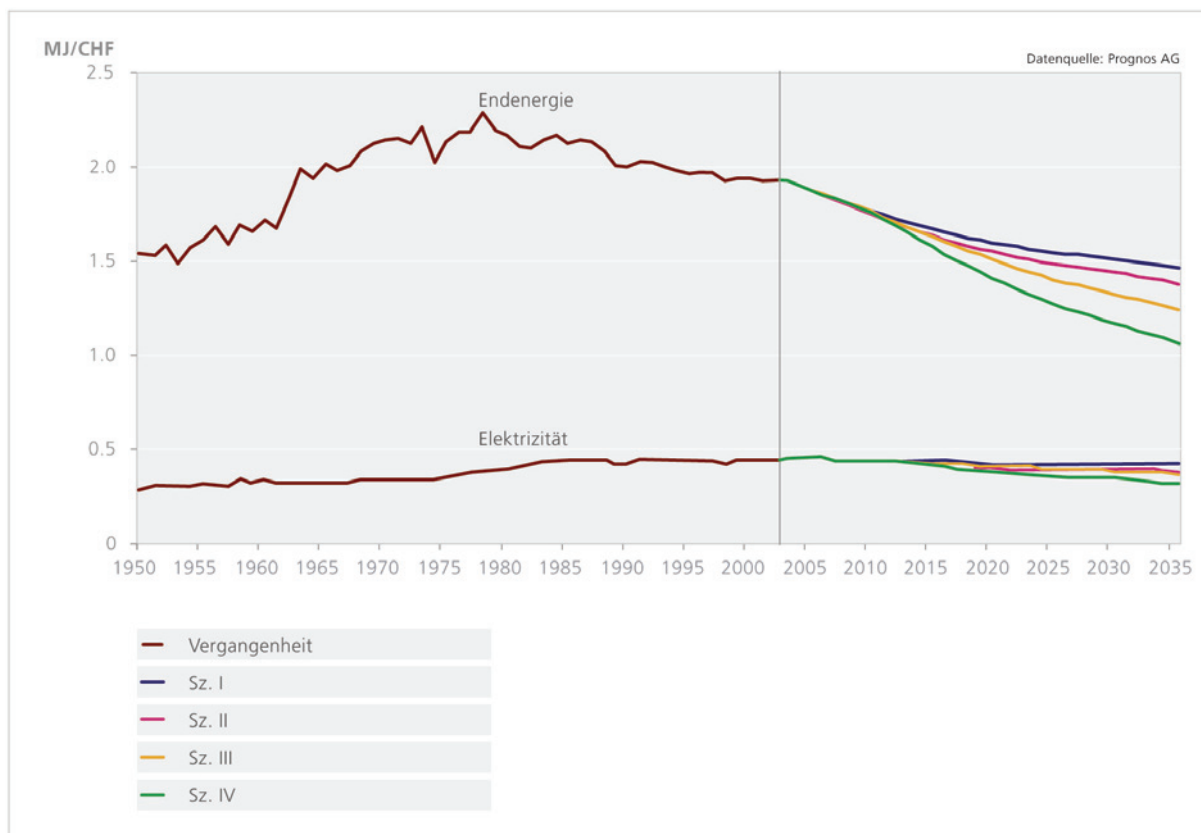
Die Pro-Kopf-Nachfrage steigt in Szenario I ähnlich wie seit Mitte der 80er Jahre. Die Abflachung dieses Trends ist in den Szenarien II und III beim Strom im Vergleich zur Gesamtnachfrage weniger ausgeprägt (Figur 3.1-7). Mit Szenario III ist ab 2020, in Szenario IV zwischen 2010 und 2015 eine Trendwende zu sinkender Pro-Kopf-Nachfrage zu erwarten. In Szenario I liegt die Pro-Kopf-Nachfrage im Jahr 2035 23 Prozent und in Szenario III 8 Prozent über dem Wert im Jahr 2000. In Szenario IV sinkt sie um 7 Prozent.

Figur 3.1-7: **Gesamte Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage pro Kopf, in GJ pro Kopf, Rahmenentwicklung Trend**



Die Stromnachfrage je BIP-Einheit ist seit Mitte der 80er Jahre nahezu konstant (Figur 3.1-8). In Szenario I sinkt die Nachfrage pro BIP-Einheit bis 2035 um 4 Prozent, in Szenario III um 16 Prozent. In Szenario IV sinkt sie um 28 Prozent und erreicht damit das Niveau der 50er Jahre.

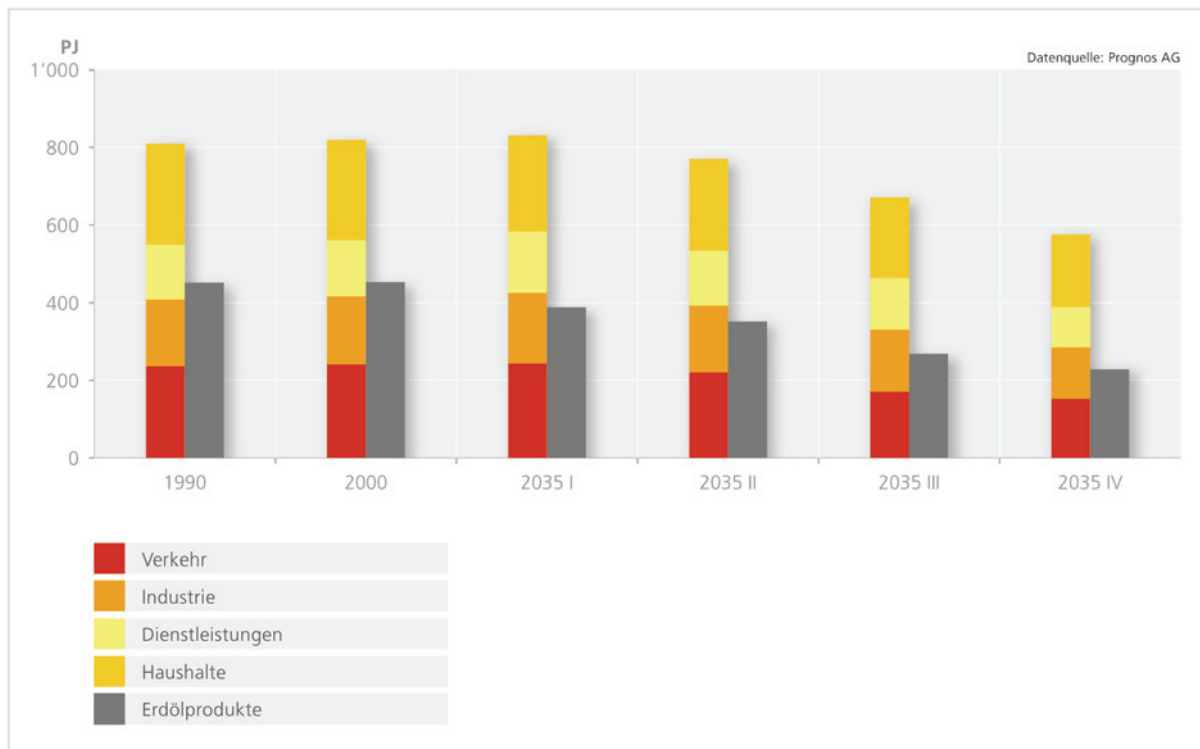
Figur 3.1-8: **Endenergie- und Elektrizitätsnachfrage pro BIP-Einheit, in MJ pro CHF, Rahmenentwicklung Trend**



- **Endenergienachfrage nach Sektoren**

In Szenario I steigt mit Ausnahme der Haushalte die Nachfrage in allen Verbrauchssektoren (Figur 3.1-9 und Tabelle 3.1-1). In den anderen Szenarien II bis IV sinkt sie in allen Sektoren, besonders deutlich beim Verkehr.

Figur 3.1-9: **Endenergienachfrage nach Sektoren in PJ, Rahmenentwicklung Trend**



- **Haushalte**

Zunehmend bessere Gebäudestandards gewährleisten im Haushaltssektor eine Verringerung der Gesamtnachfrage von 2000 bis 2035 um 4 Prozent in Szenario I und um 19 Prozent in Szenario III (-29 Prozent in Szenario IV). Die Elektrizitätsnachfrage nimmt in den Szenarien I und II überdurchschnittlich zu, erst in den Szenarien III und IV folgt die Entwicklung ungefähr der gesamten Stromnachfrage (Tabelle 3.1-2).

- **Dienstleistungen**

Der Dienstleistungssektor verzeichnet vergleichsweise hohe Zunahmen, bzw. unterdurchschnittliche Reduktionen, der gesamten Endenergienachfrage. Dies als Folge des wachsenden Anteils an der volkswirtschaftlichen Wertschöpfung und der weiteren Ausstattung des Sektors mit Geräten und Anlagen. In Szenario I nimmt die Elektrizitätsnachfrage um 40 Prozent zu. In Szenario II und III ist der Zuwachs noch gut halb so gross, als Folge von Effizienzstandards und Förderprogrammen. Erst in Szenario IV nimmt die Elektrizitätsnachfrage um 4 Prozent ab.

- **Industrie**

Das Wachstum der industriellen Energienachfrage verläuft in allen Szenarien unterdurchschnittlich. Dies als Folge des Energiekosten-Bewusstseins in diesem Sektor und des Rückgangs der energieintensiven Betriebe. Selbst in Szenario I ist eine Effizienzsteigerung zu erwarten: bei einer Zunahme der Wertschöpfung nach Variante BIP-Trend um 26 Prozent nimmt die Elektrizitätsnachfrage nur noch um 15 Prozent zu, u. a. dank effizienteren „Querschnittstechniken“, wie Pumpen, Motoren, Druckluftsystemen.

- **Verkehr**

Vom Verkehrssektor werden in den Szenarien II bis IV leicht überdurchschnittliche Verminderungen der Gesamtnachfrage erwartet. Auffällig ist die Zunahme der Elektrizitätsnachfrage, insbesondere in Szenario IV (+ 46 Prozent) als Folge der Verkehrsverlagerung von der Strasse auf die Schiene.

Tabelle 3.1-1: **Endenergienachfrage nach Sektoren: Veränderung im Jahre 2035 gegenüber 2000 in Prozent, Rahmenentwicklung Trend**

Szenarien \ Sektoren	I	II	III	IV
Haushalte	- 4	- 7	-19	-29
Dienstleistungen ¹⁾	+15	1	- 3	-23
Industrie	+ 4	+ 1	- 8	-23
Verkehr ²⁾	+ 1	- 7	-20	-30
Total	+ 2	- 4	-14	-27

1) Inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

Datenquelle: Prognos AG

2) Ohne Auslandsflüge

Tabelle 3.1-2: **Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren: Veränderung im Jahre 2035 gegenüber 2000, in Prozent, Rahmenentwicklung Trend**

Szenarien \ Sektoren	I	II	III	IV
Haushalte	+33	+32	+13	0
Dienstleistungen ¹⁾	+40	+22	+21	- 4
Industrie	+15	+13	+ 6	- 8
Verkehr	+33	+33	+19	+46
Total	+29	+23	+13	- 2

1) Inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

Datenquelle: Prognos AG

3.1.3 Sensitivitäten BIP-Hoch und Klima wärmer

- **Die Endenergienachfrage ist gegenüber Variationen der Rahmenentwicklungen „robust“**

- Szenario I

Beim Szenario I führt ein gegenüber der Variante Trend um 21 Prozent höheres BIP im Zeitraum von 2000 bis 2035 nur zu einer um knapp 5 Prozent höheren Endenergienachfrage (Figur 3.1-10). Bei den übrigen Variationen der Rahmenentwicklung sind die Auswirkungen nochmals kleiner. Bei real höheren Rohölpreisen (50 statt 30 USD/Fass) verringert sich die gesamte Endenergienachfrage nur um gut 3 Prozent. Die Annahme von um zwei Drittel höheren Rohölpreisen führt somit zu keiner grundlegend anderen Beurteilung der Nachfrageentwicklung als mit der Variante 30 USD/Fass. Diese Trägheit ist auf die langsame Erneuerung von Bestandesgrößen, insbesondere der Gebäude, zurückzuführen. Die Veränderungen der Weltmarktpreise wirken sich nur gedämpft auf die Endenergieträgerpreise aus. Die Energierechnung, bezogen auf das BIP, hat – verglichen mit den Ölpreiskrisen der 70er Jahre – auch bei erhöhten Weltmarktpreisen immer noch einen vergleichsweise geringen Anteil (ca. 4 Prozent in der BIP-Variante Trend, gut 7 Prozent im Jahre 1974). Die Klimaerwärmung um 1.2° C (bis 2050) führt, trotz eines gegenläufigen Effektes beim Strom, zu einer nahezu gleich grossen Reduktion der Gesamtnachfrage wie die höhere Preisvariante. Dies ist auf den geringeren Raumwärmebedarf zurückzuführen.

- Szenario II)

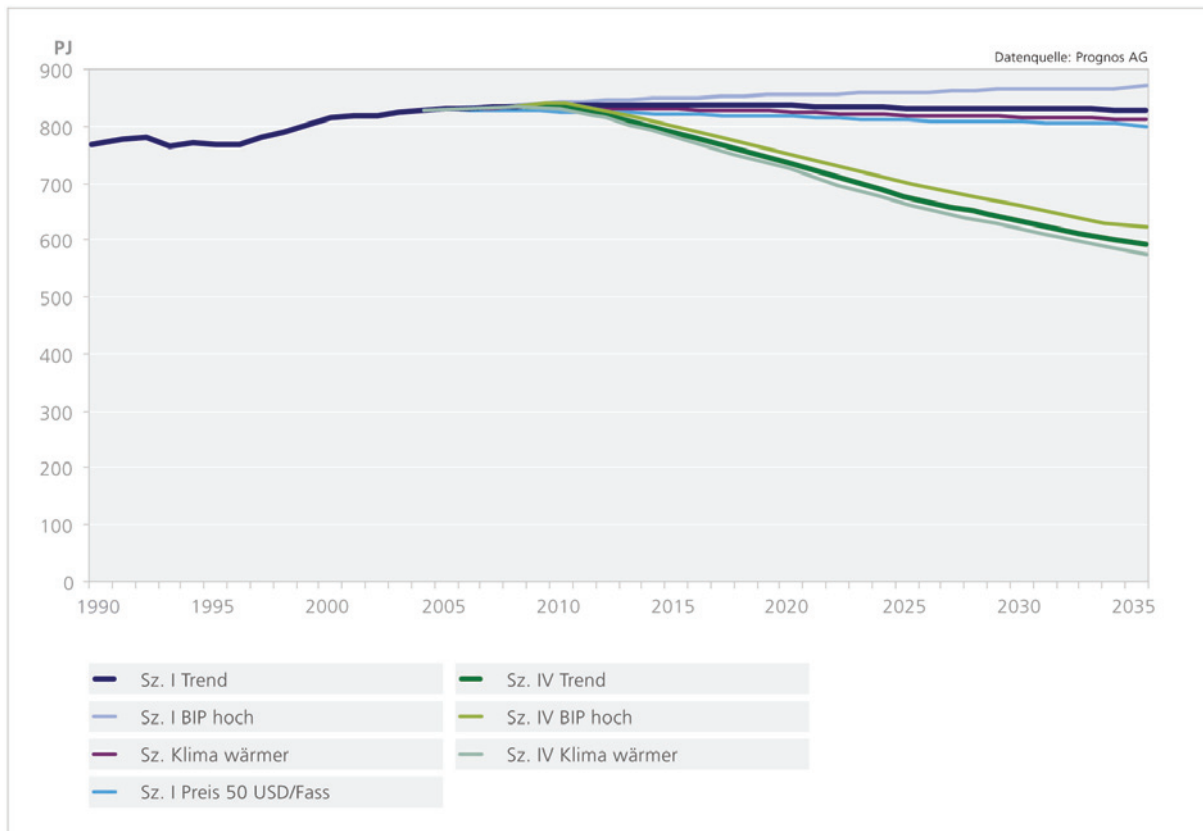
In Szenario II nähert sich die gesamte Endenergienachfrage (und die Elektrizitätsnachfrage) bei der Sensitivität BIP-Hoch dem Verlauf des Szenarios I bei BIP-Trend. In der Industrie wirkt sich in Szenario II das BIP-Hoch derart aus, dass der gesamte Endenergieverbrauch des Sektors deutlich über dem Szenario I bei BIP-Trend liegt. Im Verkehr steigt in Szenario II bei BIP-Hoch der gesamte Endverbrauch auf die Ebene des Szenarios I bei BIP-Trend. Die von Politikinstrumenten ausgelösten Wirkungen liegen somit innerhalb der Unschärfen der Rahmenentwicklungen. Insgesamt sind auch in Szenario II die Unterschiede durch die Variation der Rahmenentwicklungen gering.

- Szenario IV

In Szenario IV (und III) zeigt sich bei den Sensitivitäten BIP-Hoch und Klima wärmer jeweils ein ähnliches Bild wie in Szenario I (Figur 3.1-10). In Szenario IV steigt die Gesamtenergienachfrage bei BIP-

Hoch um 5 Prozent, bei Klima wärmer sinkt sie aufgrund des reduzierten Heizwärmebedarfs im Winter um 2 Prozent.

Figur 3.1-10: **Endenergienachfrage: Sensitivitäten in den Szenarien I und IV, in PJ**



- **Die Elektrizitätsnachfrage reagiert auf Klimaerwärmung und BIP**

- Szenario I

Die Klimaerwärmung führt bis 2035 zu gut 4 Prozent höherem Stromverbrauch, hauptsächlich wegen des sommerlichen Kühlbedarfs (Figur 3.1-11). Das höhere BIP steigert die Elektrizitätsnachfrage in Szenario I um gut 5 Prozent gegenüber BIP-Trend.

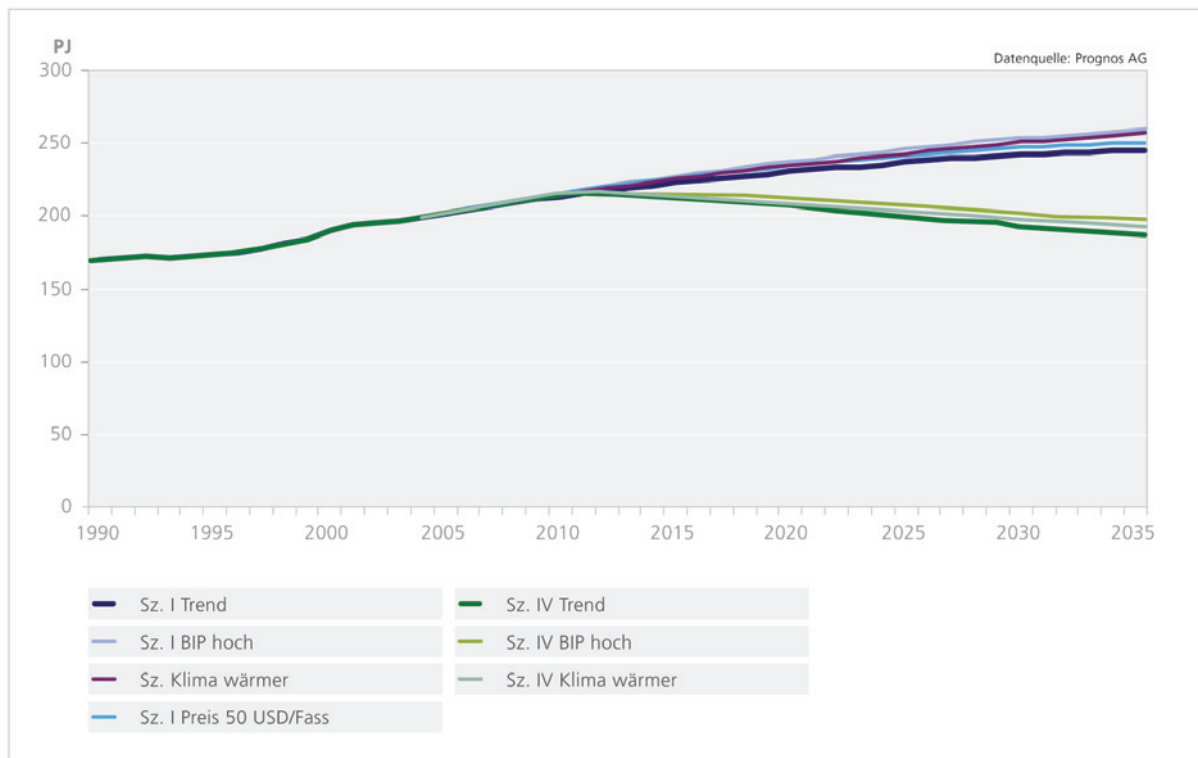
- Szenario II

Die Elektrizitätsnachfrage steigt in Szenario II bei Klima wärmer trotz den Vorschriften über die Effizienz der Klimaanlage annähernd gleich stark wie in Szenario I. Die höheren Weltmarktpreise für Rohöl führen zusammen mit der CO₂-Abgabe zu einer geringfügigen zusätzlichen Substitution von fossilen Energieträgern durch Elektrizität im Umfang von + 2 Prozent.

- Szenario IV

In Szenario IV steigt die Elektrizitätsnachfrage bei BIP-Hoch um knapp 6 Prozent (Figur 3.1-11). Bei Klima wärmer steigt die Elektrizitätsnachfrage um 4 Prozent gegenüber Variante Trend. In absoluten Werten sind diese Anstiege geringer als in Szenario I, da die Geräte, auch die Kühlanlagen, deutlich effizienter sind als in Szenario I.

Figur 3.1-11: **Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten in den Szenarien I und IV, in PJ**



3.1.4 **Kosten der Verbesserung der Energieeffizienz in den Szenarien III und IV**

Verbesserungen der Energieeffizienz, vermiedene Importe von fossilen Energieträgern und CO₂-Reduktionen sind, je nach dem, wie weit diese getrieben werden, mit Kosten verbunden. Ein Vergleich der Kosten pro Energieeinsparung mit dem Energiepreis der Szenarien III und IV zeigt, ob sich die verstärkten Instrumente und Massnahmen in der Summe lohnen.

- **Kosten pro Energieeinsparung aus der Sicht der Investoren**

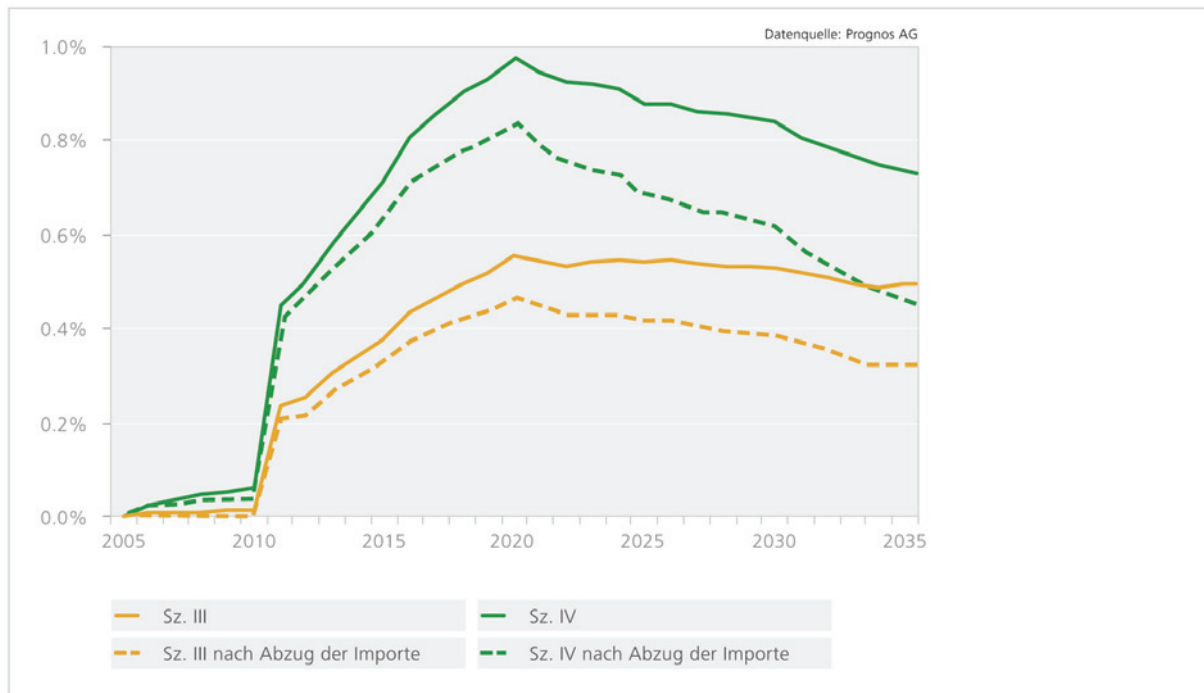
Die Energielenkungsabgabe erhöht zunächst die Energiekosten. Dank der Rückverteilung des Ertrages der Lenkungsabgabe in den Szenarien III und IV bleibt die inländische Kaufkraft unter anderem für Massnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz erhalten. Es wird vorausgesetzt, dass die Akteure in Anbetracht der erhöhten Endenergiepreise wirtschaftlich rational handeln und Investitionen zur Kostensenkung treffen. Die Investitionen sollten sich innerhalb des, je nach Wirtschaftssektor, unterschiedlich angesetzten Zeitraums auszahlen.

Wie sich in den Szenarien III und IV die Zusatzkosten (Grenzkosten) einer Effizienzverbesserung entwickeln ist unsicher. Deshalb wird hier mit der Methode der „anlegbaren Kosten“ gearbeitet, mit welcher bestimmt wird, welche Effizienzinvestitionen sich gerade noch auszahlen. Unterhalb dieser Grenze wird auch investiert – die tatsächlichen Investitionskosten können im Einzelfall deutlich unter den Grenzkosten liegen. Energieeinsparungen durch Verhaltensänderungen (zum Beispiel Heizungsregelung, Kauf eines kleineren Personenwagens) werden somit nicht einbezogen. Während diese Annahme eher pessimistisch ist, ist die obgenannte ökonomische Rationalität eher optimistisch.

Der auf diese Weise berechnete Maximalbetrag der jährlichen Effizienzinvestitionen wächst in Szenario III auf 2.5 Mia. CHF in 2035. In Szenario IV wächst der jährliche Betrag auf 3.7 Mia. CHF in 2029, um dann bis 2035 wieder auf 3.45 Mia. CHF zurückzugehen. In Szenario IV wird damit gerechnet, dass über den Betrachtungszeitraum verteilt, zusätzlich zu diesen Effizienzinvestitionen, noch bis zu insgesamt 15 Mrd. CHF in den öffentlichen Verkehr investiert werden.

Pro Kopf der Bevölkerung steigen die zu erbringenden jährlichen Effizienzinvestitionen bis 2020 bis maximal 350 CHF in Szenario III und bis 560 CHF in Szenario IV. Bezogen auf das Bruttoinlandprodukt machen die jährlichen Effizienzinvestitionen in Szenario IV im Maximum knapp 1 Prozent des BIP aus (Figur 3.1-12). Die gestrichelten Linien zeigen die Anteile der jährlichen Investitionen am BIP nach Abzug der eingesparten Energieimporte (fossile Energien und Elektrizität). Die Import-Einsparungen wachsen mit der Zeit und mit zunehmender Energieeffizienz. Dies zeigt sich am wachsenden Abstand zwischen der durchgezogenen und der gestrichelten Linie innerhalb eines Szenarios.

Figur 3.1-12: Anteil der jährlichen Effizienzinvestitionen in den Szenarien III und IV am BIP in Prozent, mit und ohne Abzug der vermiedenen Energieimporte



Diesen Investitionen stehen während der Wirkungsdauer der Massnahmen vermiedene Endenergiekosten gegenüber. Die sparsamen Haushalte und Unternehmen werden durch die vermiedenen Energiekosten entlastet. Aus der Sicht der Investoren werden die Effizienzinvestitionen durch die vermiedenen Kosten mehr als ausgeglichen. Es ergeben sich Netto-Entlastungen, die kumuliert (Summe der „Jahresscheiben“ von Investitionen minus Einsparungen) bis 2035 bis auf 2 Mrd. CHF in Szenario III und bis auf 3.8 Mrd. CHF in Szenario IV steigen (Figur 3.1-13).

Figur 3.1-13: **Kapitalkosten, Energiekosteneinsparungen und resultierende Nettoentlastungen aufgrund der Investitionen in Szenario III und IV, in Mrd. CHF**



Aus den Investitionen und den vermiedenen Kosten lassen sich die spezifischen Kosten der Energieeinsparung ermitteln. Diese verändern sich leicht über den Betrachtungszeitraum. Die mittleren Kosten ergeben sich aus der diskontierten Summe aller Investitionen über den Betrachtungszeitraum, dividiert durch die dadurch ausgelösten kumulierten Einsparungen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.1-3 zusammengestellt.

Tabelle 3.1-3: **Maximale und mittlere spezifische Kosten der Energieeinsparungen und der vermiedenen CO₂-Emissionen**

	Einheit	Szenario III	Szenario IV
Maximale Kosten der Heizöleinsparung	CHF/l	0.60	0.58
Mittlere Kosten der Heizöleinsparung	CHF/l	0.40	0.38
Maximale Kosten der Treibstoffeinsparung (inklusive Infrastrukturinvestitionen)	CHF/l	0.98	1.01
Mittlere Kosten der Treibstoffeinsparung (inklusive Infrastrukturinvestitionen)	CHF/l	0.80	0.74
Mittlere Kosten pro Tonne vermiedenes CO ₂ (Brenn- und Treibstoffe)	CHF/t	227	212
Mittlere Kosten der Elektrizitätseinsparung	CHF/kWh	0.11	0.11

Datenquelle: Prognos AG

Die in den Szenarien III und IV berücksichtigten Effizienzmassnahmen sind im Durchschnitt bereits bei den aktuellen Energiepreisen (Dezember 2006) wirtschaftlich – sie werden jedoch wegen anderer Investitionsprioritäten, des Zeit- und Kapitalbedarfs für die Investitionen, Interessenkonflikten zwischen

Investoren und Nutzern und weiteren Hemmnissen nur langsam und nur zum Teil realisiert. Erst mit starken Anreizen sind die dargestellten Energieeinsparungen zu erwarten.

Die Kosten der eingesparten Energie unterscheiden sich in den Szenarien III und IV nicht sehr voneinander. Das bedeutet, dass die in Szenario IV unterstellten Effizienzfortschritte höhere Energieeinsparungen, bei ungefähr gleichen spezifischen Kosten, ermöglichen. Allerdings sind auch die Investitionen höher als in Szenario III.

- **Energie-, Import- und CO₂-Einsparungen**

Je nach Angebotsvariante verursacht der Elektrizitätssektor mehr oder weniger CO₂. Um ein Bild über die Einsparkosten inklusive CO₂-Reduktionen zu erhalten, werden folgende Vergleiche durchgeführt:

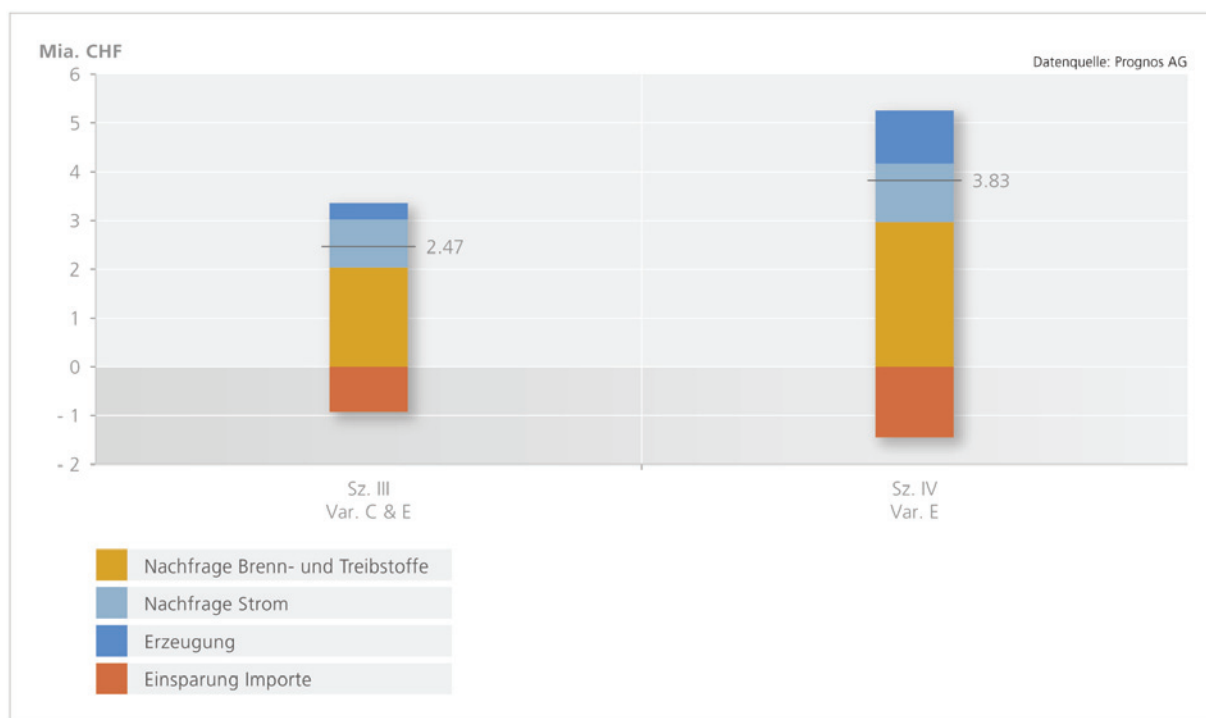
- Szenario III wird mit der Angebotsvariante C & E kombiniert und mit Szenario I, Angebotsvariante C, verglichen. Die CO₂-Einsparungen gegenüber Szenario I, Variante C, betragen 14.1 Mio. Tonnen. Die Variante C & E ist die kostengünstigste Variante mit einem hohen Anteil an „grünem“ Strom.
- Kombiniert man Szenario IV mit der Variante E ergeben sich im Vergleich zu Szenario I, Angebotsvariante C, CO₂-Einsparungen von 22.3 Mio. Tonnen. Die Variante E ist die kostenintensivste „grüne“ Variante.

Die Gesamtkosten im Jahr 2035 umfassen die Einsparungen auf der Nachfrageseite und die Differenz der Erzeugungskosten zwischen den genannten Stromangebots-Varianten. Saldiert werden diese Kosten mit dem Wert der vermiedenen Energieimporte von fossilen Energieträgern. Das Ergebnis ist in Figur 3.1-14 für das Jahr 2035 abgebildet.

Die Gesamtkosten für die CO₂-Einsparungen von 14.1 Mio. Tonnen in Szenario III, Variante C & E – gegenüber Szenario I, Variante C – betragen 2.47 Mrd. CHF. Die Gesamtkosten für die CO₂-Einsparung von 22.3 Mio. Tonnen in Szenario IV, Variante E – gegenüber Szenario I, Variante C – betragen 3.8 Mrd. CHF. Dies entspricht maximal 0.5 Prozent (Szenario III) bis 0.7 Prozent (Szenario IV) des BIP und maximal 330 (Szenario III) bis 510 CHF (Szenario IV) pro Kopf der Bevölkerung.

Die hier dargestellten Einsparkosten ergeben sich aus dem szenarienspezifischen Gesamtpaket von Massnahmen. Für individuelle Entscheide sind in der Regel die Zusatzkosten einer Massnahme und die jeweiligen sektoralen Rentabilitätskriterien massgebend. Bei diesen Berechnungen sind auch keine volkswirtschaftlichen Kreislaufeffekte eingerechnet. Deshalb dürfen die hier ausgewiesenen Zahlen nicht als „volkswirtschaftliche“ Kosten und Nutzen interpretiert werden.

Figur 3.1-14: **Szenario III, Variante C & E, und Szenario IV, Variante E: Kosten der gesamten Energieeinsparungen gegenüber Szenario I, Variante C, im Jahr 2035, in Mrd. CHF**



3.2 Erneuerbare Energien

3.2.1 Elektrizität

- **Techniken und Einsatzmöglichkeiten**

2005 wurden 58.3 Prozent der inländischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (56.5 Prozent Wasserkraft und 1.8 Prozent weitere erneuerbare Energien) produziert. Den wichtigsten Beitrag der weiteren erneuerbaren Energien zur Stromproduktion leistet mit 1.5 Prozent der in Kehrichtverbrennungsanlagen verstromte biogene Teil des Abfalls (50% werden als biogen angenommen). Zur Zeit nutzen nur 3 bis 5 Prozent der Stromkonsumenten das mit einem Label „Ökostrom“ versehene Angebot und decken dabei einen bescheidenen Teil ihres Bedarfs ab. Zugang zu einem Ökostrom-Angebot haben aber schon 90 Prozent der Stromkundschaft. Eine Absatzsteigerung der Elektrizität aus Kleinwasserkraftwerken (< 10 MW), Fotovoltaik, Biogas und Biomasse, insbesondere Holz, ist schwierig, weil die Stromgestehungskosten den derzeitigen Marktpreis ohne verstärkte Förderinstrumente übersteigen.

Viel versprechen sich manche Experten für die längerfristige Zukunft von der Fotovoltaik, der Biomasse und seit einigen Jahren auch von der tiefen geothermischen Energie. Der Beitrag der tiefen Geothermie zur Stromproduktion ist unsicher, denn er hängt von noch wenig bekannten Faktoren ab, wie den lokalen geologischen Bedingungen oder der Ergiebigkeit und Dauerhaftigkeit der jeweiligen Energiequellen. Da der Wirkungsgrad der Stromproduktion nur bis zu 15 Prozent beträgt, muss die Abwärme, wenn sie nicht in ein Wärmenetz eingespeisen wird, gekühlt werden.

Für die Finanzierung der Mehrkosten von Strom (und Gas) aus erneuerbaren Energien stehen kostendeckende Einspeisevergütungen, obligatorische Lieferquoten (mit der Möglichkeit des Handels mit grünen Zertifikaten zum Ausgleich von Mankos und Überschüssen) oder Ausschreibungsverfahren zur Verfügung. In den Szenarien wird von einer möglichst kostenminimalen Finanzierung der Mehrkosten ausgegangen, ohne dass die Vor- und Nachteile von verschiedenen Fördermodellen untersucht werden. Zu fördern ist auch die effiziente Stromverwendung, welche den Einsatz von grünem Strom zur Deckung des Restbedarfs attraktiv macht.

Die Tabelle 3.2-1 zeigt – soweit diese überblickbar sind – die technischen und ökologischen Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Tabelle 3.2-1: **Technische und ökologische Ausbaupotenziale der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien, in TWh**

Ökologisches Potenzial der Biomasse	3.2-4.2
Ökologisches Potenzial der Fotovoltaik ¹⁾	9.4-17.7
Technisches Ausbaupotenzial der Wasserkraft (inkl. Grosswasserkraft)	7.6
Technisches Potenzial der Windenergie	22.0
Ökologisches Potenzial der Windenergie	1.5-4.0

1) Das technische Potenzial der Fotovoltaik entspricht ungefähr dem ökologischen Potenzial, da grundsätzlich nur bebaute Flächen genutzt werden. Nicht berücksichtigt ist das erforderliche Leistungsmanagement.

- **Erwartete Potenziale der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft)**

Die Figur 3.2-1 zeigt die unter den Szenarienbedingungen realisierbaren, das heisst erwarteten Potenziale im Jahr 2035. In Szenario I, mit der heute bestehenden Einspeisevergütung, bleibt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien praktisch konstant, wobei drei Viertel aus dem erneuerbaren Anteil des Kehrlichts stammen.

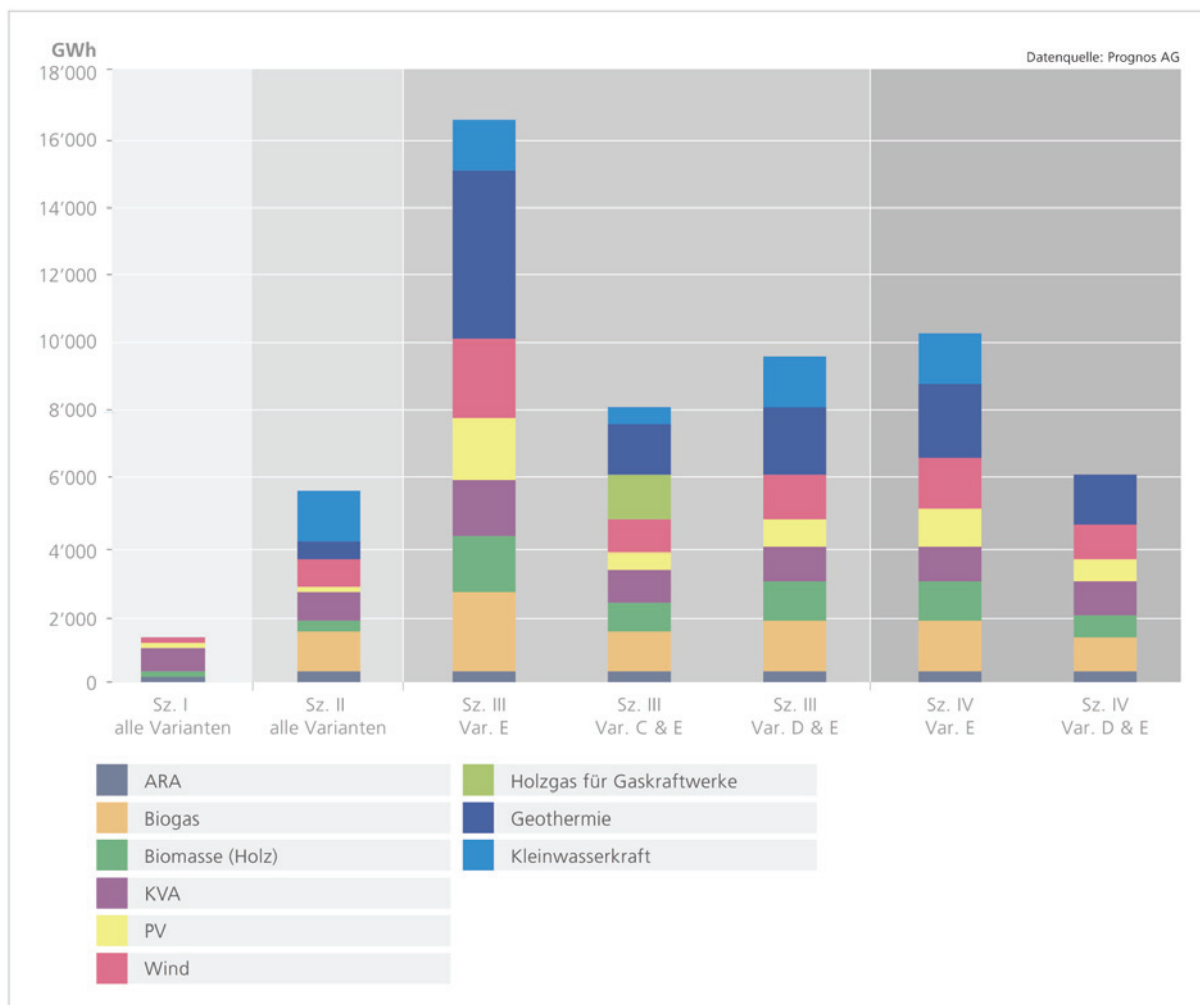
In Szenario II, welches die Förderinstrumente des Stromversorgungsgesetzes enthält, werden mit einer von mehreren denkbaren Kombinationen aus Kleinwasserkraft, Geothermie, Wind, Holzkraftwerken und Biogasanlagen im Jahr 2035 5.7 TWh erreicht. Fotovoltaik spielt in diesem Szenario aus Kostengründen eine geringe Rolle.

In Szenario III wird die gesamte Stromversorgungslücke von 13.5 TWh im Jahre 2035 mit der Angebotsvariante E durch erneuerbare Energien gedeckt. Insbesondere wird hier vorausgesetzt, dass die Geothermie bis 2020 einen Durchbruch erzielt und 2035 einen Beitrag von 5 TWh leistet. Auf die Photovoltaik entfallen dannzumal 2 TWh. Biomasse (Holz und organischer Abfall ohne KVA) leistet einen Beitrag von 4 TWh, was annähernd der Ausschöpfung des zur Stromproduktion verfügbaren ökologischen Potenzials entspricht – das übrige ökologische Biomassepotenzials von 127 PJ (35.3 TWh) steht der Wärmegewinnung und eventuell für Treibstoffe zur Verfügung. Auch beim Wind muss rund die Hälfte des ökologischen Potenzials von 4 TWh realisiert werden.

In den Mixvarianten C & E und D & E des Szenarios III werden 2035 noch 8.0 bzw. 9.5 TWh Strom aus erneuerbaren Energie ohne Grosswasserkraft benötigt, wobei hier im ersten Fall Holzgas in den Gaskraftwerken beigemischt wird.

In den Angebotsvarianten E sowie D & E des Szenarios IV kann die Stromversorgungslücke von 5.0 TWh (6.6 TWh im Winterhalbjahr) wiederum vollständig durch die erneuerbaren Energien (bzw. einem Mix von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und erneuerbaren Energien in Variante D & E) gedeckt werden. In der Mixvariante D & E braucht es im Jahre 2035 rund 2 TWh Biomasse, 0.5 TWh Photovoltaik, 1 TWh Wind und 1.5 TWh Geothermie.

Figur 3.2-1: **Erwartete Ausbaupotenziale der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft nach Szenarien und Angebotsvarianten im Jahr 2035, in GWh pro Jahr**



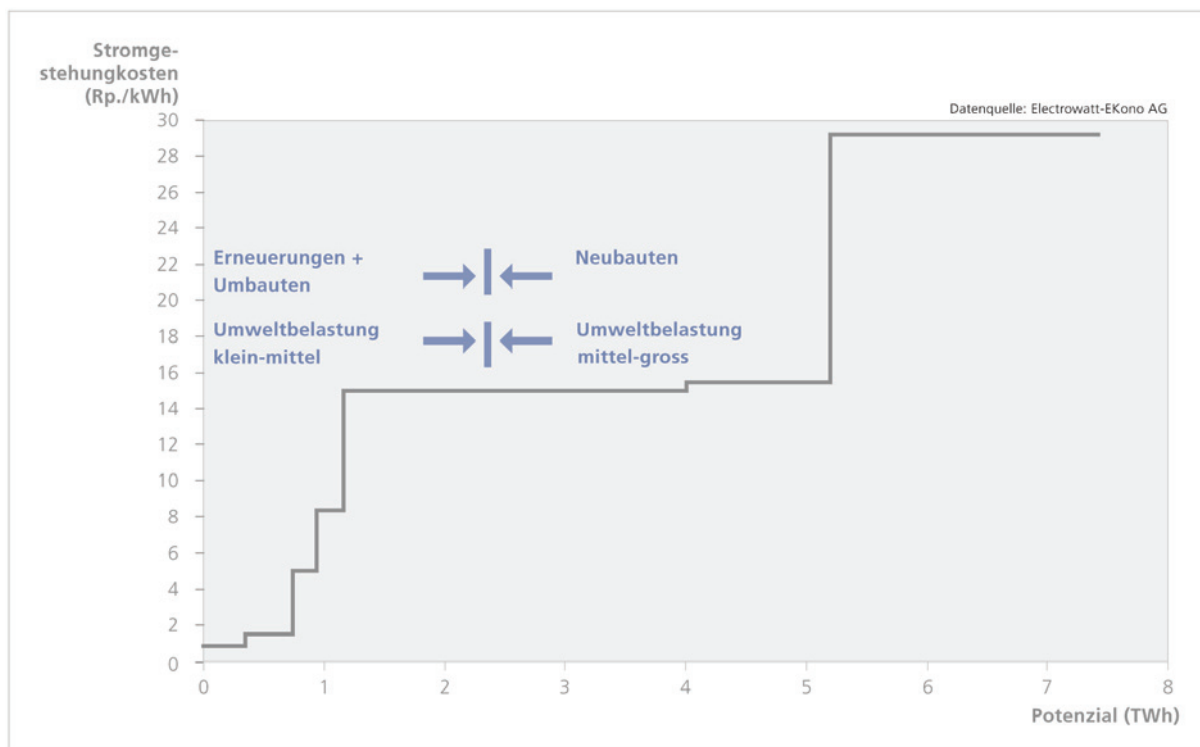
3.2.2 Wasserkraft

- **Techniken und Einsatzmöglichkeiten**

Wasserkraft hat in allen Szenarien eine grosse Bedeutung. Ein Endausbau der technischen Potenziale der Wasserkraft wird aber nicht postuliert. Ausgegangen wird vom Einfluss und der Beeinflussbarkeit verschiedener Treiber und Hemmnisse des Ausbaus: Mit zu Beginn der Konzessionsdauer tiefen Wasserzinsen und einem Verzicht auf die Verschärfung der Restwasserbestimmungen kann der Ausbau der Wasserkraftnutzung gefördert werden. Eine grössere jedoch weniger beeinflussbare Wirkung hat die Strommarktöffnung mit der Zunahme der Handelstätigkeit (mit Herkunftsnachweisen) oder mit dem wachsenden Bedarf an Regelenergie, was Speicherkraft- und Pumpspeicherwerken zusätzliche Chancen eröffnet. Der Einfluss der Klimaerwärmung wird in Kapitel 3.4.6. dargestellt.

Figur 3.2-2 zeigt Kategorien von technischen Massnahmen (Erneuerungen und Neubauten) geordnet nach ihren zusätzlichen Produktionsmengen, das heisst Potenzialen, sowie den spezifischen Kosten in Rp./kWh. Bei der Wasserkraft lässt sich im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energien mit technischem Fortschritt die Kosten-Potenzial-Kurve nur noch wenig nach „unten“ schieben. Wie bei anderen Technologien steigen bei zunehmender Ausschöpfung der Potenziale die Kosten, weil tendenziell ungünstigere Anlagen zum Zuge kommen. Wie bei den anderen erneuerbaren Energien ist der Nachschub der Primärenergie gesichert, jedoch nicht gratis (Wasserzins). Ein Ausbau um rund eine TWh, insbesondere durch die Erneuerung bestehender Anlagen, ist heute wettbewerbsfähig. Ein zusätzlicher Ausbau erfordert eine Förderpolitik.

Figur 3.2-2: **Technisches Potenzial der zusätzlichen Stromproduktion aus Wasserkraft in Abhängigkeit der Kosten, in Rp./kWh**



• **Erwartete Potenziale**

In der Tabelle 3.2-2 sind die Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken nicht enthalten. Diese gleichen mit 0.9 TWh pro Jahr, im betrachteten Zeitraum die künftigen Produktionseinbussen bei der Umsetzung der minimalen Restwasserbestimmung gerade aus. Nach 2035 sind höhere Restwassereinbussen möglich. In Szenario II werden Kleinwasserkraftwerke, das heisst Anlagen unter 10 MW, gefördert, so dass ein Teil des Ausbaupotenzials mit Neubauten ausgeschöpft wird. In Szenario III werden bei den zentralen Angebotsvarianten A und C vorwiegend Grosswasser- und bei den dezentralen Varianten D und E Kleinwasserkraftwerke unterstellt. Bei der Angebotsvariante E werden für die Lückenschliessung sowohl Gross- als auch Kleinwasserkraftwerke benötigt.

Tabelle 3.2-2: **Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft (ohne Erneuerungen) nach Szenarien und Angebotsvarianten, in TWh**

Szenarien	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G
I	Umbauten	Umbauten	Umbauten	-	-	-	-	Umbauten
	1.2	1.2	1.2	-	-	-	-	1.2
II	<10 MW	<10 MW	<10 MW	-	-	-	-	<10 MW
	2.5	2.5	2.5	-	-	-	-	2.5
III	>10 MW	-	>10 MW	<10 MW	GWK + KWK	>10 MW	<10 MW	>10 MW
	2.5	-	2.5	2.5	4.1	2.5	2.5	2.5
IV	Umbauten	-	Umbauten	Umbauten	<10 MW	-	Umbauten	Umbauten
	1.2	-	1.2	1.2	2.5	-	1.2	1.2

GWK: Grosswasserkraft (>10 MW); KWK: Kleinwasserkraft (< 10 MW)

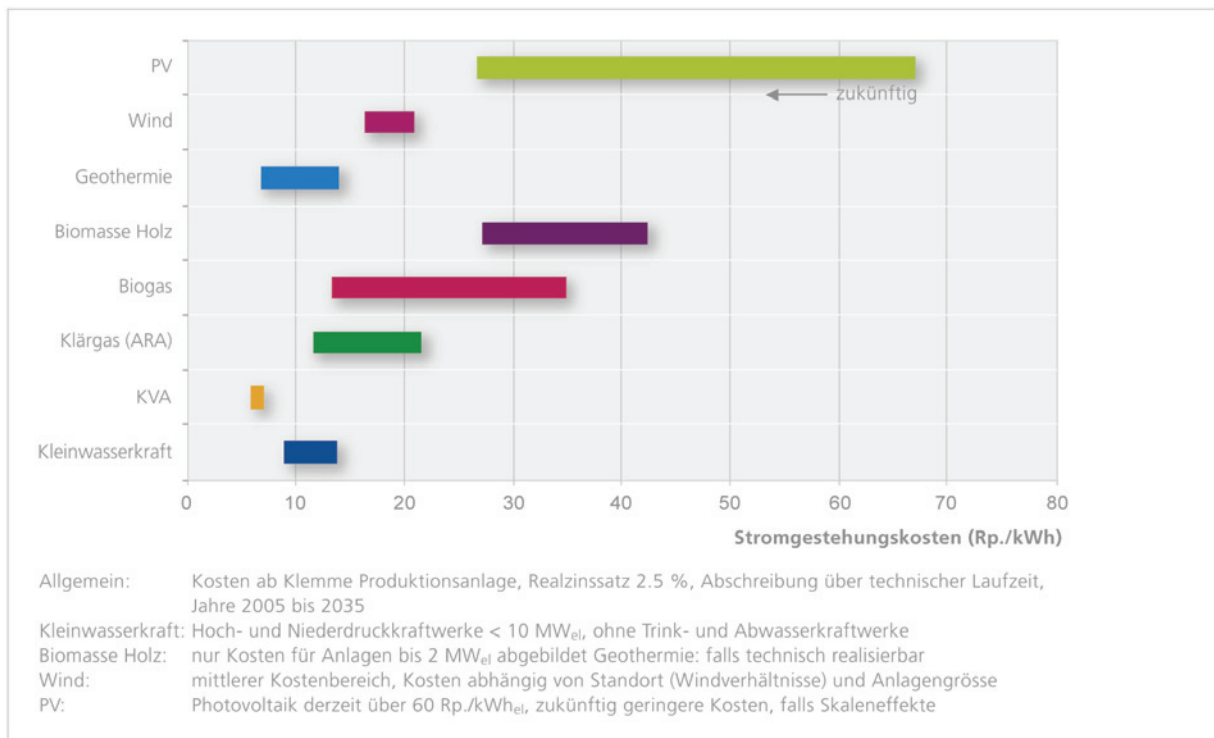
Die grossen geplanten Speicher- und Umwälzwerke Emosson, Grimsel und Linth-Limmern dienen hauptsächlich der Bereitstellung von Spitzenleistung. Sie bieten angebotsseitig rund 4 TWh zusätzlichen Spitzenstrom, benötigen aber 5.1 TWh Pumpenstrom, der als Mehrnachfrage verbucht wird (zusammen mit den bestehenden Pumpspeicherkraftwerken beträgt der Verbrauch im Jahr 2035 rund 7 TWh).

3.2.3 Kosten der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien

- **Bandbreiten**

In den Perspektiven wird mit den in Figur 3.2-3 abgebildeten Bandbreiten gerechnet. Den Gesteungskosten liegen eine Abschreibung über die technische Laufzeit der Anlagen und ein langfristiger volkswirtschaftlicher Zinssatz zu Grunde. Diese Kosten sind tendenziell tiefer als bei Rechnungen nach betriebswirtschaftlichen Kriterien. Methodisch sind die Kosten mit jenen vergleichbar, die für die der konventionellen Produktionstechniken ausgewiesen werden.

Figur 3.2-3: **Mittlere Stromgestehungskosten 2005-2035, in Rp. pro kWh**



- **Gegenläufige Entwicklungen und Einflussfaktoren**

Die Kosten einer neuen Technik sinken in der Regel mit der zunehmenden Zahl von Anlagen und kumulierter, installierter Leistung. Neben Grössenvorteilen durch wachsende Marktanteile gibt es ein „learning by searching“, „learning by doing“ und ein „Clustering“ – letzteres bedeutet, dass sich Technologiefamilien gemeinsam entwickeln und ergänzen. Solche Effekte werden in den Szenarien berücksichtigt. Allerdings sind die Angaben zu den Kostendegressionen in der Literatur meistens länder-spezifisch und jedenfalls unsicher.

In einem durch Kostendruck bestimmten Markt werden zuerst die Standorte und Anlagen mit den niedrigsten Kosten realisiert. Das Potenzial der günstigen Leistungsklassen ist jedoch begrenzt. Nach Ausschöpfung dieses Potenzials wird eine teurere Klasse erforderlich, was die Kostendegression abschwächt oder ausgleicht. Die Grösse dieses Effektes ist mangels gesicherter Daten schwer abschätzbar. Vor allem für standortabhängige Technologien wie Wind, Kleinwasserkraft und in geringerem Masse Photovoltaik und Biomasse, spielt er aber in Varianten mit starker Förderung des grünen Stroms eine Rolle. Bei den Modellrechnungen, die vorab von den kostengünstigen Leistungsklassen ausgehen, wird deshalb eine Korrekturgrösse eingesetzt, um die Wirkung der Förderinstrumente nicht zu überschätzen. Berücksichtigt wird auch, dass wesentlich höhere Wirkungsgrade nur mit höheren Kosten erreicht werden können.

3.2.4 Wärme aus erneuerbaren Energien

- **Techniken und Einsatzmöglichkeiten allgemein**

Die meisten Anlagen für Wärme aus erneuerbaren Energien werden ausschliesslich oder vorwiegend in Neubauten oder wenn eine Heizung saniert wird, erstellt. Ergänzende Systeme wie Sonnenkollektoren können auch zwischen den Sanierungszyklen installiert werden. Weiter einschränkend sind technische oder betriebliche Bedingungen. Die Grösse und das Wachstum einer Branche haben einen Einfluss auf die Ausschöpfung der Potenziale.

Technisch haben alle Heizungssysteme, die erneuerbare Energien nutzen, einen hohen Entwicklungsstand. Sie sind effizient und zuverlässig. Verbesserungen sind vor allem in der Systemeinbindung möglich; daran arbeitet die auf Umsetzung ausgerichtete Forschung. Der Technologietransfer erfolgt relativ langsam, u.a. weil die Hersteller, Händler und Installateure in der Schweiz fast durchwegs gewerblich strukturiert sind. Die Initialkosten sind gegenüber den herkömmlichen Heizsystemen und Elektroboilern hoch. Stabil und langfristig hoch bleibende Ölpreise oder eine Energielenkungsabgabe können ein Umdenken und damit eine Belebung der Nachfrage bewirken.

- **Holzheizungen**

Holz ist in der Schweiz eine traditionelle Energiequelle und wird hier deshalb näher dargestellt. Zu Heizzwecken wird Holz in Form von Schnitzel (grosse Anlagen), Stückholz oder Pellets (mittelgrosse und kleine Anlagen) eingesetzt. Das dazu verwendete Holz stammt entweder direkt aus dem Wald oder wird von der holzwirtschaftlichen Wertschöpfungskette als Abfall und Ausschuss abgezweigt.

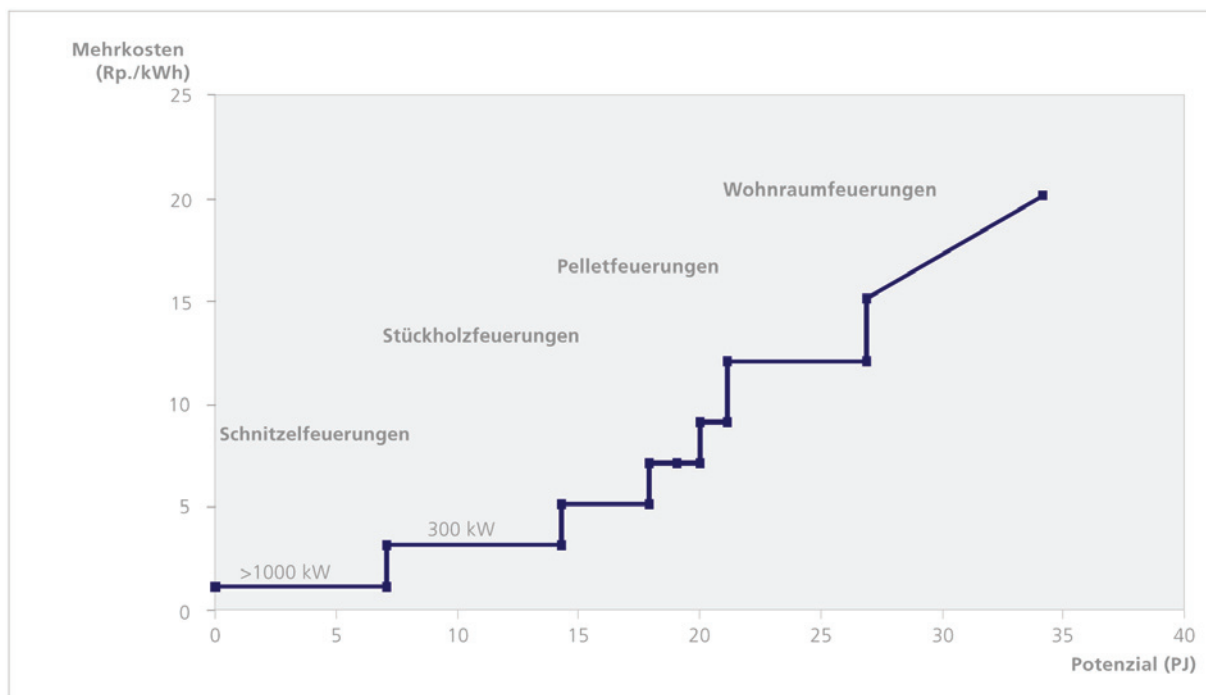
Das heute technisch und zusätzlich nutzbare Potenzial (ohne Altholz) beträgt rund 34 PJ und besteht ausschliesslich aus dem Zuwachs von Waldholz. Dieses Potenzial steht in Konkurrenz zur stofflichen Nutzung (Industrieholz). Die vollständige Nutzung dieses technischen Potenzials würde rund einer Verdoppelung des Holzenergieeinsatzes im Jahr 2000 (32.5 PJ) entsprechen.

Die in Figur 3.2-4 dargestellten Gestehungskosten sind Bandbreiten der verschiedenen Technologien. Unter der Annahme, dass die Preise für Brennholz vermehrt dem Ölpreis folgen, sind es v.a. die Investitionskosten, welche die Wirtschaftlichkeit der Holzenergieanlagen bestimmen. Insbesondere bei der Umstellung von einem konventionellen Heizsystem sind die Investitionskosten massgeblich von der baulichen Einbindung abhängig und verändern sich je nach Gebäudetypen.

Die Figur 3.2-4 zeigt die Mehrkosten der Holzfeuerung in Abhängigkeit des zusätzlich genutzten technischen Potenzials. Die geringsten Mehrkosten haben grosse Anlagen von 300 und 1000 kW Leistung (1 bzw. 3 Rp./kWh) mit einem Gesamtpotenzial von knapp 15 PJ. Die Mehrkosten von Schnitzel- und Stückholzfeuerungen im Bereich 35 bis 50 kW liegen zwischen 5 und 9 Rp./kWh. Das zurzeit stark wachsende Segment der Pelletfeuerungen (ca. 15 kW) weist bei einem Potenzial von 4 PJ Mehrkosten von 12 Rp./kWh aus. Am teuersten sind Einzelraumheizungen mit Mehrkosten von 15 bis 20 Rp./kWh. Bei Kleinanlagen sind die Kosten für die Luftreinhaltung erheblich.

In bestehenden Bauten können Holzfeuerungen mit der bestehenden Wärmeverteilung mit hohen Vorlauftemperaturen verbunden werden. Der Öltank muss allerdings durch ein Schnitzel- oder Pellet-Silo ersetzt werden. Aus diesem Grund wird in der Figur nicht zwischen Neubau und Sanierung unterschieden.

Figur 3.2-4: **Technisches Potenzial der zusätzlichen Wärmeproduktion der Holzheizungen in Abhängigkeit der Kosten, in Rp. pro kWh**



- **Sonnenkollektoren**

Sonnenkollektoren dienen der Erwärmung von Warmwasser und teilweise auch der Heizungsunterstützung. Verglaste Flachkollektoren verzeichneten in den vergangenen Jahren eine Zunahme von rund 9 Prozent (Fläche) und 25 Prozent (Absatz). Von heute 1 PJ Solarwärme wird rund die Hälfte durch Röhren- und verglaste Flachkollektoren bereitgestellt; die andere Hälfte entfällt auf unverglaste Kollektoren (v.a. für Schwimmbäder) und Kollektoren zur Heutrocknung. Anlagen für Mehrfamilienhäuser sind rentabler als Kleinanlagen. Eine Erhöhung dieses Marktanteils zeichnete sich jedoch erst in den letzten Jahren ab. Bei Sonnenkollektoren entfallen einerseits die Brennstoffkosten, andererseits können sie in der Regel nicht den ganzjährigen Raumwärmebedarf decken, was ein zusätzliches Heizsystem oder aufwändige Speichersysteme bedingt. Der Anteil Warmwasser, der über die Solaranlage gedeckt werden kann, bestimmt wesentlich die Wirtschaftlichkeit. Mit einer genügend grossen Anlage kann zwar auch im Winter der Warmwasserbedarf gedeckt werden, die Sommerüberschüsse sind aber meist nicht verwertbar. Die Mehrkosten von Solaranlagen betragen je nach Anwendung zwischen 20 Rp./kWh (grosse Vorwärmanlagen) und 30-50 Rp./kWh (Warmwasser für Einfamilienhaus oder Heizanlagen).

Solarwärme wird im Einfamilienhaus bei unsicherer Entwicklung der Preise der fossilen Brennstoffe an Bedeutung gewinnen, da Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von der Eigentümerschaft hoch gewichtet werden. Solaranlagen erleichtern zudem das Erreichen von anspruchsvollen Baustandards wie das Minergie P-Label. In Szenario I wird bis 2035 in der Variante Trend mit 1.4 PJ, in Szenario IV mit 8.0 PJ gerechnet.

- **Elektrische Wärmepumpen (WP)**

Die Erwartungen über die künftigen Möglichkeiten der Wärmepumpen (WP) sind, je nach Betrachtungswinkel, sehr unterschiedlich. Aus diesem Grunde werden die WP hier ausführlich dargestellt. Unbestritten ist, dass der Primärenergieverbrauch gegenüber einem ölbefeuerten Heizkessel grundsätzlich um gut die Hälfte verringert werden kann. Dabei wird für die Produktion des Stroms, den die elektrischen Wärmepumpen benötigen, mit dem Einsatz von hocheffizienten Gaskraftwerken gerechnet. Dementsprechend werden die technischen Potenziale der CO₂-Reduktion von Fachleuten zum Teil sehr hoch eingeschätzt.

- **Techniken und Einsatzmöglichkeiten**

Klein-WP sind ausgereift und serienmässig verfügbar. Die Jahresarbeitszahlen (Verhältnis zwischen erzeugter Wärme und zugeführter Elektrizität) werden bei entsprechenden Anreizen noch steigen. In

den Szenarien werden für die durchschnittliche Marktumsetzung Jahresarbeitszahlen bis zu 4.5 bis 2035 unterstellt. Gross-WP entwickeln sich zur Marktreife. Sie sind besonders für Mehrfamilienhäuser und Dienstleistungsgebäude sowie für Nahwärmesysteme geeignet. Für den Einsatz in grösseren Objekten sowie in der Fern- und Nahwärmeproduktion werden in jüngerer Zeit gasmotorisch betriebene oder direkt mit Gas befeuerte Wärmepumpen entwickelt. Die mögliche künftige Marktdurchdringung ist aus heutiger Sicht noch unsicher.

Die wichtigsten zukünftigen Einsatzgebiete für WP sind die Raumwärme- und Warmwasserversorgung, und hier spielen als Wärmequelle die Aussenluft, Abwasser und Erdwärmesonden die Hauptrollen. Bei deutlich verbesserten Gebäudestandards wird auch Abluft als Wärmequelle interessant. Bei Erdwärmesonden und bei der Nutzung des Grundwassers (ausserhalb der Schutzzonen) ist bei Abschätzungen über die künftige Häufigkeit und Dimensionierung der Anlagen die Fähigkeit der Quellen zur Wärmereneration zu berücksichtigen. Unter günstigen technischen Voraussetzungen kann beim Einsatz von Absorptionswärmepumpen Erdreich und Grundwasser sowohl im Winter als Niedertemperatur-Wärmequelle als auch im Sommer als Wärmesenke bzw. Vorkühler genutzt werden (in Szenario IV im Dienstleistungssektor berücksichtigt).

Seewasser, Grund- und Abwasser bieten als Wärmequellen erhebliche theoretische Potenziale. Die Nutzung erfordert eine Infrastruktur für die Wärmeverteilung. Das Einsammeln dieser Wärmequellen ist mit hohen Investitionskosten verbunden. Im Einzelfall ist zwischen zwei grundsätzlichen Möglichkeiten zu optimieren: Das eine System besteht aus einer Gross-WP an der Quelle und der Wärmeverteilung über gut isolierte Netze; beim anderen System, wird der Wärmeträger mit geringerem Isolationaufwand an die Abnahmestelle gebracht, wo er mit Klein-WP genutzt wird.

Bei einer Kältewelle kann in der Praxis – je nach Benutzerverhalten – die WP mit einer elektrischen Widerstandsheizung unterstützt werden. Es wird in den Szenarien unterstellt, dass dieses Verhalten mit der Durchsetzung der Verbandsnormen und der Verbesserung der Gebäudeisolation längerfristig verschwindet. In den meisten Versorgungsgebieten werden WP tarifarisch begünstigt; dies in der Regel mit der Bedingung, dass die Anlage in Spitzenzeiten bis zu 3x2 Stunden am Tag durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgeschaltet werden kann. Für solche Fälle muss die Leistungsfähigkeit der WP höher sein, damit sie in kürzerer Zeit als im Normalfall die benötigte Wärme zur Verfügung stellt. Entsprechend gross muss auch ein Pufferspeicher sein. Wärmepumpensysteme haben die höchsten Wirkungsgrade bei möglichst geringer Temperaturspreizung zwischen Wärmequelle und Nutzenergie. Heutige Systeme erfordern für eine gute Funktion ein Heizsystem mit niedrigen Vorlauftemperaturen, am besten Boden- oder Wandheizungen. Diese Bedingung setzt bei bestehenden Gebäuden im Allgemeinen eine sehr grundlegende Sanierung voraus, bei der das Wärmeverteilungs-system vollständig erneuert wird.

- Erwartete Potentiale

Der Absatz von Kleinanlagen (unter 20 kW) für Neubauten hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Die Datenlage ist unsicher, da die Gebäudetypen in den globalen Absatzzahlen nicht genau unterschieden werden. Für die unterstellten Rahmenentwicklungen wird davon ausgegangen, dass der Marktanteil bei neuen Ein- und Zweifamilienhäusern nahezu das Maximum erreicht hat. Die restlichen Neubauten werden vor allem mit Holz und Fernwärme versorgt. Das Szenario I geht von einer WP-Sättigung (bei 60-70 Prozent) im Neubau von Ein- und Zweifamilienhäusern aus. In anderen Bereichen, insbesondere beim Ersatz von Heizungsanlagen in energetisch sanierten Gebäuden, wird dagegen noch ein deutliches Wachstum erwartet.

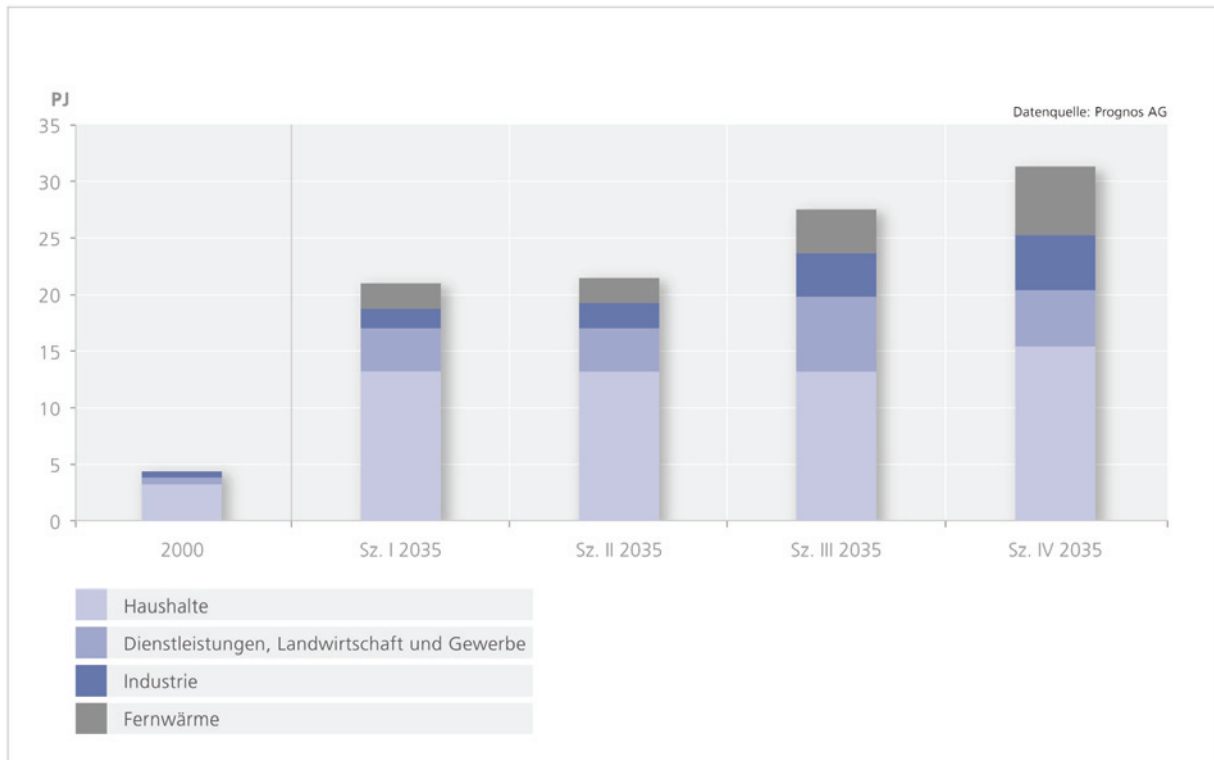
In Szenario IV werden die technischen Potenziale stark ausgeschöpft, und zwar auch jene der heute noch unkonventionellen Wärmequellen. Unwirtschaftliche Lösungen, v.a. in Mehrfamilienhäusern, müssen durch Tarifvergünstigungen oder Investitionsbeiträge unterstützt werden. Allerdings wird nicht davon ausgegangen, dass grosse neue Wärmeverteilnetze in bereits dicht besiedelten Gebieten erstellt werden. Dies begrenzt die weiträumige Erschliessung grösserer Quellen, wie zum Beispiel Seen.

Zu berücksichtigen ist – neben der für den Bedarf der WP benötigten Elektrizität (kWh) – auch die in Kältewellen benötigte Leistung (kW). Im hier exemplarisch dargestellten Wohnungsbereich wird in Szenario IV eine Spitzenleistung von knapp 900 MW beansprucht. In Szenario I ist der Leistungsbedarf wegen der weniger hohen Gebäudestandards, trotz eines deutlich geringeren Anteils an WP, im Normal- und im Spitzenlastfall sogar um 10 Prozent höher als in Szenario IV. Eine forcierte WP-Strategie empfiehlt sich also nur in Kombination mit einer verstärkten Wärmeschutz-Strategie.

Der Anteil der WP am Raumwärmebedarf beträgt heute 1.3 Prozent. Bis 2035 steigt dieser Anteil auf 7 Prozent in Szenario I, auf 8 Prozent in Szenario II, auf 11 Prozent in Szenario III und auf 16 Prozent in Szenario IV. Zu berücksichtigen ist dabei, dass der der Wärmebedarf in den Szenarien sinkt.

Figur 3.2-5 zeigt den Einsatz der Umgebungswärme nach Szenarien und Sektoren in PJ (inklusive in Fernwärmenetze eingespiesene Umgebungswärme und mit WP genutzte Abwärme in Produktionsbetrieben).

Figur 3.2-5: **Umgebungswärme nach Szenarien, Wärmenutzung der Sektoren und Fernwärme, in PJ**



- Wärmepumpen als Ersatz für elektrische Widerstandsheizungen?

Im Zusammenhang mit dem zusätzlichen Elektrizitätsbedarf der WP wird vorgebracht, dieser könne im Austausch mit elektrischen Widerstandsheizungen mindestens teilweise kompensiert werden. Elektrische Widerstandsheizungen werden häufig in Zweit- und Ferienwohnungen sowie in Einfamilienhäusern eingesetzt. Ein Vorteil ist, dass sie aufgrund der im Jahresdurchschnitt geringen Nutzungsintensität keine Infrastruktur für die Wärmeverteilung benötigen. In diesen Fällen ist ein Ersatz technisch und wirtschaftlich aufwändig. In Häusern, in welchen elektrisch beheizte zentrale Systeme installiert sind, bestehen dagegen eher Ersatzmöglichkeiten, da hier nur der Wärmeerzeuger ausgetauscht werden muss. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass aus wirtschaftlichen Gründen, oder auf Grund einer Bewilligungspflicht für Neuanschlüsse, in grösseren Wohngebäuden der Bestand an elektrischen Widerstandsheizungen zurückgeht. In Szenario IV geht nicht nur der Bestand, sondern wegen der geringeren Wärmenachfrage auch der Verbrauch zurück. Der Spitzenleistungsbedarf der elektrischen Widerstandsheizungen im Wohnbereich (ohne mobile „Heizöfel“) beträgt in einer Kältewelle in Szenario I rund 2'300 MW; in Szenario IV noch 1'700 MW. Ein Teil dieses Spitzenbedarfs kann durch den Einsatz von Speichern auf Schwachlastzeiten verschoben werden. Die Elektroheizungen können dennoch für die Bereitstellung der Spitzenleistung ein Problem darstellen, sodass hier – wie bei der WP – Lastmanagement und eine hochisolierte Bauhülle erforderlich sind.

3.2.5 Treibstoffe aus erneuerbaren Energien

- **Techniken und Einsatzmöglichkeiten**

Weil die Energienachfrage im Strassenverkehr praktisch ausschliesslich auf Erdölprodukten basiert, wecken Biotreibstoffe zum Teil grosse Hoffnungen. Aus diesem Grund werden sie hier näher dargestellt.

- **Nachwachsende Rohstoffe der Landwirtschaft**

Das ökologische Potenzial der Produktion von Biotreibstoff in der schweizerischen Landwirtschaft ist mit 8 PJ gering, weil der Anbau mit der Nahrungs- und Futtermittelkette konkurriert. Dabei stehen vor

allem Ölsaaten im Vordergrund, welche zu Biodiesel verarbeitet werden. Die Herstellung von Bioethanol zur Benzinbeimischung kommt in der Schweiz aus ökologischen und wirtschaftlichen Gründen höchstens aus der Überschussproduktion von Zuckerrüben und Kartoffeln in Frage.

Die Wettbewerbsfähigkeit von Biotreibstoffen aus landwirtschaftlichem Anbau ist durch die internationale Agrarpolitik beeinflusst, welche im Wandel begriffen ist. Beispielsweise baut die EU die Subventionen für Zuckerrüben ab, welche Rohstoff für Bioethanol sind. Dies eröffnet Ländern wie Brasilien Absatzmöglichkeiten, da diese Ethanol aus Zuckerrohr mit einem wesentlich höheren Ertrag produzieren können. Bioethanol aus Zuckerrohr hat auch eine wesentlich bessere Treibhausgasbilanz, weil ungefähr zehn Mal weniger fossile Prozessenergie benötigt wird, als zum Beispiel im Fall von Weizen.

- Organische Abfälle

Die Herstellung von Biotreibstoffen aus organischem Abfall steht nicht in Konkurrenz zu Nahrungsmitteln und hat zudem eine gute Treibhausgasbilanz, weil die Prozessenergie für den Anbau dem Hauptprodukt angerechnet wird. Rückstände aus der Landwirtschaft weisen ein ökologisches Potenzial von 23 PJ auf. Organische Abfälle aus Gewerbe, Industrie und Haushalten haben ein ökologisches Potenzial von 32 PJ und gelangen heute v.a. in die Kehrlichtverbrennungsanlagen, was bei trockener oder verunreinigter Biomasse energetisch sinnvoll ist. Feuchte Biomasse kann zu Biogas vergärt werden. Gereinigtes methanisierendes Biogas kann Erdgas beigemischt und in Erdgasfahrzeugen verwendet werden. Biogas kann aber auch in stationären Erdgasmotoren verstromt werden.

Im Gegensatz zu Treibstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen der Landwirtschaft, welche dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind, muss sich die Produktion von Biogas aus organischen Abfällen nur im lokalen Abfallmarkt um den Rohstoff bewerben. Die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen hängt nicht in erster Linie vom Erlös des Energieprodukts (Strom oder Methan) ab, sondern von den Entsorgungsgebühren für organischen Abfall.

• Erwartete Potenziale

Biotreibstoffe treten in Szenario II in Erscheinung – eine fiskalische Förderung wurde bereits eingeleitet. Es wird ein Anteil von 5.75 Prozent Ethanolbeimischung im Benzin bis 2020 unterstellt. Beim Erdgas als Treibstoff wird von einem Anteil von rund 30'000 Erdgasfahrzeugen im Jahr 2010 ausgegangen mit anschliessender Verdreifachung bis 2020 gegenüber 2010 (dann abflachendes Wachstum). Biogas erreicht dabei einen Anteil von 10 Prozent am Erdgas, welches als Treibstoff eingesetzt wird. Diese Erwartungen orientierten sich an Zielen, wie sie die EU formuliert hat. Ende 2005 war aber klar, dass die EU die für 2010 angestrebten 5.75 Prozent nicht erreichen wird und somit weitergehende Rechtserlasse nötig sind.

In Szenario III wird den Biotreibstoffen eine noch grössere Bedeutung eingeräumt mit einem Anteil von 7 Prozent im Jahr 2020, der bis 2035 auf 10 Prozent der Treibstoffnachfrage ansteigt. Gleichzeitig wird der Anteil von Biogas im Erdgas für Gasfahrzeuge erhöht.

Die Debatte über Biotreibstoffe im Strassenverkehr ist noch nicht abgeschlossen. Die Energiebilanz und die Klimaschutzaspekte werden kontrovers beurteilt. Aus schweizerischer Sicht ist die Frage der Importabhängigkeit relevant. Aus Kostenüberlegungen stellt sich die Frage, wo Biotreibstoffe zweckmässig eingesetzt werden. Einzelne Studien zeigen, verglichen mit dem Einsatz als Treibstoff, für den Einsatz in kleinen, stationären Anlagen tiefere Kosten. Beim Einsatz von Biotreibstoffen, insbesondere Bioethanol aus Zuckerrohr, stellt sich die Frage, wie die global vorhandene Agrarfläche genutzt werden soll und welche gesellschaftlichen (der Landwirt als „Energiewirt“) und ökologischen Konsequenzen auf die Wassernutzung oder den Schutz der Wälder ein massiver Ausbau von "Energiepflanzen" hat. Nach Auffassung der IEA (World Energy Outlook 2006) kann der Landbedarf im Referenzszenario, wonach der Anteil der Biotreibstoffe bis 2030 global auf zwei Prozent steigt, den Flächen Spaniens und Frankreichs entsprechen. Auch bei einem forcierten Ausbau kann fossiler Treibstoff wahrscheinlich nur im einstelligen Prozentbereich ersetzt werden. Dies ist – je nach Produktionsart – ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Diversifikation der Versorgung. Ebenso bestätigt sich aber, dass Effizienzmassnahmen ein grösseres Gewicht verdienen.

Tabelle 3.2-3 **Treibstoff aus erneuerbaren Energien, Techniken und Einsatzmöglichkeiten**

Rohstoff	Umwandlungsprozess	Ersatz von... Beimischung zu...	Stand der technischen Umsetzung
Rapsöl, eventuell auch Altöl	Aufbereitung zu Diesel	Diesel	Umgesetzt
Zuckerhaltige Produkte wie Zuckerrüben, Kartoffeln, Weizen; Zuckerrohr in tropischen Ländern	Vergärung zu Ethanol	Benzin	Umgesetzt
Holzige, zellulosehaltige Biomasse	Verarbeitung zu Ethanol	Benzin	Als Nebenprodukt der Zelluloseproduktion umgesetzt; als Hauptprodukt und in größerem Umfang nur mit einer neuen Technik-Generation umsetzbar (Kostensenkung)
Feuchte Biomasseabfälle	Vergärung zu Biogas	Methan für Erdgasfahrzeuge ¹⁾	Umgesetzt
Feuchte Biomasseabfälle	Hydrothermale Vergasung	Methan für Erdgasfahrzeuge ¹⁾	Nur mit einer neuen Technik-Generation, frühestens in zehn Jahren, umsetzbar (höhere Ausbeute)
Holz	Holzvergasung und Aufbereitung zu Biogas	Methan für Erdgasfahrzeuge ¹⁾ oder Rohgas für Gaskraftwerke	Kann in wenigen Jahren umsetzbar sein; Frage der Holzlogistik

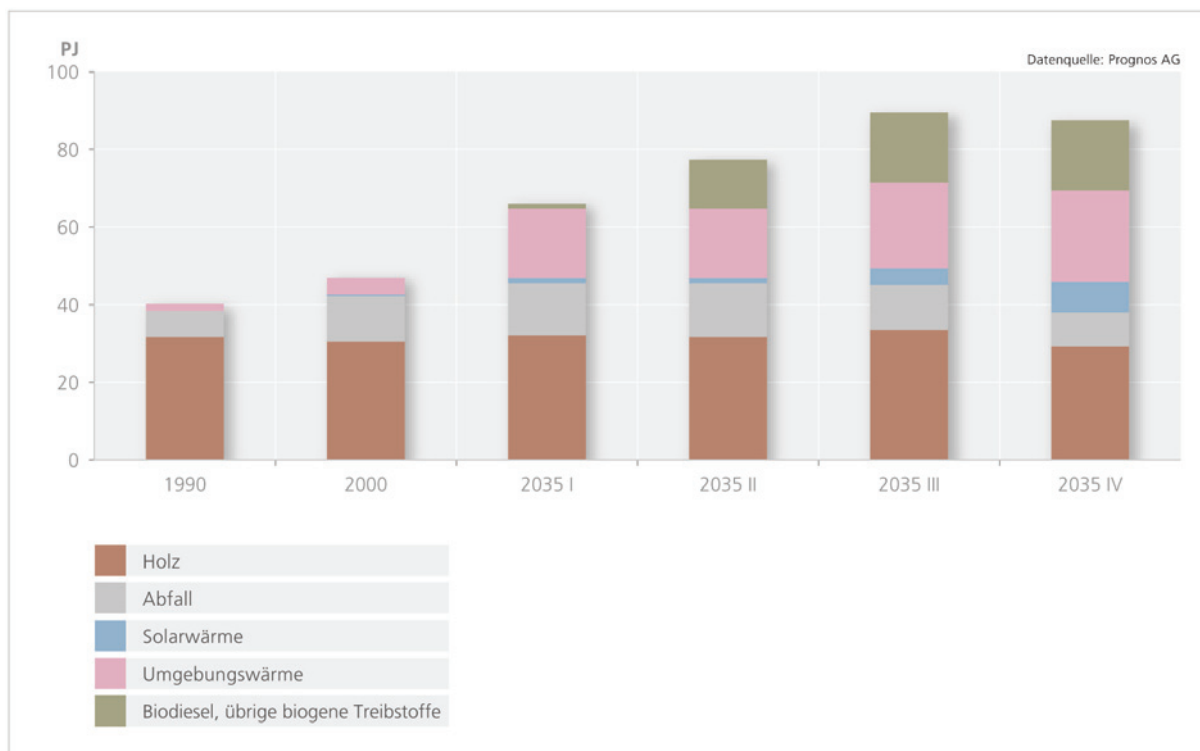
1) Methan kann auch zu flüssigen Treibstoffen aufbereitet werden; dies verlangt aber grosse Anlagen.

3.2.6 Übersicht über Brenn- und Treibstoffe aus erneuerbaren Energien

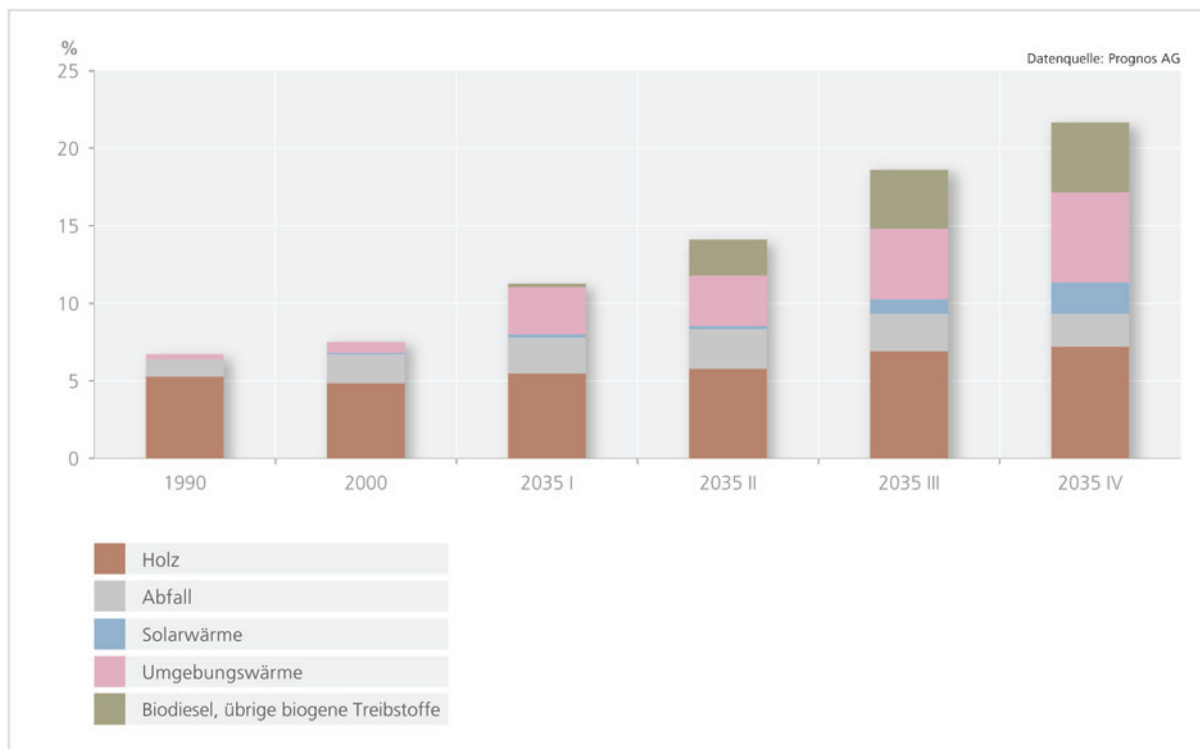
Figur 3.2-6 zeigt die Nachfrage nach Brenn- und Treibstoffen aus erneuerbaren Energien. Die prozentualen Anteile dieser Energieträger zeigt Figur 3.2-7.

In der Elektrizitäts- und Fernwärmeproduktion sind weitere erneuerbare Energien enthalten, die hier nicht ausgewiesen sind. Das erwartete Potenzial von Holz ist in allen Szenarien bis 2035 etwa konstant bei 30 PJ. Auch das erwartete Potenzial von biogenen Abfällen ist über alle Szenarien ungefähr konstant; nur in Szenario IV senkt die allgemeine Abnahme der Wärmenachfrage auch den Versorgungsbeitrag der Abfälle. In den Szenarien I und II erfährt die Solarwärme eine Vervierfachung zwischen 2000 und 2035. In den Szenarien III und IV steigt das erwartete Potenzial der Solarwärme um einen Faktor 14 bzw. 27. Der Beitrag der Umgebungswärme vervierfacht sich bis 2035 in den Szenarien I und II bezüglich 2000, und in den Szenarien III und IV erfolgt eine Verfünffachung. Insgesamt erfolgt in den Szenarien III und IV von 2000 bis 2035 rund eine Verdoppelung der Nachfrage nach erneuerbaren Endenergieträgern.

Figur 3.2-6: **Erwartete Potenziale der Brenn- und Treibstoffe aus erneuerbaren Energien (Endenergie) nach Szenarien, in PJ**



Figur 3.2-7: **Anteile der erneuerbaren Energien an der Brenn- und Treibstoffnachfrage (Endenergie) nach Szenarien, in Prozent**



Die Tabelle 3.2-4 zeigt den prozentualen Anteil der erneuerbaren Energieträger jeweils getrennt an der Brenn- und Treibstoffnachfrage.

Tabelle 3.2-4: **Anteile der erneuerbaren Energieträger an der Brennstoff- bzw. Treibstoffnachfrage, in Prozent**

Szenarien und Jahr	1990	2000	Sz. I 2035	Sz. II 2035	Sz. III 2035	Sz. IV 2035
Anteil erneuerbare Energien an der Brennstoffnachfrage (in %)	10	12	20	21	27	32
Anteil Biotreibstoffe an der Treibstoffnachfrage (in %)	0	0	1	6	10	12

Datenquellen: Prognos AG und Infrac AG

3.3 Nicht erneuerbare Energien

3.3.1 Kernkraftwerke

- **Techniken und Standorte**

Weltweit sind heute vor allem Kernkraftwerke der Generation II in Betrieb. Im Laufe der 90er Jahre wurden die Sicherheitssysteme und Reaktorkonzepte weiter entwickelt. Daraus ging die neue Generation III hervor. Der European Pressurized Water Reactor (EPR), der in Finnland erstmals gebaut und in Frankreich geplant wird, basiert auf dieser Technologie und hat damit in Europa eine führende Stellung. Nach Ansicht der Hersteller hat dieses Konzept eine gegenüber den heutigen Reaktoren geringere Eintrittswahrscheinlichkeit von Unfällen und erlaubt ein besseres Störfallmanagement sowie eine bessere Nutzung der Kernbrennstoffe. Weitere Merkmale des EPR sind die elektrische Leistung von rund 1'600 MW, der Wirkungsgrad von 36 Prozent und die technische Laufzeit von 60 Jahren. Es existieren Studien für eine Kernkraftwerk-Generation IV. Diese sollten eine weiter verbesserte Sicherheit und eine wesentlich höhere Ressourcenausnutzung erlauben. Es ist allerdings davon auszugehen, dass solche Kernkraftwerke nicht vor 2040 in Betrieb gehen.

In den Angebotsvariante A Nuklear (und in der Mixvariante B Nuklear und Fossil-zentral) wird die Stromlücke durch Kernkraftwerke des Typs EPR mit einer Leistung von 1'600 MW geschlossen. Dabei werden durchschnittlich 7'600 Volllaststunden pro Jahr unterstellt. Diese Leistungsklasse ist für schweizerische Verhältnisse sehr gross, was in den ersten Jahren der Laufzeit zu hohen Exportüberschüssen führen kann. Ein ebenfalls fortschrittlicher Reaktortyp mit einer Leistung von 600 MW wurde in den USA zertifiziert (AP600), soll aber in der grösseren Version von 1'000 MW für Europa kommerzialisiert werden. Bedingt durch die grosse Leistung müssen eine gute Einbindung in das Höchstspannungsnetz und Kühlmöglichkeiten gewährleistet sein. Aus diesem Grund eignen sich vor allem die bereits bestehenden Standorte für neue Anlagen.

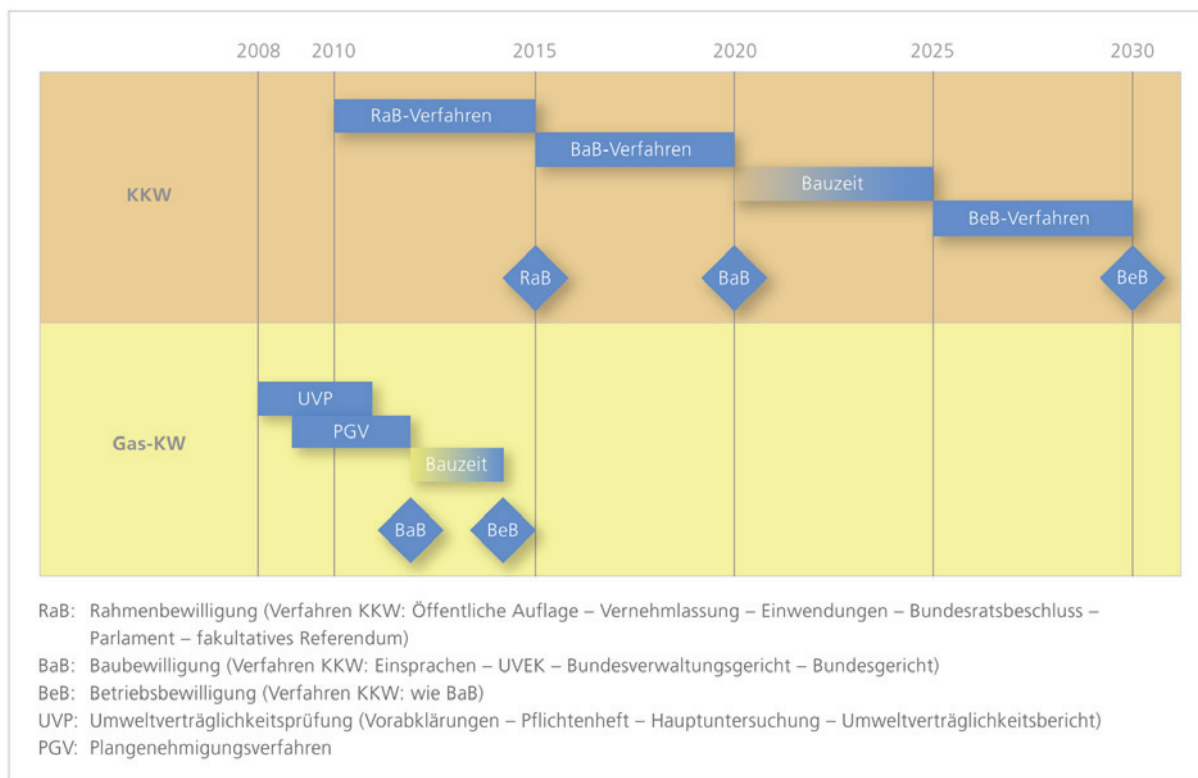
- **Bewilligungsverfahren und Zeitbedarf für Kernkraftwerke**

Das Bewilligungsverfahren nach dem neuen Kernenergiegesetz (KEG) umfasst auf Bundesebene drei Schritte mit Rahmen-, Bau- und Betriebsbewilligungen. Der Gesuchsteller muss für die Rahmenbewilligung unter anderem nachweisen, dass er die radioaktiven Abfälle entsorgt. Die durch den Bundesrat erteilte Rahmenbewilligung ist von der Bundesversammlung zu genehmigen. Gegen diese Bewilligung kann das Referendum ergriffen werden kann. Die Stimmberechtigten haben für den ersten Schritt das letzte Wort.

In der durch das UVEK zu erteilenden Baubewilligung werden auch alle anderen Bewilligungen zusammengefasst (koordiniertes Verfahren). Gegen die Baubewilligung können die Betroffenen und der Standortkanton bis vor Bundesgericht Beschwerde erheben. Dies gilt nach Kernenergiegesetz auch für die nachfolgende Betriebsbewilligung.

Wegen der voraussichtlich langen Planungs- und Bewilligungszeit wird in den Angebotsvarianten mit neuen Kernkraftwerken davon ausgegangen, dass eine neue Anlage im Jahr 2030 ans Netz gehen kann (siehe Figur 3.3-1).

Figur 3.3-1: Für die Perspektiven unterstellter Zeitbedarf zur Inbetriebnahme von Kernkraftwerken und Gaskraftwerken



3.3.2 Gaskraftwerke

- **Techniken und Einsatzmöglichkeiten**

Bei modernen Gaskraftwerken (Kombikraftwerk oder abgekürzt GuD) werden ein Gasturbinen- und ein Dampfturbinenprozess kombiniert. Die heissen Abgase der Gasturbine werden über den Dampfturbinenprozess entspannt. Rund zwei Drittel der elektrischen Leistung entfallen auf die Gasturbine und ein Drittel auf den Dampfprozess. Für den Betrieb der Gasturbine werden gasförmige oder flüssige Brennstoffe wie Erdgas, Biogas oder Heizöl eingesetzt. Für den Betrieb des Brenners im Dampfkessel können auch andere Brennstoffe eingesetzt werden.

Aus der Kombination beider Turbinenarten ergeben sich hohe Wirkungsgrade. Der Spitzenwert bei der Umwandlung der Brennstoffenergie (Erdgas) in Elektrizität liegt heute bei 58.4 Prozent. Es wird erwartet, dass der Wirkungsgrad in den nächsten Jahren noch um einige Prozentpunkte erhöht werden kann. Im Vergleich zu Öl- oder Kohlekraftwerken sind die Gesamtemissionen insgesamt gering. Gaskraftwerke können sehr unterschiedlich betrieben werden. In den Perspektiven werden 6000 Vollbenutzungsstunden und Wirkungsgrade von 58 - 63.5 Prozent (je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme) unterstellt.

Bei neuen Gaskraftwerken ist die Abwärmenutzung erwünscht und gemäss Energiegesetz von der Bewilligungsbehörde zu prüfen. Grosse neue, weiträumige Fernwärmenetze werden aus Kostengründen in den Perspektiven jedoch nicht unterstellt.

Das Projekt Chavalon wird mit 357 MW Leistung im Interesse der Vergleichbarkeit in den Varianten B und C (Schwerpunkt auf dem fossil-zentralen Ausbau) eingerechnet. Die Leistungsgrösse heutiger Anlagen liegt häufig bei rund 400 MW. Künftig wird mit 550 MW gerechnet, was auch in den Perspektiven unterstellt wird.

In den Szenarien III und IV werden erdgasbefeuerte Gaskraftwerke als Übergangsstrategie nicht ausgeschlossen. Allerdings sind die Anforderungen höher. Vorgeschlagen wird für Szenario III die Holz-Zuführung von 110 MW in Anlagen von rund 550 MW Gesamtleistung. Mit dieser Grössenordnung liegen Transportaufwand und -distanz für die Holzbereitstellung sowie die Anlagengrösse in einem vertretbaren Bereich. Für die kombinierte Holz-Erdgas-Nutzung wird Holzgas hergestellt, welches – separat oder zusammen mit Erdgas – eine Gasturbine betreibt und in den gemeinsamen Dampfteil übergeleitet wird. Damit werden höhere Wirkungsgrade und tiefere spezifische Investitionskosten erzielt, als mit kleineren oder „reinen“ Holzkraftwerken. Auf eine mit zusätzlichen Verlusten verbundene

Methanisierung des Holzgases, wie sie bei Einspeisungen in das Erdgasnetz oder bei der Herstellung von Biotreibstoffen nötig ist, kann verzichtet werden. Die Emissionen sind im Vergleich zur dezentralen Holznutzung geringer, da das Rohgas für den Einsatz in der Gasturbine weitgehend gereinigt wird und für grössere Anlagen strengere Emissionsgrenzwerte gelten. Die technische Machbarkeit der Holz-Zufeuerer ist aufgrund von kleinen Demonstrationsprojekten in der Grösse von einigen MW erwiesen. Allerdings wurden bisher noch keine kommerziellen Anlagen in der Grössenordnung von 100 MW realisiert.

- **Standorte**

Für eine Beurteilung der Standortfrage wurde von maximal acht Einheiten zu 550 MW (eine Einheit entspricht rund 90'000 m³/h Erdgas) ausgegangen. Modellrechnungen der Gaswirtschaft für verschiedene Lastfälle zeigen, dass grundsätzlich überall im Bereich des schweizerischen Hochdrucknetzes Standorte für Gaskraftwerke der erwähnten Grösse möglich sind. Eine Ausnahme bilden vorderhand das Bündner Rheintal, das Tessin und der Raum St. Gallen-Bodensee. Bei Kraftwerken von 800 MW wären an einigen dieser Standorte Einschränkungen in Kauf zu nehmen.

Drei mögliche Anlagen in der Westschweiz, darunter die in der Planung fortgeschrittene 357 MW-Anlage von Chavalon, erfordern Investitionen in die Verstärkung der Gasnetze von rund 100 Mio. CHF. Die Projektierung und Bauzeit der Netzverstärkungen werden nach Auffassung der Gaswirtschaft vier bis fünf Jahre in Anspruch nehmen.

Noch wichtiger für die Standortwahl sind die Nähe zum Hochspannungsnetz, die Möglichkeiten der Kühlung mit Kühltürmen, zonenplanerische Aspekte und die Möglichkeiten der Abwärmenutzung. Mit Corneaux, Utzenstorf und Schweizerhalle sind Standorte in Diskussion, bei welchen Voraussetzungen für eine nahe gelegene industrielle Abwärmenutzung bestehen.

- **Bewilligungsverfahren und Zeitbedarf für Gaskraftwerke**

Anlagen mit einer thermischen Leistung von mehr als 100 MW_{th} sind einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterstellt, wobei das kantonale Recht gilt. Diese Abklärung geht dem Baubewilligungsverfahren voran. Erforderlich sind in den meisten Fällen ein kantonales Baubewilligungsverfahren mit öffentlicher Mitwirkung, ein Plangenehmigungsverfahren für die Gaszuleitung sowie ein Plangenehmigungsverfahren für die Hochspannungsleitung. Für die Kühlung mit Flusswasser ist zusätzlich ein kantonales Konzessionsverfahren durchzuführen.

Parallel zu diesen Verfahren müssen Betreibergesellschaft und Bund vertraglich festlegen, welche CO₂-Kompensationsziele und -massnahmen die Betreiberin realisieren muss. Dies und die allenfalls nötigen Anpassungen der CO₂-Gesetzgebung, machen die Planung neuer Anlagen zur Zeit unsicher. Der Neubau eines Gaskraftwerks dauert rund zwei Jahre. Zur Zeit bestehen allerdings Lieferengpässe bei den Ausrüstungsfirmen. Vom Start der Umweltverträglichkeitsprüfung bis zur Erteilung der Betriebsbewilligung verstreichen bis sechs Jahre. (siehe Fig. 3.3-1).

Bei einer Lückenschliessung mit der Angebotsvariante C kann sich der Erdgasimport mehr als verdoppeln. In Szenario I, wird mit sieben Gaskraftwerken gerechnet. Die gesamte Erdgasnachfrage, eingeschlossen Wärme- und Prozessenergie, Umwandlungs- und Verteilverluste, steigt von rund 113 PJ im Jahr 2000 auf 270 PJ im Jahr 2035. In Szenario IV, das sich durch einen tiefen Wärme- und Stromverbrauch kennzeichnet, ist die gesamte Erdgasnachfrage deutlich geringer, und der Kapazitätsausbau beschränkt sich auf drei Gaskraftwerke. Der Anteil der gesamten Erdgasnachfrage am Bruttoenergieverbrauch kann im Fall des Szenarios I und der Variante C maximal von rund 11 auf 25 Prozent im Jahr 2035 steigen.

Tabelle 3.3-1: **Erdgasnachfrage nach Szenarien mit Angebotsvariante C Fossil-zentral, in PJ**

Szenarien und Jahr	2000	I 2035	II 2035	III 2035	IV 2035
Erdgas für Wärme- und Prozessenergie	93	114	107	97	78
Erdgas für Elektrizitätsproduktion, Variante C	20	156	120	85	70
Total	113	270	227	182	148
Bruttoenergieverbrauch total	1'045	1'098	1'054	943	825
Anteil Erdgas am Bruttoenergieverbrauch (in Prozent)	11	25	22	19	18

Datenquelle: Prognos AG

Die erforderlichen Transportkapazitäten und Erdgasmengen an der Grenze zur Schweiz sind für die aufgezeigten Verbrauchszunahmen technisch verfügbar. Sind insbesondere bei Szenario I, Variante C, zusätzliche Netzkapazitäten in den vorgelagerten Transportsystemen im benachbarten Ausland erforderlich, können diese nach Auffassung der Gaswirtschaft während der Vorbereitungs- und Bauphase der Kraftwerke erstellt werden. Dies würde allerdings voraussetzen, dass sich die künftigen Betreiber rechtzeitig mit dem Abschluss von Bezugsverträgen und Netznutzungsrechten verbindlich engagieren.

3.3.3 Wärme-Kraft-Kopplung und Fernwärme

• Techniken und Einsatzmöglichkeiten

Bei Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen wird ein Grossteil der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme für Raumheizung oder für Prozesswärme genutzt. Die Brennstoffausnutzung kann gegenüber Kraftwerken, bei denen die Abwärme weggekühlt werden muss, erheblich gesteigert werden. Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen können mit verschiedenen Techniken der Stromerzeugung in einem weiten Bereich von Leistungsklassen realisiert werden. Aufgrund der Wärmenutzung eignet sie sich für dezentrale Anwendungen, zum Beispiel zum Einsatz in der Industrie und in Wärmenetzen von Siedlungen. Wenn grosse Wärmeabnehmer oder Fernwärmenetze vorhanden sind, kann Wärme auch aus Grosskraftwerken ausgekoppelt werden. In diesem Fall sinkt im Allgemeinen der elektrische Wirkungsgrad der Kraftwerke.

- Motorische Wärme-Kraft-Kopplung (Blockheizkraftwerke, BHKW) sind zumeist gasbefeuert. Die sehr kleinen Leistungsklassen von 1-20 kW eignen sich für Gebäude ohne externe Wärmenetze. Sie werden im Allgemeinen auf die Wärme-Grundlast ausgelegt. Daher ist zusätzlich ein Spitzenkessel für die Wärmeerzeugung nötig. Anlagen von 20-100 kW eignen sich für die Versorgung von grösseren Wohn- und Dienstleistungsobjekten. Höhere Leistungsklassen bis ca. 5 MW kommen für industrielle Anwendungen oder Stadtteile mit grossen Wärmeabnehmern oder Wärmenetzen in Frage. BHKW können neben Treibstoffen und Erdgas auch mit gereinigtem Bio- und Klärgas betrieben werden.
- Gasturbinen mit gekoppelter Erzeugung haben eine Leistung von ca. 1 MW bis zur Kraftwerksgrösse von mehreren 100 MW. Seit einigen Jahren werden Konzepte zur Verkleinerung der Gasturbinen mit Leistungen bis hinunter zu ca. 100 kW verfolgt (Mikro-Gasturbinen). Aufgrund ihrer flexiblen Regelbarkeit können Gasturbinen als Spitzenstromerzeuger, zum Beispiel in der Industrie, eingesetzt werden. Ab 10 MW eignen sich Gaskraftwerke (reine Gasturbinen und Kombikraftwerke) zum Betrieb mittlerer Fernwärmenetze, ab ca. 30 MW können grosse Fernwärmenetze beheizt werden. In diesen Fällen wird der produzierte Strom meist direkt in das Elektrizitätsnetz eingespiessen.
- Brennstoffzellen wird von einigen Fachpersonen ein grosses Potenzial zugeschrieben. Insbesondere werden sie als Schlüsseltechnologie für eine Umstellung auf ein System betrachtet, das auf möglichst kohlenstofffrei produziertem Wasserstoff als Energieträger basiert. Es werden hohe Stromwirkungsgrade erwartet, da die Brennstoffzelle direkt über elektrochemische Prozesse Elektrizität produziert. Für den Zeithorizont der Energieperspektiven wird selbst für das Szenario IV nicht mit einem nennenswerten Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur gerechnet. Diese Einschätzung wird von den Experten der Delphi-Umfrage gestützt. In den Szenarien wird als Brennstoff für Brennstoffzellen zunächst Erdgas oder Methanol unterstellt.

Feldversuche mit Klein-Brennstoffzellen für den Haushaltsbetrieb haben gezeigt, dass innerhalb der nächsten zwanzig Jahre nur unter sehr günstigen Bedingungen mit einer serienmässigen Einführung zu rechnen ist.

• Erwartete Potenziale

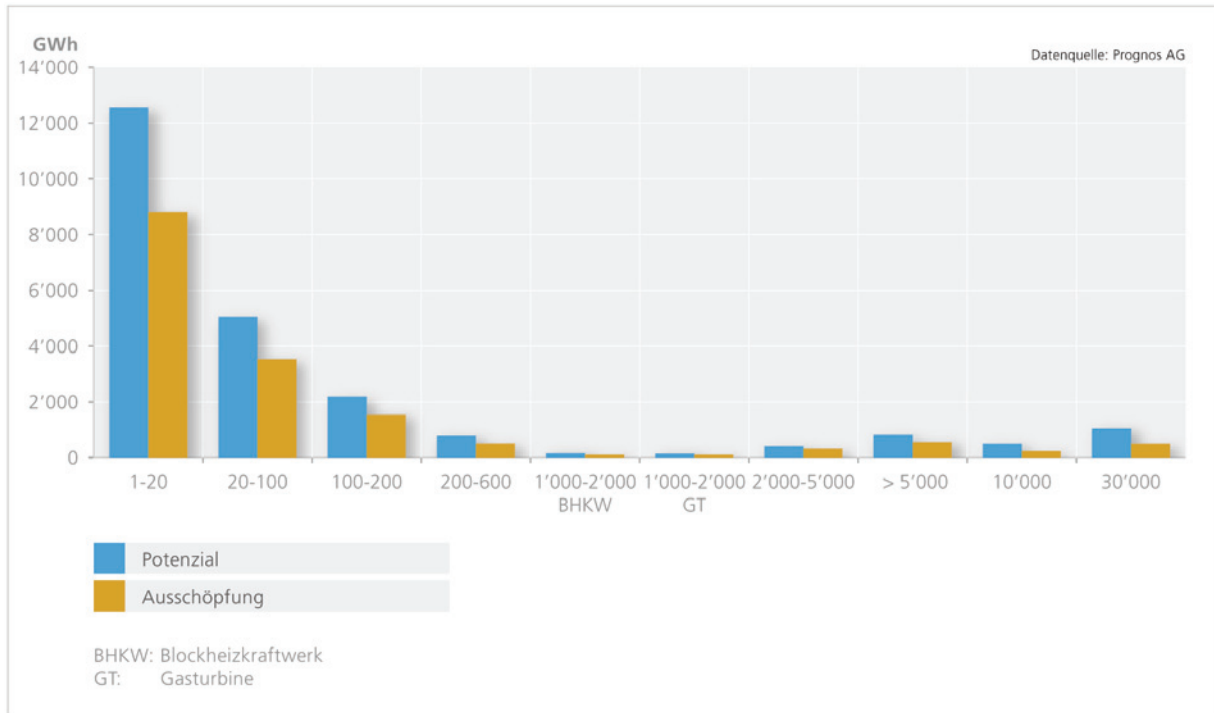
Die absetzbare Wärme ist – neben der Wirtschaftlichkeit – der wesentliche begrenzende Faktor beim Einsatz von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen. Da die Wärmenachfrage in allen Szenarien im Laufe der Zeit zurückgeht, ist sie der limitierende Faktor für den Einsatz der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in den Szenarien. Die unterstellten zehn Typen und Grössenklassen der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen werden den Wohnbauten, Fernwärmesystemen oder Betriebsstätten so zugeordnet, dass eine günstige Benutzungsdauer der Anlagen resultiert. Energiewirtschaftlich sind die Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen interessant, weil sie aufgrund des Wärmeabsatzes vor allem im Winter im Volllastbetrieb laufen und daher einen Beitrag zur erhöhten Elektrizitäts-Grundlast leisten.

Die kleinen Anlagen für die Einzelobjektversorgung sind jedoch heute nur wettbewerbsfähig, wenn sie hohe Volllaststundenzahlen aufweisen und wenn der produzierte Strom den Bezug aus dem Elektrizitätsnetz ersetzt. Die Schwierigkeit, die Rentabilität zu erreichen, liegt neben den hohen Anlagekosten darin, dass der Brennstoff meistens zu Haushaltskonditionen zu beziehen ist und keine günstige Regelung für die Einspeisung des erzeugten Stroms ins Netz existiert. Die spezifischen Anlagenkosten und die Bezugskonditionen für den Brennstoff sind in den grösseren Leistungsklassen deutlich günstiger.

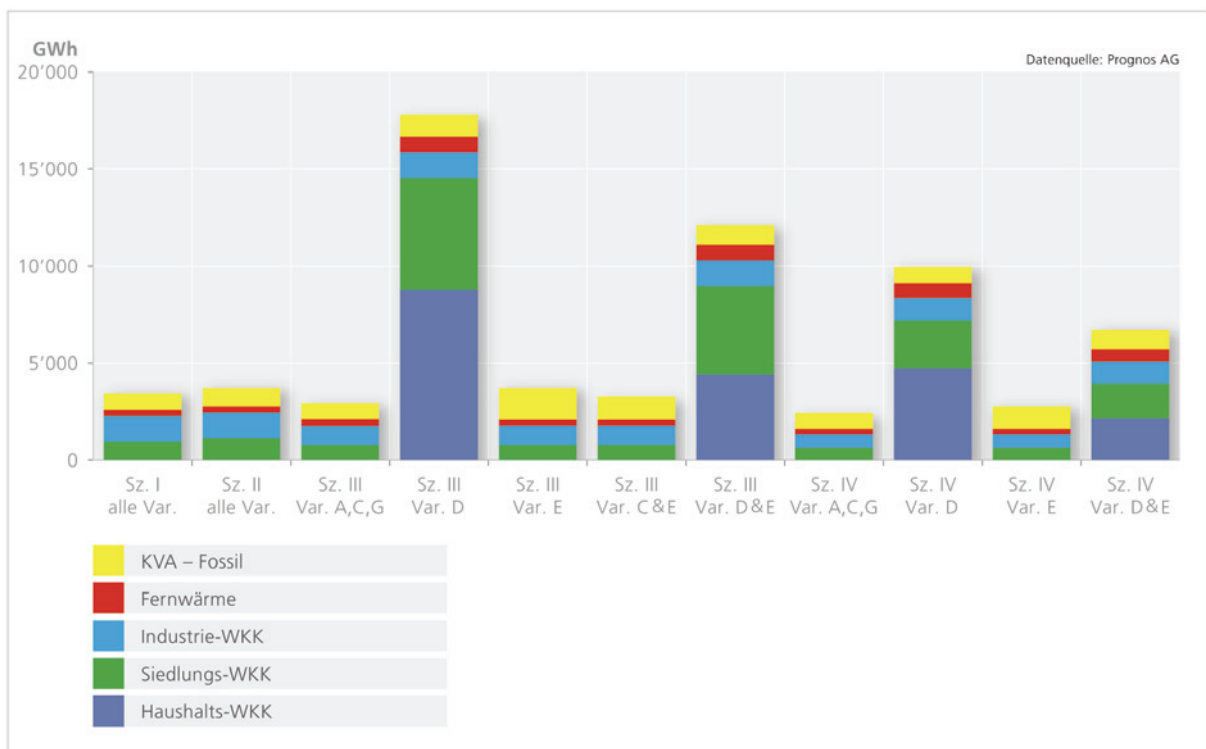
In den Energieperspektiven wird der Brennstoffeinsatz für die Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen als Input der Elektrizitätserzeugung verbucht. Da durch die gekoppelt produzierte Wärme konventionell produzierte Wärme eingespart wird, wird diese ebenfalls dem Umwandlungssektor gut geschrieben. Beim Input für die Stromerzeugung taucht somit eine saldierte Grösse auf:

- In Szenario I werden keine neuen Förderinstrumente für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen unterstellt. Ein moderater Ausbau ist in geeigneten Anwendungsfällen auch ohne zusätzliche Förderung zu erwarten, vor allem mit der industriellen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen sowie mit BHKW der Grössenklassen 50-500 kW in Sportanlagen, Spitälern, Dienstleistungsgebäuden und Nahwärmenetzen. Die Stromausbeute aus Kehrlichtverbrennungsanlagen bleibt stabil. Dies führt insgesamt zu einer zusätzlichen Stromproduktion von gut 3.3 TWh im Jahr 2035 und ist in allen Stromangebotsvarianten des Szenarios I gleich.
- In Szenario II wird davon ausgegangen, dass im Rahmen der verstärkten Zusammenarbeit zwischen Elektrizitätswirtschaft und Wirtschaft die vorhandenen wirtschaftlichen Potenziale stärker ausgeschöpft werden. In allen Angebotsvarianten kommt es hier zu einem Ausbau von bis zu 3.7 TWh in 2035. Ein weitgehender Ausbau würde Förderinstrumente voraussetzen, die mit den Politikvarianten des Szenarios II (und I) nicht zu vereinbaren sind.
- In Szenario III wird der Ausbau unterschiedlich behandelt: In den Varianten A, C und G erfolgt, wie in den Szenarien I und II, ein autonomer Ausbau. Aufgrund des in diesem Szenario verringerten Wärmebedarfs der Gebäude wird eine Elektrizitätsproduktion aus Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen von bis zu 2.9 TWh in 2035 erreicht. Mit der Variante D lässt sich die Stromlücke im Winter und im Sommer mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen schliessen (Figur 3.3-2). Die technischen Potenziale müssen nicht vollständig ausgeschöpft werden, um dieses Ziel zu erreichen. Der Ausbau muss allerdings bereits frühzeitig in grossem Umfang erfolgen, um die 2018 sprunghaft auftretende Lücke rechtzeitig ausfüllen zu können. Aus diesem Grund ist zeitweilig auch mit Exportüberschüssen zu rechnen. Ein grosser Teil der Anlagen muss in kleinen Leistungsklassen (Figur 3.3-3) realisiert werden. Dies führt zu vergleichsweise höheren Gesamtkosten dieser Lösung. Vorausgesetzt wird eine verstärkte Förderung die Entlastung von der Lenkungsabgabe, Einspeisetarife und Verträge mit den Energieversorgungsunternehmen über den Zugriff auf die Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Leistung. Ferner braucht es eine funktionierende Infrastruktur für Beratung, Installation, Finanzierung, Wartung sowie Betreibermodelle. Für Szenario III ist auch eine Mix-Variante D & E sinnvoll, die die dezentrale fossile Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Erzeugung mit der dezentralen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien verbindet. Bei dieser Strategie werden in beiden Bereichen die jeweils kostengünstigsten Potenziale erschlossen, so dass sich der Anteil der teuren Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen verringert.
- In Szenario IV werden, wie in Szenario III, in den Varianten A, C und G Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen im Rahmen eines autonomen Zubaus eingesetzt. Aufgrund der in Szenario IV gegenüber Szenario III weiter sinkenden spezifischen Wärmebedarfe entfallen auf den Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Strom in 2035 nur noch gut 2.4 TWh. Mit Variante D haben die kleinen Leistungsklassen ebenfalls einen hohen Anteil an der Lückenschliessung, dieser ist jedoch deutlich geringer als in Szenario III.

Figur 3.3-2: **Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Potenziale in Szenario III und ihre Ausschöpfung mit Variante D Jahr 2035, in GWh**



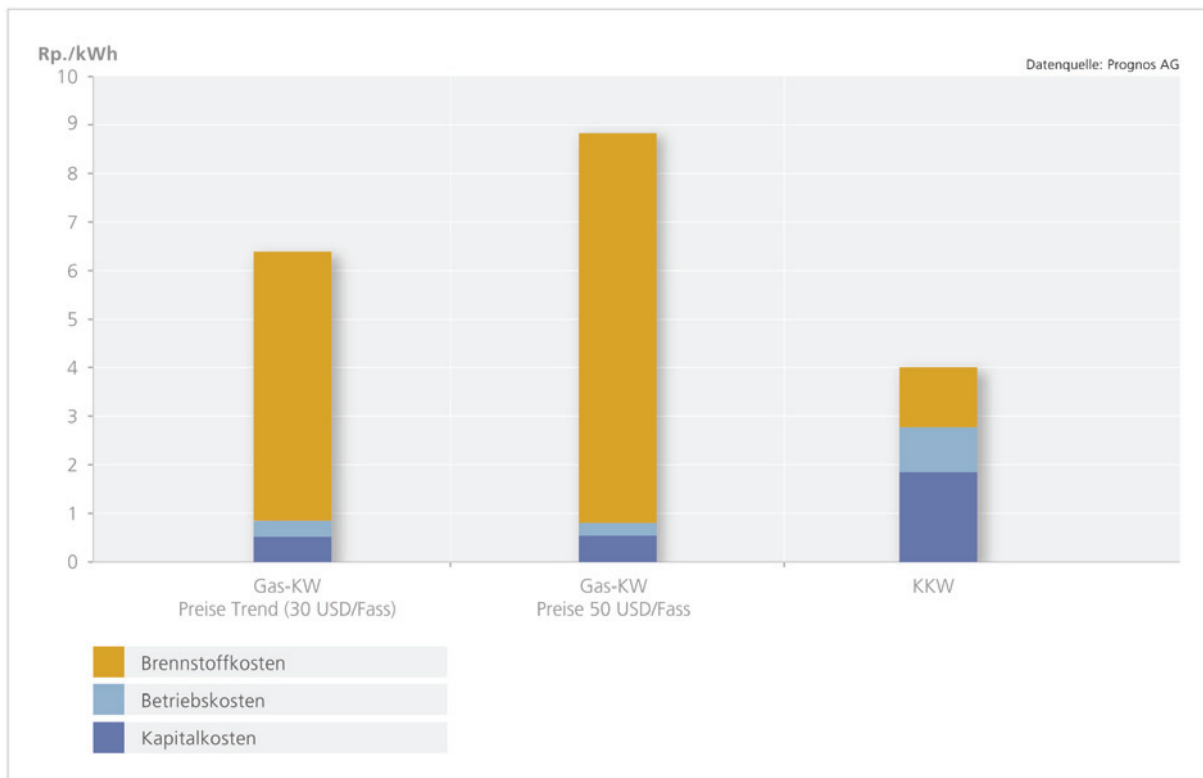
Figur 3.3-3: **Erwartete Potenziale der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, nach Szenarien und Varianten, in GWh**



3.3.4 Kosten der Elektrizitätsproduktion aus Kernkraftwerken, Gaskraftwerken und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

Die Stromgestehungskosten für Kernkraftwerke und Gaskraftwerke setzen sich sehr unterschiedlich zusammen (siehe Figur 3.3-4). Bei den Kernkraftwerken dominieren die Kapital-, bei den Gaskraftwerken die Brennstoffkosten.

Figur 3.3-4: Vergleich der Stromgestehungskosten von neuen Kern- und Gaskraftwerken



Kernkraftwerke benötigen lange Laufzeiten und hohe Volllaststunden, das heisst eine gesicherte Abnahme der Grundlast, um dauerhaft kostengünstig zu produzieren. Die Investitionskosten neuer Kernkraftwerke sind unsicher, und aufgrund der langen Vorlaufzeiten besteht ein Planungsrisiko. Andere Kostenrisiken sind wesentlich geringer: Eine ungeplante Erhöhung der Entsorgungskosten wirkt sich wenig bis mittel auf die Stromgestehungskosten aus. Erhöhte Anforderungen an die Stilllegung und Nachrüstung während der Laufzeit wirken sich nur geringfügig aus.

Bei Gaskraftwerken schlägt die Volatilität von Gaspreisen auf die Stromgestehungskosten durch. Sie sind aber dem Preisrisiko nicht zwangsläufig ausgeliefert. Dieses hängt davon ab, ob und in welchem Mass steigende Erdgaspreise und CO₂-Minderungskosten auf den Strommarktpreis überwältigt werden können. Bei steigenden Strommarktpreisen können auch neue Gaskraftwerke dank kurzer Planungs- und Bauzeit sowie der relativ kleinen Leistungsgrösse (von 100-600 MW) gewinnbringend arbeiten. Je nach Erdgas- oder Strommarktlage können sie das Erdgas weiter verkaufen oder im Spitzenlastbetrieb und im Winter hochpreisigen Strom anbieten. Wie bei Kernkraftwerken sind möglichst lange Laufzeiten gewinnbringend. Mit reiner Grundlastproduktion und den dabei zu erzielenden Preisen werden jedoch die grundsätzlich höheren Stromgestehungskosten kaum finanziert werden können. Tabelle 3.3-2 fasst die unterschiedlichen Einflüsse zusammen.

Tabelle 3.3-2: **Einflüsse auf die Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken und Gaskraftwerken**

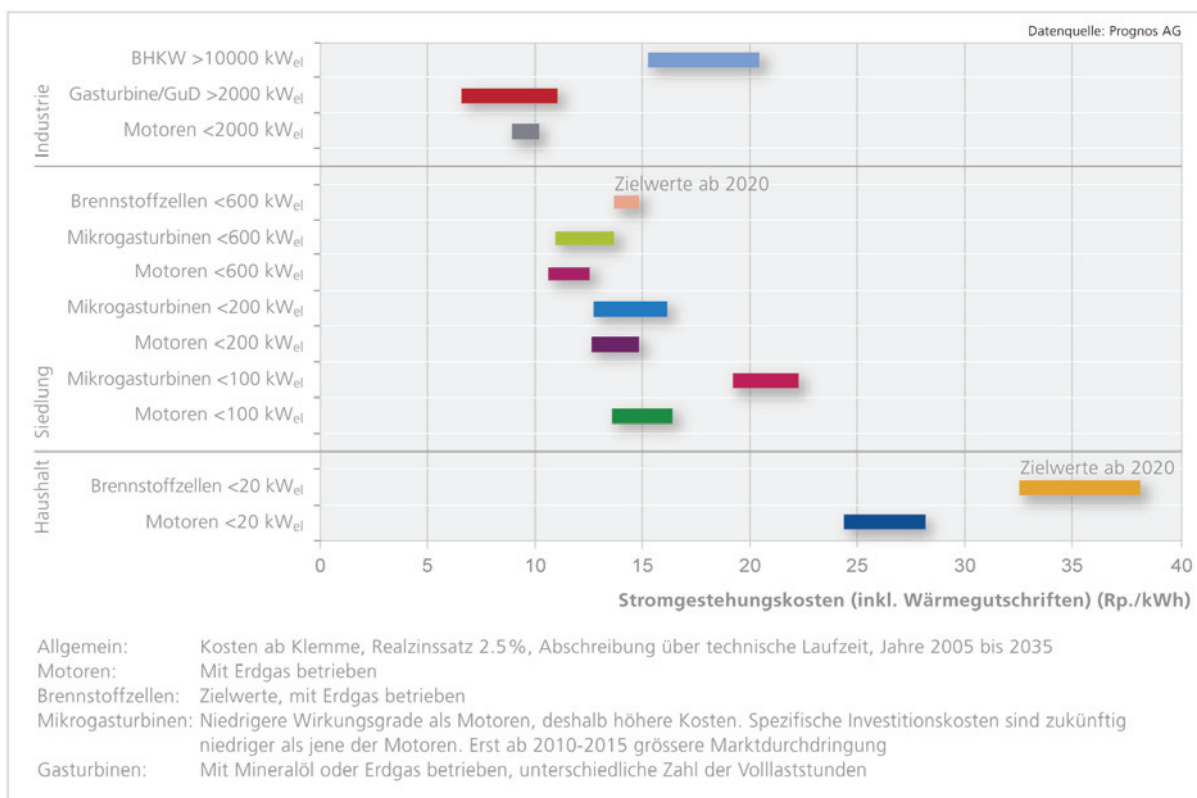
	Kernkraftwerke	Gaskraftwerke
Zinssatz	mittel	gering
Lebensdauer	hoch	mittel
Volllaststunden	hoch	mittel
Investitionskosten	hoch	gering
Stilllegungs- und Nachrüstungskosten	gering	-
Brennstoffkosten	mittel (Urankosten: gering)	sehr hoch (CO ₂ -Kosten: mittel)

Datenquelle: Prognos AG

• **Kosten der fossil betriebenen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen**

Die Leistungsklassen und Einsatzbereiche, und dementsprechend auch die Gestehungskosten, streuen stark. Die in den Perspektiven für die wichtigsten Anlagentypen verwendeten Bandbreiten sind in Figur 3.3-5 abgebildet. Die Gestehungskosten werden methodisch wie jene der übrigen Techniken berechnet und berücksichtigen neben den Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten, auch die Wärmegutschriften. Diese beinhalten zumeist die vermiedenen Brennstoffkosten der konventionellen Wärmeerzeugung, da im Allgemeinen wegen der Auslegung der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen auf den Wärme-Grundlastbedarf nicht auf konventionelle Spitzenkessel verzichtet werden kann. Die Kosten der Wärmeverteilung sind hier ausgeschlossen, da diese zum Wärmesystem gehören, das auch bei ungekoppelten Systemen nötig ist. Die Stromgestehungskosten sind von zahlreichen Einflussgrößen abhängig, die in den Szenarien soweit möglich berücksichtigt werden. Zu erwähnen sind die unterschiedlichen Konditionen für die Inputenergie und den Überschussstrom sowie die technischen Optimierungsmöglichkeiten (Priorisierung der Strom- oder der Wärmeproduktion, grössere Anlage mit tiefer Zahl der Vollbenutzungsstunden oder kleinere Anlage mit hoher Stundenzahl).

Figur 3.3-5: **Mittlere Stromgestehungskosten der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen 2005-2035, in Rp. pro kWh**



3.4 Elektrizitätsangebot

3.4.1 Stromlücke

Das heutige Angebot besteht aus einem Teil Grundlastenergie aus Laufwasserkraftwerken, Kernkraftwerken und Bezugsrechten in Frankreich, die den Grundbedarf rund um die Uhr abdeckt. Hinzu kommt die Spitzenenergie, die heute in der Schweiz durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt wird. Während die Produktion von Kernenergie und die Importe aus Frankreich auf Jahresbasis weitgehend konstant sind, unterliegt die Laufwasserkraft grossen klimabedingten Schwankungen, die bis zu 5 TWh pro Jahr ausmachen. Diese Schwankungen werden in der Darstellung der elektrischen Arbeit (kWh) und der Stromlücke nicht berücksichtigt – es wird von der durchschnittlichen Produktionserwartung ausgegangen.

Figur 3.4-1 zeigt das Angebot, welches mit dem Ende der Laufzeiten der 2005 bestehenden Anlagen und dem Wegfall von Bezugsrechten stufenweise sinkt. Erfolgt zwischen 2005 und 2035 kein Kapazitätsausbau, öffnet sich ab den Winterhalbjahren 2018 bis 2020 eine Stromlücke. Sie beträgt im hydrologischen Jahr 2035 mit der Rahmenentwicklung Trend zwischen 5.0 TWh in Szenario IV und 22.3 TWh in Szenario I (siehe Tabelle 3.4-1). Die damit verbundene Grundlastlücke beträgt rund 3'500 bis 3'800 MW. Der Zeitpunkt des Eintritts der Lücke wird durch die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage wenig beeinflusst, da diese in allen Szenarien zunächst noch ansteigt. Hingegen ist der Bedarf an neuen Produktionskapazitäten langfristig in Szenario I wesentlich grösser als in Szenario IV.

Figur 3.4-1: **Stromlücken im durchschnittlichen Winterhalbjahr, in TWh, Rahmenentwicklung Trend**

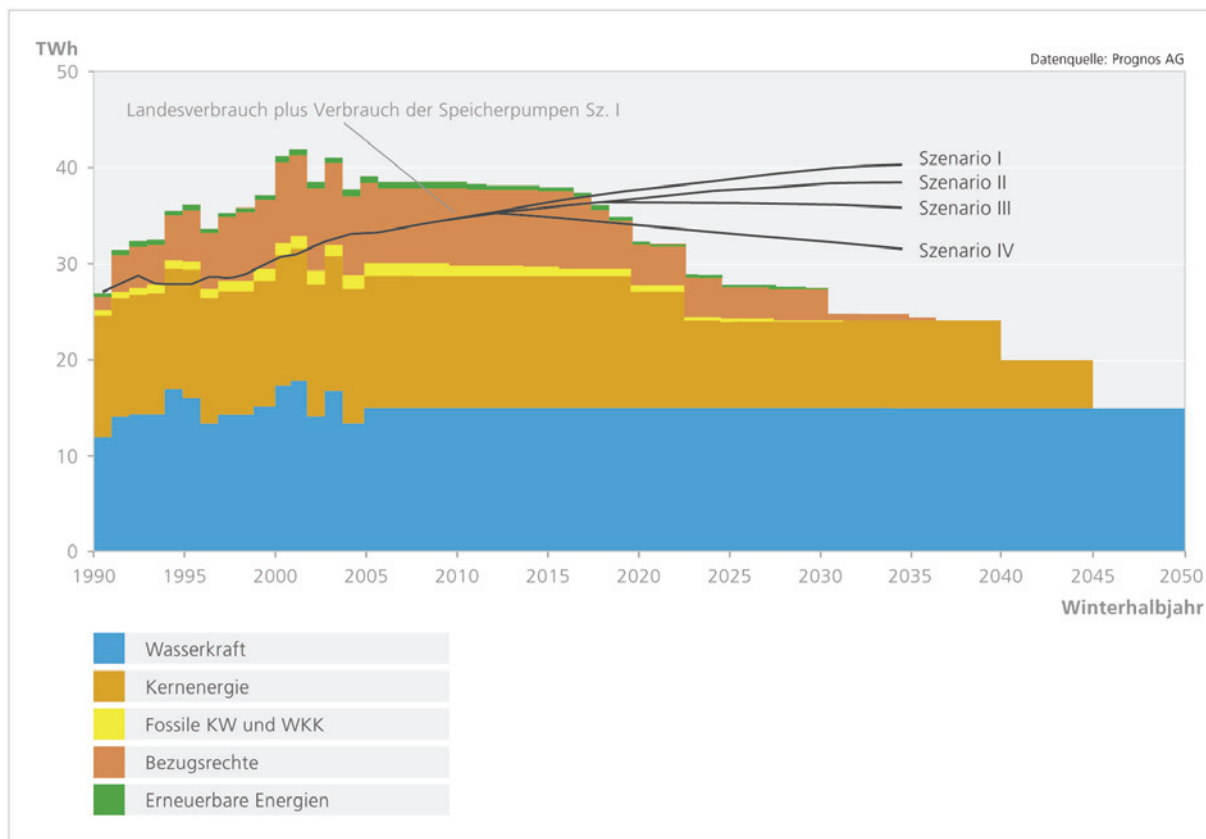


Tabelle 3.4-1: **Stromlücke nach Szenarien im Jahr 2035 in TWh und in Prozent des jeweiligen Landesverbrauchs (LV)**

Szenarien	Jahr TWh	Winter TWh	Sommer TWh	Anteil LV in %
I	22.3	16.1	6.1	31
II	18.6	14.1	4.5	27
III	13.5	11.3	2.2	21
IV	5.0	6.6	-1.7	9

Datenquelle: Prognos AG

3.4.2 Angebotsvarianten

Die Varianten der Lückenschliessung A bis G (Definitionen siehe Abschnitt 2.2) unterschieden sich nach Technologie- und Politikpfaden. In den Varianten A, B, C und G wird für die erneuerbaren Energien (inklusive Gross- und Klein-Wasserkraftwerke und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen) ein kleiner autonomer, im Wesentlichen durch Marktkräfte und bestehende Förderinstrumente ausgelöster, Kapazitätsausbau unterstellt. Untersucht wird die Zeit bis 2035 – für die Zeit danach stellt sich erneut die Frage der Lückenschliessung. Ein Ausblick über 2035 hinaus zeigt, dass die grossen Anlagen in den Varianten A bis C längere Ersatzzyklen aufweisen als die dezentralen Varianten D und E. Andererseits kann in den Varianten D und E, mit den rascheren Ersatzzyklen auch von technischen Fortschritten schneller profitiert werden.

- **Angebotsvariante A: Nuklear**

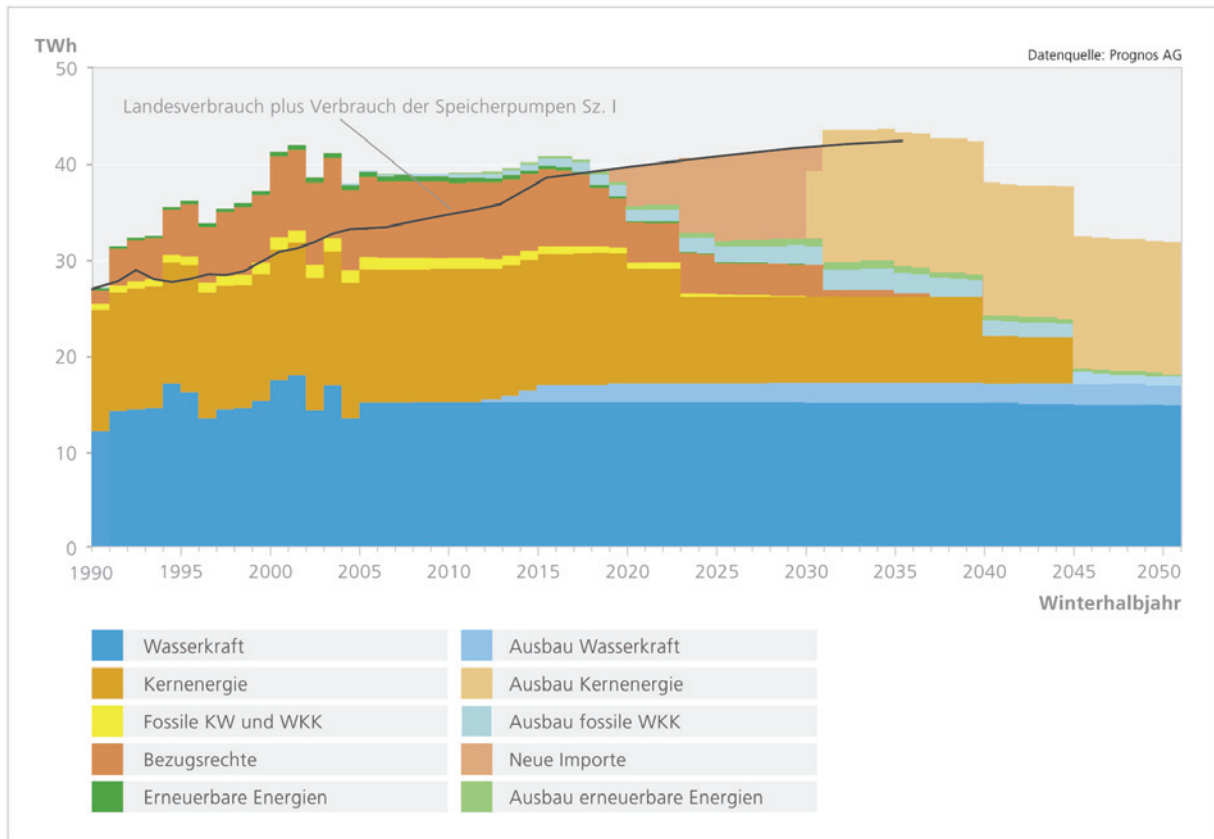
In der Angebotsvariante A wird unterstellt, dass neue Kernkraftwerke zugebaut werden und dass zwischen 2018 und 2030 die Lückenschliessung durch Importe möglich ist. Letzteres ist wegen den voraussichtlich langen Planungs- und Entscheidungsprozessen für neue Kernkraftwerke nötig. In der Variante A (sowie in den Varianten D, E, F und G) werden im Interesse der Vergleichbarkeit keine Gaskraftwerke unterstellt.

In Szenario I gehen in den Jahren 2030/31 zwei Kernkraftwerke in Betrieb, was anschliessend für rund zehn Jahre eine nachfragegerechte Lückenschliessung erlaubt (Figur 3.4-2). Der Importbedarf steigt in Szenario I im Maximum auf 14.5 TWh (Jahr 2029). Nach der Inbetriebnahme der Kernkraftwerke ergeben sich vorübergehend Exportüberschüsse; im Jahr 2035 sind es noch 6.7 TWh.

Auch in Szenario II sind trotz geringerer Nachfrage und der verstärkten Förderung der erneuerbaren Energien zwei Kernkraftwerke nötig. Als Folge der Kapazitätssprünge ist hier vorübergehend mit erhöhten Exporten zu rechnen. Der autonome Zubau der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen fällt in Szenario II durch verstärkte Zusammenarbeit zwischen EVU und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Betreibern geringfügig höher aus als in Szenario I.

In den Szenarien III und IV reicht, dank der langfristig tieferen Nachfrage, für die Lückenschliessung ein Kernkraftwerk knapp aus. In Szenario III sind allerdings bereits ein Jahr später in geringem Masse wieder Importe nötig. Da in diesen Szenarien auch die Wärmenachfrage sinkt, fällt der autonome Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen kleiner aus als in den Szenarien I und II.

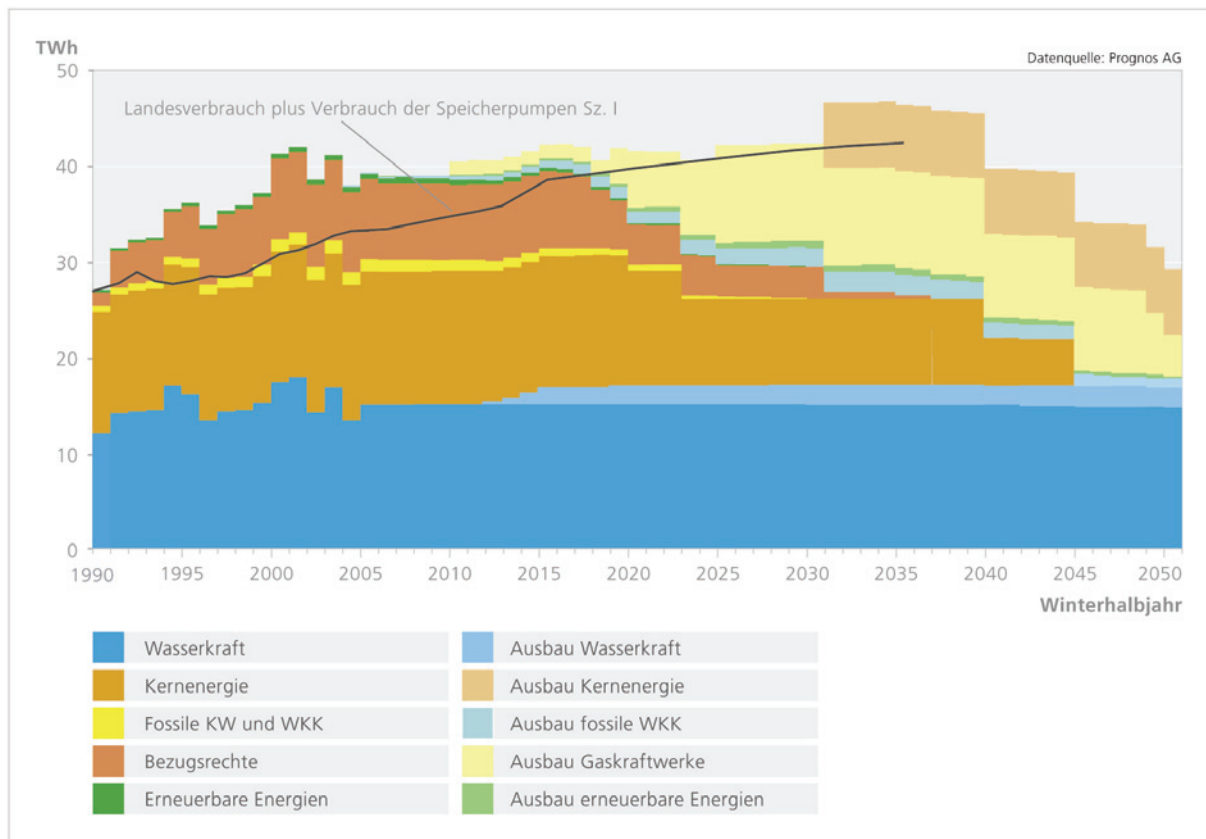
Figur 3.4-2 **Lückenschliessung mit Angebotsvariante A, Szenario I, Winterhalbjahr, in TWh**



- **Angebotsvariante B: Nuklear und fossil-zentral**

Im Gegensatz zur Angebotsvariante A erfolgt die Bedarfsdeckung bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks nicht mit Importen, sondern mit Gaskraftwerken, wobei das Projekt in Chavalon als erste Einheit in Rechnung gestellt wird. Diese Variante eignet sich nicht für die Szenarien III und IV, da bei einer tieferen Nachfrage, als Folge der langen Erneuerungszyklen von Grosskraftwerken, die Lückenschliessung nur mit einer der beiden Technologien erfolgen kann. In Szenario I (siehe Figur 3.4-3) werden bis ins Jahr 2030 inklusive Chavalon fünf Gaskraftwerke benötigt während in Szenario II drei Anlagen reichen. Der Minderbedarf ist auf die geringere Nachfrage und die Förderung der Produktion aus erneuerbaren Energien in Szenario II zurückzuführen. Durch die Inbetriebnahme des Kernkraftwerks im Jahre 2031 resultiert in beiden Szenarien ein vorübergehender Exportüberschuss von rund 11 TWh. In der Praxis würde der Einsatz der Gaskraftwerke je nach Strompreisen erfolgen, so dass der Exportsaldo auch kleiner sein könnte.

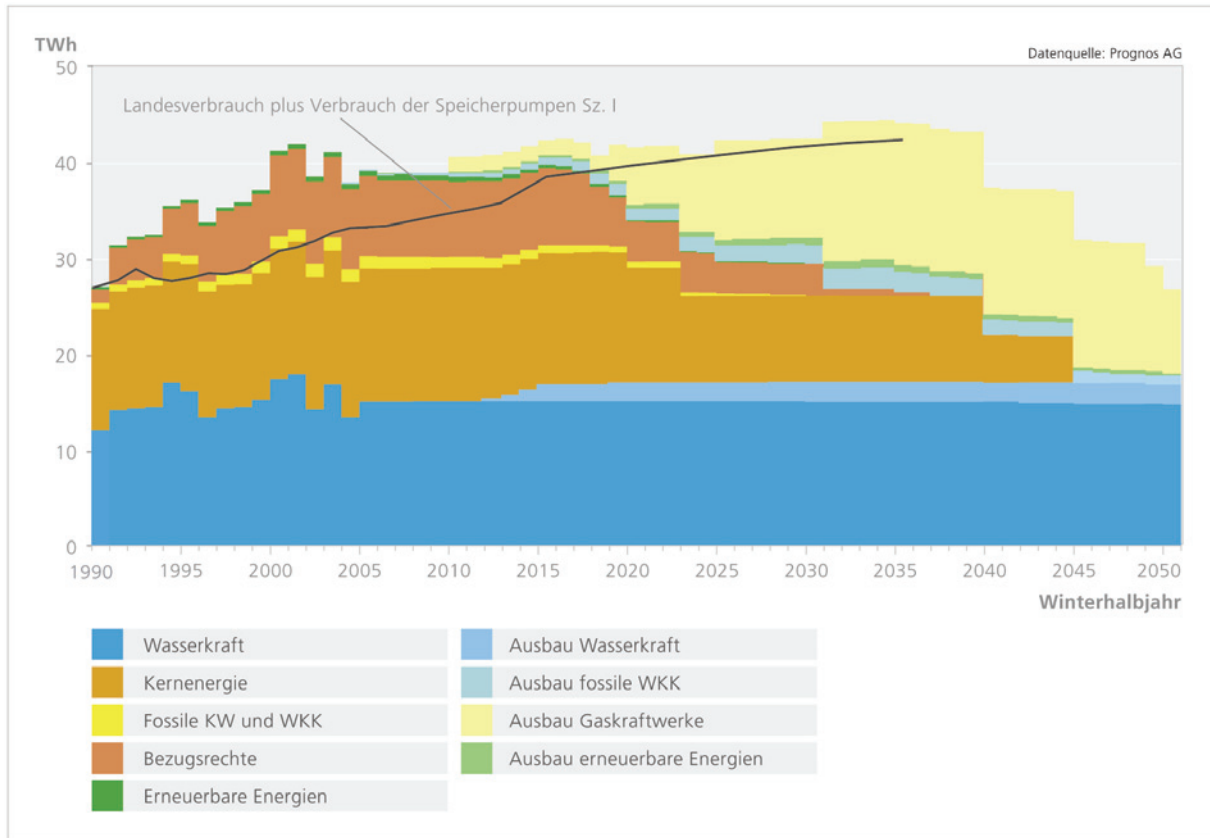
Figur 3.4-3 **Lückenschliessung mit Angebotsvariante B, Szenario I, Winterhalbjahr, in TWh**



- **Angebotsvariante C: Fossil-zentral**

Diese Angebotsvariante setzt voraus, dass die gesamte Lückenschliessung durch Gaskraftwerke erfolgt. Die Anzahl benötigter Einheiten schwankt zwischen sieben in Szenario I (siehe Figur 3.4-4) und drei in Szenario IV, jeweils inklusive Chavalon. Bei dieser Variante kann die Lückenschliessung weitgehend nachfragegerecht erfolgen.

Figur 3.4-4: **Lückenschliessung mit Angebotsvariante C, Szenario I, Winterhalbjahr, in TWh**



- **Angebotsvariante D: Fossil-dezentral (nicht abgebildet)**

Als Übergang zu einer dezentralen Versorgung mit erneuerbaren Energien erfolgt in den Szenarien III und IV die Lückenschliessung mit fossil betriebenen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen. In geringem Mass kommen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen zum Einsatz, die erneuerbare Energien nutzen (vor allem Biogas). Zum Einsatz gelangt bekannte Technik, wie Blockheizkraftwerke und Gasturbinen. Die Auslegung der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen erfolgt nach der Wärmenachfrage. Um die Lücke ganz zu füllen, sind jedoch auch Anlagen der kleineren Leistungsklassen mit entsprechend höheren Gesteungskosten erforderlich. Der Zubau der Anlagen erfolgt nicht ab dem Zeitpunkt, zu dem die Deckungslücke eintritt, sondern weit früher und kontinuierlich, sodass (abhängig von den Investitionszyklen der Wärmesysteme) auch Variante D zu vorübergehenden Exportüberschüssen führen kann.

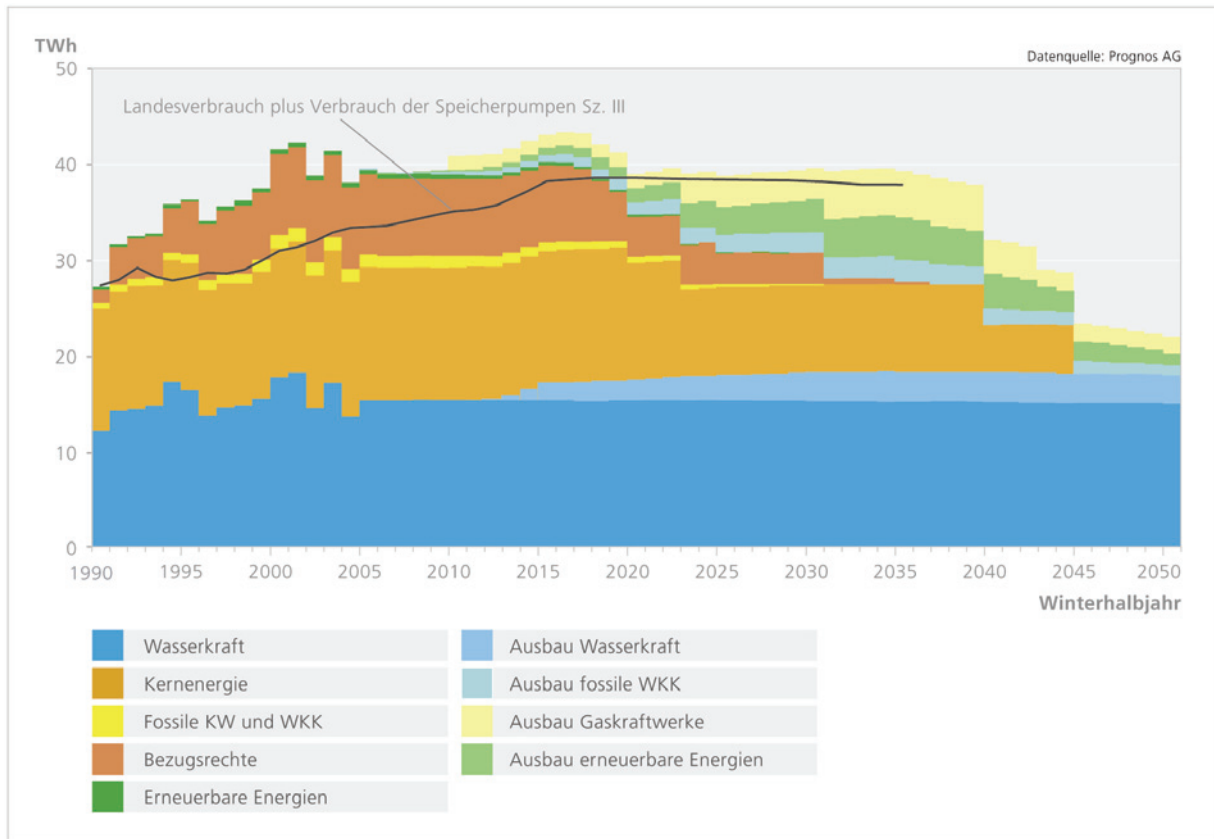
- **Angebotsvariante E: Erneuerbare Energien (nicht abgebildet)**

Für die Szenarien III und IV werden dank reduzierter Nachfrage weitgehende Lückenfüllungen mit erneuerbaren Energien in Betracht gezogen. Dabei werden in Szenario III zusätzlich rund 16.5 TWh und in Szenario IV 10.3 TWh erneuerbare Energien benötigt. Vor allem in Szenario III kann kaum auf neue Grosswasserkraftwerke verzichtet werden. Die Lückenschliessung nur mit erneuerbaren Energien ist mit technischen Unsicherheiten verbunden, denn insbesondere die Stromproduktion aus Geothermie müsste ab dem Jahr 2020 ausgereift sein und in grossem Massstab zur Verfügung stehen. Eine weitere Alternative ist ein massiver Einsatz von Photovoltaik, was die Kosten der Lückenschliessung erhöhen würde. In Szenario IV ist der Zubau der Grosswasserkraftwerke deutlich geringer, weil der Umbau und die Erneuerung bestehender Anlagen ausreichen, bzw. die Stromnachfrage kleiner ist.

- **Mixvariante C & E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien**

Als Mixvariante wird in Szenario III eine Kombination aus Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien in Betracht gezogen. Für die Stromerzeugung wird nebst Chavalon eine integrierte Zufeuerung von 20 Prozent Holzgas in den noch benötigten zwei Gaskraftwerken unterstellt. Bis in das Jahr 2035 müssen dann zusätzlich 8.1 TWh erneuerbare Energien am Netz sein (siehe Figur 3.4-5). Die Ausschöpfung von teuren Potenzialen ist weniger ausgeprägt als in Variante E.

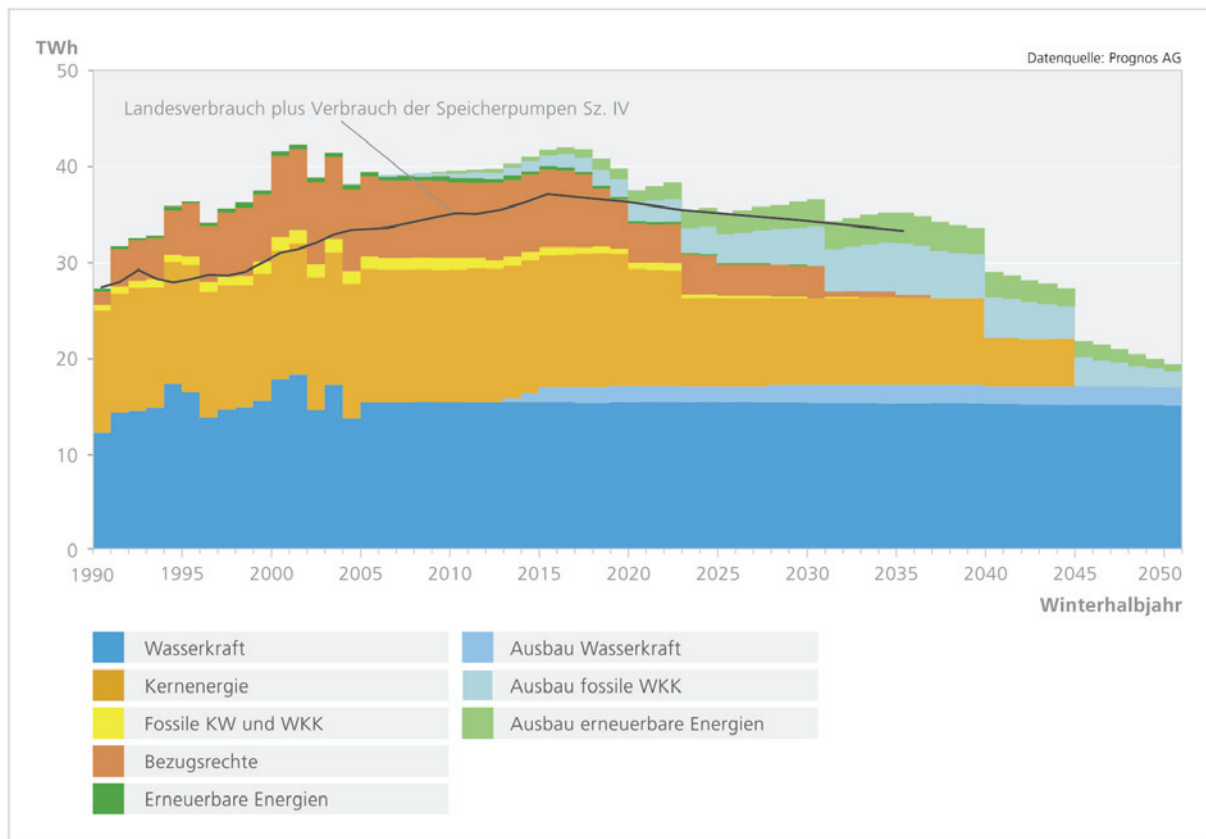
Figur 3.4-5: **Lückenschliessung mit Mixvariante C & E, Szenario III, Winterhalbjahr, in TWh**



- **Mixvariante D & E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien**

Da die Varianten D und E in den Szenarien III und IV zwar technisch machbar sind, aber an die Grenzen der Potenziale stossen (Variante D) beziehungsweise mit Unsicherheiten über Technologieentwicklungen insbesondere bei der Geothermie verbunden sind (Variante E), ist als Mixvariante in den Szenarien III und IV eine Kombination von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und erneuerbaren Energien sinnvoll. Damit kann der Zubau teurer Klein-Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Potenziale sowie Grosswasserkraftwerke oder Geothermie reduziert werden. In Szenario IV werden ab 2025 aus Geothermie nur noch 0.5 TWh erwartet. In Szenario III werden 12.1 TWh fossile Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und insgesamt 9.6 TWh erneuerbare Energien benötigt, in Szenario IV sind es noch 7.6 TWh bzw. 6.2 TWh (siehe Figur 3.4-6).

Figur 3.4-6: Lückenschliessung mit Mixvariante D & E, Szenario IV, Winterhalbjahr, in TWh



- **Angebotsvariante G: Import**

In der Angebotsvariante G erfolgt die Lückenschliessung durch Importe. In Szenario I beträgt der Ausbaubedarf 20 TWh und übersteigt damit die heutigen Bezugsverträge (siehe Figur 3.4-7). Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass sich schweizerische Akteure an ausländischen Kernkraftwerken, Gaskraftwerken oder Kraftwerkparcs beteiligen. In den letzten Jahren sind Vorhaben für Beteiligungen schweizerischer Elektrizitätsunternehmen an Gaskraftwerken im Ausland bekannt geworden. In einem offenen Markt dienen solche Beteiligungen aber primär dem Stromhandel im dortigen Markt und nicht dem Import in die Schweiz. Langfristige Bezugsverträge sind auch in einem geöffneten Markt möglich, müssen aber zeitlich limitiert sein und dürfen nicht die ganzen Netzkapazitäten blockieren. Im Rahmen der EU-Regelungen sind solche Verträge deshalb meldepflichtig. Es ist davon auszugehen, dass neue, langfristige Bezugsverträge oder Beteiligungen nur zu (langfristigen) Grenzkostenpreisen möglich sind. Massgeblich für die Preisbildung sind im betrachteten Zeithorizont mit grosser Wahrscheinlichkeit die Gaskraftwerke, inklusive Zuschlag für die CO₂-Verminderung. Bezüglich der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten bestehen Unsicherheiten über die physische Verfügbarkeit und die Kosten der Netzbenutzung. Im Unterschied zu früheren Bezugsverträgen und Beteiligungen müssen die Netzbenutzungsrechte separat reserviert und entgolten werden (s. Kapitel 3.5.1).

Figur 3.4-7: **Lückenschliessung mit Angebotsvariante G, Szenario I, Winterhalbjahr, in TWh**

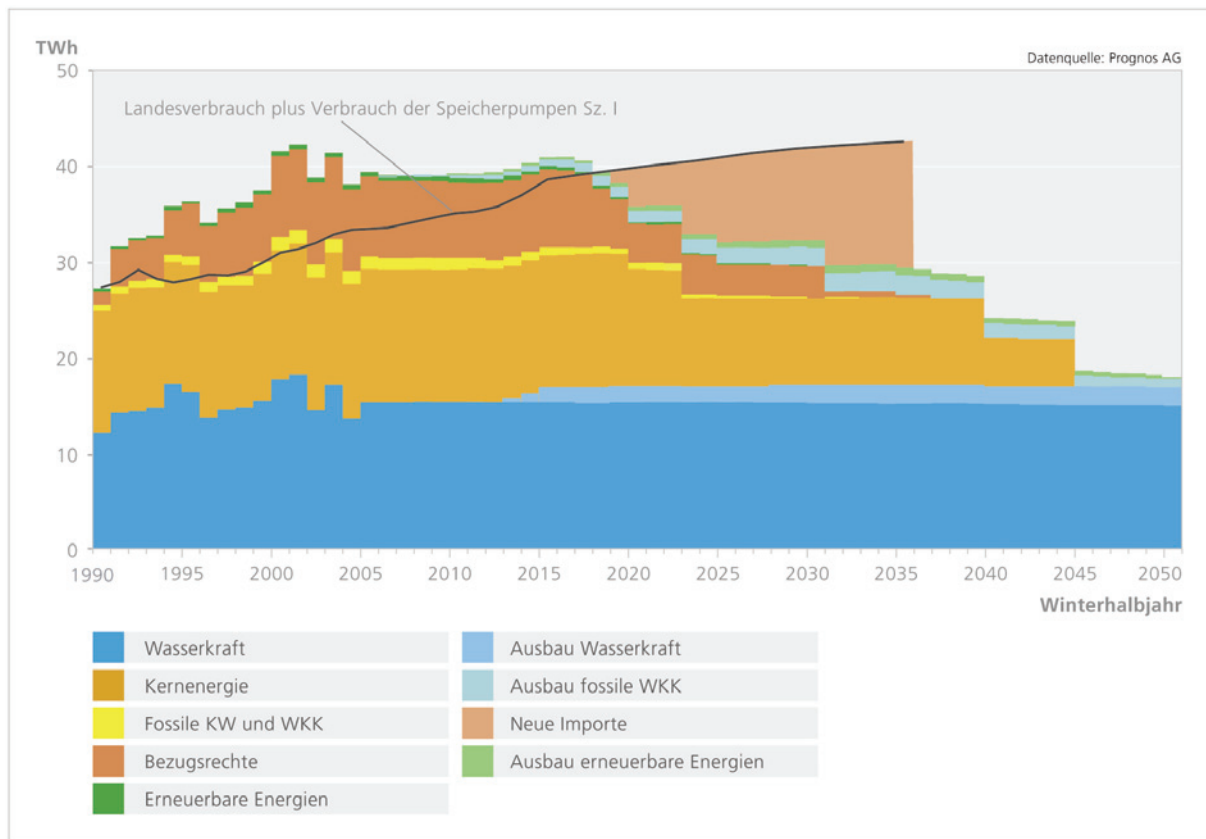


Tabelle 3.4-2 zeigt die Varianten der Lückenschliessung mit den wichtigsten Anforderungen an den Kraftwerkbau in den verschiedenen Szenarien. Zu bemerken ist, dass in allen Varianten noch ein kleiner, autonomer Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und erneuerbaren Energien hinzukommt.

Tabelle 3.4-2: **Übersicht über die Angebotsvarianten in 2035**

Sz.	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
									Jahr	Wi.
I	Nuklear	Fossil-zentral und Nuklear	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	EE	Fossil-zentral und EE	Fossil-dezentral und EE	Importe	22.3	16.1
	2 KKW	5 GKW 1 KKW	7 GKW	-	-	-	-	20.0 TWh Importe (3'329 MW)		
II	2 KKW 5.7 TWh EE	3 GKW 1 KKW 5.7 TWh EE	5 GKW 5.7 TWh EE	-	-	-	-	12.7 TWh Importe (2'114 MW) 5.7 TWh EE	18.6	14.1
III	1 KKW	-	4 GKW *	17.4 TWh WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GKW * 8.1 TWh EE	12.1 TWh WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW)	13.5	11.3
IV	1 KKW	-	3 GKW	11.5 TWh WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	-	7.6 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW)	5.0	6.6

EE: Photovoltaik, Wind, Geothermie, Holz, Biogas, Klärgas, Abfall (50%) und Wasserkraft bis 10 MW
 KKW: Kernkraftwerke zu 1600 MW
 GKW: Gaskraftwerke (Chavalon zu 357 MW und weitere Anlagen zu 550 MW)
 WKK: v.a. erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen
 GWK: Grosswasserkraftwerke (über 10 MW)
 * mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

Quelle: Prognos AG

3.4.3 Stromimporte aus erneuerbaren Energien

In der EU werden für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien quantitative Ziele festgelegt und Förderinstrumente eingesetzt. Es ist davon auszugehen, dass der von den einzelnen Ländern finanziell geförderte Strom aus erneuerbaren Energien vorab zur Erfüllung der eigenen Ziele beansprucht wird. Die Schweiz stünde mit der Strategie, in nennenswertem Umfang Grünstrom zu importieren in Konkurrenz zu den ausländischen Nachfragern. Ein Forschungsprojekt zuhanden der EU-Kommission (Green-X Projekt; Work Package 4: Deriving Optimal Strategies for Increasing the Share of Renewable Energy Systems in a Dynamic European Electricity Market; 2004) ermittelte für die EU-15 bis 2012 für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durchschnittliche Mehrkosten (gegenüber konventionellem Strom) von rund 8 Rp./kWh. Bis 2020 können diese Mehrkosten, je nach Förderpolitik, auf 3.2 bis 6.4 Rp./kWh sinken. Die Preise für den Import von Grünstrom liegen voraussichtlich noch lange über dem europäischen Marktpreis. Wie beim Graustrom (Strom ohne Herkunfts- oder Produktionsnachweis) sind Bezugsverträge abzuschliessen oder Beteiligungen einzugehen. Die Lieferung erfolgt zum Beispiel über einen bestimmten Zeitraum nach einem Leistungsfahrplan. Auch im Falle von intermittierenden Einspeisungen (Windenergie, Solarenergie) muss die Lieferung die Form eines handelbaren Grundlastbandes haben. Die dazu erforderliche Ausregulierung kann durch Kraftwerke im Ursprungsland oder durch schweizerische Speicherkraftwerke erfolgen. In beiden Fällen sind die Kosten dafür einzukalkulieren.

Mit Grünstrom-Zertifikaten wird die Herkunft und Produktionsart des Stroms in einer elektronischen Datenbank festgehalten. Die Zertifikate können unabhängig von physischen Lieferungen gehandelt werden. Der Erwerb solcher Zertifikate wäre kein Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die importierende Schweiz müsste neben dem Zertifikat auch Graustrom beschaffen, um den Bedarf physisch zu decken. Dabei fallen auch Zahlungen für die Nutzung der Übertragungsnetze an.

Für den wachsenden internationalen Stromhandel sind generell Verstärkungen der Netze von künftigen Erzeugungsregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten erforderlich. Die Grünstromproduzenten liegen tendenziell weit entfernt, bis hin zu heute noch spekulativen Produktionsstandorten in Nordafrika, und die intermittierende Produktion stellt hohe Anforderungen an den Netzbetrieb. Deshalb sind die finanziellen und physikalischen Risiken im Zusammenhang mit den Netzengpässen eher grösser als beim Import von Graustrom aus konventionellen Quellen.

3.4.4 Kosten für die Schliessung der Stromlücke

Um die Angebotsvarianten monetär miteinander zu vergleichen, werden für den Ausbau die diskontierten Gestehungskosten und Gesamtkosten ermittelt. Eine Diskontierung (Bewertung künftiger Kosten nach ihrem gegenwärtigen Wert) ist für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse notwendig. Je nach Angebotsvariante sind die Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten unterschiedlich hoch und fallen zu unterschiedlichen Zeitpunkten und über verschiedene lange Zeitperioden an. Der reale Zinssatz beträgt für alle Anlagentypen 2.5 Prozent und die Abschreibedauer ist gleich der technischen Lebensdauer. Dies entspricht einer gesamtwirtschaftlichen Kostenrechnung, die von jener der individuellen Investoren abweicht. Bei den Kernkraftwerken sind Nachrüstungs-, Stilllegungs-, Haftpflicht- und Entsorgungskosten berücksichtigt, nicht aber subjektive Risikozuschläge. Bei den Gaskraftwerken sind CO₂-Vermeidungskosten sowohl bei der inländischen Produktion als auch beim Stromimport durch Zertifikatspreise eingerechnet. Angegeben werden die Kosten ab Klemme Kraftwerk. Das bestehende Angebot sowie die Netzkosten (siehe Kapitel 3.5.1) werden nicht bewertet.

Die Gestehungskosten basieren auf den durchschnittlichen Produktionskosten. Tabelle 3.4-3 gibt einen Überblick nach Szenarien. Variante A fällt in allen Szenarien am kostengünstigsten aus. Dabei sind die möglichen finanziellen und physikalischen Importrisiken (in den Varianten G sowie A von 2020-2030) nicht berücksichtigt. Die Angebotsvarianten A, B, C und G sind günstiger als die dezentralen Angebotsvarianten D, E, C & E und D & E, und zwar je nach Szenario zwischen 65 und 80 Prozent. Variante D ist teurer als Variante E – wobei in Angebotsvariante E die Kommerzialisierung der Geothermie vorausgesetzt wird.

Über alle Angebotsvarianten hinweg betrachtet, ist Szenario I bezüglich der Gestehungskosten in Rp./kWh am günstigsten, danach folgt Szenario IV. Dass die Gestehungskosten aller Angebotsvarianten in Szenario IV tiefer sind als in den Szenarien II und III liegt daran, dass die Ausschöpfung der Produktionspotenziale nach wirtschaftlichen Kriterien erfolgt. Je weniger Strom benötigt wird, umso günstiger sind die genutzten Potenziale. Variante C ist in Szenario IV deutlich günstiger als in Szenario III. Dies ist auf die in Szenario III unterstellte Zufeuerung von Holzgas in den Gaskraftwerken zurückzuführen – in Szenario IV werden Standard-Gaskraftwerke zugebaut.

Tabelle 3.4-3: **Diskontierte Gesteungskosten der Lückenschließung (ohne Netzkosten), in Rp. pro kWh**

Sz.	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
	Nuklear *	Fossil-zentral und Nuklear	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	EE	Fossil-zentral und EE	Fossil- dezentral und EE	Importe*	Jahr	Wi.
I	3.9	4.2	4.4	-	-	-	-	4.4	22.3	16.1
II	4.4	4.7	5.0	-	-	-	-	5.1	18.6	14.1
III	4.4	-	5.3 **	8.1	7.2	6.1	7.9	4.8	13.5	11.3
IV	4.3	-	4.7	7.5	7.0	-	7.4	4.8	5.0	6.6

Allg.: Exporterlöse sind abgezogen, Zuschlag für CO₂-Kosten (inländische Kraftwerke). Alle Kosten ab Klemme Kraftwerke
 * Importe in Varianten A und G ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland, mit Zuschlag für CO₂-Kosten (ausländische Kraftwerke)
 ** mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

Quelle: Prognos AG

Tabelle 3.4-4: **Diskontierte Gesamtkosten der Lückenschliessung (ohne Netzkosten), in Mrd. CHF**

Sz	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C & E	Var. D & E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
	Nuklear *	Fossil-zentral und Nuklear	Fossil- zentral	Fossil- dezentral	EE	Fossil-zentral und EE	Fossil- dezentral und EE	Importe *	Jahr	Wi.
I	15.1	16.5	16.8	-	-	-	-	16.3	22.3	16.1
II	16.7	17.6	18.0	-	-	-	-	17.5	18.6	14.1
III	13.2	-	16.1 **	27.7	26.9	20.1	28.1	13.91	13.5	11.3
IV	8.7	-	9.5	16.7	17.1	-	17.5	9.1	5.0	6.6

Allg.: Exporterlöse sind abgezogen, Zuschlag für CO₂-Kosten (inländische Kraftwerke). Alle Kosten ab Klemme Kraftwerke
 * Importe in Varianten A und G ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland, mit Zuschlag für CO₂-Kosten (ausländische Kraftwerke)
 ** mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

Quelle: Prognos AG

Die diskontierten Gesamtkosten der Lückenschliessung (siehe Tabelle 3.4-4) betragen für die Volkswirtschaft zwischen 9 Mrd. CHF und 28 Mrd. CHF (ohne Netzkosten, inklusive CO₂-Kosten). Die zent-

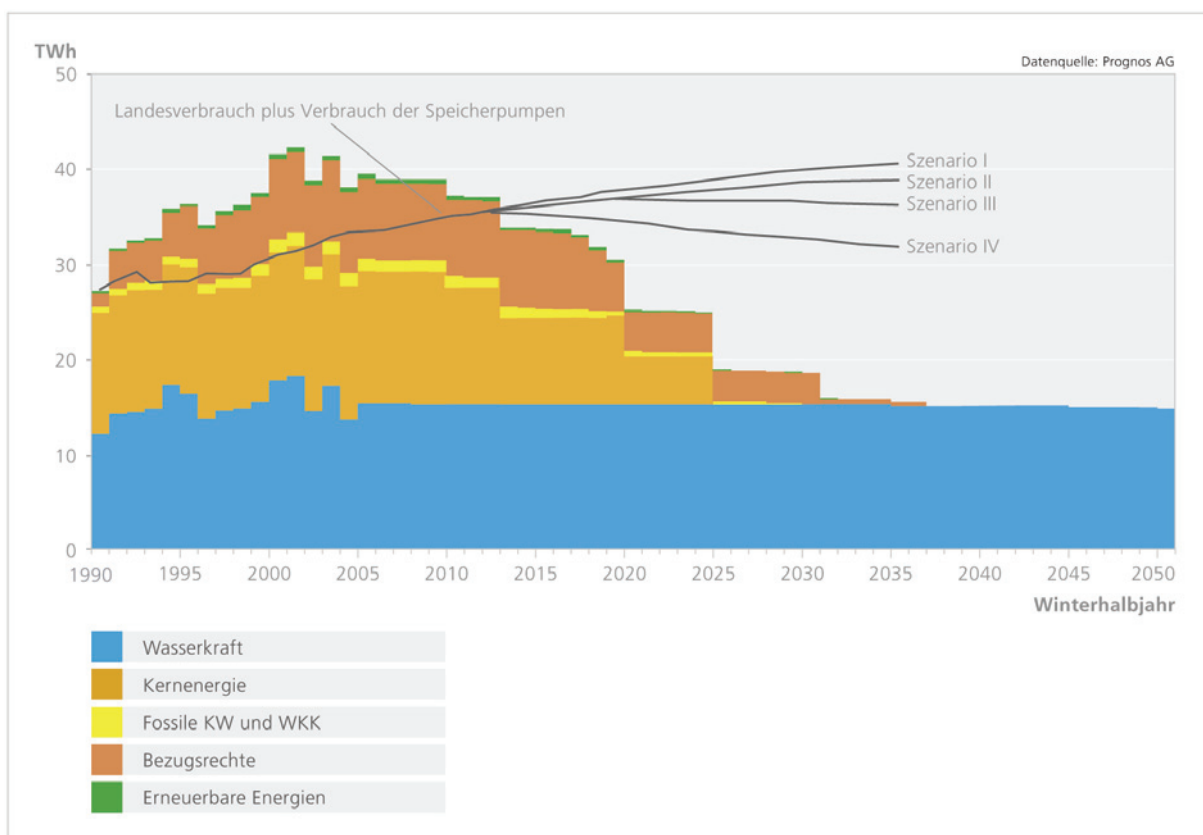
ralen Varianten sind billiger als die dezentralen Varianten, wobei die Unterschiede innerhalb der zentralen und innerhalb der dezentralen Varianten relativ gering sind.

Für alle Varianten ist die Lückenschliessung in Szenario IV mit Abstand am günstigsten, rund 60 Prozent günstiger als in Szenario I. Dies ist die Folge des deutlich geringeren Stromverbrauchs. Die Gesamtkosten der dezentralen Varianten fallen in Szenario III wesentlich höher aus als in Szenario IV, nämlich rund 60 Prozent. Die Gesamtkosten der dezentralen Varianten von Szenario IV liegen in der gleichen Grössenordnung wie die zentralen Varianten von Szenario II und sind leicht höher als in Szenario I.

3.4.5 Verkürzung oder Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke

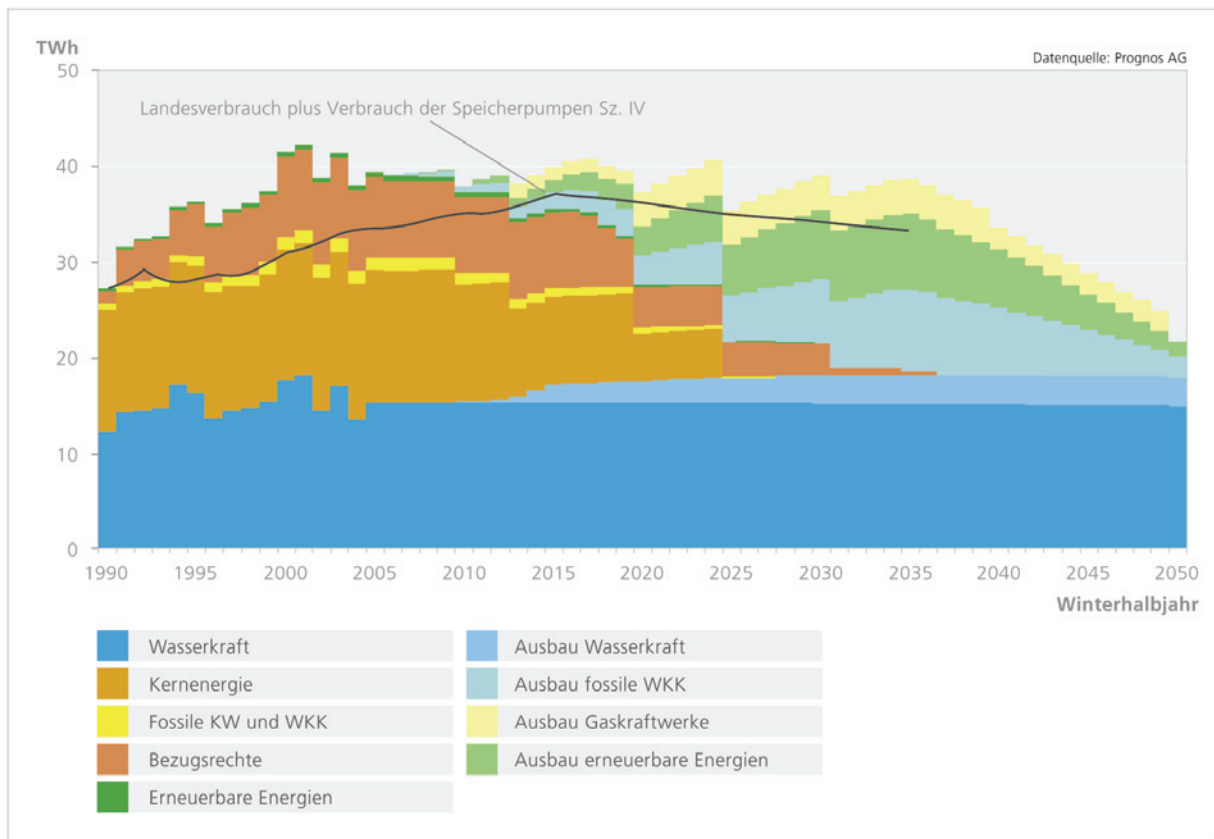
Bei einer Verkürzung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke auf 40 Jahre (statt 50 Jahre für die Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg und 60 Jahre für Gösigen und Leibstadt), verschiebt sich die Lücke für das Winterhalbjahr auf das Jahr 2013 (siehe Figur 3.4-8). Dabei unterscheidet sich mit Ausnahme von Szenario IV die Grösse der Lücke in den ersten Jahren nur unwesentlich, akzentuiert sich dann aber nach Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Gösigen im Jahr 2018.

Figur 3.4-8: **Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre, Winterhalbjahr, in TWh**



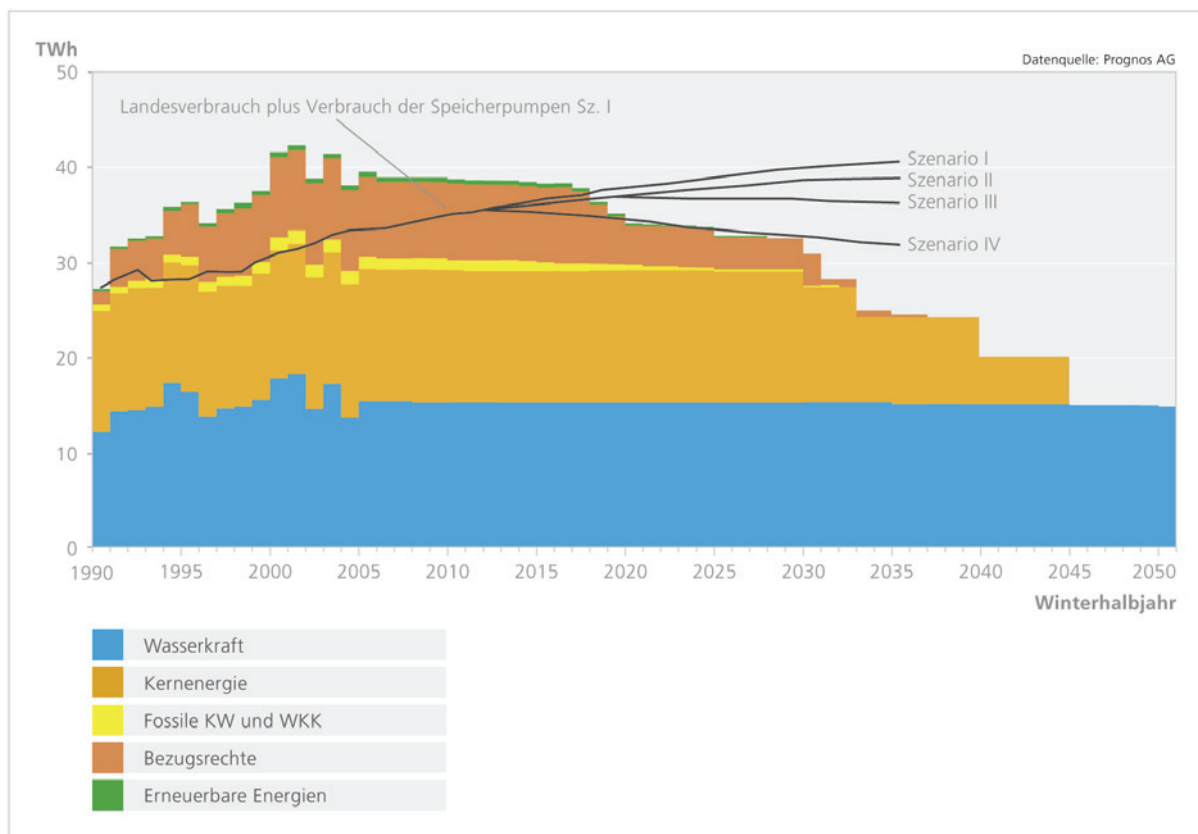
In Szenario I, Variante C, würden insgesamt elf statt sieben Gaskraftwerke benötigt, in Szenario II deren acht. In den Szenarien III und IV kann die Lücke mit den Angebotsvarianten D und E nicht rechtzeitig geschlossen werden, so dass auf eine Mixvariante ausgewichen werden muss. In Szenario III sind 19.1 zusätzliche TWh aus erneuerbaren Energien und vier Gaskraftwerke notwendig (Mixvariante C & E). In Szenario IV braucht es 16.5 TWh aus erneuerbaren Energien, 12.3 TWh aus fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und zwei Gaskraftwerke (Mixvariante C & D & E) (siehe Figur 3.4-9).

Figur 3.4-9: **Lückenschliessung bei einer Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre, Szenario IV, Mixvariante C & D & E Winterhalbjahr, in TWh**



Eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg auf 60 Jahre verhindert nicht, dass in den Szenarien I bis III die Lücke bereits ab dem Winterhalbjahr 2018 auftritt (Figur 3.4-10). Da im Jahr 2035 auch bei einer Verlängerung der Laufzeit die genannten Anlagen nicht mehr am Netz sind, erfolgt die Lückenschliessung in den einzelnen Angebotsvarianten für das Jahr 2035 wie im Referenzfall. In Szenario IV muss erst ab 2030 verstärkt zugebaut werden. Mit der Verlängerung könnte im Weiteren die Mixvariante D & E oder die Variante E einfacher und kostengünstiger realisiert werden als in den Szenarien ohne Laufzeitverlängerung. Die Importrisiken liessen sich teilweise vermeiden. Aufgrund der heute vorliegenden Erkenntnisse gibt es keine Hinweise, die einen Betrieb der Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg während 60 Jahren, obwohl für solche Anlagen noch nicht erprobt, verunmöglichen würden. Die zusätzlich benötigten Nachrüstungen zur Gewährleistung der Sicherheit wurden bei der Abschätzung der Gestehungskosten berücksichtigt.

Figur 3.4-10: **Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg auf 60 Jahre Winterhalbjahr, in TWh**



3.4.6 Sensitivitäten Klima wärmer und BIP-Hoch

Die Stromnachfrage nimmt bei einem höheren BIP-Wachstum gegenüber der Rahmenentwicklung Trend bis 2035 um rund 5 Prozent zu. Das höhere Wirtschaftswachstum verursacht für sich alleine einen relativ geringen zusätzlichen Bedarf an Produktionskapazitäten. Bei wärmerem Klima steigt allerdings die Stromnachfrage ebenfalls, vor allem in Szenario I, wo keine Anforderungen an Klimaanlagen unterstellt werden. Die Nachfragesteigerung liegt 4 Prozent über der Variante Klima normal. Bei wärmerem Klima nimmt auch das Wasserkraftangebot bis 2035 um rund 7 Prozent ab, dies als Folge geringerer Niederschläge und erhöhter Verdunstung. Das bedeutet, dass im Vergleich zu einer normalen Klimaentwicklung ein zusätzliches Gaskraftwerk notwendig ist.

In Szenario I mit der Angebotsvariante B entstehen in der Variante Trend durch den Bau des neuen Kernkraftwerks vorübergehend Produktionsüberschüsse. Diese entfallen zum Teil bei höherem BIP-Wachstum und wärmerem Wetter.

3.5 Netze

3.5.1 Elektrizitätsnetz

- **Das Nachfragewachstum hat einen wesentlichen Einfluss auf den Ausbaubedarf der Netze**

Der Ausbaubedarf wird sowohl durch die Gesamtnachfrage (und den entsprechenden Kraftwerkbau) als auch durch regionale Veränderungen der Nachfrage bestimmt. Die Nachfrage in den Szenarien III und IV liegt langfristig deutlich unter jener der Szenarien I und II. Die tiefere Nachfrage basiert jedoch auf den gleichen infrastrukturellen und mengenmässigen Entwicklungen (Wachstum im Gebäude-, Dienstleistungs- und Industriesektor, Verkehrswachstum). Nur in Szenario IV wird von leicht verdichteten und urbaneren Baustrukturen ausgegangen. Allerdings steigen hier die Infrastrukturanforderungen an die Stromversorgung des öffentlichen Verkehrs. Selbst in Szenario IV nimmt bis gegen 2015 die gesamte Stromnachfrage noch zu, und schon heute bestehen im Netz der Allgemeinversorgung und der Bahnen Engpässe, welche für den sicheren Stromnetzbetrieb berücksichtigt werden müssen. Auch bei einer verstärkt dezentralen Stromproduktion muss die Schweiz ausreichende Netzkapazitäten und einen sicheren Netzbetrieb für den grenzüberschreitenden Stromhandel gewährleisten.

- **Bei zunehmender dezentraler Stromproduktion ist mit veränderten, zum Teil gegenläufigen, Stromflüssen zu rechnen**

Umstritten und klärungsbedürftig ist, ob und in welchem Umfang mit den dezentralen Strategien D und E, und im Zusammenwirken mit tieferer Stromnachfrage, die Kosten der übergeordneten Netzebenen gesenkt oder die Versorgungs- und Netzsicherheit erhöht werden könnten.

Ein hoher Eigenverbrauch der dezentralen Produzenten, insbesondere wenn dieser zu Spitzenlastzeiten erfolgt, kann zur Netzentlastung auf allen Ebenen beitragen (weniger Leistungs- und Regelbedarf). Energiewirtschaftlich interessant können in solchen Fällen Verträge sein, die es dem übergeordneten Versorgungsunternehmen erlauben, in Bedarfszeiten und als Teil eines virtuellen Kraftwerkkonzepts, auf diese Spitzenkapazitäten zuzugreifen.

Bei wärmegeführter Stromproduktion in Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und hohem Eigenverbrauch des erzeugten Stroms, wird hauptsächlich die Grundlast im Winter abgesenkt. Da dadurch auch die Spitzenlast im Netz etwas verringert wird, kann dies zur Engpassminderung beitragen. Da die Entlastung bei den Grundlastkapazitäten erfolgt, verringert dies allenfalls auch den Stromimport. Die Auswirkungen im Netz sind eher gering. Die Kapazitäten für die Produktion zu Spitzenlastzeiten und insbesondere die Übertragungskapazitäten für den regionalen und grenzüberschreitenden Ausgleich zwischen den weiterhin bestehenden Speicherkraftwerken und den Verbrauchszentren müssen weiter vorgehalten werden.

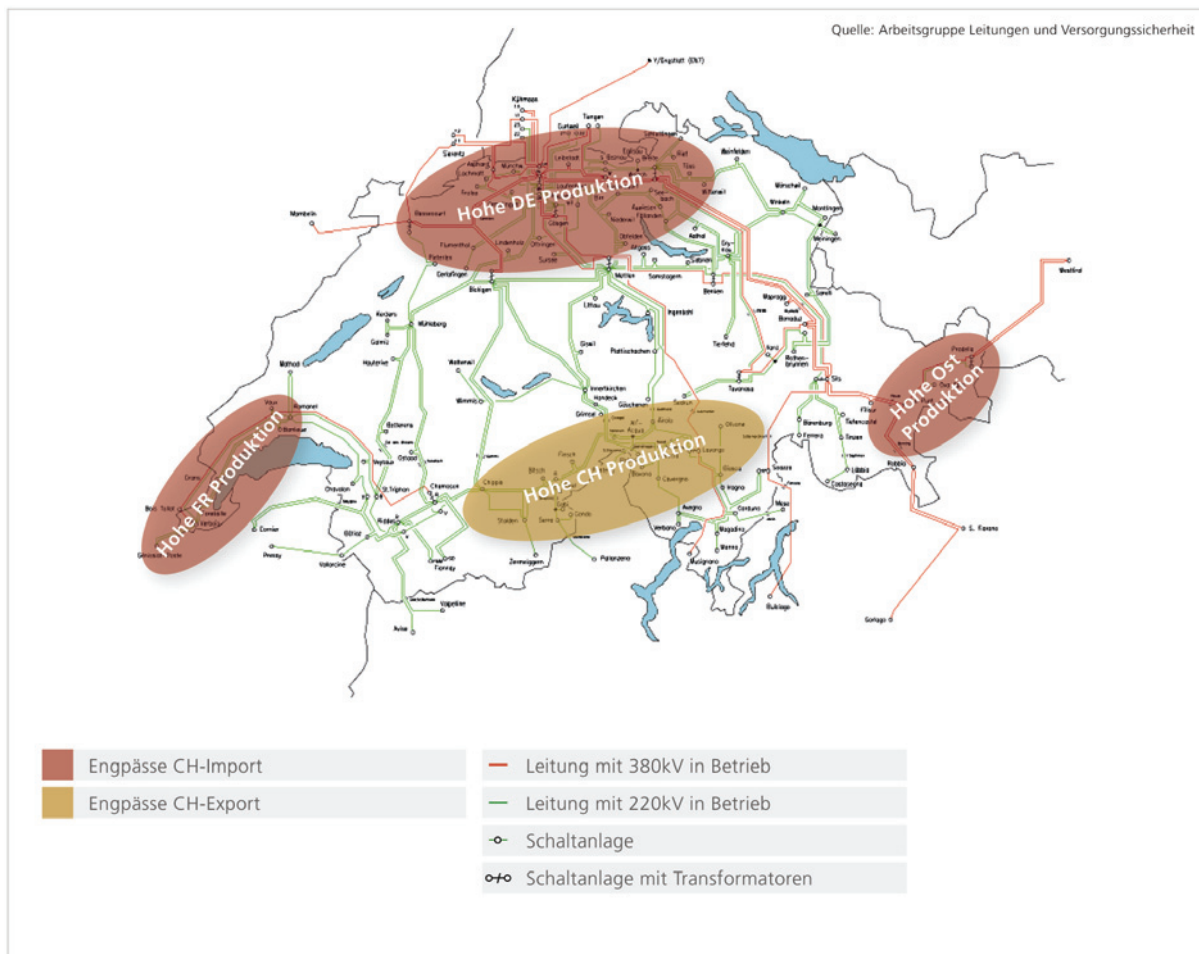
Bei verstärkter dezentraler Produktion mit Einspeisung ins Netz verändern sich die Flüsse in der bisherigen, auf zentrale Produktion ausgerichteten, Netzkonfiguration:

- Falls die Produktion regional verbrauchsnahe und konform mit den regionalen Lastprofilen erfolgt, kann der Lastausgleich innerhalb der tiefen Spannungsebene und den regionalen Netzen erfolgen. In diesem Fall sind allenfalls neue Infrastrukturinvestitionen zur Aufnahme und Verteilung der Flüsse auf diesen Ebenen nötig.
- Falls die Produktion die regionale Nachfrage übersteigt, ist den veränderten Lastflüssen von den niedrigen auf die höheren Spannungsebenen Rechnung zu tragen. Die gegenüber dem bisherigen System umgekehrte Richtung erfordert Investitionen, um das „Einsammeln“ und die „Konzentration“ der über weitere Flächen verteilten Einspeisungen und ihre Hochtransformation zu gewährleisten. In diesem Fall ist auch auf der Höchstspannungsebene keine oder nur eine geringe Entlastung zu erwarten. Solche Fälle können bei siedlungsferner Produktion aus erneuerbaren Energien (Windparks, Geothermie, grosse Biomassekraftwerke) auftreten. Grundsätzlich sind solche Systeme insbesondere als dezentrale virtuelle Kraftwerke interessant, setzen aber ebenfalls ausreichende Kapazitäten an Regel- und Reserveenergie voraus.
- Falls die inländische Grundlast dezentral produziert wird, müssen diese Kapazitäten in die Organisation der überregionalen Lastflüsse und in den Import-Export-Ausgleich einbezogen werden. Es stellt sich die Frage, wie weit die höheren Spannungsebenen noch eine Reservefunktion ausüben müssen oder können. Solche Konzepte werden heute verstärkt diskutiert, erfordern aber differenziertere Betrachtungen als sie im Rahmen der Energieperspektiven möglich sind. Aufgrund der Szenarien und Angebotsvarianten ist eine solche Entwicklung bis zum Jahr 2035 jedoch auszuschliessen – auf die dezentrale Produktion entfällt weniger als die Hälfte der Grundlast. Für den Fall, dass eine dezentrale Strategie nach 2035 hinaus konsequent verfolgt wird und die restlichen vom Netz gehenden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt entsprechend den Angebotsvarianten D, E, D & E ebenfalls durch dezentrale Produktion ersetzt werden, sind solche Fragen jedoch detailliert zu untersuchen.

- **Schweizerisches Strategisches Übertragungsnetz 2015**

Bezüglich des Ausbaus- und der Verstärkung der Übertragungsnetze empfiehlt die „Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit“ des BFE unter anderem die Beseitigung der Engpässe im Rahmen eines „Schweizerischen Strategischen Übertragungsnetzes 2015“. Engpässe bestehen während typischen Importsituationen (Winternacht) in der Westschweiz, im Mittelland und im Unterengadin. Ein Engpass besteht im Alpenraum während typischen Exportsituationen zum Beispiel einem Sommertag (siehe Figur 3.5-1). Den Investitionsbedarf für den gezielten Aus- und Umbau im Übertragungsnetz schätzt die Arbeitsgruppe auf rund 1 Mrd. CHF bis 2015, was die bisherigen Grössenordnungen der Investitionstätigkeit nicht überschreitet. Eine gesamtschweizerisch abgestimmte, rollende Planung der Netzgestaltung drängt sich auf. Diese muss die Perspektiven des Angebotes und der Nachfrage nach Arbeit (kWh) und Leistung (kW) berücksichtigen und deren Lokalisierung in der Schweiz und im benachbarten Ausland Rechnung tragen.

Figur 3.5-1: Engpässe im schweizerischen Übertragungsnetz



• **Netzzustände im Ausland beeinflussen die Importmöglichkeiten der Schweiz**

Vor allem bei der Importvariante G stellt sich neben der Frage der Strombeschaffung auch die Frage, ob die Netzkapazitäten ausreichen, um die zusätzlichen Mengen an Energie und Leistung in die Schweiz zu bringen. Gegenüber der heutigen Situation mit Bezugsrechten von rund 2'500 MW, die bereits importiert werden oder importiert werden können, würde dies einer zusätzlichen Leistung von zirka 1'250 MW entsprechen (siehe Figur 3.5-2).

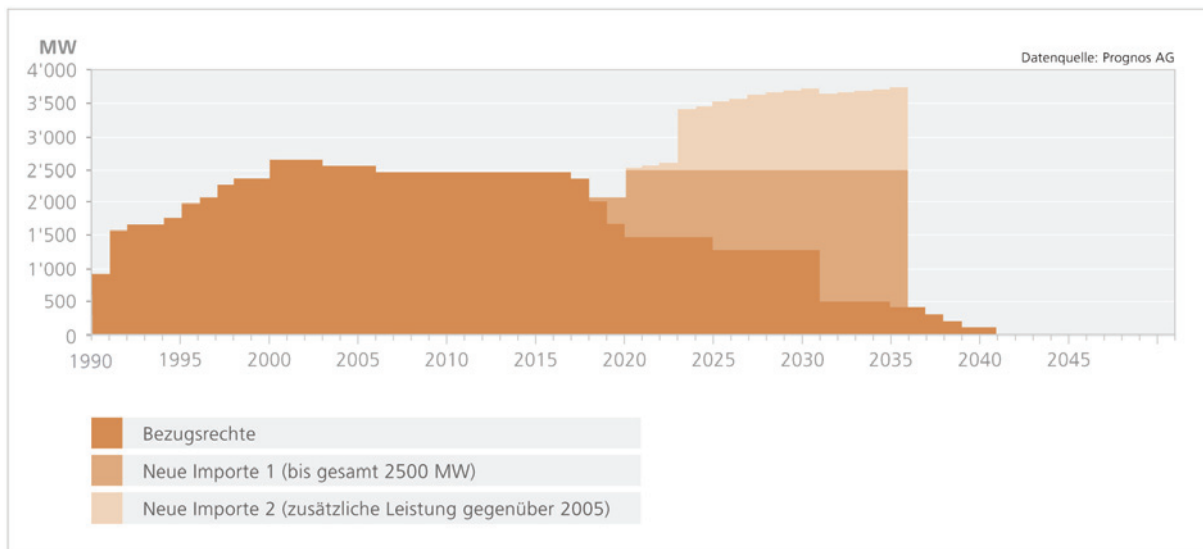
Nach Auffassung von Vertretern der Swissgrid ist aus heutiger Sicht ein Nettoimport an Grundlast im Umfang von 3'750 MW mit dem Schweizer Übertragungsnetz physisch möglich. Ein solcher Import erfolgt bereits mit dem heute bestehenden Übertragungsnetz. Unter den Voraussetzungen, dass der geplante Ausbau des „Schweizerischen Strategischen Übertragungsnetzes 2015“ realisiert und auch das europäische Übertragungsnetz verstärkt und ausgebaut wird, geht Swissgrid davon aus, dass die netzseitigen Netto-Importmöglichkeiten der Schweiz zunehmen und im Idealfall bis 6'000 bis 7'000 MW betragen werden. Allerdings wird seitens der Stromwirtschaft auch darauf hingewiesen, dass heute niemand voraussagen kann, wie die Lastflüsse im Jahr 2035 aussehen werden. Bis 2035 werden grosse Veränderungen des Kraftwerkparks in Europa und insbesondere in den umliegenden Ländern erwartet (Ausbau der Windkraft und der gasbefeuerten Kraftwerke sowie Stilllegung der KKW). Dies kann zu grossen Veränderungen der Lastflüsse auch über das schweizerische Übertragungsnetz führen. Die Importmöglichkeiten sind somit von den verfügbaren Transportkapazitäten im umliegenden Ausland und von den dortigen Produktionsmöglichkeiten abhängig.

Bei solchen Überlegungen muss nach Auffassung des BFE auch die Exportsituation berücksichtigt werden. Schon heute können gleichzeitig 5'000 MW von Norden importiert und 3'500 MW nach Süden exportiert werden. Diese Situation gilt nur für die Winternacht, illustriert aber ebenfalls die erheblichen Importmöglichkeiten – bei einem Ausbau von Kraftwerkkapazitäten in Italien allenfalls auch aus dem Süden. Andererseits kommt es seit der Jahrhundertwende vermehrt zu kritischen Netzzuständen, welche einem Konglomerat von Ursachen zuzuschreiben sind: wachsender Stromhandel, wachsende Entfernung zwischen Erzeugung (Wind) und Last, wachsender Verbrauch, ungenügende Investitionen in Netze und Kraftwerke, unzureichende Abstimmung im gesamteuropäischen Netzbetrieb und damit

Engpässe im Netz. Diese, für die Netzsicherheit in der Schweiz wichtigen Faktoren können von der hiesigen Stromwirtschaft nicht direkt beeinflusst werden.

Neben den physischen und organisatorischen Netzrisiken bestehen auch Unsicherheiten bezüglich der Entgelte für grenzüberschreitende Lieferungen und die entsprechende Netznutzung. Die EU schreibt ihren Mitgliedsländern diskriminierungsfreie Zuteilungsverfahren vor, die im Falle von Engpässen in Form von Auktionen erfolgen. Umstritten sind der Umfang und der Zeitraum der zu versteigernden Netznutzungskapazitäten. Ebenso umstritten ist, für wie lange die Netzkapazitäten vorrangig für langfristige Lieferverträge reserviert bleiben dürfen. Der EU-Gerichtshof hat entschieden, dass Langfristverträge nicht diskriminierungsfrei sind. Eine Klärung dieser für eine Variante G wichtigen Fragen ist erst in den kommenden Jahren zu erwarten.

Figur 3.5-2: **Notwendige Importleistungen für die Angebotsvariante G, in MW**

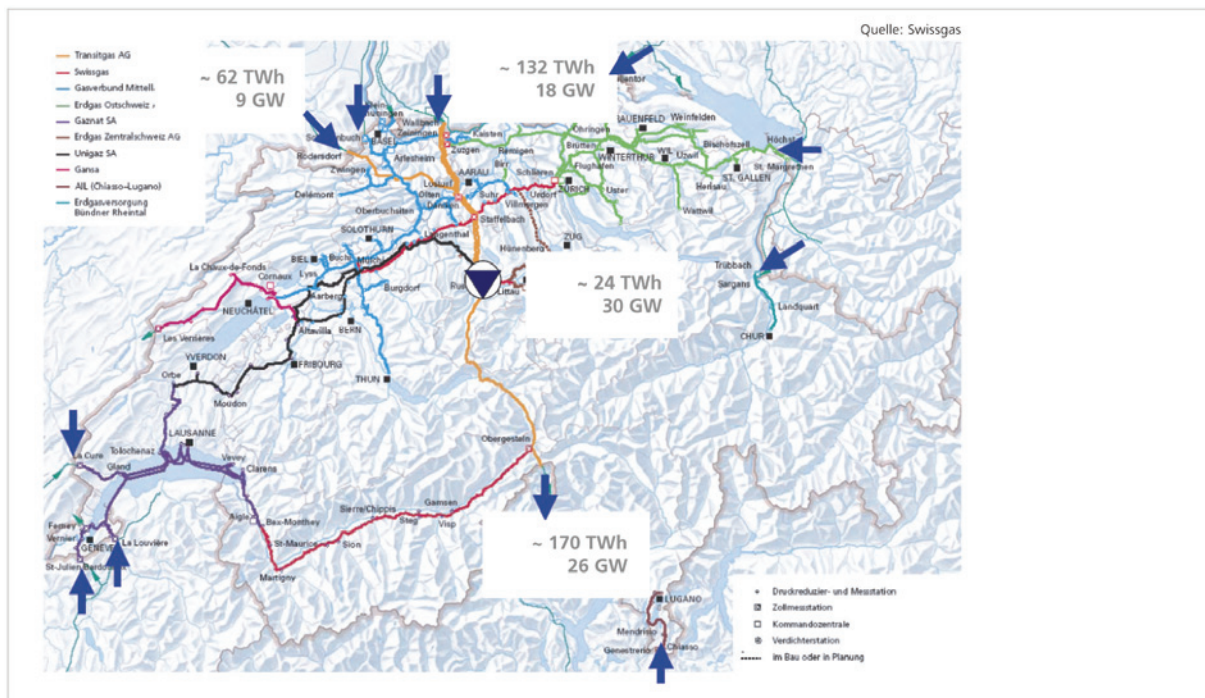


3.5.2 Erdgasnetz

Erdgas wird über mehrere Einspeisepunkte in die Schweiz importiert (siehe Figur 3.5-3). Die international wichtige Transitgasleitung führt gegenwärtig 16 Mia. m³ pro Jahr durchs Land. Die Kapazitäten der Transitleitung Nord-Süd werden heute zu ca. 20 Prozent für das Inland und zu 80 Prozent für Transit verwendet. Eine weitere Leitung des Transitgassystems führt von der französisch-schweizerischen Grenze in die Hauptleitung des Transitgassystems. Sie ist ein Teil der Transportroute nach Italien.

Der Netzzugang auf den europäischen Netzen ist ähnlich wie beim Strommarkt geregelt. Die Netznutzungstarife müssen veröffentlicht werden und ab Juli 2007 besteht freie Lieferantenwahl für alle Gaskunden. In der Schweiz beschränkt sich der freie Netzzugang auf das Hochdrucknetz. Auf der Grundlage einer Branchenvereinbarung wird dieser koordiniert, ist aber im Einzelfall auszuhandeln. Der Gasimport beruht im Wesentlichen auf Langfristverträgen. Das schweizerische Verteilnetz ist im Besitz der lokalen Gasversorgungsunternehmen. Rund 800 der insgesamt gegen 2'800 Schweizer Gemeinden werden mit Erdgas versorgt.

Figur 3.5-3: Hochdruck-Erdgasnetz der Schweiz



3.6 Umweltbelastungen

Im Vergleich zu den nicht-erneuerbaren Energien ist die Ökobilanz der erneuerbaren Energien günstig. Einige Aspekte können jedoch problematisch sein und erfordern betriebliche oder technische Verbesserungen. Die Wasserkraftnutzung kann die Biosphäre und den Wasserhaushalt belasten. Die konventionelle Biomassennutzung führt unter anderem zu Feinstaubemissionen, die gesamte Energiekette der Photovoltaik verursacht zum Teil giftige Abfälle.

Die Kernenergienutzung ist unter anderem mit der Entsorgung der radioaktiven Abfälle konfrontiert. Die fossilen und biogenen Energieträger belasten die Luft mit Stickoxiden (NO_x), Feinstaub oder Schwefeldioxid. Die fossilen Energien setzen die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂) und Methan frei. Feinstaub gilt als Leitschadstoff mit dem deutlichsten Zusammenhang zwischen Immissionen und Krankheitsfällen und wird deshalb in den Energieperspektiven, unter Berücksichtigung künftig verschärfter Vorschriften, auch quantitativ ausgewiesen und für die Berechnung von externen Kosten im Bereich der Gesundheit berücksichtigt. Ebenso werden die NO_x-Emissionen berücksichtigt, welche (mit leicht verdampfenden, organischen Verbindungen) die Vorläufersubstanzen von Ozon sind. Ozon ist auch ein Treibhausgas. Dieses wirkt sich v.a. während der Sommertage schädlich aus. 90 Prozent des NO_x sind energiebedingt. Hauptverursacher ist der Verkehr.

Aus dem Energieverbrauch stammten im Jahr 2004 40.7 Mio. Tonnen CO₂, oder fast 80 Prozent der gesamten Treibhausgasemissionen. Das energiebedingte CO₂ ist das weitaus bedeutendste Treibhausgas. Während CO₂ zum überwiegenden Teil bei der Verbrennung fossiler Brenn- und Treibstoffe entsteht, spielen die energiebedingten Methan- und Lachgasemissionen eine geringe Rolle.

3.6.1 CO₂-Emissionen

- **Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Endenergienachfrage**

Die allein durch die Endenergienachfrage verursachten schweizerischen CO₂-Emissionen sinken von 2000 bis 2035 rund 13 Prozent in Szenario I, 21 Prozent in Szenario II, 35 Prozent in Szenario III und 48 Prozent in Szenario IV (siehe Tabelle 3.6.-1).

Tabelle 3.6-1: **CO₂-Emission aus der Endenergienachfrage nach Szenarien und Sektoren in 2035, in Mio. Tonnen (Total Veränderungen in %)**

Sz.	2000	Haushalte	Dienstleistungen ¹⁾	Industrie	Verkehr ²⁾	Total	△ 2035/2000 in %
			12.1	4.9	5.8	17.1	39.9
I	2035	9.1	3.9	5.3	16.5	34.7	-13
II	2035	8.5	3.3	5.0	14.6	31.4	-21
III	2035	6.5	2.8	4.5	12.0	25.8	-35
IV	2035	5.1	2.1	3.7	9.9	20.8	-48

1) inklusive Kleingewerbe, Landwirtschaft

Datenquelle: Prognos AG

2) ohne Auslandsflugverkehr

- **Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Elektrizitätserzeugung**

In der Variante A Nuklear bleiben die CO₂-Emissionen in allen Szenarien gegenüber 2000 praktisch konstant. In der Variante C Fossil-zentral nehmen sie in Szenario I von 2000 bis 2035 um 7.3 Mio. Tonnen zu, weil sieben Gaskraftwerke gebaut werden müssen.

In Szenario III wachsen mit der Variante D Fossil-dezentral die CO₂-Emissionen der Stromproduktion um 2.4 Mio. Tonnen, in Szenario IV um 1.7 Mio. Tonnen. Diese Zahl ist wegen den Wärmegutschriften für den Ersatz von fossilen Brennstoffen durch Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Wärme, bzw. wegen den geringfügig besseren Gesamtwirkungsgraden der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen um rund 1 Mio. Tonnen tiefer als in der Variante C.

Mit der Variante E nehmen in Szenario IV die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung bezogen auf das Jahr 2000 um 0.6 Mio. Tonnen ab. Mit den Varianten C und D nehmen die Emissionen aber 2.7 bzw. 1.7 Mio. Tonnen zu. Mit der Variante G, in welcher der Stromimport definitionsgemäss CO₂-frei ist, gibt es keine wesentlichen Veränderungen gegenüber dem Jahr 2000 siehe Tabelle 3.6-2).

Tabelle 3.6-2: **CO₂-Emissionen aus der Elektrizitätserzeugung nach Szenarien und Angebotsvarianten in 2035, in Mio. Tonnen**

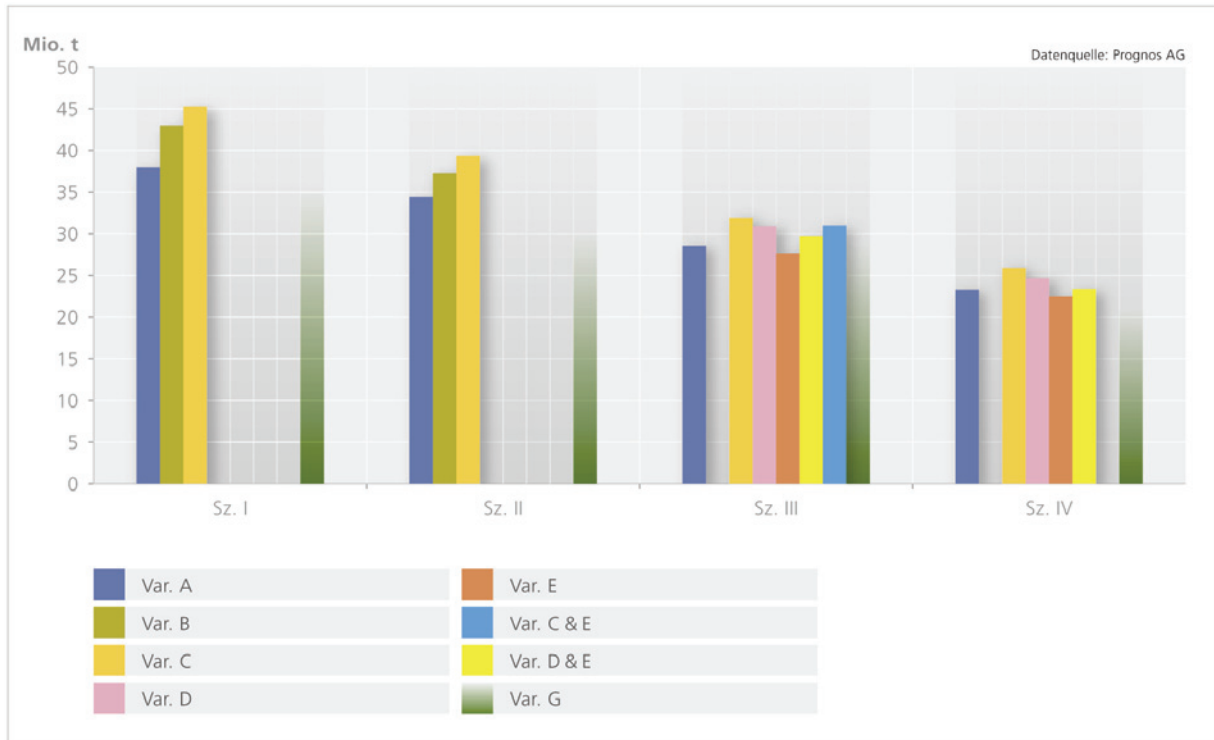
Sz.	2000	2035							
		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D & E	Var. C & E	Var. G
I	0.8	0.9	5.9	8.1					0.9
II	0.8	0.8	3.7	5.8					0.8
III	0.8	0.8		4.3	3.2	0.2	2.0	3.2	0.8
IV	0.8	0.6		3.5	2.5	0.2	1.4		0.6

Datenquelle: Prognos AG

- **Entwicklung der gesamten CO₂-Emissionen**

Die folgenden Darstellungen zeigen die gesamten CO₂-Emissionen der Endenergienachfrage und des Umwandlungssektors (inklusive Fernwärme und sonstiger Umwandlung sowie Umwandlungsverlusten, ohne Verbrauch der Erdölraffinerien in 2035 nach Szenarien und Varianten (Figur 3.6-1 und Tabelle 3.6-3). Bei den ausgewiesenen Emissionen handelt es sich um inländische Emissionen. Die Emissionsreduktion durch Zukauf von ausländischen Emissionsrechten wird hier nicht berücksichtigt.

Figur 3.6-1: **CO₂-Emissionen in den Szenarien und Angebotsvarianten im Jahr 2035, in Mio. Tonnen**



Die durch verschiedene Angebotsvarianten verursachten Unterschiede in den CO₂-Emissionen sind in Szenarien I und II ausgeprägt. In den Szenarien III und IV sind sie weniger spektakulär. Zwischen den Szenarien sind die Unterschiede grösser als innerhalb der Szenarien.

Die Variante C ist bezüglich CO₂-Emissionen immer die ungünstigste; in Szenario I nehmen sie sogar um knapp 5 Prozent zu. In Szenario II nehmen die CO₂-Emissionen bis 2035 je nach Angebotsvariante um 9 bis 21 Prozent ab, in Szenario III zwischen 26 Prozent (Variante C) und 36 Prozent (Variante E). In Szenario IV nehmen sie bis 2035 je nach Angebotsvariante um 41 bis 49 Prozent bezüglich 2000 ab.

Tabelle 3.6-3: **Veränderung der gesamten CO₂-Emissionen von 2000 bis 2035 nach Szenarien und Angebotsvarianten, in Prozenten**

Sz.	Veränderung 2000-2035 in Prozenten							
	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D & E	Var. C & E	Var. G
I	-12	-1	+5					-12
II	-21	-14	-9					-21
III	-34		-26	-29	-36	-32	-29	-34
IV	-47		-41	-43	-48	-46		-47

Datenquelle: Prognos AG

- CO₂-Abscheidung und -Lagerung**

Unter „Carbon Capture and Storage“ werden Verfahren zusammengefasst, mit denen das Treibhausgas CO₂ vor oder nach der Verbrennung der fossilen Brennstoffe abgetrennt und anschliessend im Untergrund gelagert wird. Dies kann einen Beitrag zur Reduktion der weltweiten Treibhausgasemissionen. Untersuchungen zeigen, dass eine CO₂-Sequestrierung in Zusammenhang mit der Stromproduktion nur dann eine Marktchance hat, wenn die Effizienzverluste unter 20 Prozent der Stromproduktion liegen und die Zusatzkosten für Abtrennung, Transport und Lagerung des Kohlendioxids nicht grösser als 20 bis 25 Prozent sind.

Das abgetrennte CO₂ muss langfristig und sicher gespeichert werden. Dafür braucht es eine Infrastruktur für den Transport und die Lagerung. Die Entwicklung ist erst am Anfang, und bisher wurden nur einzelne Pilotanlagen realisiert. Bei einem Gaskraftwerk ist mit einer Einbusse des Wirkungsgrades im Kraftwerk von 6-7 Prozentpunkten zu rechnen, wobei gut 90 Prozent der CO₂-Emissionen abgedeckt werden könnten. Mit der kommerziellen Anwendung, v.a. für Kohlekraftwerke, rechnet man in zehn bis zwanzig Jahren. Für die Speicherung von CO₂ kommen vor allem geologische Reservoire in Frage (ausgeschöpfte Erdöl- und Erdgasfelder, Einsatz des CO₂ für die erhöhte Ausschöpfung bestehender Felder, tiefe Salzstöcke und Aquifere).

In der Schweiz kommen für die Speicherung allenfalls tiefe, saline Aquifere in Frage. Es ist jedoch davon auszugehen, dass das CO₂ via Pipeline ins Ausland transportiert werden muss. Bei der Speicherung im Ausland stellen sich u.a. Haftungsfragen (Vorbild sind bestehende Abkommen über den Transport von Gefahrgütern und die Konventionen zum Schutz der Meere). Die Bandbreite der Kostenschätzungen ist sehr gross. Die Abscheidung und – je nach Distanz und Auslastung der Pipeline – die Transporte machen den grössten Teil der Kosten aus. Für Gaskraftwerke sind sie höher als für Kohlekraftwerke. Für ein schweizerisches Gaskraftwerk (inklusive Pipeline von 400 km) könnten die Kosten etwa 65 CHF pro TonnetCO₂ (entspricht rund 2.5 Rp. pro kWh) betragen und damit den Preis für CO₂-Zertifikate aus dem Ausland auch in Zukunft übertreffen (für mehrere Kraftwerke wären die Kosten geringer). Für die Szenarien wird im Zeithorizont 2035 nicht mit einer Anwendung dieser Technik in der Schweiz gerechnet.

- **CO₂-Zertifikatehandel und CO₂-Preis**

Die Grundidee des CO₂-Zertifikatehandels ist die kosteneffiziente CO₂-Reduktion. Die Emissionen werden dort am stärksten verringert, wo es am günstigsten ist. Weltweit gibt es drei verschiedene Ansätze: Unter dem Kyoto-Protokoll gibt es die flexiblen Mechanismen (Clean Development Mechanism, Joint Implementation, International Emissions Trading), innerhalb der EU das European Emission Trading Scheme (ETS) und in Nordamerika ein freiwilliges System, welches durch die Chicago Climate Exchange getragen wird. Die Besonderheit des ETS ist die Verpflichtung bestimmter Wirtschaftssektoren (Industrie und Energiewirtschaft) zu quantitativen Reduktionszielen. Von einer Regierungsstelle werden weniger Zertifikate, das heisst Emissionsrechte, an die verpflichteten Wirtschaftssektoren verteilt, als diese im Zieljahr voraussichtlich brauchen. Ein Unternehmen kann entweder durch Reduktionsmassnahmen oder durch Beschaffung der fehlenden Zertifikate auf dem Markt seine Verpflichtung erfüllen. International wird auf eine Verbindung des ETS mit den flexiblen Kioto-Mechanismen hingearbeitet, was eine Angleichung der Preise zur Folge haben wird.

Der CO₂-Preis, das heisst der Preis für CO₂-Zertifikate, wird durch die Vermeidungskosten bestimmt. Aus heutiger Sicht ist die CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei der Kohleverstromung mit langfristigen Kosten von 25 bis 30 Euro pro Tonnen CO₂ verbunden. Diese Grössenordnung ist eine Obergrenze. Ob sie langfristig erreicht wird, hängt von den vorgegeben Reduktionszielen und der technischen Entwicklung ab. Die bisher hohen Preise sind in letzter Zeit deutlich gesunken. Für die Szenarien wird davon ausgegangen, dass sie, abgesehen von Schwankungen wegen der noch geringen Liquidität des Marktes, noch einige Zeit auf tiefem Niveau bleiben. Dafür spricht, dass ab 2008 die neuen EU-Staaten am Handel teilnehmen und längerfristig eine Ausdehnung des Zertifikatehandels eventuell weit über die EU hinaus stattfindet. Durch die dabei auftretenden Nettoanbieter von Zertifikaten kann der Preis tendenziell sinken. Ab 2015 wird, unter der Voraussetzung moderater Minderungsziele, ein langsam steigender realer Preis erwartet (bis 2030 auf real etwa 15 Euro pro Tonnen CO₂). Nach 2030 wird der Preis weiter ansteigen, weil teurere Reduktionsmassnahmen ergriffen werden müssen. Der CO₂-Preis wird als Aufschlag auf dem Brennstoffpreis (Erdgas) berücksichtigt. Er beeinflusst nicht nur den Strompreis, sondern verringert auch die Nachfrage und setzt den entsprechenden Energieanbieter unter Druck.

Die EU geht davon aus, dass die Mitgliedsländer maximal die Hälfte ihrer Reduktionsverpflichtungen durch Zertifikate aus den Kyoto-Mechanismen decken dürfen. In der Schweiz sieht das CO₂-Gesetz für die Nachfragesektoren ebenfalls vor, dass zur Befreiung von der CO₂-Abgabe maximal die Hälfte der Ziellücke durch Zukauf von Zertifikaten aus dem Ausland (Kyoto-Mechanismen oder ETS) gedeckt werden darf. Im Falle der Stromproduktion in neuen Anlagen müssen Emissionen kompensiert werden (eine Verordnung dazu ist zur Zeit in Diskussion). Bei bestehenden Anlagen, u. a. zur Stromproduktion, dürfen 8 Prozent des Begrenzungsziels (2008-2012) durch Zertifikate kompensiert werden.

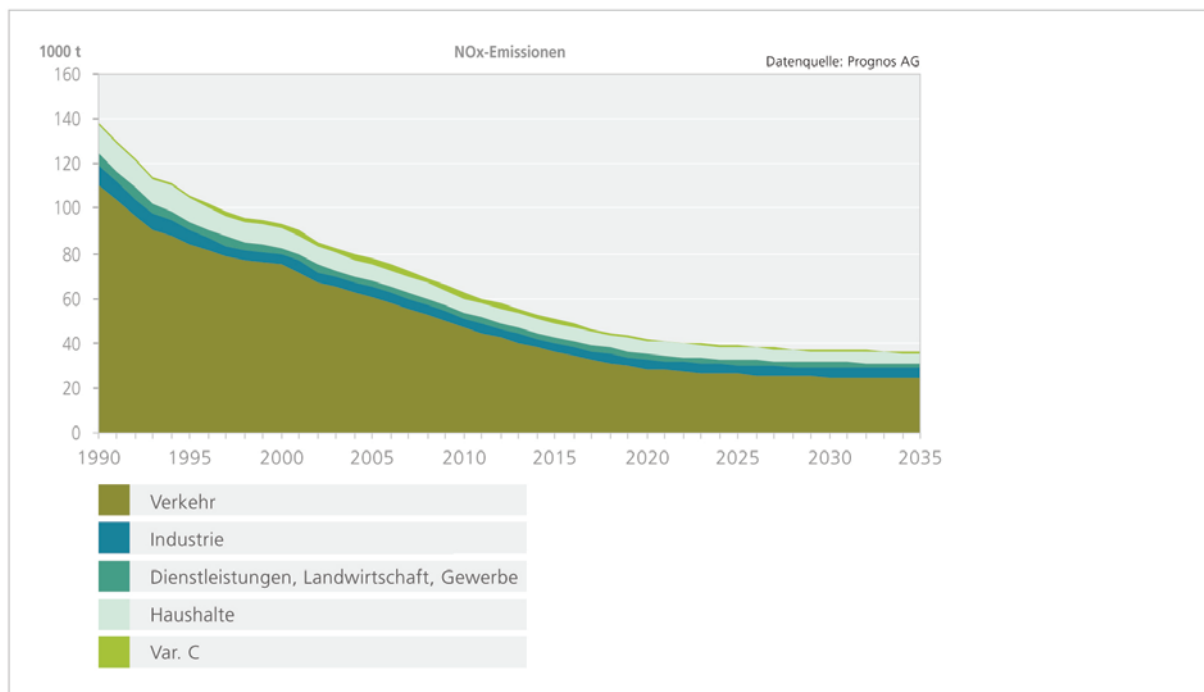
Für die Varianten mit neuen Gaskraftwerken in der Schweiz (B, C) sowie für die Varianten mit Stromimporten (A, G) wird in den Szenarien ein CO₂-Preis zwischen 15 und 30 CHF pro Tonne (abhängig vom Zeitverlauf) eingerechnet. In der Praxis muss eine realistische Kompensation der Mehremissionen zwischen der Betreiberin und dem Bund in einer Zielvereinbarung festgelegt werden. Der Umfang der Reduktionsverpflichtungen eines neuen Gaskraftwerks sollte von den möglichen Kompensationsmassnahmen und der Position des Unternehmens im internationalen Wettbewerb abhängen. Da ein

neues Gaskraftwerk dem neuesten Stand der Technik entsprechen muss, sind Kompensationen ausserhalb des Kraftwerkbetriebs nötig.

3.6.2 Stickoxidemissionen

Die NO_x-Emissionen aus der Energienutzung nehmen zwischen 2000 und 2035 in Szenario I von gut 90'000 Tonnen auf rund 36'000 Tonnen ab (siehe Figur 3.6-2), wobei der wichtigste Beitrag durch die Katalysatoren für Fahrzeuge geleistet wird, während die Emissionen in den andern Nachfragesektoren ungefähr konstant bleiben. Zusätzlich sind hier die NO_x-Emissionen der Angebotsvariante C dargestellt. Diese fallen trotz des Zubaus von sieben Gaskraftwerken nicht ins Gewicht. Der Unterschied der NO_x-Emissionen in den Szenarien I bis IV entspricht etwa dem Unterschied des Endenergieverbrauchs.

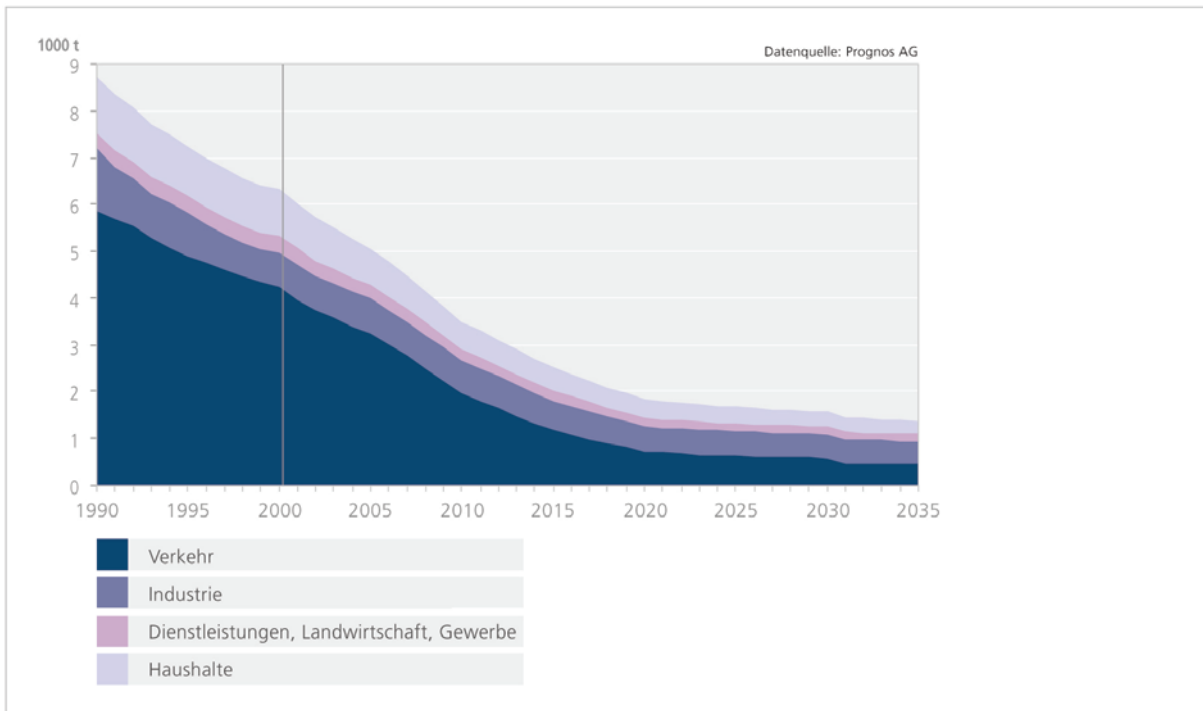
Figur 3.6-2: **Stickoxid-Emissionen nach Nachfragesektoren in Szenario I mit Angebotsvariante C, in 1000 Tonnen**



3.6.3 Feinstaubemissionen

Die Feinstaubemissionen aus der Energienutzung (ohne Reifenabrieb und Aufwirbelung von anorganischem Material) nehmen zwischen 2000 und 2035 in Szenario I von gut 6'000 Tonnen auf rund 1'300 Tonnen ab (siehe Figur 3.6-3). Den wichtigsten Beitrag leisten die Partikelfilter in Fahrzeugen. In den übrigen Sektoren erfolgt die Reduktion der Feinstaubemissionen im Rahmen des autonomen technischen Fortschritts und der verschärften Luftreinhaltevorschriften, beispielsweise bei Holzfeuerungen. Der Unterschied zwischen den Szenarien I bis IV ist sehr gering.

Figur 3.6-3: Feinstaubemissionen nach Nachfragesektoren in Szenario I, in 1000 Tonnen



Die Feinstaubemissionen werden durch die Angebotsvarianten nur wenig beeinflusst, da bei der stationären Stromproduktion relativ grosse Anlagen gebaut werden, welche schon heute eine gute Abgasreinigung besitzen (siehe Figur 3.6-4). Die Feinstaubemissionen hängen viel wesentlicher von der Endenergienachfrage ab: je weniger Endenergie, umso weniger Feinstaub.

Figur 3.6-4: Feinstaubemissionen der Angebotsvarianten nach Szenarien, im Jahr 2035, in t



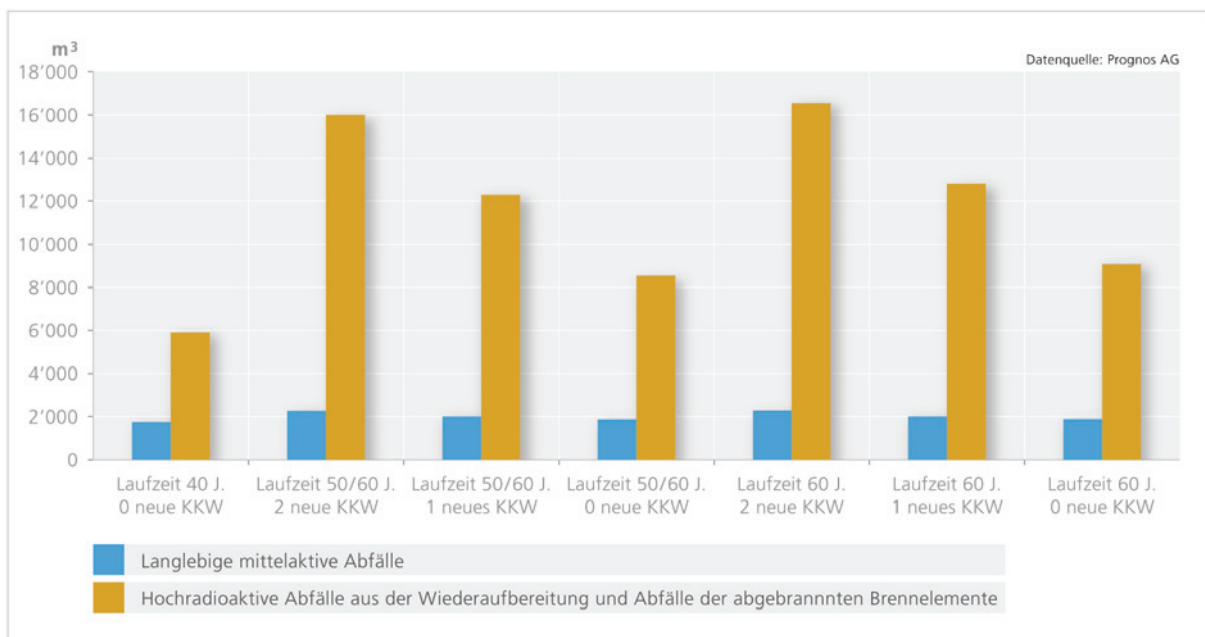
3.6.4 Radioaktive Abfälle

In Kernkraftwerken entstehen radioaktive Abfälle bei der Stromproduktion sowie bei der Stilllegung der Anlagen. Wie die Herkunft der Abfälle sind auch deren Eigenschaften und Gefährdungspotenziale

verschieden. Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Behandlung und Lagerung. Die technischen Konzepte zur Entsorgung der radioaktiven Abfälle sind entwickelt. Dauernde Sicherheit bietet nur die Lagerung in Gesteinsschichten. Zur Zeit erarbeitet das BFE die Grundlagen für ein Auswahlverfahren für geologische Tiefenlager. Dieses soll im Rahmen eines Sachplans nach Raumplanungsgesetz festgeschrieben werden.

Figur 3.6-5 zeigt die letztlich in Lagerstätten unterzubringenden verpackten, langlebigen, mittelaktiven sowie hochaktiven radioaktiven Abfallmengen. Diese Mengen werden integriert über die gesamte Laufzeit der Kernkraftwerke dargestellt. Bei einer auf 40 Jahre verkürzten Laufzeit der bestehenden Anlagen und einem Verzicht auf Neubauten ergeben sich deutlich weniger hochaktive Abfälle als bei einer längeren Laufzeit oder dem Bau von neuen KKW. Eine Laufzeit von 50 (Beznau, Mühleberg) und 60 Jahren (Gösgen, Leibstadt), statt 40 Jahren, erhöht die hochaktive Abfallmenge von knapp 6'000 auf gut 8'400 m³. Für jedes zusätzlich gebaute KKW müssen 3'600 m³ hochaktive Abfälle veranschlagt werden.

Figur 3.6-5: **Radioaktive Abfallmengen nach Angebotsvarianten mit Kernkraftwerken, in m³**



Nicht abgebildet sind hier die schwach- und mittelaktiven Abfälle, die beim Rückbau der Kernkraftwerke sowie als Betriebsabfälle anfallen und ein erhebliches Volumen haben; beispielsweise knapp 53'000 m³ im Falle einer Laufzeit der bestehenden KKW von 40 Jahren und einem Verzicht auf neue KKW oder gut 82'000 m³ im Falle der Laufzeit 50/60 Jahre der bestehenden KKW und zwei neuen KKW ab 2030.

3.6.5 Umweltbelastung durch Wasserkraftwerke

Unterhalb von Wasserfassungen kann es ungenügende Restwassermengen geben. Ebenso sind viele Fließgewässer unterhalb von Wasserkraftwerken von einem rasch schwankenden Abflussregime betroffen (Schwall und Sunk). Zudem kann der natürliche Geschiebehauhalt nachteilig beeinflusst werden, was den Lebensraum der Wasserlebewesen beeinträchtigt.

Die Restwasservorschriften reduzieren vor allem nach 2035 die Elektrizitätsproduktionsmöglichkeiten: Das ist bei neuen Anlagen, aber auch bei Sanierungen und Neukonzessionierungen relevant. In den Szenarien wird mit einer Produktionsminderung von 0.9 TWh pro Jahr bis 2035 gerechnet, bis 2070 könnten es 1.9 TWh pro Jahr sein. Die Kantone können die Restwassermengen weiter erhöhen oder im Einzelfall auch verkleinern.

Schwall und Sunk sind gesetzlich nicht geregelt. Im Rahmen der zurzeit laufenden Revision des Gewässerschutzgesetzes werden Vorschriften geprüft, weshalb in Zukunft bei Konzessionserneuerungen eventuell mit zusätzlichen Auflagen zu rechnen ist. Diese Auflagen können die Erträge sowie die betriebliche Flexibilität (Ausrichtung auf hochwertige Spitzenenergieproduktion) einschränken und die Gesteungskosten erhöhen.

Die in Umweltschutzvorschriften vorgesehenen Schutz-, Ersatz- und Wiederherstellungsmassnahmen ermöglichen einen Ausgleich von Schutz- und Nutzungsinteressen zugunsten verstärkter Nutzung und verringern dadurch die umweltbedingten Hemmnisse. Sie erhöhen aber die Gestehungskosten. Insbesondere in Szenario III wird mit der Angebotsvariante E mit einer Lockerung der Vorschriften gerechnet, weil eine vollständige Schliessung der Stromlücke mit inländischen erneuerbaren Energien ohne wesentlichen Beitrag auch neuer grosser Wasserkraftwerke nicht erwartet werden kann.

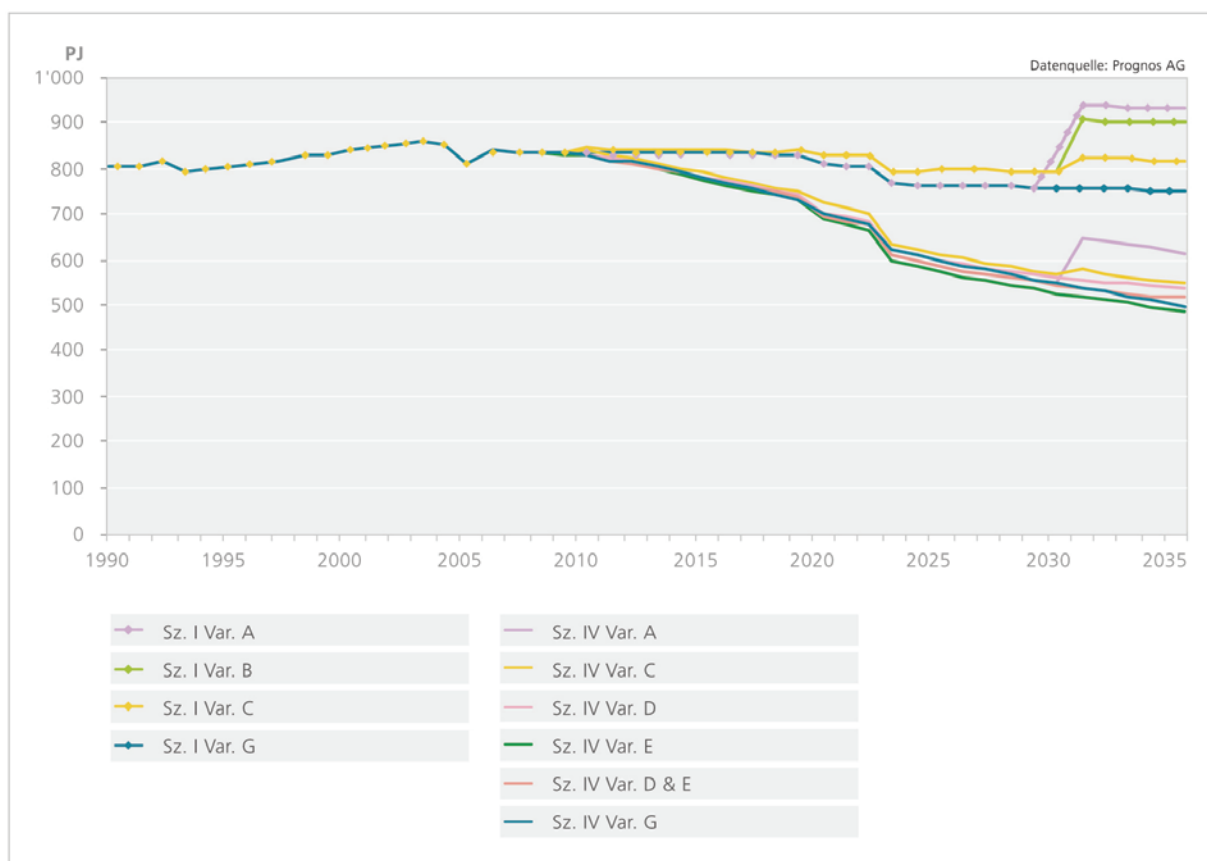
3.7 Indikatoren der Versorgungssicherheit

Mit Hilfe von Indikatoren kann versucht werden, die Sicherheit der Energieversorgung zu definieren und zu messen. Wichtige Grössen sind vor allem die Abhängigkeit eines Landes von Energieimporten sowie die Diversifizierung der Energieträger. Für die Elektrizitätsversorgung liegt das Interesse in der Sicherheit der Strombeschaffung und der Netze (siehe vorhergehende Kapitel) sowie in der Bewältigung von Hitze- oder Kältewellen bei gleichzeitigen ungeplantem Ausfall von Grosskraftwerken. (Kapitel 3.7.3).

3.7.1 Importabhängigkeit

Zu den Importen zählen die fossilen Brenn- und Treibstoffe für die Nachfrageseite, die Energieinputs für Kraftwerke sowie der positive Stromimportsaldo. Betrachtet man die absoluten Zahlen in PJ (Prozentanteile sind nicht aussagekräftig), so reduziert sich die Importabhängigkeit von Szenario I zu Szenario IV wesentlich (siehe Figur 3.7-1), je nach Angebotsvariante um bis zu 300 PJ. Dies ist vor allem eine Folge der rationelleren Energieverwendung.

Figur 3.7-1: Importabhängigkeit (Kernbrennstoffe = Import), in PJ



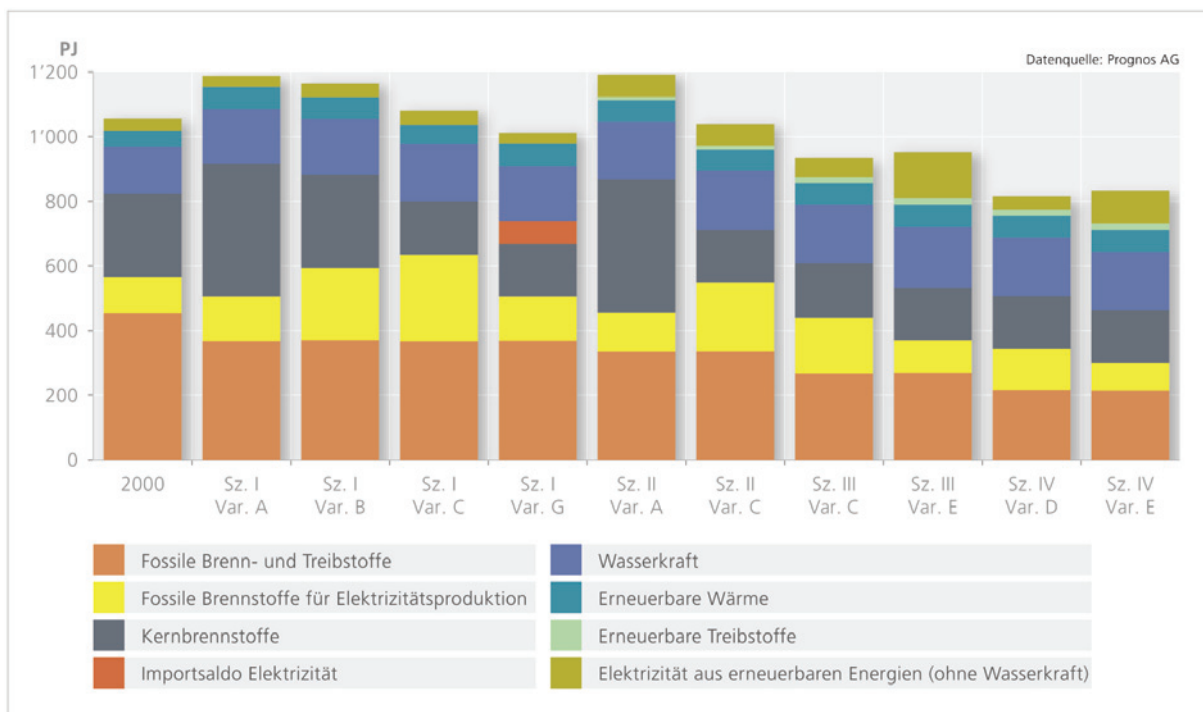
Bei der Angebotsvariante A ist die Auslandabhängigkeit am grössten, bei den Angebotsvarianten G (Szenario I) und E (Szenario IV) am kleinsten. Die Variante G (Lückenschliessung durch Importe) führt in Szenario I zur tiefsten Auslandabhängigkeit, weil mit der üblichen nationalen Systemgrenze die für die Elektrizitätsproduktion im Ausland eingesetzte Energie nicht berücksichtigt wird. Dagegen werden die zur inländischen Stromproduktion importierten Energieträger vollständig angerechnet. Bei den Kernbrennstoffen wird somit ein Wirkungsgrad von 34-35 Prozent unterstellt und bei Stromimporten 100 Prozent. Bei Kernbrennstoffen ist umstritten, ob sie zu den Importen gezählt werden sollen, da sie lange im Voraus eingekauft werden können und gut lagerbar sind. Werden die Kernbrennstoffe als

Importe betrachtet, führt dies dazu, dass die Importabhängigkeit in den Varianten A (Lückenschließung durch KKW) am höchsten ist. Insbesondere die netztechnischen Risiken oder die im Vergleich zu allen anderen Energieträgern sehr hohen Kosten eines Strommangels können mit dem Indikator Importabhängigkeit nicht abgebildet werden.

3.7.2 Diversifikation

Figur 3.7-2 verdeutlicht die Verteilung des Bruttoenergieverbrauchs nach Energieträgern. Die Diversifikation ändert sich von Szenario I bis IV nur geringfügig. Absolut gesehen nimmt vor allem die Abhängigkeit von Heizöl wenig (Szenario I) bis deutlich ab, mit einer Reduktion von 200 PJ gegenüber dem Stand im Jahr 2000 in Szenario IV. Bei den anderen Energieträgern sind die unterschiedlichen Anteile am Bruttoenergieverbrauch weitgehend auf die Stromangebotsvarianten zurückzuführen. Bei Variante A ist der Anteil Kernbrennstoffe hoch, bei Variante C ist es der Gasanteil. Hier wird wieder die thermische Energie berücksichtigt, sodass sich die tiefen Wirkungsgrade der Kernkraftwerke negativ auf den Bruttoenergieverbrauch auswirken.

Figur 3.7-2: **Aufteilung der Energieträger, 2000 und 2035, nach Szenarien und nach ausgewählten Varianten, in PJ**



3.7.3 Hitze- und Kältewellen

Für die Versorgungssicherheit im Stromsektor ist sowohl die Arbeit (gemessen in kWh) als auch die Leistung (gemessen in kW) massgebend. Speicherkraftwerke haben den Vorteil, dass sie innert kürzester Zeit grosse Mengen an Arbeit und Leistung bereitstellen können, allerdings den Nachteil, dass bei Ausschöpfung der vollen Leistung der Speicherinhalt schnell erschöpft ist und keine zusätzliche Produktion mehr möglich ist. Pumpspeicherkraftwerke können diesen Nachteil beheben, indem während Zeiten relativ geringer Nachfrage Wasser in ein höheres Becken gepumpt und dann zu Spitzenzeiten wieder genutzt wird. Der Wirkungsgrad liegt bei rund 70 Prozent, das heisst der Gewinn an Flexibilität auf der Leistungsseite ist mit einem Arbeitsverlust von 30 Prozent verbunden.

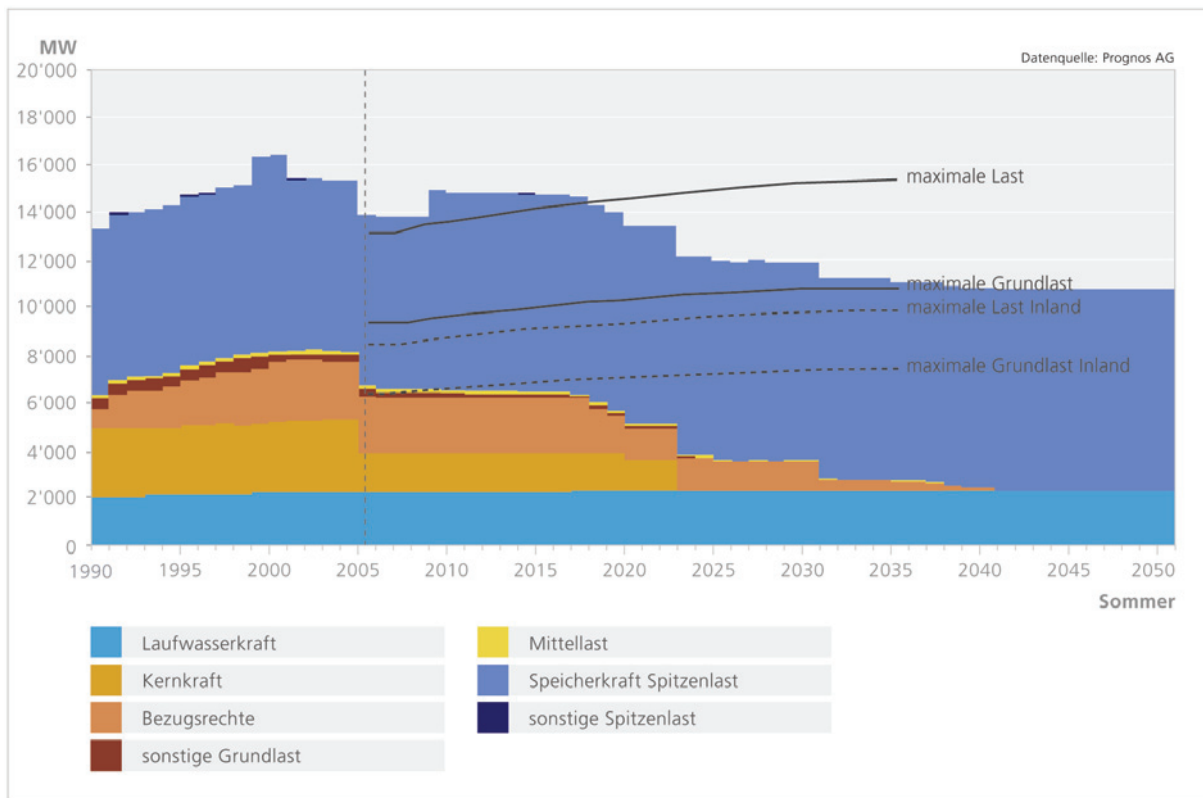
Um die Belastbarkeit der Angebotsvarianten zu prüfen, werden mehrwöchige Hitze- bzw. Kältewellen untersucht. Diese Stress-Szenarien kennzeichnen sich durch eine unterdurchschnittliche Wasserführung im Sommer und im Winter. Im Sommer wird mit einer Leistungsreduktion bei thermischen Kraftwerken und mit einem Zusatzverbrauch durch Klimaanlagen gerechnet. Im Winter steigt der Leistungsbedarf v.a. für elektrisch betriebene Heizanlagen. Für diese klimatischen Extremfälle wird zusätzlich angenommen, dass grosse Kraftwerkseinheiten ausfallen.

- **Eine Hitzewelle ist in näherer Zukunft noch zu bewältigen**

Figur 3.7-3 zeigt unter der Voraussetzung einer fünfwöchigen Hitzewelle die Leistungskapazitäten (MW) des bestehenden Kraftwerksparks sowie die Spitzennachfrage (maximale Last in MW) und die Grundlastnachfrage nach Szenario I. Die Import- und Exportverträge werden erfüllt, die Laufwasserkraftwerke produzieren auf tiefem Niveau, ein Kernkraftwerk ist planmässig in Revision und ein zweites fällt ungeplant aus. Diese Stress-Situation ist keine dauerhafte Erscheinung, wird hier jedoch für jedes Sommerhalbjahr 2005 bis 2035 abgebildet. Die Figur verdeutlicht, neben dem genannten Kernkraftwerk-Ausfall ab 2005, auch den historischen Ausfall der wichtigen Spitzenlast-Anlage Cleuson-Dixence im Jahr 2000 und deren Wiederinbetriebnahme (voraussichtlich 2010).

Der inländische Leistungsbedarf kann mit dem bestehenden Park vorderhand abgedeckt werden, doch müssen Speicherkraftwerke im Dauerbetrieb Grundlast produzieren. Die dadurch erhöhten Belastungen der Speicher werden sich voraussichtlich in den Folgejahren einer solchen Stress-Situation durch geringere Füllungsgrade und damit in einem geringen Erzeugungspotenzial auswirken. Unter Berücksichtigung von Exportverpflichtungen und ohne Ausbau der Kraftwerkskapazitäten ist ab 2018 mit produktionsseitig bedingten Versorgungsrisiken zu rechnen.

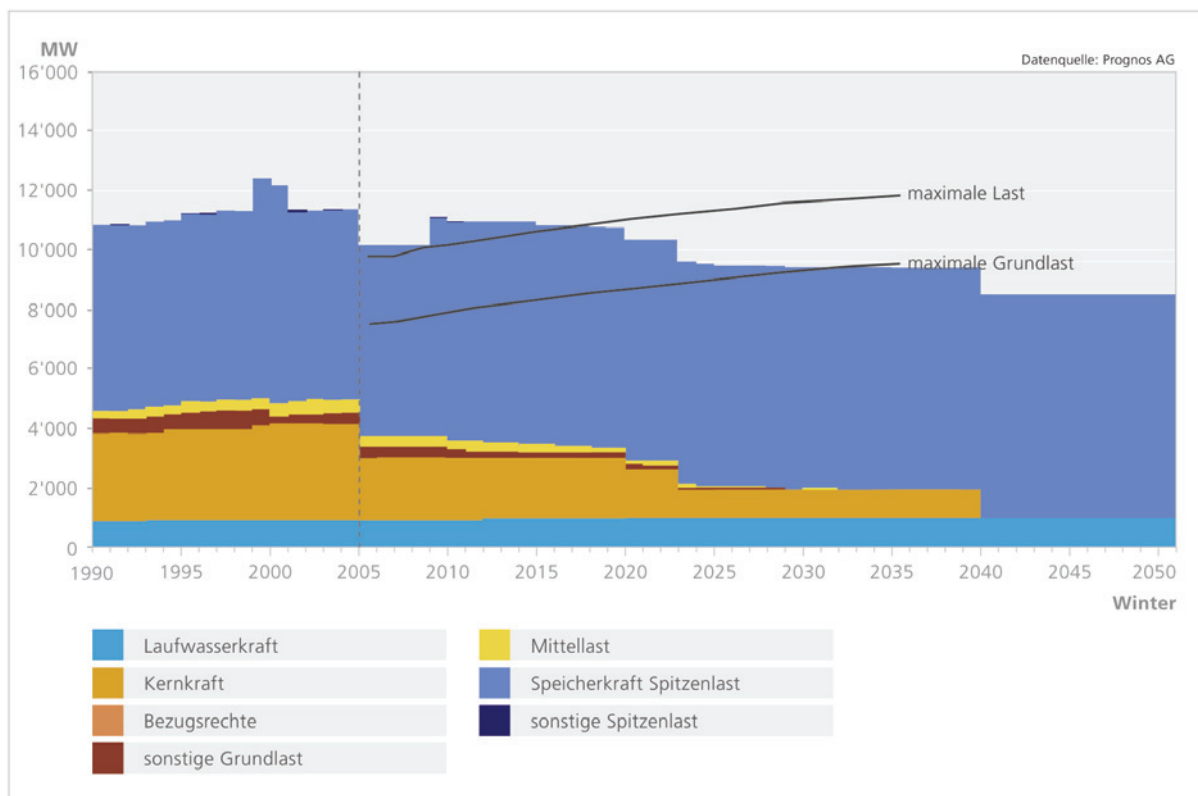
Figur 3.7-3: **Leistung des bestehenden Kraftwerksparks mit Bezugsrechten bei einer Hitzewelle, beim Ausfall von zwei grossen Kraftwerkseinheiten, in MW**



- **Eine Kältewelle ist schon heute kritisch**

Die im Folgenden (für jedes Winterhalbjahr) unterstellte zweiwöchige Kältewelle erfasst ganz Europa. Für diese Zeit fallen auch die Importmöglichkeiten und Exportverpflichtungen aus. Bedingt durch die geringe Wasserführung wird die Grundlastkapazität reduziert. Fällt zusätzlich ein Kernkraftwerk ungeplant aus, bestehen schon heute bis zur Wiederinbetriebnahme von Cleuson-Dixence (voraussichtlich 2010) produktionsbedingte Blackout-Risiken. Bereits heute muss in Kältewellen ein wesentlicher Teil der Grundlast durch Speicherkraftwerke mit entsprechender Belastung der Speicher bereitgestellt werden. Spätestens ab 2017 kann die maximale Last nicht mehr sicher gedeckt werden (Figur 3.7-4).

Figur 3.7-4: **Leistung des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Bezugsrechte) bei einer Kältewelle, beim Ausfall einer grossen Kraftwerkseinheit, in MW**



- **Hitze- und Kältewelle in zwei Szenarien**

- Szenario II, Angebotsvariante A

In Szenario I, mit Angebotsvariante A (neue Kernkraftwerke ab 2030 und neue Importe von 2020 bis 2030), bleibt die Situation bei winterlichen Stress-Situationen bis 2030 angespannt. Die winterliche Spitzenlast kann beim Wegfall von Importen möglicherweise nicht gedeckt werden. Ferner beträgt das Grundlastmanko bei einer Kältewelle zwischen 4'000 und knapp 6'000 MW. Eine Deckung dieses Mankos belastet die Speicher derart, dass dies wahrscheinlich verstärkte Importe in den Folgejahren erfordert. Der Zubau der beiden Kernkraftwerke ab 2030 verringert das Problem, löst es aber nicht. Wenn während einer Kältewelle das jeweils grösste Kraftwerk (1'600 MW) ausfällt, kann die Spitzenleistung zwar noch sicher abgedeckt werden, das Grundlastmanko von 4'000 MW bleibt jedoch langfristig bestehen und führt zu sehr hoher Speicherbelastung.

Im Gegensatz dazu ist die Hitzewelle in Szenario I, Angebotsvariante A, selbst beim Ausfall zweier Kraftwerkseinheiten auch mit der Erfüllung der Exportverpflichtungen, weniger problematisch.

- Szenario IV, Angebotsvariante D & E

In Szenario IV, mit langfristig sinkender Nachfrage und Mixvariante D & E, ist der für die Kältewelle angenommene Ausfall des grössten noch vorhandenen Kernkraftwerks (Kernkraftwerk Leibstadt, 990 MW) weniger schwerwiegend. Der Kapazitätsausbau erfolgt kontinuierlich in zahlreichen dezentralen Einheiten. Das Grundlastmanko ist am Anfang der Betrachtungsperiode am grössten und verringert sich bis 2035 auf etwas mehr als 2'500 MW, was auch die Speicherbelastung verringert.

- **Die Schweiz benötigt Grundlastkapazitäten**

Die Schweiz hat mit dem Auslaufen der Bezugsrechte und dem Abschalten der Kernkraftwerke (nach Laufzeiten von 50 bzw. 60 Jahren) ab 2019 in erster Linie ein Grundlastproblem, das sich zunehmend verschärft. Sowohl für die Kälte- wie für die Hitzewelle leisten neue Pumpspeicherwerke keinen wesentlichen Beitrag zu einer langfristig stabilen, produktionseitigen Versorgungssicherheit. Erforderlich sind neue Grund- und Mittellast-Kraftwerke. Diese können sowohl zentral als auch dezentral, sowohl mit konventionellen Brennstoffen als auch aus erneuerbaren Quellen, gespeist sein. Da Kältewellen gleichzeitig auch das umliegende Ausland treffen, müssen diese Anlagen inländisch sein.

4 Dynamisches Gleichgewichtsmodell

• Schweizerische Klimaschutzpolitik im Wirtschaftskreislauf und im globalen Umfeld

Dynamische Gleichgewichtsmodelle zeigen das Zusammenwirken der Unternehmen und der Haushalte im gesamten Wirtschaftskreislauf und ermöglichen, die dynamischen Wechselbeziehungen zwischen Einkommensentstehung, Konsum und Kapitalbildung aufzuzeigen. Die langfristige Anpassung der Volkswirtschaft an die Klimaschutzpolitik steht bei den im Folgenden dargestellten Untersuchungen im Vordergrund. Die Schweiz ist als kleine offene Volkswirtschaft in das internationale wirtschaftliche Umfeld eingebettet. Um dem Rechnung zu tragen, werden sechs Weltregionen (EU-25, USA, restliche Industrieländer, Entwicklungsländer, die OPEC und die Schweiz) mit jeweils zwölf Industrie- und Dienstleistungssektoren einbezogen.

Die Auswirkungen der Klimaschutzpolitik werden als Differenzen zum Referenzszenario „Weiter wie bisher“ dargestellt. Dieses Referenzszenario geht davon aus, dass national und international keine CO₂-Minderungsverpflichtungen bestehen. Aufgrund einer Expertenbefragung (Ecoplan 2005) sind vier Varianten der globalen Klimaschutzpolitik entwickelt worden, die sich in den Verpflichtungen zur CO₂-Reduktion im Vergleich zu „Weiter wie bisher“ bis 2035 unterscheiden (Tabelle 4-1).

- „Alibi“ geht von einem Reduktionsziel der Schweiz und der Industrieländer von 5 Prozent aus;
- „Mittleres globales Engagement“ (MGE) bedeutet für die Schweiz und die EU ein CO₂-Reduktionsziel von 25 Prozent;
- „Starkes globales Engagement“ (SGE) bedeutet für die Schweiz und die EU ein CO₂-Reduktionsziel von 40 Prozent;
- „ppm550“ (ppm = Teile pro Million) steht für eine noch stärkere globale CO₂-Reduktion. Die Emissionsrechte werden so zwischen den Ländern verteilt, dass ein langfristiger Übergang (bis 2050) zu gleichen Pro-Kopf-Emissionsrechten gewährleistet ist.

Tabelle 4-1: **Globale klimapolitische Varianten**

Reduktionsverpflichtungen	Weiter wie bisher	Alibi	Mittleres globales Engagement	Starkes globales Engagement	ppm550
Schweiz	0%	5%	25%	40%	22%
EU-25	0%	5%	25%	40%	53%
restliche Industrieländer (inkl. USA)	0%	5%	15%	25%	57%
Entwicklungsländer (inkl. OPEC)	0%	0%	5%	15%	-1%

Datenquelle: Ecoplan AG

• Untersuchte Fragen

Die Kosten der globalen Klimaerwärmung werden nicht quantifiziert. Es werden jedoch die volkswirtschaftlichen Kosten und Auswirkungen unter anderem der globalen klimapolitischen Variante „ppm550“ untersucht. Diese Begrenzung der Treibhausgase auf das Doppelte der vorindustriellen Konzentration wird in den Klimaschutzdiskussionen als mögliches CO₂-Ziel verwendet. Die von schweizerischen Experten als wahrscheinlich eingeschätzten Varianten „Alibi“ und „Mittleres globales Engagement“ weisen hingegen deutlich geringere CO₂-Minderungsziele auf als die Variante „ppm550“.

Im Einzelnen stellen sich folgende Fragen:

- Wie sind die Schweizer Energieperspektiven im internationalen Kontext zu positionieren
- Welches sind die volkswirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Varianten der CO₂-Minderungspolitik?
- Wie viel kostet es, die CO₂-Minderungsziele ausschliesslich im Inland zu erreichen (entsprechend den Kapiteln 2 und 3)?
- Welche Vorteile bietet eine teilweise oder vollständige CO₂-Reduktion im Ausland?
- Wie gross sind die durch die schweizerische Klimaschutzpolitik vermiedenen externen Kosten?

- **Unterschiedliche Methoden**

Zur Untersuchung dieser Fragen wurde eine andere Methode als für den engeren Energiebereich (Kapitel 2 und 3) angewendet. Mit dem Gleichgewichtsmodell wird, ausschliesslich auf die nationalen und internationalen CO₂-Minderungsziele ausgerichtet, der kostengünstigste Produktions- und Konsumpfad gesucht.

Die Energiemodelle liefern eine detaillierte Analyse der Auswirkungen energiepolitischer Ziele, Instrumente und Massnahmen. Sie beschränken sich auf die energiebezogenen technischen Wechselwirkungen. Nicht berücksichtigt werden, im Unterschied zum Gleichgewichtsmodell, die Auswirkungen der Kosten und Preisveränderungen auf den Konsum und die Investitionen der Wirtschaftssektoren sowie auf den internationalen Handel.

- **Unterschiede in den Zielen und in der Ausgestaltung der Lenkungsabgabe**

In den Energiemodellen wird zusätzlich zum CO₂-Reduktionsziel ein Endenergieverbrauchsziel pro Kopf eingeführt. Dieses zusätzliche Ziel führt in den Energiemodellen zu einer tieferen Elektrizitätsnachfrage als im Gleichgewichtsmodell, da die Schweiz praktisch CO₂-frei Elektrizität produziert.

In den Energiemodellen werden für die Treibstoffe wesentlich höhere Abgaben unterstellt als für die Brennstoffe. Im Gleichgewichtsmodell wird ein einheitlicher CO₂-Abgabesatz verwendet, mit welchem das angestrebte Reduktionsziel insgesamt erreicht wird. Dieser Satz liegt deutlich unter dem Satz, welcher im Energiemodell im Sektor Verkehr zur Anwendung kommt. Deshalb liegt der Treibstoffverbrauch in den Szenarien III und IV der Energiemodelle deutlich unter dem Verbrauch der Varianten „Mittleres globales Engagement“ und „Starkes globales Engagement“ des Gleichgewichtsmodells.

- **Die beiden Betrachtungsweisen ergänzen sich**

In den beiden Modellen werden gleiche gesamtwirtschaftliche Rahmenentwicklungen (BIP-Hoch, Branchenstruktur, Bevölkerung und internationale Energiepreise) verwendet. Die Energienachfrage des Szenarios I der Energiemodelle ist für die Eichung des Gleichgewichtsmodells verwendet worden. Im Gleichgewichtsmodell wird jedoch die Struktur des schweizerischen Elektrizitätsangebots in einem geringeren Detaillierungsgrad berücksichtigt.

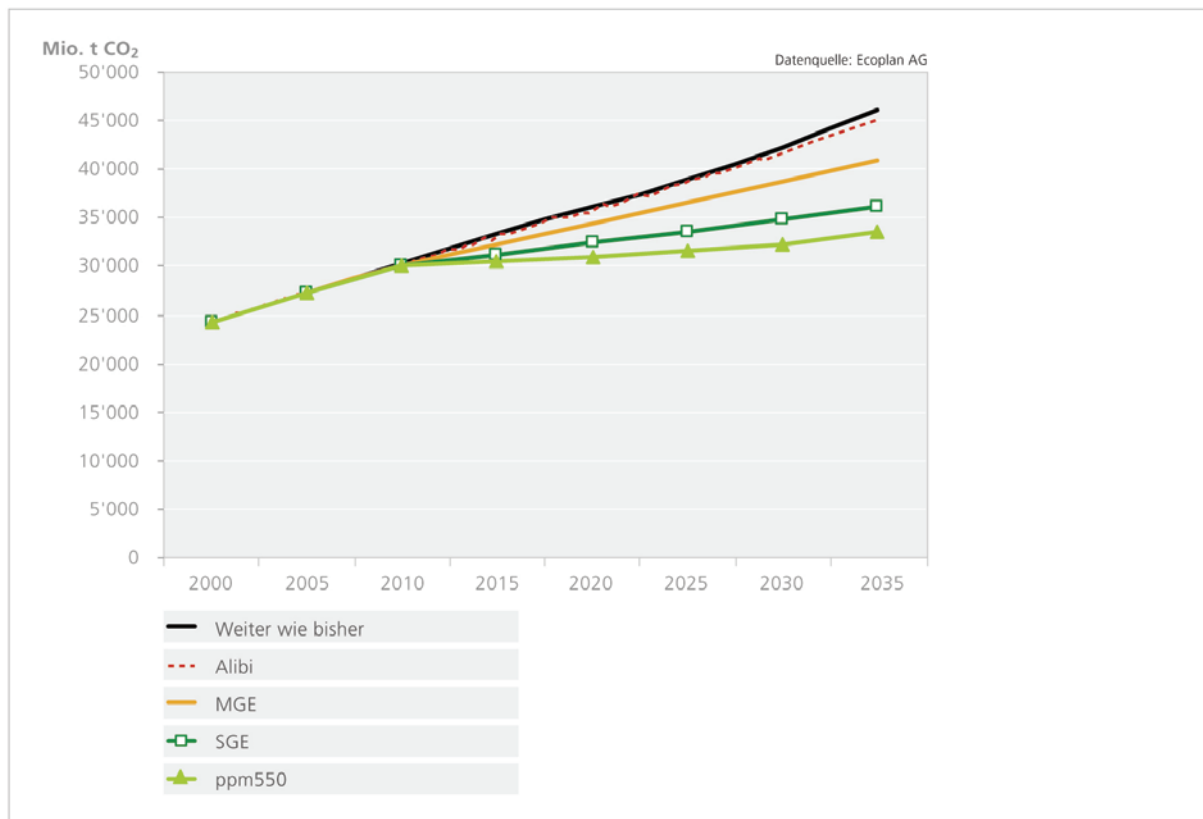
Im Unterschied zum in den Kapiteln 2 und 3 vorgestellten Szenario III erreicht die im Gleichgewichtsmodell berechnete Variante „Mittleres globales Engagement“ eine weniger weitgehende CO₂-Reduktion (um 25 Prozent statt 30 bis 39 Prozent in Szenario III, Sensitivität BIP-Hoch). Hingegen liegt die CO₂-Reduktion der Variante „Starkes globales Engagement“ mit 40 Prozent am unteren Rand des Szenarios IV (Sensitivität BIP-Hoch) von 40 bis 48 Prozent. Da die Energiemodelle neben leicht höheren CO₂-Reduktionen noch die genannte Restriktion auf dem Endenergieverbrauch pro Kopf unterstellen, wären die volkswirtschaftlichen Kosten der Szenarien III und IV der Energiemodelle aus der Sicht des Gleichgewichtsmodells leicht höher als sie nachfolgend für die Varianten „Mittleres globales Engagement“ und „Starkes globales Engagement“ ausgewiesen werden.

4.1 Globale CO₂-Emissionen und CO₂-Minderungskosten

- **Globale Klimaschutzpolitik wie sie wahrscheinlich sein wird – und nicht wie sie eigentlich sein sollte**

Die aufgrund einer Expertenbefragung (Ecoplan; 2005) als wahrscheinlich bezeichnete globale Klimaschutzpolitiken „Alibi“ und „Mittleres globales Engagement“ weisen ein hohes Wachstum der weltweiten CO₂-Emissionen auf: + 88 Prozent von 2000 bis 2035 in der Variante „Alibi“ und + 69 Prozent in der Variante „Mittleres globales Engagement“ (vgl. auch Figur 4.1-1). Aber auch die Varianten „Starkes globales Engagement“ und „ppm550“ weisen bis 2035 noch Zuwächse von 48 Prozent und 38 Prozent auf. Die als wahrscheinlich erachteten globalen Minderungsanstrengungen sind, gemessen an den von der Klimaforschung aufgezeigten Notwendigkeiten, zu gering.

Figur 4.1-1: Globale CO₂-Emissionen nach klimapolitischen Varianten, in Mio. Tonnen CO₂



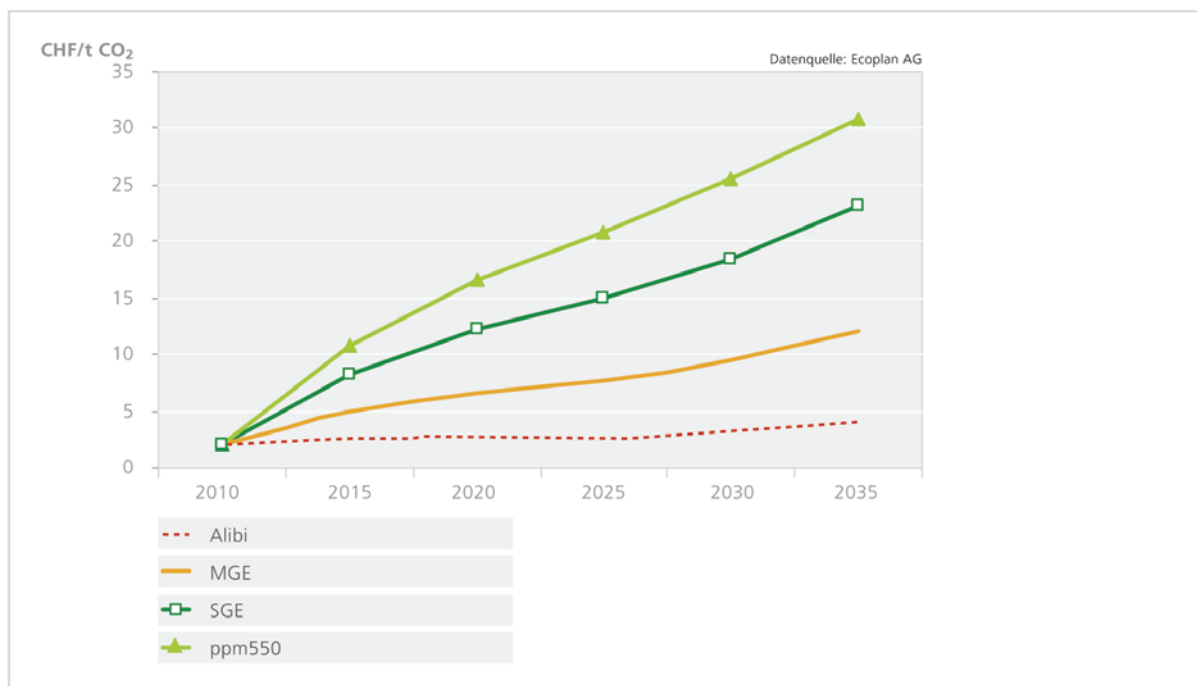
- Die globalen CO₂-Minderungskosten sind bei den angenommenen, globalen Minderungszielen sehr tief

Neben moderaten Reduktionszielen wirken weitere Faktoren dämpfend auf die weltweiten CO₂-Minderungskosten:

- Wird ein globaler CO₂-Zertifikatehandel unterstellt, können die Industrieländer günstige Minderungsmöglichkeiten in Entwicklungsländern nutzen, wobei die höheren Transaktionskosten im CO₂-Handel mit Entwicklungsländern in den Modellrechnungen berücksichtigt sind.
- Die Minderungsverpflichtungen nehmen erst gegen Ende des Betrachtungszeitraums hin zu. Bei der hier unterstellten perfekten Voraussicht können sich Unternehmen und Haushalte über einen langen Zeitraum auf diese Gegebenheiten einstellen und die kostengünstigste Minderungsstrategie wählen.
- Wesentlich ist ferner, dass die globale Energiewirtschaft langfristig ausreichend flexibel ist, um auf die Penalisierung der CO₂-Emissionen mit einem veränderten Energiemix, höherer Energieeffizienz und neuen Techniken (zum Beispiel CO₂-Abscheidung und Lagerung) zu reagieren.

Die CO₂-Kosten bleiben bei globalem Emissionshandel und den genannten weiteren Voraussetzungen für die Variante „Alibi“ in einem Bereich von 2 bis 5 CHF pro Tonne CO₂ (siehe Figur 4.1-2). Bei „Mittlerem globalem Engagement“ liegen sie zwischen 2 bis 12 CHF pro Tonne CO₂. In der Variante „ppm50“, steigen sie auf 32 CHF pro Tonne CO₂.

Figur 4.1-2: Globale CO₂-Minderungskosten, in CHF pro Tonne CO₂

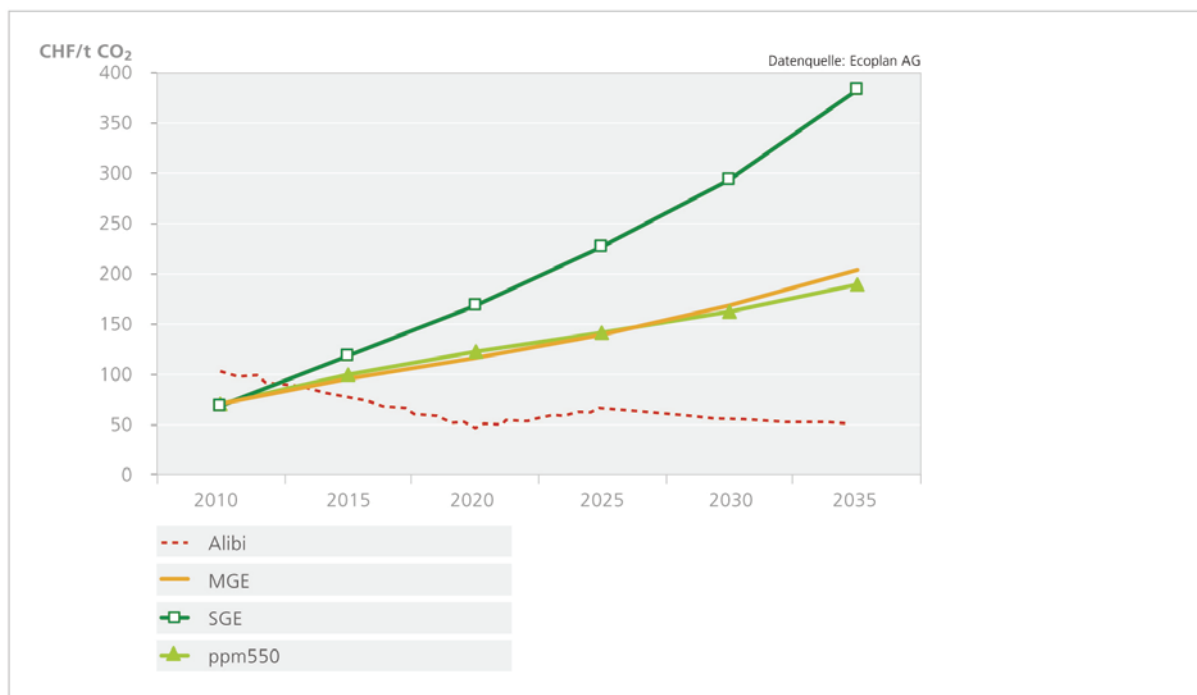


- **Die schweizerischen CO₂-Minderungskosten sind vergleichsweise hoch**

Die schweizerischen CO₂-Minderungskosten liegen bei vollständiger inländischer CO₂-Reduktion deutlich über den globalen CO₂-Minderungskosten. Im Jahre 2035 erreichen sie in der Variante „Starkes globales Engagement“ 383 CHF pro Tonnen CO₂ (siehe Figur 4.1-3). Für die gleiche Variante „Starkes globales Engagement“ betragen die ausländischen Minderungskosten im Jahre 2035 32 CHF pro Tonnen CO₂ (siehe Figur 4.1-2). Der Hauptgrund für die grosse Differenz ist, dass die Schweiz mit fast CO₂-freier Stromerzeugung und wenigen energieintensiven Unternehmen über vergleichsweise weniger kostengünstige CO₂-Einsparpotenziale verfügt.

Bei der Variante „ppm550“ ist der Abstand der Schweizer CO₂-Minderungskosten zum Ausland überraschenderweise langfristig etwas geringer. Der international harmonisierte Übergang zu gleichen Pro-Kopf-Emissionsrechten bis zum Jahr 2050 bewirkt für die Schweiz, im Vergleich zu anderen – vor allem kohleabhängigen – Industriestaaten eine geringere Minderungsverpflichtung (vgl. Tabelle 4-1).

Figur 4.1-3: Schweizerische CO₂-Minderungskosten, ohne Emissionsreduktionen im Ausland, in CHF pro t CO₂



4.2 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

4.2.1 Auswirkungen auf Branchen, Konsum, Wohlfahrt, Aussenhandel und Beschäftigung

- **Klimaschutz verändert die schweizerische Branchenstruktur moderat**

CO₂-Restriktionen beschleunigen den Strukturwandel hin zu weniger CO₂-intensiven Branchen. Das Ausmass des Strukturwandels hängt von der CO₂-Intensität der einzelnen Branchen im Vergleich zum Ausland ab sowie von den Minderungsanstrengungen der Handelspartner. Unterstellt wird hier die Variante „Mittleres globales Engagement“ (sie entspricht nicht ganz dem schweizerischen CO₂-Reduktionsziel des Szenarios III gemäss Kapitel 2 und 3).

Der in der Schweiz ausgelöste Strukturwandel ist moderat (siehe Figur 4.2-1). Der Strassenverkehr nimmt im Vergleich zu „Weiter wie bisher“ aufgrund seiner hohen CO₂-Intensität am stärksten ab. Ein Teil des Strassenverkehrs wechselt auf die Schiene. Ein grösserer Teil des Neuverkehrs wird durch die Schiene abgedeckt. Der Bausektor profitiert unter anderem von verstärkter Wärmedämmung im schweizerischen Gebäudepark. Die Verschiebung von der Industrie zu den Dienstleistungen wird leicht verstärkt.

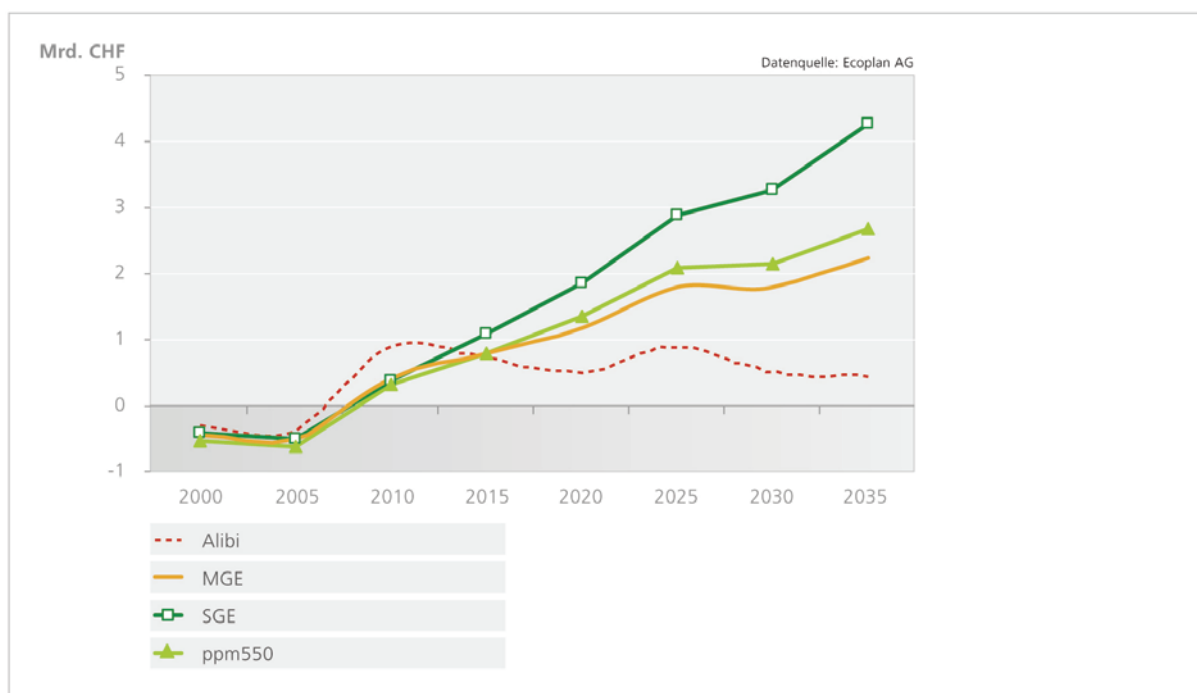
Figur 4.2-1: **Veränderung der Produktion ausgewählter schweizerischer Branchen, Variante „Mittleres globales Engagement“ im Vergleich zu „Weiter wie bisher“, im Jahr 2035, ohne Emissionsreduktionen im Ausland, in Prozent**



- **Klimaschutz reduziert moderat den schweizerischen Konsum**

Der Konsum entspricht dem Teil des verfügbaren Einkommens der schweizerischen Volkswirtschaft, der jährlich für Konsumzwecke eingesetzt wird. Das Niveau des schweizerischen Konsums sinkt in allen Varianten im Vergleich zu „Weiter wie bisher“ (siehe Figur 4.2-2). Die geringsten Auswirkungen auf den Konsum weist die Variante „Alibi“ auf. Von 2010 bis 2035 stehen jährlich im Durchschnitt pro Jahr knapp 1 Mrd. CHF (zu realen Preisen) weniger Einkommen für Konsumzwecke zur Verfügung. In den Varianten „Mittlerer globales Engagement“ und „Starkes globales Engagement“ und „ppm550“ stehen im Jahr 2010 rund eine halbe Milliarde CHF weniger für Konsumzwecke zur Verfügung als in „Weiter wie bisher“. Die Differenz zu „Weiter wie bisher“ erhöht sich aufgrund kontinuierlich verschärften klimapolitischen Zielen jährlich und erreicht 2035 eine Grössenordnung von rund 2.2 Mrd. CHF („Mittlerer globales Engagement“), 2.8 Mrd. CHF („ppm550“) und 4.3 Mrd. CHF („Starkes globales Engagement“).

Figur 4.2-2: **Jährliche Konsumeinbussen der Schweiz nach Varianten der Klimaschutzpolitik, verglichen mit „Weiter wie bisher“, ohne Emissionsreduktionen im Ausland, in Mrd. CHF**



- **Moderate negative Wohlfahrtseffekte des Klimaschutzes auf die Schweiz**

Die Wohlfahrtsverluste der einzelnen Varianten der Klimaschutzpolitik sind die Summe der abdiskontierten jährlichen Konsumverluste des gesamten Betrachtungszeitraumes 2000 bis 2035. Je höher der kumulierte Konsum im hier betrachteten Zeitraum, desto höher die Wohlfahrt. Die untersuchten Varianten der Klimapolitik führen zu niedrigeren Konsumpfaden als „Weiter wie bisher“ (siehe obigen Abschnitt). Die Kosten der CO₂-Reduktion bewirken tiefere Konsumpfade als der kostenminimale Pfad des „Weiter wie bisher“, was Wohlfahrtsverluste bewirkt. Die grössten Wohlfahrtsverluste hat die Schweiz mit 0.29 Prozent in der Variante „Starkes globales Engagement“ (gegenüber „Weiter wie bisher“). Dies entspricht einem durchschnittlichen jährlichen Wohlfahrtsverlust (in Konsumeinheiten zu realen Preisen von 2001) von rund 1.1 Mrd. CHF. Während die Wohlfahrtsverluste der Variante „ppm550“ jährlich durchschnittlich rund 0.7 Mrd. CHF (Einbusse von 0.18 Prozent) betragen, liegen sie für die Variante „Mittleres globales Engagement“ bei durchschnittlich knapp 0.6 Mrd. CHF (0.15 Prozent), bzw. für die Variante „Alibi“ bei durchschnittlich 0.3 Mrd. CHF (0.7 Prozent). Die durch die globale Klimaschutzpolitik vermiedenen Schadenskosten und die Anpassungskosten zur Schadensbegrenzung sind, wie schon an andern Stellen erwähnt, nicht berücksichtigt.

- **Der ausländische Klimaschutz beeinflusst den Aussenhandel der Schweiz**

Die Terms of Trade sind ein Mass dafür, wie viel Importe ein Land mit einer Einheit seiner Exportprodukte erwerben kann. Diese Kennziffer sinkt mit der Höhe der CO₂-Ziele. Die Verschlechterung der Terms of Trade ist aber keine Folge der schweizerischen Klimapolitik, sondern eine Folge der CO₂-Minderungsziele des Auslandes. Je anspruchsvoller die CO₂-Minderungsziele des Auslandes sind, umso teurer werden die Produktion in den entsprechenden Ländern und damit die Güter, welche die Schweiz aus dem Ausland importiert. Gleichzeitig geht im Ausland der Konsum wegen des Anstiegs der CO₂-Minderungskosten zurück. Deshalb werden die Exportgüter der Schweiz im Ausland weniger stark nachgefragt, was die Preise des Schweizer Exports unter Druck setzt. Diese Effekte führen in erster Linie in der Variante „ppm550“ zu einer Verschlechterung der schweizerischen Terms of Trade, da hier für den wichtigsten Handelspartner der Schweiz, die EU, hohe Minderungsverpflichtungen unterstellt werden („ppm550“ Ziel der EU: -53 Prozent). In den andern Varianten ist dieser Effekt vernachlässigbar klein.

- **Klimaschutz ist kein Instrument der Arbeitsmarktpolitik**

Die Änderungen in Produktion und Aussenhandel wirken sich auch auf die Beschäftigung aus. Zusätzlich geschaffenen Stellen in den Dienstleistungen, im Baugewerbe und bei den erneuerbaren Energien steht eine aufgrund der Kosten des Klimaschutzes leicht sinkende Beschäftigung in Industrie-

branchen gegenüber. Die Kosten der CO₂-Minderung führen per Saldo zu einem leichten Anstieg der Arbeitslosigkeit. Der Einfluss der Kosten der CO₂-Minderung auf die Arbeitslosenrate ist jedoch gering, weil die Reallöhne in der Schweiz langfristig flexibel sind. Deshalb wirken sich die Kosten des Klimaschutzes eher auf das Lohnniveau aus als auf die Beschäftigung und damit auf die Arbeitslosigkeit. Im Jahre 2035 liegt sie bei 2.9 Prozent in „Weiter wie bisher“, bzw. bei 3.04 Prozent in der Variante „Starkes globales Engagement“. Klimaschutzpolitik gefährdet somit weder die Beschäftigung noch ist sie ein geeignetes Instrumente der Arbeitsmarktpolitik. Dieses Ergebnis steht in Einklang mit früheren Untersuchungen über die volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer verstärkten Energiepolitik.

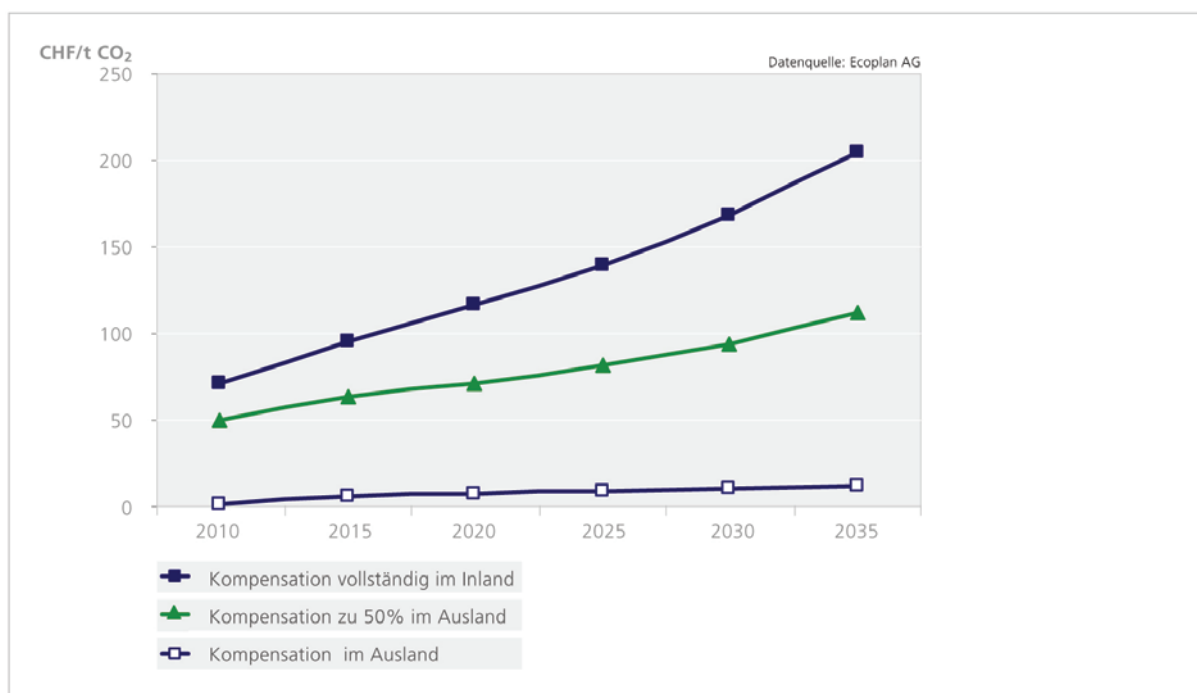
4.2.2 Auswirkungen von CO₂-Minderungen der Schweiz im Ausland

- **Die CO₂-Minderungskosten hängen wesentlich vom Ausmass der schweizerischen CO₂-Minderung im Ausland ab**

Je grösser die Emissionsreduktionen im Inland sind, desto höher sind die für die Erreichung eines CO₂-Zieles notwendigen Kosten. Für die Variante „Mittleres globales Engagement“ betragen die Kosten im Jahre 2035 13 CHF je t CO₂ (entspricht genau dem internationalen Emissionshandelspreis, vgl. auch Figur 4.1-2), falls eine Reduktionsverpflichtung vollständig im Ausland erfüllt wird. Sie betragen ungefähr 205 CHF pro t, wenn die CO₂-Minderung vollständig im Inland erfolgt (siehe Figur 4.2-3).

Eine weitgehende Erfüllung der schweizerischen Reduktionsverpflichtung im Ausland hat aber auch Nachteile: Die Abhängigkeit von fossilen Energien wächst, Energieeffizienz bringt auch technischen Fortschritt und Innovation – diese Chancen werden mit weitgehender CO₂-Reduktion im Ausland vergeblich.

Figur 4.2-3: **Schweizerische CO₂-Minderungskosten in Abhängigkeit unterschiedlicher Emissionsminderungen im Ausland, nach Variante „Mittleres globales Engagement“, in CHF/t CO₂**

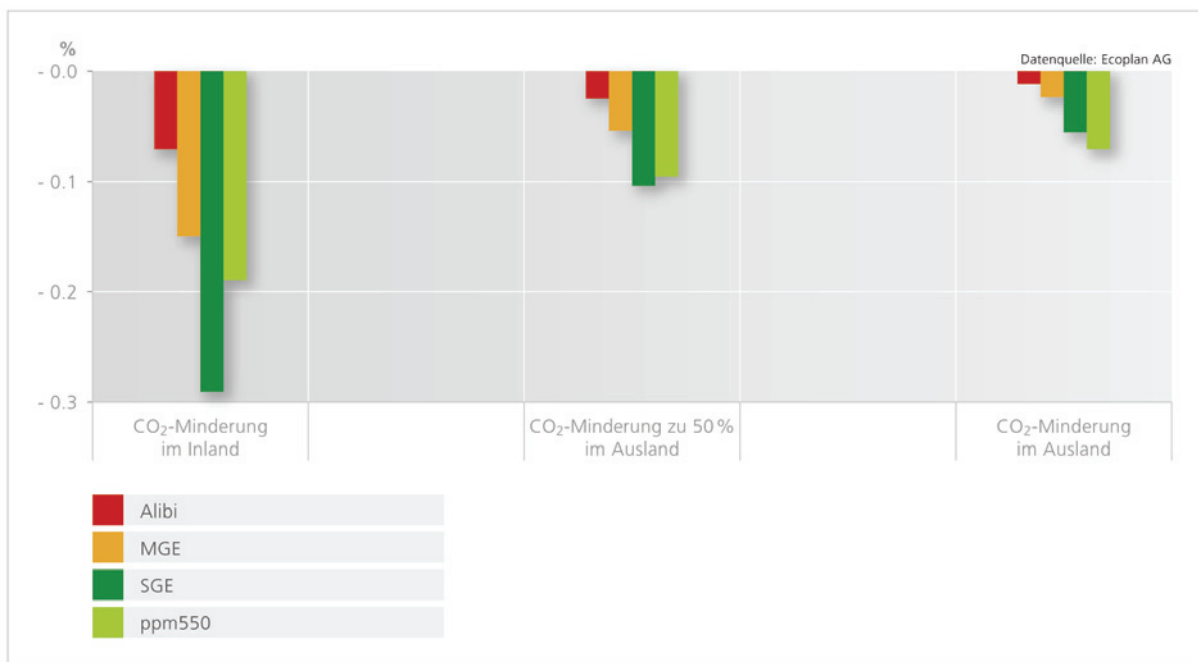


Im Gleichgewichtsmodell werden keine CO₂-Senken berücksichtigt, so dass die Frage der Dauerhaftigkeit von Forstplantagen oder Wiederaufforstungen zum Beispiel in Entwicklungsländern hier nicht behandelt wird. Auch ohne Senken gibt es in Entwicklungsländern erhebliche, kostengünstige Reduktionspotenziale. Für den Emissionshandel mit Entwicklungsländern wird hier ein Transaktionskostenschlag von fünf USD pro Tonne CO₂ angenommen. Diese Transaktionskosten dürften in den relevanten Ländern noch deutlich darunter liegen.

- **CO₂-Minderungen im Ausland reduzieren die (moderaten) Wohlfahrtverluste der Klimaschutzpolitik**

Die grössten Wohlfahrtseinbussen (in Konsumeinheiten zu realen Preisen von 2001) von durchschnittlich rund 1.1 Mrd. CHF pro Jahr hat die Schweiz mit der Variante „Starkes globales Engagement“, wenn alle Reduktionsverpflichtungen im Inland erfüllt werden. Werden hingegen 50 Prozent der Reduktionsverpflichtungen im Ausland erfüllt, reduziert sich der Wohlfahrtsverlust bei der Variante „Starkes globales Engagement“ von 0.29 Prozent auf 0.14 Prozent, oder von 1.1 auf 0.5 Mrd. pro Jahr. Können die gesamten Reduktionsverpflichtungen im Ausland erfüllt werden, beträgt der Wohlfahrtsverlust nur noch 0.3 Mrd. CHF pro Jahr.

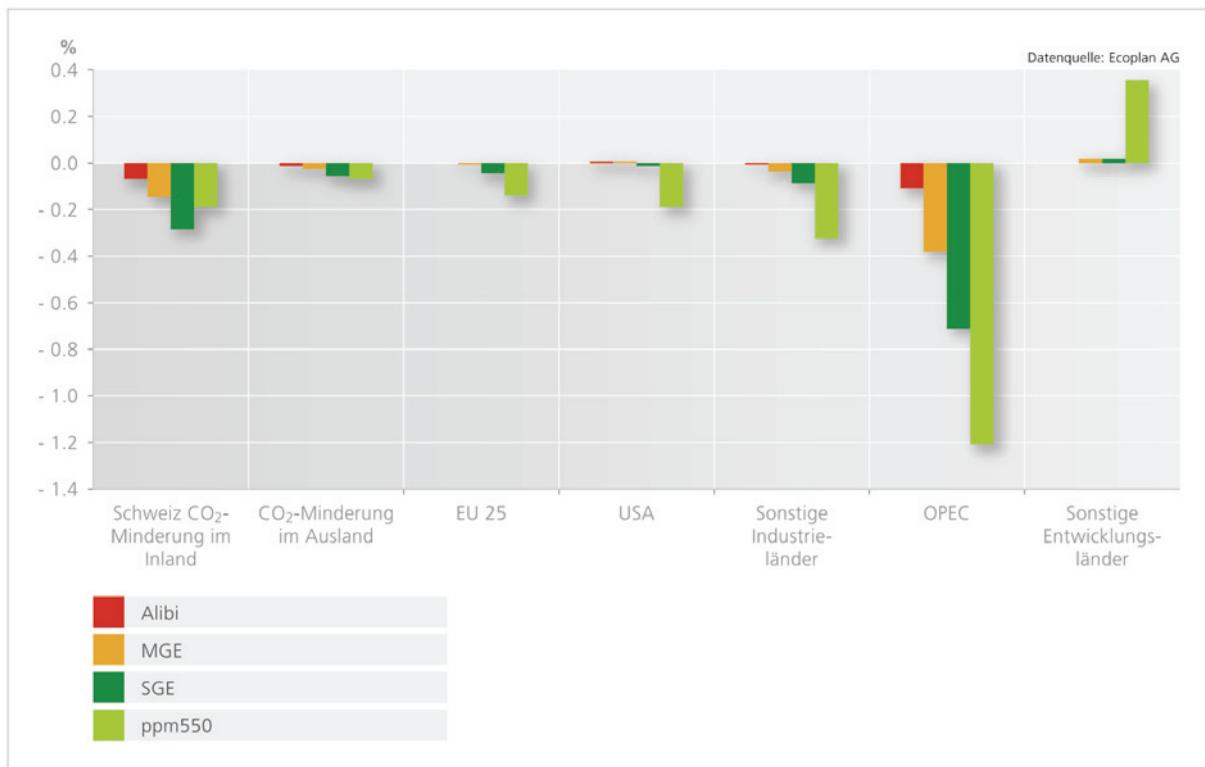
Figur 4.2-4: **Veränderung der Wohlfahrtsverluste der Schweiz in Abhängigkeit unterschiedlicher Emissionsminderungen im Ausland, ohne Berücksichtigung von externen Kosten, in Prozent**



- **Insgesamt sind die Auswirkungen der global verstärkten Klimaschutzpolitik auf die Wohlfahrt moderat**

Im internationalen Vergleich liegen die Wohlfahrtsverluste für die Schweiz über dem Durchschnitt der EU und der USA, unabhängig davon, ob sie ihre CO₂-Minderungen im In- oder im Ausland realisiert (siehe Figur 4.2-5). Dies liegt daran, dass die Minderungsziele der Schweiz über jenen der meisten Industrieländer liegen. In der Variante „ppm550“ ergeben sich für die Schweiz jedoch tiefere Minderungsziele als in den anderen Industrieländern. Deshalb sind die Wohlfahrtseinbussen bei einem Übergang zu gleichen Pro-Kopf-Emissionsrechten geringer als in den anderen Industrieländern, sofern die Schweiz die CO₂-Minderungen im Ausland realisiert.

Figur 4.2-5: **Veränderung der Wohlfahrtsverluste der Schweiz und in den Weltregionen, im Vergleich zu „Weiter wie bisher“, ohne Berücksichtigung von externen Kosten, in Prozent**



Insgesamt sind die Wohlfahrtseinbussen für alle Weltregionen moderat. Verlierer einer aktiven Klimapolitik sind – aufgrund der geringeren Rohölnachfrage – die OPEC-Staaten: In der Variante „ppm550“ sind für die OPEC maximale Wohlfahrtseinbussen von jährlich 1.22 Prozent festzustellen. Die Entwicklungsländer dürfen bei „ppm550“ mit recht deutlichen Wohlfahrtsgewinnen von jährlich 0.35 Prozent rechnen. Die Industrieländer müssen nur bei „ppm550“ grössere Wohlfahrtseinbussen in Kauf nehmen. Die restlichen Varianten sind mit deutlich tieferen Wohlfahrtseinbussen verbunden. Die Klimaschutzpolitik ist eine Vorleistung für die nachfolgenden Generationen und global wären langfristig alle „Gewinner“. Weil diese Vorleistung die verschiedenen Ländergruppen ungleich belasten und entlasten ist ein Konsens schwierig.

4.2.4 Vermiedene externe Kosten

- **Schäden des Klimawandels und Anpassungskosten**

Kosten der Anpassung an veränderte Klimaverhältnisse (zum Beispiel im Tourismus) oder die Schadenskosten wegen häufigerer und intensiverer Extremereignisse werden hier nicht berücksichtigt. Schadenskosten können je nach Intensität des Klimawandels sowohl über die Versicherungswirtschaft und die Steuern als auch über private Schadensbeseitigung die gesamtwirtschaftliche Produktivität schmälern. Diese Schäden entstehen unabhängig von der schweizerischen Politik.

In den Energiemodellen (Kapitel 3.1.3) werden dagegen die Auswirkungen der Klimaerwärmung auf die Energienachfrage untersucht. Neben einem Anstieg der Stromnachfrage im Sommer (zusätzliche Klimatisierung), ist auch ein Rückgang des Wärmebedarfes zu erwarten, sowie insbesondere ein Rückgang der Wasserkraftproduktion.

Andere Belastungen, wie zum Beispiel Unfallrisiken, werden bei der vorliegenden volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht berücksichtigt. Unterschiedliche Annahmen über die Risikoaversion, insbesondere in Bezug auf Kernenergie, führen zu grossen und damit nicht mehr aussagekräftigen Bandbreiten. Entscheide für oder gegen die Kernenergie müssen politisch getroffen werden.

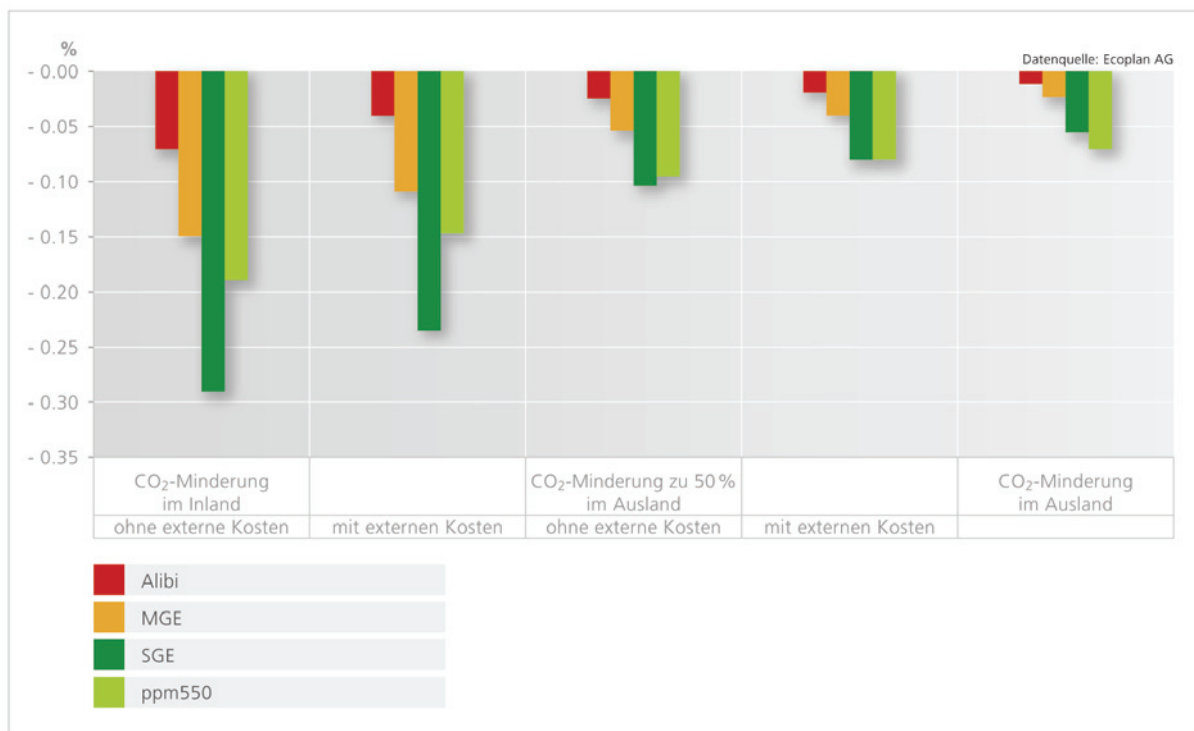
- **Gesundheitskosten aus Luftschadstoffen**

Eine verstärkte Klimaschutzpolitik senkt nicht nur CO₂-Emissionen, sondern reduziert auch andere Belastungen von Mensch und Umwelt. Im Folgenden werden die Kosten der Luftschadstoffe aus der

Erzeugung von Strom und Wärme sowie aus dem Verkehrssektor für die menschliche Gesundheit und für die Gebäude dargestellt. Gesundheits- und Gebäudeschäden sind die quantitativ bedeutsamsten Effekte im Bereich der Luftschadstoffe.

Die vermiedenen externen Kosten für Gesundheit und Gebäude vermögen die Wohlfahrtsverluste der Klimaschutzpolitik zu vermindern, jedoch nicht vollständig zu kompensieren (siehe Figur 4.2-6). Den grössten Nutzen erhält man bei einer Schweizer Klimaschutzpolitik mit „Starkem globalem Engagement“, die ihre Reduktionsverpflichtung weitgehend im Inland erbringt: Hier führen die geringeren externen Kosten der Luftschadstoffe dazu, dass der Wohlfahrtsverlust statt 0.29 Prozent nur 0.24 Prozent beträgt. Die vermiedenen externen Kosten entsprechen also einem Wohlfahrtsgewinn von 0.05 Prozent oder ungefähr 0.2 Mrd. CHF. Werden als Extremvariante die Verpflichtungen zu CO₂-Minderungen vollständig im Ausland erfüllt, werden in der Schweiz keine externen Kosten vermeiden.

Figur 4.2-6: **Veränderung der Wohlfahrt im Vergleich zu „Weiter wie bisher“, mit und ohne Berücksichtigung der externen Kosten der Luftschadstoffe**



5 Die Herausforderungen

Eine sichere Energieversorgung und eine intakte Umwelt sind Güter, welche durch kurzfristiges Wirtschaftlichkeitsdenken oder mit einer Politik des geringsten gesellschaftlichen Widerstandes (Energieimporte) aufgezehrt werden. Andererseits sind auch kompromisslose Anforderungen, die keinen Interessenausgleich im Verhältnis der Nachhaltigkeitsziele zulassen, nicht sachgerecht. Eine Abwägung zwischen Versorgungssicherheit, Umweltschutz, Wirtschaftlichkeit und Sozialverträglichkeit ist unumgänglich.

5.1 Versorgungssicherheit und Umweltschutz

- **Versorgungssicherheit bedeutet eine ausreichende und ununterbrochene Befriedigung der Energienachfrage zu angemessenen Preisen**

Eine „ausreichende Befriedigung der Nachfrage“ entspricht der Gewährleistung der benötigten Energiedienstleistungen, wie Wärme, Licht, Kühlung, Mobilität usw. „Ununterbrochen“ beinhaltet einen technisch-wirtschaftlichen Aspekt: rund um die Uhr wird nachfragegerecht die benötigte Energie zur Verfügung gestellt, was insbesondere bei leitungsgebundenen Energien eine Herausforderung darstellt. Ebenso wichtig ist der geopolitische Aspekt: über die ganze Kette, von den Primärenergieträgern bis zur Energiedienstleistung sind ein ununterbrochener Energiefluss, oder entsprechende Speicherkapazitäten, aufrecht zu erhalten. „Angemessene Preise“ bedeutet für alle Haushalte und Unternehmen gleichermaßen tragbare Preise. Es gibt keine heftigen Preisschwankungen und Preisverzerrungen. Diese Maximalforderungen können in der Praxis nur näherungsweise erfüllt werden, und das jeweils nur mit steigenden Kosten oder weitgehenden politischen Eingriffen.

- **Globale Versorgungssicherheit**

Wegen tiefer Energiepreise (Erdöl, Erdgas, Uran), Marktunsicherheiten und zuwenig wirksamem Wettbewerb wurde in früheren Jahren weltweit zuwenig in die Energieinfrastrukturen investiert. Hinzu kommt der wachsende Energiehunger der Schwellenländer. Beides führt zu einem enormen globalen Nachholbedarf an Investitionen in die konventionelle Versorgungskette. Diese Investitionen machen in der Regel nur wenige Prozent der Bruttoinlandprodukte der betroffenen Länder aus. Werden sie jedoch verzögert – und dieses Risiko ist erheblich – sind weitere, längere Energiepreiskrisen möglich.

Die Versorgungsrisiken liegen im Zeithorizont 2035 weniger in der Begrenzung der fossilen Energieressourcen, als vielmehr in den geopolitischen Konflikten. Die nachgewiesenen Erdöl- und Erdgasreserven befinden sich vor allem in den Staaten der OPEC bzw. in Russland. Diese Staaten haben eine marktdominante Stellung und versuchen, diese machtpolitisch zu nutzen. Die Konflikte im Nahen Osten hängen zum Teil mit der Verfügbarkeit über Energieressourcen zusammen. Die Unfall-, Natur- und Sabotagerisiken sind erheblich, weil grosse Wirtschaftsräume durch stark konzentrierte Transportsysteme (Pipelines, Grosstanker, Übertragungsnetze) versorgt werden.

Andererseits sind die Staaten mit grossen Energieressourcen auf Einnahmen aus Energieexporten angewiesen und damit ebenfalls von stabilen und sicheren Beziehungen mit den Verbraucherländern abhängig. Kohle-, Uranvorkommen und natürlicherweise erneuerbare Energien sind breiter diversifiziert als Erdöl und Erdgas. Insbesondere haben auch OECD-Staaten grosse Reserven. Das globale Energiesystem ist trotz der gegenseitigen Abhängigkeiten sehr verwundbar.

- **Sicherheit der Stromversorgung**

Die Schweiz benötigt ab 2018 (Szenario I) oder ab 2020 (Szenario IV) neue, rund um die Uhr verfügbare Stromproduktionskapazitäten (Grundlast), um im durchschnittlichen Winterhalbjahr den Landesverbrauch mit der (im Durchschnitt) für das Inland verfügbaren Produktion zu decken.

Bei einer Verlängerung der Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg auf 60 Jahre und Effizienzmassnahmen nach Szenario IV lässt sich die Lücke bis 2030 hinausschieben. Bei einer Verkürzung der Laufzeit aller bestehenden Kernkraftwerke auf vierzig Jahre wird das Kriterium der Versorgungssicherheit ohne Kapazitätsausbau bereits ab 2013 nicht mehr erfüllt. Um auch unter Extrembedingungen, bei einer Kältewelle und gleichzeitigem Ausfall der Importe und der der grössten Kraftwerk-Einheit, dieses Kriterium zu erfüllen, ist bereits heute ein Kapazitätsmangel festzustellen – insbesondere bis zur Wiederinbetriebnahme der Speicherkraftwerke Cleuson-Dixence (2010).

Grossanlagen (grosse Gaskraftwerke, Kernkraftwerke) sind grundlastfähig und haben Kostenvorteile, allein schon auf Grund der Anlagengrösse. In einem kleinen Land mit geringer Diversifikation des Kraftwerkparcs bedeuten jedoch insbesondere Kernkraftwerke mit der Möglichkeit eines ungeplanten

Ausfalls ein Klumpenrisiko. Der Zubau auch von kleineren Produktionseinheiten ist deshalb aus der Sicht der Versorgungssicherheit im Allgemeinen sinnvoll.

In der näheren Zukunft müssen die noch bestehenden langfristigen Bezugsverträge ebenfalls zur Absicherung der inländischen Elektrizitätsversorgung beigezogen werden (in den Perspektiven werden die bestehenden Langfristverträge als inländische Kapazitäten verbucht). Die Ausgangslage für neue Stromimporte ist für die Schweiz bezüglich der technischen Übertragungskapazitäten vergleichsweise günstig, erfordert jedoch eine Beseitigung der stellenweise bestehenden Engpässe und eine Regelung der Netznutzungsfragen sowohl im Inland wie im Ausland.

Die internationale Zusammenarbeit im Stromsektor, und insbesondere mit der Angebotsvariante C auch im Erdgassektor, muss als Folge des zunehmenden grenzüberschreitenden Handels vertieft werden. In den letzten Jahren wurden in Europa die dazu nötigen Organisationen geschaffen und zwar seitens der Strom- und Gaswirtschaft (European Transmission System Operators ETSO; Gas Transmission Europe GTE) sowie der Regulierungsbehörden (European Regulators Group for Electricity and Gas ERGEG; Council of European Energy Regulators CEER der EU-Kommission). Die Stromausfälle im September 2003 in Italien sowie im November 2006 in weiten Teilen Europas zeigen, dass länderübergreifende Konzepte für den Betrieb und Ausbau der Stromnetze nötig sind. Die schweizerische Energiewirtschaft und die Bundesbehörden setzen sich dafür ein, dass sie in den Entscheidungsprozess der europäischen Organisationen einbezogen werden. Der bilaterale Weg der Schweiz in Europa ist auch in diesem Bereich steinig. Kooperation zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist ohne einen zumindest sektoriellen Nachvollzug der europäischen Regelwerke nicht mehr zu haben.

Netzverstärkungen und die Zusammenarbeit der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörden reichen allein nicht aus: Neue Kraftwerkkapazitäten sollen möglichst verbrauchsnahe erstellt werden, was – wie der Ausbau der Netze – die Umwelt belastet und auf den Widerstand der betroffenen lokalen Bevölkerung stösst.

- **Sicherheit der Erdgasversorgung**

Die weltweite Reservenlage beim Erdgas hat Ähnlichkeiten mit dem Erdöl. Allerdings war die bisherige Nutzung der Vorkommen nur halb so gross, so dass eine mengenmässige Verknappung der konventionellen Erdgasreserven erst deutlich nach dem Zeithorizont 2035 denkbar ist. Achillesfersen sind der Ausbau des Transportsystems und die wachsende Abhängigkeit Westeuropas von Russland. Die Diversifikationsmöglichkeiten (verflüssigtes Erdgas aus anderen Weltregionen, vermehrte Erdgasimporte aus Nordafrika via Spanien oder Italien) sind, insbesondere für die Schweiz, vorderhand beschränkt. Falls sich die Schweiz im grösseren Mass auf die Gasverstromung einlässt, kann die Versorgungssicherheit mit einer Bündelung der Nachfrage und dem Abschluss von langfristigen Bezugsverträgen allenfalls unterstützt werden. Seit einigen Jahren befasst sich die EU-Kommission verstärkt mit den Fragen der Versorgungssicherheit. Zunehmend wird anerkannt, dass langfristige Lieferverträge zu einer sicheren Versorgung des europäischen Gasmarktes beitragen können. Vom Ideal eines funktionierenden Gaswettbewerbs und damit einem flexiblen Angebot ist Europa vorderhand noch weit entfernt. Ob allerdings ein erhöhter europäischer Gaswettbewerb die Versorgungssicherheit stärkt, ist umstritten, angesichts der längerfristig begrenzten Erdgasförderung im Binnenmarkt. Priorität haben in der EU-Politik der, möglichst mit einer Stimme geführte, Dialog mit den Förderländern und die Verstärkung des Transportsystems.

Eine weitere, für die Schweiz insbesondere im Zusammenhang mit der Angebotsvariante C zu berücksichtigende Stossrichtung ist der Ausbau der saisonalen und strategischen Speicher (Verpflichtung zur Bevorratung wie bei Erdölprodukten oder Marktregulierung mit entsprechenden Anreizen). Die Schweiz verfügt im Unterschied zu den Nachbarländern im Inland über keine solchen Speicher, denn es sind keine geologisch geeigneten Orte gefunden worden. Deshalb spielen in der Schweiz abschaltbare Erdgaskunden (Zweistoffkunden) eine wichtige Rolle. Diese können zu einem günstigeren Preis beliefert werden, müssen jedoch in der Regel bei tiefen Temperaturen auf einen Ersatzbrennstoff umstellen. In der Schweiz betrifft dies derzeit rund 40 Prozent der Gasnachfrage. Die Nachfrage nach Erdgas schwankt zwischen Winter und Sommer sehr ausgeprägt um den Faktor fünf bis sieben. Die nötigen Flexibilitäten und Reservenkapazitäten müssen bei den ausländischen Erdgaslieferanten eingekauft werden. Wird die Stromlücke vor allem mit Gaskraftwerken geschlossen, besteht bezüglich der Zufuhrwege und Leitungskapazitäten eine günstige Ausgangslage, hingegen ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Reservehaltung.

- **Krisenvorsorge auf nationaler und internationaler Ebene**

Die Energieszenarien zeigen, dass die Importabhängigkeit der Schweiz durch verbesserte Energieeffizienz deutlich verringert und damit die Versorgungssicherheit erhöht wird. Wesentlich aufwändiger ist es, den relativen Anteil der Energieimporte am Bruttoenergieverbrauch verändern und eine noch wei-

tergehende Diversifikation der Versorgung nach Energieträgern, Herkunftsländern und Zufuhrwegen zu erreichen sowie Flexibilität (beispielsweise durch Zwei-Brennstoff-Anlagen) in das Versorgungssystem einzubauen. Die schweizerische Politik muss aus diesen Gründen der Krisenvorsorge auf nationaler (Pflichtlagerhaltung, Bewirtschaftungsmassnahmen) und internationaler Ebene (Notstandsprogramm der Internationalen Energieagentur) weiterhin genügend Gewicht geben. Im Entwurf zum Stromversorgungsgesetz wird den potenziellen Risiken im Stromsektor Rechnung getragen, indem der Bund im Falle einer mittel- und langfristigen Gefährdung der Strombeschaffung oder der Leistungsfähigkeit der Übertragungsnetze subsidiär Massnahmen treffen kann, insbesondere wettbewerbliche Ausschreibungen zum Ausbau der Kapazitäten. Eingriffe auf dieser Grundlage sowie im Rahmen der erwähnten Gesetzgebung über die Wirtschaftliche Landesversorgung sind allerdings nur als ultima ratio und zur Schadensbegrenzung vorgesehen. Nur durch rechtzeitige energiepolitische Entscheide sind kostspielige Sachzwänge zu vermeiden.

- **Umweltschutz bedeutet, dass Menschen, Tiere und Pflanzen, ihre Lebensgemeinschaften und Lebensräume, dauerhaft vor irreversiblen Schäden und lästigen Einwirkungen bewahrt werden**

Die natürlichen Lebensgrundlagen sollen auch für künftige Generationen sowie die anderen Länder und Weltregionen erhalten bleiben. Diese Verantwortung muss auch die Energiepolitik wahrnehmen. Belastungen und Risiken für die menschliche Gesundheit und die natürliche Umwelt beginnen beim Abbau der Rohstoffe, zeigen sich bei den Energiedienstleistungen und enden bei der Entsorgung.

Die Gesundheits- und Umweltrisiken auf Primärenergiestufe, die gemäss einer Studie des Paul-Scherrer-Institutes (PSI: Energiespiegel 13/Mai 2005) in der Versorgungskette die wichtigsten sind, betreffen die Schweiz zum Teil nur indirekt, da unser Land die nicht-erneuerbaren Energieträger importiert. Bei zunehmender Verknappung von Erdöl, Erdgas und Uran werden Vorkommen von abnehmender Konzentration genutzt, mit tendenziell zunehmenden Volumenströmen und damit Umweltbelastungen. Im Zusammenhang mit der Nutzung der Kernenergie ist auf internationaler Ebene das Risiko der Verbreitung von waffengängigem Material oder weniger aufwändig produzierbaren „dirty bombs“ zu erwähnen. Bei einer ausländischen Produktion von Biotreibstoffen oder Windstrom für schweizerische Bedürfnisse entstehen ebenfalls Umweltbelastungen am Produktionsort. Da nach den Szenarien auch in Zukunft in erheblichem Umfang Energieimporte zu erwarten sind, muss die Schweiz in den internationalen Organisationen darauf hinwirken, dass auch in den vorgelagerten Stufen der Energieversorgung die Grundsätze der Umweltschutzpolitik umgesetzt werden (Vorsorge-, Verursacher- und Haftungsprinzipien).

- **Auf globaler Ebene ist die Klimaerwärmung die grösste Herausforderung**

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) erarbeitet periodisch den wissenschaftlichen Konsens über den Klimawandel. Der vierte Zustandsbericht wird 2007 erwartet. Die Klimaerwärmung der letzten 50 Jahre ist nach den Erkenntnissen des IPCC mit grosser Wahrscheinlichkeit auf die durch menschliche Aktivitäten verursachten Treibhausgasemissionen zurückzuführen. Nach dem neusten, derzeit in der Schlussbereinigung stehenden, IPCC-Bericht dürfte sich auch bestätigen, dass mit grosser Wahrscheinlichkeit bis 2100 das vorindustrielle Temperaturniveau um mehr als 2°C (entsprechend einer Treibhausgaskonzentration von 450-550 ppm) übertroffen wird. Diese Temperaturlimite und Treibhausgaskonzentration wurde bisher als langfristiges Ziel der Klimaschutzpolitik diskutiert und erweist sich nun als unzureichend, da bei einer höheren Erwärmung mit schwerwiegenden Schäden für Mensch und Umwelt, Siedlungsstrukturen, Verkehrs- und Produktionseinrichtungen zu rechnen ist. Neben einer offensiveren globalen Klimaschutzpolitik sind, da die Klimaerwärmung kaum mehr aufzuhalten ist, auch Adaptationsmassnahmen erforderlich.

In verschiedenen Studien wurden die Gesamtkosten des Klimawandels mit den Kosten der Klimaschutzpolitik und der Adaptationsmassnahmen verglichen. Ein grosses Echo fand 2006 im Vorfeld der Klimaschutzkonferenz in Nairobi der Stern-Bericht zu Handen der britischen Regierung (N. Stern: The Economics of Climate Change; 2006). Die Gesamtkosten des Klimawandels variieren danach zwischen 5 und 20 Prozent des globalen Bruttoinlandproduktes; die globalen Kosten zur Vermeidung der schlimmsten Schäden schwanken dagegen um rund ein Prozent des BIP. Diese Ergebnisse hängen, wie bei allen Perspektiven, von den Methoden und Annahmen ab. Kritisiert wurde zum Beispiel der tiefe Diskontsatz, welcher zu einer hohen Bewertung der sehr langfristigen künftigen Schäden führt. Die Ergebnisse globaler oder länderspezifischer Studien sind nicht auf die Schweiz übertragbar; die CO₂-Minderungskosten sind z.B. in der Schweiz überdurchschnittlich hoch. Wie die schweizerischen Szenarien, zeigt aber auch der Stern-Bericht, dass die Kosten der in Betracht gezogenen Varianten der Klimaschutzpolitik moderat sind. Die globale Klimaschutzpolitik sollte möglichst rasch verstärkt werden. Deren Kosten liegen deutlich unter den möglichen Schäden.

- **Weitere Risiken für Gesundheit und Umwelt auf nationaler Ebene**

Auf nationaler Ebene bestehen mit der Nutzung der Kernenergie im Wesentlichen die Risiken der Endlagerung der Abfälle und eines Unfalles mit Austritt von radioaktiven Substanzen, was in einem dicht besiedelten Land besonders schwerwiegend wäre. Auf regionaler Ebene besteht ein Umweltrisiko im Bereich der Wasserkraft, insbesondere durch den Bruch von Staumauern. Aus der Risikoanalyse des PSI geht hervor, dass in der Vergangenheit in der Schweiz die grössten (objektiven) Umweltrisiken auf die Wasserkraftnutzung zurückzuführen sind. Dabei ist zu bedenken, dass die Umweltrisiken, auf das Gesamtsystem bezogen, durch den Abbau, die Umwandlung und den Transport von importierten, nicht-erneuerbaren Energien wesentlich höher sind als jene der einheimischen Wasserkraft. Erdgas ist in geringen Mengen ungiftig, kann aber auch im Inland beim Austritt aus einer Leitung explodieren und zu Umweltschäden führen. Unabhängig vom künftigen Energiemix, vom Verbrauchsniveau oder der wirtschaftlichen Tragbarkeit sind die Sicherheitsvorschriften im Energiesektor gleichermaßen nötig und durchzusetzen.

- **Versorgungssicherheit oder Umweltschutz?**

Der in den Szenarien III und IV vorausgesetzte, geringere weltweite Verbrauch fossiler Energien begrenzt sowohl die Umweltbelastungen als auch die geopolitischen Versorgungsrisiken. Energieeffizienz verringert, wie die Szenarien zeigen, die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten deutlicher als die Diversifikations- und Substitutionsanstrengungen. Mit CO₂-freien oder -armen Energieträgern werden zudem Risiken finanzieller, organisatorischer oder technischer Art eingegangen, wenn wenig erprobte oder nicht breit kommerzialisierte Anlagen eingesetzt werden. Eine dezentralere Stromproduktion mit erneuerbaren Energien dient im Allgemeinen dem Umweltschutz und auch der Versorgungssicherheit, unter der wichtigen Voraussetzung einer reibungslosen Integration in den Netzbetrieb. Eine dezentrale Stromproduktion mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen auf fossiler Basis kann als Übergangstrategie die technischen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien vorbereiten und erhöht nochmals die Brennstoffeffizienz.

Eine hohe Energieeffizienz kann für den einzelnen Haushalt Einkommen freisetzen, das wiederum für energieverbrauchende Güter und Aktivitäten verwendet werden kann, beispielsweise für Freizeitaktivitäten und Gesundheitsförderung. Allerdings sollte dieser Rückschlag-Effekt nicht überbewertet werden, weil die in den Szenarien III und IV vorausgesetzte hohe Energielenkungsabgabe alle Preisrelationen zugunsten energieeffizienter Produkte und Dienstleistungen verschiebt. Wenn davon ausgegangen wird, dass eine höhere Energieeffizienz längerfristig zwingend geboten ist, ist es bei einer Vollkostenbetrachtung sinnvoll, sogar bei relativ niedrigen Energiepreisen in effizienzsteigernde Massnahmen zu investieren.

Da Rohöl in Krisenzeiten voraussichtlich leichter zu beschaffen ist als Erdölprodukte, ist eine Erdölraffinerie mit inländischem Standort ein Beitrag zur Sicherheit der Erdölversorgung. Raffinerien sind deshalb in der Schweiz von der CO₂-Abgabe ausgenommen. In den Szenarien wird der relativ hohe Energieverbrauch als konstant angenommen.

Mit dem Dilemma, einerseits relativ rasch durch den Bau von Gaskraftwerken die Stromversorgung abzusichern und andererseits die Treibhausgasemissionen zu verringern, müssen sich viele europäische Länder auseinander setzen: Neue Gaskraftwerke erhalten im Rahmen der CO₂-Allokationspläne zum Teil grosszügige Emissionsrechte oder Steuererleichterungen (z.B. in Frankreich und Italien). Dies aus Gründen der mittelfristigen Versorgungssicherheit und der relativen, ökologischen Vorteile der Gasverstromung gegenüber Kohlekraftwerken. Da die Markteinführung des Grünen Stroms, die Effizienzmassnahmen im Stromsektor oder der Bau neuer Kernkraftwerke Zeit erfordern, kann auch in der Schweiz kaum auf die in naher Zukunft grundsätzlich machbare Gasverstromung verzichtet werden. Voraussetzungen dafür sind eine europakonforme, rasche und verbindliche Regelung der Anforderungen an die CO₂-Kompensation und allenfalls eine mengenmässige und zeitliche Begrenzung der Gasverstromung.

- **Konsens und Dissens in der Risikowahrnehmung**

Im Rahmen des Forums Energieperspektiven des BFE wurden zum Thema Risikowahrnehmung individuelle Gespräche mit Vertreterinnen und Vertretern von typischen Interessenskreisen und von politischen Parteien durchgeführt (Stiftung Risiko-Dialog: Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035; 2006). Daraus geht hervor, dass für alle Interessenvertreter die Versorgungs- und Klimarisiken sehr wichtig sind. Alle Interessenvertreter legen grosse Hoffnungen darauf, dass neue Energietechnologien Lösungen bieten - welche dies sein sollen, ist allerdings offen. Dem Thema Kernenergie wurde in den Gesprächen ausgewichen, was möglicherweise darauf hinweist, dass dieses Thema als zu emotional oder für ein Interview ungeeignet erachtet wird. Interessant ist auch der breite Konsens darüber, dass

die Politikrisiken, das heisst verspätete oder falsche Entscheide, zuoberst auf die Problemliste gesetzt werden.

5.2 Wirtschaft und Gesellschaft

- **Wirtschaftlichkeit bedeutet, dass Aufwand und Ertrag der Energie- und Klimaschutzpolitik in einem verantwortbaren Verhältnis stehen; die Wirtschaft soll qualitativ und entsprechend den Bedürfnissen auch quantitativ wachsen**

Eine gedeihliche Wirtschaft und eine gesunde Umwelt sind keine Gegensätze. Energie- und Klimaschutzpolitik dienen der Wirtschaftlichkeit, indem sie auch Ineffizienz bekämpfen und marktfähige Innovationen auslösen. Dem Standortwettbewerb wird durch die internationale Abstimmung der Ziele und Instrumente Rechnung getragen, oder durch, allenfalls mit Verpflichtungen verbundene, Sonderregelungen für energieintensive Unternehmen. Damit sich die Unternehmen rechtzeitig anpassen können, muss die Energie- und Klimaschutzpolitik voraussehbar sein. Solchen Anliegen wird mit verbindlichen, quantitativen Zielen oder einer absehbaren, stufenweisen Verschärfung von Politikinstrumenten entgegengekommen.

- **Preisliche Instrumente, wie Bonus-Malus-Systeme und die Energielenkungsabgabe, sind generell wirtschaftsverträglicher als finanzielle Förderinstrumente oder Vorschriften**

Auch aus Sicht der Vollzugsökonomie, sind preisliche Instrumente vergleichsweise positiv zu beurteilen. Sie reichen für eine wirksame Politik allein nicht ganz aus; wichtig sind auch Instrumente zur Senkung der Transaktionskosten (Technologieentwicklung, Information, Aus- und Weiterbildung) und Vorschriften, welche sicherstellen, dass sich Effizienzstandards überall durchsetzen. Der Abgabenertrag der CO₂-Abgabe in Szenario II und der Energielenkungsabgabe in den Szenarien III und IV fliesst an Haushalte und Unternehmen zurück. Der Anteil der öffentlichen Abgaben am Bruttoinlandprodukt, mit Folgen auch für den Wirtschaftskreislauf wird in beiden Szenarien erhöht. In Szenario III sinken jedoch die Staatsausgaben etwas, weil die Förderbudgets, etwa im Vergleich zu Szenario II, deutlich verringert werden. In Szenario IV könnte die Staatsquote steigen, weil zumindest für den Verkehr höherer Infrastrukturinvestitionen erforderlich sind. Weil mit der Abnahme des Treibstoffverbrauches auch der Ertrag der Mineralölsteuer sinkt, stehen weniger Mittel für die Finanzierung insbesondere des Strassenverkehrs-System zur Verfügung. Im Verkehrssektor ist deshalb in den Szenarien III und IV eine Kombination von Finanzierung und Verbrauchlenkung erforderlich.

- **Wettbewerbsfähige Effizienztechnik zahlt sich aus**

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Energie- und Klimaschutzpolitik hängen davon ab, wie gut Energieverbrauch durch Kapitaleinsatz vermieden werden kann und wie anpassungsfähig, nach oben und unten, gleichzeitig die Entschädigung des Produktionsfaktors „Arbeit“ ist. Vor allem weil die Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz in der Regel rentabel sind und insbesondere für die Szenarien III und IV ein nationaler Alleingang ausgeschlossen wird, reagiert die schweizerische Volkswirtschaft wenig auf die hier in Betracht gezogenen Rahmenentwicklungen und Bandbreiten der Energie- und Klimaschutzpolitik. Die Auswirkungen sind allerdings gemäss den Modellrechnungen moderat negativ. Begrenzte Konsumverluste und geringe Beschäftigungseinbussen (praktisch sind es eher Lohneinbussen) sind zu erwarten. Hohe Lenkungsabgaben bewirken zwangsläufig eine Abweichung vom kostenminimalen Pfad. Die ausgelösten, und auch erwünschten Anpassungskosten sind bei Berücksichtigung der Kreislauffeffekte wahrscheinlich grösser als die Entlastungswirkungen. Diese enge Sicht der Wirtschaftlichkeit greift jedoch zu kurz, weil externe Kosten, Risiken und Belastungen für Gesundheit und Umwelt, die durch offensivere Politikvarianten vermieden werden, in den Modellrechnungen nicht vollständig berücksichtigt werden. Die vermiedenen Kosten, insbesondere des Klimawandels, übertreffen mit grosser Wahrscheinlichkeit die moderaten Konsumverluste.

- **CO₂-Minderung im Inland oder im Ausland?**

Die Kosten der CO₂-Reduktion der Schweiz hängen von der Möglichkeit der Anrechenbarkeit von CO₂-Minderungen im Ausland ab. Je höher der Anteil, umso geringer die Kosten für die Schweiz. Je höher der Anteil des CO₂-Zertifikatehandels, desto niedriger die (geringen) Konsumeinbussen in der Schweiz.

Die spezifischen Kosten der CO₂-Reduktion sind in der Schweiz um rund einen Faktor 10 höher als im Ausland. Andererseits zielen die inländischen Instrumente und Massnahmen auch auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ab, welche durch CO₂-Minderung im Ausland Abstriche erfährt. Mit energetischer Effizienzsteigerung im Inland sind technische Fortschritte und Komfortgewinne verbunden, die man sich bei überzogenem CO₂-Handel vergibt. Die nationalen CO₂-Reduktionsziele und der Umfang der CO₂-Minderung im Ausland sollten in einem verantwortbaren Verhältnis stehen. Bei ehr-

geizigen nationalen Zielen wie in Szenarien III und IV ist ein grösserer Auslandsbeitrag vertretbar als bei bescheidenen Zielen. Wie die Modellrechnungen zeigen, führt bereits eine begrenzte CO₂-Minderung im Ausland zu spürbaren Kostensenkungen.

- **First-Mover-Vorteile und andere Sekundärnutzen**

Länder, die früher und stärker als andere in besonders energieeffiziente oder CO₂-freie Techniken und Produkte investieren, können Vorteile im Aussenhandel erwarten. First-Mover-Vorteile setzen voraus, dass die Schweiz in jenen Energietechniken und Dienstleistungen, die von der globalen Energie- und Klimaschutzpolitik bevorzugt werden, gegenüber der ausländischen Konkurrenz auf die Dauer ausgeprägte Stärken aufweist. Voraussagen über die langfristige, gesamtwirtschaftliche Bedeutung solcher Vorteile, etwa im Bereich der Wärmepumpen oder der Komponenten für Windenergieanlagen, sind jedoch schwierig, trotz der vorhandenen guten Beispiele schweizerischer Unternehmen.

Es ist unsicher, ob durch die Energielenkungsabgabe eine „doppelte Dividende,“ erzielt wird, indem umweltbelastender Energieverbrauch verringert und die Beschäftigung dank reduzierten Lohnkosten steigt. Eine solche Dividende zeigt sich nur, wenn sehr viele qualifizierte Arbeitswillige keine Beschäftigung finden, was für die Schweiz heute und in absehbarer Zukunft eher nicht zutrifft. Sicher ist, dass der vergleichsweise energie-extensive und energie-effiziente schweizerische Produktionsapparat ein Standortvorteil ist, der erhalten und möglichst auch ausgebaut werden sollte.

CO₂-Minderung, Energieeffizienz und erneuerbare Energien verringern tendenziell die Schadstoffemissionen, so dass die externen Kosten wirtschaftlicher Aktivitäten sinken. Diese Sekundärnutzen verringern oder übertreffen die moderaten Konsumverluste einer verstärkten Energiepolitik. Das Ausmass solcher Sekundärnutzen ist nach den vorliegenden Modellrechnungen eher gering, weil die Schweiz allein schon mit Emissionsgrenzwerten in manchen Bereichen einen hohen Standard einhalten kann.

Nicht berücksichtigt wurde mangels gesicherter Daten der Nutzen, welcher sich aus einem gebremsten Tempo des Klimawandels für die Schweiz ergibt. Dieser Nutzen ergibt sich, wegen des Anteils von nur 0.15 Prozent der schweizerischen CO₂-Emissionen am globalen Ausstoss, aus der globalen Klimaschutzpolitik. Wenn allerdings die Schweiz und Europa keine wirksame Politik betreiben, ist dies auch von den grossen CO₂-Emittenten nicht zu erwarten.

- **Sozialverträglichkeit bedeutet ausgewogene Verteilung der Kosten und Nutzen, Gewährleistung der Grundversorgung und demokratische Entscheidprozesse**

Die Verstärkung der Energiepolitik fördert den Strukturwandel. Einzelne Branchen, wie der Bausektor, profitieren von vermehrten Investitionen, andere verlieren Marktanteile. Die Strompreise werden durch die Stromangebotsvarianten eher stärker beeinflusst als durch die Klimaschutzpolitik. Stromintensive Unternehmen sind deshalb von der Art der Lückenschliessung eher betroffen als andere. Nach den Modellrechnungen sind diese Auswirkungen, auch auf die Beschäftigung in den betroffenen Wirtschaftszweigen, gering. Umgekehrt ist die Energiepolitik auch kein geeignetes Instrument der Beschäftigungspolitik.

Eine verstärkte Energiepolitik, z.B. die Förderung der Wasserkraftnutzung, bau- und haustechnische Sanierungen durch lokales Gewerbe, unterstützt regionale Wirtschaftskreisläufe; allerdings wird die Schweiz unabhängig von den Politikvarianten weiterhin einen bedeutenden Teil der Einkommen auf den internationalen Märkten erzielen und von den Fortschritten der Energietechnik im Ausland abhängen.

Vor allem die Energielenkungsabgabe in den Szenarien III und IV wirkt sich auf die Einkommen der Haushalte aus. Einkommensschwache Haushalte geben einen grösseren Teil ihrer Mittel für Energie aus als andere. Bei einer Pro-Kopf-Rückerstattung des Abgabeertrages gehören diese Haushalte jedoch zu den Gewinnern; die Verteilungswirkung ist somit zum Teil gestaltbar. Ebenso wichtig wie die Einkommen der Haushalte sind die Verteilungswirkungen zwischen den Generationen. Welche Konsumeinbussen sollen der heutigen Generation zugemutet werden, damit für nachfolgende Generationen insbesondere Schäden des Klimawandels geringer ausfallen?

Die Grundversorgung mit Strom soll im Stromversorgungsgesetz in Zukunft bundesrechtlich abgesichert werden (Anschlussgarantie sowie Liefergarantie zu angemessenen Preisen für Kunden ohne freien Marktzugang); bei den übrigen Energieträgern ist die Forderung nach gesicherter Grundversorgung, dank flexiblen Angeboten, deutlich weniger relevant.

Die gesellschaftlichen Konsequenzen des Strukturwandels werden im Rahmen der Energieperspektiven nicht untersucht. Insgesamt sind jedoch vorübergehende soziale Spannungen als Folge einer forcierten Politik in Richtung Ressourcenschonung nicht auszuschliessen, insbesondere in einem Szenario IV, welches Innovationen in vielen Bereichen voraussetzt. Wegen der grösseren Abhängig-

keit von Energieimporten und der Notwendigkeit von grossen Gaskraftwerken oder von Kernkraftwerken ist aber auch ein Szenario I hochgradig konfliktanfällig.

- **Erforderlich sind relativ bald Entscheide auf der politischen und gesetzgeberischen Ebene**

Zu befinden ist über quantitative Ziele und damit Pritoritätensetzungen in den (einigermassen) überblickbaren Zeithorizonten 2020 und 2035. Zu prüfen ist eine weitergehende Revision der Energie- und CO₂-Gesetzgebung des Bundes. Nötig sind Grundsatzentscheide über die für diese Zeithorizonte anzustrebende Aufgabenteilung zwischen Bund, Kantonen und Wirtschaft (EnergieSchweiz). Zu klären ist das Vorgehen mit neuen Gas- und Kernkraftwerken. Die Diskussion über Möglichkeiten und Nutzen der effizienten Energieverwendung, in allen Verbrauchssektoren und bei allen Energieträgern, sollte nicht von den emotionaleren Themen (Strom aus erneuerbaren Energien, neue Gas- und Kernkraftwerke) übertönt werden. Umgekehrt sollte Emotionalität auch nicht unterdrückt werden, weil dies Lösungen eher blockiert als fördert.

Im Aushandlungsprozess stellen sich die Schlüsselfragen: Was wollen wir uns leisten an Komfort, Mobilität, Konsumwachstum, Versorgungssicherheit? Was nehmen wir in Kauf bezüglich Abhängigkeiten, Kosten, Komplexität in der Organisation der Energieversorgung und in der Energiepolitik? Was ist zu verantworten in Anbetracht der langfristigen und globalen Klimarisiken, weiterer Risiken der Energieversorgung für Gesundheit und Umwelt, sozialer Ungleichheiten?

5.3 Politik und Recht

Die Szenarien zeigen: Mit symbolischer Politik ist die Energiezukunft nicht gestaltbar. Ausser schönen Konzepten und kühnen Zielen sind weitsichtige private Investitionen, individuelle Verhaltensänderungen und Gesetzgebungen nötig, die dann auch vollzogen werden.

- **Szenarien I und II**

Szenario I zeigt: Auch „Weiter wie bisher“ kann ein Konzept sein. Einige Optionen, wie ein „grüneres“ Stromangebot oder ein schweizerischer Beitrag zur Klimaschutzpolitik, basieren dann allerdings ausschliesslich auf Freiwilligkeit. Die Energieversorgung wird voraussichtlich für die einzelnen Verbraucher nicht teurer als bei einer verstärkten Politik, aber unsicherer und umweltbelastender.

„Weiter wie bisher“ stellt geringe Anforderungen an den Innovationsgehalt der Energiepolitik, würde jedoch die Glaubwürdigkeit der Schweiz im Rahmen der globalen Klimaschutzpolitik in Frage stellen. Das Kyoto-Protokoll ist ein völkerrechtlicher Vertrag, wobei offen ist, welche Verpflichtungen und Sanktionsmechanismen (bei deren Nicht-Erfüllung) ab 2008/12 gelten werden. Die Politikinstrumente des Szenarios I wären jedenfalls für eine ernsthafte Beteiligung der Schweiz an der internationalen Klimaschutzpolitik unzureichend. Energiepolitische Entscheide sind auch in Szenario I in naher Zukunft nötig (Stromimporte, Kern- oder Gaskraftwerke, Netzverstärkung). Langfristig kann sich mit der Devise „kaufe jetzt und zahle später“ noch grösserer Handlungsbedarf ergeben. Szenario I steht für die Unmöglichkeit, Mehrheiten für Kursänderungen zu finden. Anzeichen dafür, dass solche Änderungen mit einer „Verstärkten Zusammenarbeit“ zwischen Staat und Wirtschaft möglich sein könnten, waren jedoch in den letzten Jahren und Monaten festzustellen. Die eingeleiteten Schritte (Klimarappen, Mustervorschriften der Kantone usw.) und die laufende parlamentarische Beratung (grüne Massnahmen im Stromversorgungsgesetz, CO₂-Abgabe auf Brennstoffen) sind nötig und zielführend. Wenn es dabei bleibt, bewirken sie aber auf lange Sicht nicht sehr viel.

Die Politikvariante des Szenarios II unterscheidet sich von der gegenwärtigen Situation und von Szenario I, indem die Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft über 2010 im Rahmen eines Nachfolgeprogramms EnergieSchweiz hinaus weitergeführt, wesentlich verstärkt und optimiert wird. Das entspricht der bisherigen – dem Föderalismus und der Subsidiarität verpflichteten – Tradition, ist aber anspruchsvoll. Noch mehr Akteure als bisher müssen ihre Förderprogramme aufeinander abstimmen. Zusätzliche Programme, unter anderem ein Stromrappen, und weitere gesetzgeberische Schritte sind nötig. Die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen ist ein Anreiz für freiwillige Vereinbarungen, erfordert aber nach 2010 Anpassungen damit sie bis 2035 dauerhafte Impulse gibt. In Szenario II müssen die Vorschriften im Bau- und Gerätebereich verschärft und rascher als bisher dem technischen Fortschritt angepasst werden. Eine neue bundesgesetzliche Grundlage für das Bonus-Malus-System für Personwagen ist in Diskussion.

- **Szenarien III und IV**

Die Szenarien III und IV verlangen politische und technische Innovationen. Die Ziele und Instrumente erfordern einen breiten gesellschaftlichen Konsens über alle Ebenen hinweg. Die staatlichen Institutionen müssen eine ungewöhnliche Standfestigkeit bezüglich des einmal beschlossenen Kurses zeigen. Die Politikvarianten können nur durch weitgehende gesetzgeberische Schritte umgesetzt werden.

Eine internationale Harmonisierung der energiespezifischen Zulassungsvorschriften, zum Beispiel für Fahrzeuge, und der Energielenkungsabgabe muss vorausgesetzt werden.

Die Einrichtung eines globalen CO₂-Emissionshandels-System, in Verbindung mit länderspezifischen Reduktionsverpflichtungen, ist eine der wesentlichen Voraussetzungen für eine wirksame und effiziente, globale Klimaschutzpolitik. Eine Beteiligung der Schweiz an diesem System ist ökonomisch sinnvoll. Die Erfüllung der Reduktionsverpflichtung der Schweiz im Ausland ist jedoch zu begrenzen, um die nationalen, energiepolitischen Ziele nicht zu gefährden.

Elektrizität und nicht-erneuerbare Endenergieträger müssen, insbesondere durch die Energielenkungsabgabe, in vergleichbarem Masse belastet werden. Ein wesentliches Ziel in den Szenarien III und IV ist die Senkung des gesamten Endenergieverbrauches pro Kopf im Interesse der Ressourcenschonung. Eine ungleiche Belastung würde bewirken, dass fossile Endenergieträger durch Elektrizität substituiert würden. Ferner würden Windschattengewinne in der Strombranche ausgelöst. Das Effizienzpotenzial, welches auch bei Elektrizitätsanwendungen besteht, würde vernachlässigt und die weitere Folge wäre ein erhöhter Bedarf an Kraftwerkskapazitäten. Der Umfang der finanziellen Förderprogramme kann im Szenario III reduziert werden; der Schwerpunkt ist im Rahmen eines Nachfolgeprogramms EnergieSchweiz auf Transaktionsinstrumente zu legen (zum Beispiel Energieaudits, Energieberatung und Information). Neue Betreibermodelle (Contracting, Energiesparpartnerschaften, Agenturmodelle) können sich aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen auch vermehrt marktgetrieben durchsetzen.

Vom Nutzen des zentralen Steuerungsinstrumentes der Energielenkungsabgabe im Sinne der Öko-steuerreform muss die Bevölkerung überzeugt werden – nach dem Scheitern einer weniger weit gehenden Vorlage des Parlaments in der Volksabstimmung vom September 2000 im zweiten Versuch. Die Vorschriften im Bausektor und über die Inverkehrbringung von Fahrzeugen, Geräten und Anlagen werden in den Szenarien III und IV der zunehmenden Rentabilität der Effizienzmassnahmen angepasst, das heisst stufenweise verschärft. Dies stellt Ansprüche an den Vollzug. Effizienzorientierte Technologieentwicklung und Ausbildung werden verstärkt, damit die Potenzialsgrenzen von Szenario III überschritten werden. In Szenario IV werden zusätzlich Siedlungs- und Verkehrspolitik auf Ressourcenschonung ausgerichtet. Überlastete Verkehrssysteme wirken bereits in diese Richtung.

• **Angebotsvarianten**

- Varianten A und C

Die Kernenergie trägt heute in der Schweiz wesentlich zur Stromversorgung bei. Nach mehreren gescheiterten Ausstiegsinitiativen und einer 2003 abgelehnten Moratorium-Plus-Initiative ist die Option Kernenergie zwar offen, aber weiterhin umstritten. Das Bewilligungsverfahren für neue Kernkraftwerke kann allenfalls rascher abgewickelt werden als in den Szenarien (erste Betriebsaufnahme 2030) unterstellt wird. Damit könnte die Übergangszeit mit erhöhter Importabhängigkeit verkürzt werden. Nach jahrzehntelangen Auseinandersetzungen wurde allerdings mit dem Kernenergiegesetz 2003 ein vorläufiger Konsens über das Bewilligungsverfahren für neue Kernkraftwerke erzielt. Insbesondere wurde die Referendumspflicht für die Rahmenbewilligung für neue Anlagen eingeführt.

Da die Stromproduktion der Schweiz weitgehend CO₂-frei ist, verschlechtert jedes neue Gaskraftwerk zunächst die Bilanz. Dies ist nur akzeptabel, wenn solche Anlagen als Übergangstechnologie zu einer CO₂-freien Stromversorgung verstanden und die Mehremissionen weitgehend kompensiert werden. Die Realisierung der Angebotsvariante C ist voraussichtlich nur möglich, wenn die gesetzlichen Bedingungen und Auflagen für Gaskraftwerke mit der Konkurrenz im Ausland vergleichbar sind. Andernfalls besteht das Risiko, dass die benötigten Anlagen knapp jenseits der Landesgrenze erstellt werden. Eine Beschränkung der benötigten Anzahl Anlagen ist mit einer effizienten Stromverwendung möglich. Eine CO₂-Kompensation im Inland ist durch Abwärmenutzung, Wärmepumpen-Förderung in bestehenden, fossil-beheizten Gebäuden, Holzzufuhr in Gaskraftwerken und – allerdings ausserhalb des Stromsektors – durch effizientere Bauten und Fahrzeuge möglich. CO₂-Abscheidung und -Lagerung sind zusätzliche, vorderhand noch mit technischen Unsicherheiten verbundene Massnahmen. Eine breite Kommerzialisierung des Verfahrens ist erst am Ende des Perspektivenhorizontes zu erwarten und kommt für neue Gaskraftwerke und mangels geeigneter Lagerstätten in der Schweiz zu spät.

- Varianten D und E

Die verfassungsmässigen Grundlagen zur Förderung der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und des Grünstroms nach dem Konzept der Varianten D und E sind grundsätzlich vorhanden (Einspeisevergütung). In der Schweiz besteht keine Tradition der Förderung der Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen. Wesentliche Gründe dafür sind die geringe Zahl von Industriebetrieben als Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Betreiber, der Investitionsaufwand für die Wärmeverteilung sowie der für den Betrieb der Anlagen erforderliche organisatorische Aufwand. In den Szenarien III und IV sinkt zudem der

Wärmebedarf und damit das Potenzial dieser Technik. Eine erhebliche Eingriffstiefe ist nötig, wenn zum Beispiel durch verpflichtende Planungen und allenfalls Anschlusszwang die Wärmeabnahme gewährleistet werden soll.

Die dezentralere Stromproduktion nach Varianten D oder E kennzeichnet sich durch zahlreiche neue Akteure, die in Wettbewerb mit etablierten Versorgungsunternehmen geraten können. Es entstehen neue technische und wirtschaftliche Interaktionen und Konfliktherde. Dies betrifft die Nutzung von Strom- und Wärmenetzen, die Beanspruchung von Regel- und Reserveleistung bei intermittierender Produktion, den Anschluss der dezentralen Produktionsanlagen an das Stromnetz und das Netzmanagement. Denkbar ist auch, dass zum Beispiel Stadtwerke vermehrt in diesem Bereich tätig werden und sich damit von ihren Vorlieferanten unabhängiger machen.

- Variante G

Bei einer Lückenschliessung durch Importe stellen sich insbesondere Fragen der netzseitigen Sicherheit und der wirtschaftlichen Bedingungen der Netznutzung. Setzen zunehmend auch andere Länder auf die Lückenschliessung mit Importen, können sich die Betriebsrisiken im europäischen Verbund erhöhen. Die Netzüberwachung und -steuerung sowie die internationale Zusammenarbeit der Strommarkt-Regulatoren und Übertragungsnetzbetreiber würde noch wichtiger als sie schon heute sind. Der Ausbau und die Verstärkung der Netze muss insbesondere im Falle G durch vereinfachte Bewilligungsverfahren erleichtert werden. Das Elektrizitätsgesetz oder neu das Stromversorgungsgesetz kann mit entsprechenden Ausführungserlassen ergänzt werden.

• **Die Energiezukunft erfordert neue Rechtsgrundlagen**

Je nach Politik- und Angebotsvariante sind Rechterlasse als Basis staatlicher und privater Aktivitäten nötig. Auf welcher Stufe Rechtserlasse eingeführt oder revidiert werden müssen hängt in einigen Fällen von der konkreten Ausgestaltung der Instrumente ab. Eingriffe in die Grundrechte sind nur gestützt auf eine gesetzliche Grundlage zulässig. Sie müssen im öffentlichen Interesse und verhältnismässig sein. Eine Verfassungsänderung ist bei fehlenden Kompetenznormen oder aus politischen Gründen erforderlich, wenn die Eingriffe als erheblich bewertet werden. Darunter fällt insbesondere die Energielenkungsabgabe der Szenarien III und IV. Neben den legislatorischen Aktivitäten bedarf es für die Umsetzung der Instrumente auch Finanzbeschlüsse, zum Beispiel für die Förderprogramme in Szenario II. Diese Beschlüsse unterstehen unter Umständen dem Referendum. Bei der Umsetzung der unterstellten Eingriffe sind auch die in Staatsverträgen festgehaltenen internationalen Verpflichtungen zu beachten, wie die Vermeidung von Handelshindernissen.

- Szenarien I und II

Die Politikvariante des Szenarios I erfordert im Wesentlichen Anpassungen der Energieverordnung des Bundes in Bezug auf die Inverkehrbringung neuer Geräte und Anlagen. Anpassungen der kantonalen Verordnungen, und soweit nötig Gesetze, sind im Bereich der Vorschriften zur Energieverwendung im Gebäudebereich nötig. Für die Fortführung der bisherigen Förderprogramme reichen jedoch die bestehenden Rechtsgrundlagen.

Die Politikvariante des Szenarios II erfordert eine Anpassung des Energiegesetzes des Bundes, falls sich die Verschärfung der Vorschriften im Gebäudebereich auf einen Gesetzgebungsauftrag des Bundes an die Kantone stützt. Wenn Elektrizitätsunternehmen schweizweit verpflichtet werden, Tarifrabatte für Wärmepumpen zu gewähren oder einen speziellen Fonds (Stromrappen) für die Förderung der effizienten Stromverwendung einzurichten, berührt dies die Wirtschafts- und Eigentumsfreiheit. Solche Anforderungen erfordern eine klare gesetzliche Grundlage oder, wenn die Eingriffstiefe als erheblich bewertet wird, eine Änderung der Bundesverfassung. Neue bundesgesetzliche Bestimmungen sind für preisliche Instrumente, wie beispielsweise das Bonus-Malus-System für neue Personenwagen nötig. Die langfristige Fortführung des (im Rahmen des CO₂-Gesetzes freiwilligen) Klimarappens und ein neues Programm Stromrappen sind mit wettbewerbsrechtlichen und ordnungspolitischen Fragen verbunden. Sollen solche Programme mit einer zweckgebundenen öffentlichen Abgabe finanziert werden, braucht es eine Änderung der Bundesverfassung.

- Szenarien III und IV

Nach dem geltenden Energieartikel sind vor allem die Kantone für den Gebäudebereich zuständig. Falls es den Kantonen gelingt, rasch und flächendeckend die sehr weit gehenden Vorschriften nach den Szenarien III oder IV gesetzgeberisch umzusetzen, ist keine Revision der Bundesverfassung für den Erlass von Bundesvorschriften im Gebäudebereich erforderlich. Für die Einführung der Energielenkungsabgabe ist eine Änderung der Bundesverfassung nötig, denn eine entsprechende Sachkompetenz fehlt. In Szenario IV sind auch siedlungs- und verkehrspolitische Eingriffe nötig, welche kaum ohne Verfassungsänderungen realisierbar sind. Der Bund legt die Grundsätze der Raumplanung fest – die Umsetzung obliegt den Kantonen. Auf Bundesebene sind unter anderem das Raumplanungs- und das Umweltschutzgesetz mit den jeweiligen Ausführungserlassen zu ändern, auf kantonaler Ebene

ne insbesondere die Planungs- und Baugesetze. Siedlungspolitische Eingriffe berühren auch andere Rechtsgebiete, wie das Verkehrswesen oder den Denkmal- und Heimatschutz.

Die Nutzung von öffentlichen Strassen ist nach der heutigen Bundesverfassung (mit Ausnahme der Autobahnen) gebührenfrei. Dies verträgt sich nicht mit dem in Szenario IV unterstellten Mobility-Pricing. Die Bundesverfassung wäre entsprechend anzupassen. Ein umfassendes Verkehrsmanagement setzt Änderungen der Verkehrsgesetzgebung des Bundes und der Kantone voraus. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass Instrumente, die eine Verfassungsänderung bedingen, erst ab 2011 wirksam werden.

• **Rechtsgrundlagen der Varianten des Elektrizitätsangebotes**

Die Sicherstellung der Stromversorgung ist nach geltendem Energiegesetz und nach dem Entwurf des Stromversorgungsgesetzes primär eine Aufgabe der Wirtschaft. Wenn die Versorgungsunternehmen ihre Aufgaben pflichtgemäss erfüllen, hat sich der Staat zurückzuhalten. Dies gilt auch für kurzfristige Interventionen auf Grund des Bundesgesetzes über die Wirtschaftliche Landesversorgung, welche nur bei physischen Engpässen erfolgen und voraussetzen, dass die Energiewirtschaft die Probleme nicht selbst lösen kann.

Die subsidiären Eingriffsmöglichkeiten sollen im Stromversorgungsgesetz verstärkt werden. So soll insbesondere der neu zu schaffende Strommarktregulator die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte überwachen. Zeichnet sich mittel- bis langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgung ab, unterbreitet er dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen. Der Bund und die Kantone können in Zusammenarbeit mit der Stromwirtschaft Massnahmen treffen zur Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung, zur Beschaffung von Elektrizität über langfristige Bezugsverträge, zum Ausbau der Produktionskapazitäten sowie zur Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen. Der Bundesrat kann als ultima ratio insbesondere wettbewerbliche Ausschreibungen für die erforderlichen Investitionen durchführen. Entstehen daraus gegenüber dem Marktpreis Mehrkosten, können diese mit einem Zuschlag auf dem Tarif des Übertragungsnetzes abgegolten werden.

- Varianten A und C

Soll die Lückenschliessung nach Variante A vor allem durch Kernkraftwerke erfolgen, sind die Vereinfachung und die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren im Rahmen einer Änderung des Kernenergiegesetzes in Betracht zu ziehen. Für die Variante C müssen günstige Rahmenbedingungen für Erdgaskraftwerke vorausgesetzt werden. Dies erfordert entsprechende Erlasse zum CO₂-Gesetz und eventuell Anpassungen in den kantonalen Bewilligungsverfahren.

- Varianten D und E

Wird die Stromlücke nach Variante D vor allem durch Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen geschlossen, erfordert dies eine Ermässigung oder den Erlass der Energielenkungsabgabe, kostendeckende Einspeisevergütungen oder obligatorische Lieferquoten für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Strom. Auch die finanzielle Förderung des Ausbaus von Nahwärmenetzen und allenfalls ein Anschlusszugang der Wärmebezüger sind in Betracht zu ziehen. Letzteres ist ein erheblicher Eingriff, der eine Verfassungsänderung erfordert.

Eine rechtliche Verpflichtung der Stromanbieter im Sinne der Variante E, die Lücke ausschliesslich mit erneuerbaren Energien zu schliessen, oder in der Variante F ausschliesslich Grünstrom zu importieren, ist ebenfalls ein weitgehender Eingriff in die Eigentums- und Wirtschaftsfreiheit der Versorgungsunternehmen. Weniger weit gehen Investitionsbeiträge oder ein Verzicht auf die (allerdings im Stromversorgungsgesetz nun vorgesehene) Obergrenze der Mehrkostenfinanzierung im Rahmen der Einspeisevergütung. Die Förderung der Wasserkraftproduktion erfordert eine Anpassung der Wasserrechtsgesetzgebungen des Bundes und der Kantone.

- Variante G

Der Lückenschliessung mit Importen wird durch eine passive Energiepolitik Vorschub geleistet, insbesondere durch den Verzicht auf Instrumente zur Verbesserung der Stromeffizienz und durch die Aufrechterhaltung oder gar Verstärkung der Hindernisse für den Ausbau der inländischen Stromproduktion.

Tabelle 5.3.-1: Rechtsgrundlagen zur Realisierung der Politikvarianten der Szenarien I bis IV

Sz.	Wichtige Instrumente			Neue oder zu revidierende Rechtsgrundlagen			
	Ordnungsrechtliche Instrumente	Preisliche Instrumente	Förderinstrumente	Bundesverfassung	Gesetz	Verordnung	Beschlüsse, Vereinbarungen
I			Fortführung Förderprogramme Energie Schweiz und Kantone				
	Zulassungsvorschriften für Anlagen und Geräte						
	Kantonale Vorschriften im Gebäudebereich						
II		CO ₂ -Abgabe auf Brennstoffen	Transaktionsinstrumente, zum Beispiel Energieausweis für Gebäude				
	Vorschriften wie Szenario I (verschärft)	Bonus-Malus für Personenwagen	Einspeisevergütung für Grünen Strom				
			Energieabgabe zur Finanzierung der Förderprogramme (EnergieSchweiz und Kantone, Klima- und Stromrapen)				
III	Zulassungsvorschriften für Anlagen und Geräte (verschärft)						
	Gesamtschweizerische Vorschriften im Gebäudebereich (gegenüber Szenario II verschärft)		Nachfolgeprogramm EnergieSchweiz mit Schwerpunkt auf Transaktionsinstrumenten				
		Energielenkungsabgabe					
IV	Vorschriften wie Szenario III (verschärft)	Energielenkungsabgabe wie Szenario III (verschärft)	Nachfolgeprogramm EnergieSchweiz mit Schwerpunkt auf Transaktionsinstrumenten, zudem verstärkte Forschung, Bildung, Innovation				
		Verkehrslenkung und Verkehrsfinanzierung, Verkehrsinfrastruktur (Investitionen in ÖV, Langsamverkehr usw.)					
	Siedlungspolitik (verdichtet bauen, Quartiersanierungen, Mobilitätszentralen, Nah- und Fernwärmenetze usw.)						

Stellungnahmen der verwaltungsexternen Mitglieder der Arbeitsgruppe Energieperspektiven

Hans Achermann, Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG (EGL)

Conrad U. Brunner, CUB, Zürich

Prof. Daniel Favrat, Ecole polytechnique Fédéral de Lausanne (EPFL)

Dr. Andreas Grossen, Verband der schweizerischen Gasindustrie (VSG)

Dr. Rolf Hartl, Erdölvereinigung (EV)

Prof. Eberhard Jochem, Center for Energy Policy and Economy (CEPE, ETH-Zürich)

Dr. Tony Kaiser, ALSTOM

Dr. Ruedi Meier, Experte

Dr. Georg Müller-Fürstenberger, Universitäten Bern und Trier

Kurt Wiederkehr, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)

1. Elektrizität: *In allen Szenarien tritt unbestrittenermassen sehr bald eine Versorgungslücke auf.*

- Konservative, realistische Annahmen zeigen eine Lücke bereits ab 2013. Je schneller gehandelt wird, desto kleiner das Risiko von volkswirtschaftlichen Nachteilen (zum Beispiel Produktionsverlagerungen ins Ausland). Die Arbeitsgruppe hat diese Risiken nicht untersucht. Importe sind preisvolatil, durch in- und ausländische Netzengpässe (nur langsam eliminierbar) beschränkt und durch die EU Gesetzgebung langfristig nicht gesichert. Deshalb braucht es zwingend neue inländische Grundlast-Grosskraftwerke, die relativ kurzfristig auf der Basis von Gas und Dampfkraftwerken zu realisieren sind, die dann später als Mittellast-KW dienen.
- Damit ein nachhaltiger (insbes. wirtschaftlicher, CO₂-freier und vom Ausland möglichst unabhängiger) Energieversorgungsmix in der Schweiz bewahrt werden kann, braucht es möglichst früh neue Kernkraftwerke.
- Die sichere, baldige und kostengünstige Lückenschliessung bedingt weiter, dass:
 - Planung von grossen Grundlastkraftwerken, insbes. auch von Kernkraftwerken, sofort begonnen und sinnvolle Effizienzsteigerungen beim Verbrauch forciert werden.
 - Bewilligungszeiten aller Produktionsarten und Netzausbauten unbedingt verkürzt und deren Rechtssicherheit vergrössert werden. Dazu braucht es Gesetzesänderungen und eine sachliche Information der Bevölkerung über die Angebotssituation.
- Die Versorgungssicherheit muss erhöht, das heisst die Abhängigkeit vom Ausland längerfristig verringert werden (zum Beispiel durch den Bau von Kernkraftwerken, auf Grund deren quasi-inländischen Charakters (leichte Speicherbarkeit des Brennstoffes)).

2. Fossile Treib- und Brennstoffe: *Reduktion der Risiken wenig diskutiert*

- Die realistischen Möglichkeiten einer Reduktion der CO₂- und/oder Auslandabhängigkeit bei fossilen Energien wurde nicht genügend ausgelotet. Entsprechende längerfristige Substitutionsszenarien (zum Beispiel Erdgas als Treibstoff) wurden nicht untersucht.

3. Erneuerbare Energien (EE) und dezentrale Stromversorgung: *EE werden bis 2035 wenig zur Lösung der Energieprobleme beitragen; sie verteuern die Energiepreise.*

- Die Förderung der EE in den Szenarien II, III und IV ist massiv, der Nutzen relativ gering. Gelder sollten dahin fliessen, wo der grösste Nutzen erreicht wird: zum Beispiel in CO₂ Verminderung im Ausland (CDM oder JI) oder in Substitution (Nutzung exist. Wärme (zum Beispiel Seen) statt Öl).
- Die EE- und die fossil dezentralen Varianten sind in allen Szenarien teurer als die übrigen.
- Szenarien I und II zeigen, dass die Stromlücke mit EE allein nicht abdeckbar ist.

4. Unrealistische Szenarien III und IV: *Unterstellen idealistische, nicht durchsetzbare Annahmen u. Massnahmen, insbes. die weltweite Harmonisierung der Ziele u. Instrumente. Diese Szenarien sind keine Grundlage für eine realistische Energiepolitik. Falls sich das Ausland nicht szenariengerecht verhält, so sind die Folgen für die Konkurrenzfähigkeit der schweizerischen Wirtschaft unabsehbar.*

- Die zur Zielerreichung zu treffenden Massnahmen sind nicht um/durchsetzbar. Annahmen über Entwicklungen ausserhalb der Schweiz sind – obwohl sich bis 2035 Einiges ändern kann – spekulativ. Auch die Annahmen über die Möglichkeiten in der Schweiz (zum Beispiel Anforderungen an Neubauten und Sanierungen werden im 2011 um 60-70%, im 2016 um 20% erhöht und danach moderat weiter verschärft). Damit basieren die Szenarien auf gewagten Annahmen und sind keine Grundlage für eine machbare und auch bezahlbare Energiepolitik. Die den Szenarien unterstellte staatliche Interventionstiefe (zum Beispiel doppelte Energiepreise) wird wettbewerbsverzerrend wirken und widerspricht der Grundhaltung des Schweizer Bürgers.
- Szenarien III und IV verkennen, dass günstige Energie ein Wettbewerbsvorteil für die Schweiz (Produkteveredelung) darstellt und Wachstum fördert. Sie sind m.E. völlig ungeeignet als Grundlage einer volkswirtschaftlich verkraftbaren Energiepolitik.

5. Grosse Risiken: *Bei allen Szenarien wurde zu wenig auf die Verringerung von Risiken bei der Versorgungssicherheit (insbes. Abhängigkeit vom Verhalten ausländischer Entwicklungen) und die Belastung der CH-Volkswirtschaft (Preisvolatilität) geachtet:*

- Energiebedürfnisse, die durch adäquate inländische Massnahmen nicht termin- und kostengerecht gedeckt werden können, haben u.U. schwerwiegende Auswirkungen (hohe Preise, Verfügbarkeit der Energie, etc.) auf die industrielle Entwicklung und die Arbeitsplätze. Die Möglichkeiten der Risikoreduktion durch eine nachhaltige Priorisierung der inländischen Produktion resp. Substitution wurden von der Arbeitsgruppe oder vom Forum Energieperspektiven 2035 nicht zielgerichtet diskutiert.
- Gewisse Annahmen in den Szenarien beinhalten Risiken: zum Beispiel im Elektrizitätssektor wurde die Annahme (Basis Hoffnung) getroffen, dass sich das Umfeld für Importe verbessern wird.
- Die Schweiz sollte sich der Reduktion dieser Risiken im Rahmen der zukünftigen Energiepolitik prioritär annehmen (zum Beispiel im Rahmen der bilateralen Verhandlungen).

Die technischen Möglichkeiten und wirtschaftlichen Chancen für die Energiezukunft der Schweiz sind einfach zu beschreiben. Grosse Unsicherheit besteht, ob unsere Demokratie fähig ist, Entscheide für nötige Veränderungen hin zur nachhaltigen Entwicklung zu fällen. Wird es gelingen, deutlich höhere Energiepreise als Beschleunigungshilfe für erneuerbare Energien und effiziente Systeme einzusetzen, wenn der Abgabenertrag an Haushalte und Wirtschaft zurückerstattet wird? Die neuen Szenarien bis 2035 bestätigen einige Vermutungen:

- Es gibt keinen schmerzfreien Weg in die Nachhaltigkeit.
- Der Mittelabfluss durch teurere fossile und nukleare Energieträger belastet unsere Volkswirtschaft spürbar.
- Energieeffizienz und erneuerbare Energie erfordern einen langen Atem, weil höhere Anfangsinvestitionen sich erst im Lebenszyklus rechnen.

Die Lücken der vorliegenden Untersuchungen sind wichtig für die Beurteilung der quantitativen Resultate: Wir kennen die externen Kosten der Energieerzeugung und -nutzung nur schlecht. Wir klammern Risikokosten ständig aus (zum Beispiel bei der Nuklearenergie und bei der Klimaerwärmung), weil wir nicht einig sind, wie diese zu beurteilen sind. Wir klammern auch Nutzen aus, die durch Lerneffekte einer künftig wesentlich rohstoff-effizienteren Wirtschaft entstehen. Vorerst berechnen wir nur die Kosten einer Strukturänderung, nicht den Nutzen der Eigengestaltung einer starken und nachhaltigen Schweiz im internationalen Umfeld. Wir haben einen einseitigen Technologiepessimismus verinnerlicht, bei dem neue grosse Atomkraftwerke angeblich besser, billiger, sicherer und akzeptabler sein werden, kleine dezentrale Brennstoffzellen im Keller, langlebige Dünnschicht-Solarzellen auf dem Dach, Vakuum-isolierte Kühlgeräte und hocheffiziente elektrische Antriebe mit Supraleitern in der Industrie aber als teurer, schlechter verfügbar und kompliziert beurteilt werden.

Die vier Nachfrageszenarien und sieben Stromvarianten sind klar durch die jeweilige Zuwendung der finanziellen Mittel gekennzeichnet: Entweder fliessen bei den traditionellen Szenarien I und II die Mittel in die **Strukturerhaltung und -ausweitung** (mehr Personenverkehr braucht Strassenbau, höherer Strombedarf erfordert zusätzliche Atom- und Gaskraftwerke sowie Netzausbauten, dies ergibt höhere Energieausgaben und damit einen grösseren Mittelabfluss ins Ausland). Oder in den deutlich nachhaltigeren Szenarien III und IV fliessen die Mittel in die **Strukturveränderung und -verbesserung** (mehr Minergiebauten, effizientere elektrische Geräte, Lampen und Motoren, gezielter Ausbau öffentlicher Verkehr, Investitionen in erneuerbare Energien und rationelle Energienutzung mit dezentralen Wärmekraftkoppelungsanlagen und Wärmepumpen). Das beste Gesamtergebnis in ökonomischer, ökologischer und sozialer Hinsicht ergibt ein Szenario IV: Zuerst grosse Anstrengungen zur Energienachfrage-senkung in den Sektoren Haushalt, Industrie, Dienstleistung und Verkehr. Damit ist die Stromlücke nur noch 10% (nicht über 30%) der Nachfrage. Dann kann dank Energieeffizienz die thermische und elektrische Nachfrage leichter und kostengünstiger mit erneuerbaren Energien aus dem Inland und allenfalls auch mit einem Beitrag aus dem Ausland, wo die alten Schweizer AKW-Beteiligungen durch neue Wind- und Biomasseanlagen ersetzt werden, gedeckt werden.

Damit bewegen wir uns in Richtung **2000-Wattgesellschaft**, machen weniger unsichere Annahmen über eine plötzliche Änderung der Akzeptanz von neuen Atomkraftwerken und zusätzlichen Hochspannungsleitungen. Und wir erfüllen unsere kurz-, mittel- und langfristigen Klimaverpflichtungen leichter und ohne Umwege über Gaskraftwerke, deren CO₂-Emissionen wir virtuell oder physisch mit grossen Kosten kompensieren müssen. Es gibt Ansätze zu diesem neuen Weg in der Schweiz, die sich sehen lassen: Dank **Topten** haben wir weltweit den höchsten Anteil an A++ Kühlgeräten und Wärmepumpentumbler; bereits haben 10 europäische Länder dieselbe Methode zur direkten Vermarktung energieeffizienterer Produkte bei Endkunden gewählt. Es ist gelungen **Naturmade** als Qualitätsmarke für die Zertifizierung erneuerbarer elektrischer Energie in der Schweiz und in Europa zu etablieren. Ausgelöst von **Energiestadt** sind heute 300 europäische Städte im Prozess, ihren Gestaltungsraum zur schonenden Nutzung der Ressourcen besser zu nutzen. Die Hebelwirkung solcher Schweizer Produkte ist im Ausland deutlich grösser als in der Schweiz. Neben gemeinsamen Forschungsvorhaben und Technologietransfer sind konkrete Umsetzungspartnerschaften entscheidend. Die Innovation im eigenen Land muss durch grössere Anstrengungen mit zusätzlichen Mitteln in der Wissensvermittlung an andere Länder ergänzt werden, wo Effizienzmassnahmen, bessere Politikinstrumente, neue Technologien, freiwillige und obligatorische Umsetzungsprogramme grössere Wirkung erzeugen können. Besonders Schwellenländer mit grossen Energieversorgungs- und Umweltproblemen erfordern unsere verstärkte Aufmerksamkeit.

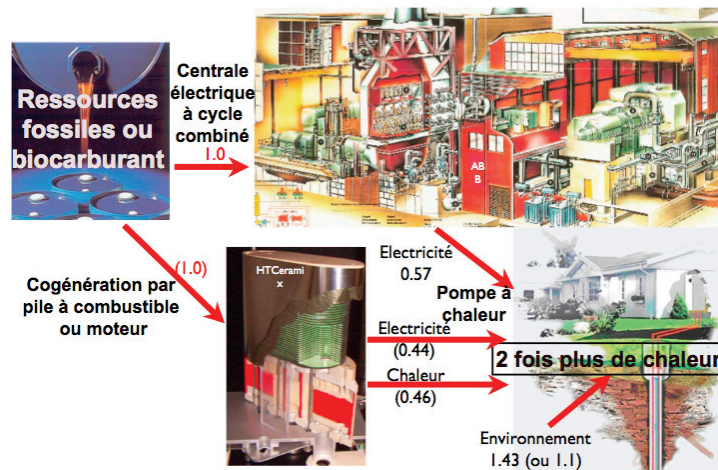
Prof. Daniel Favrat, Ecole polytechnique Fédéral de Lausanne (EPFL), directeur de l'Institut des Sciences de l'Énergie

L'approche adoptée est basée sur des modèles économiques qui s'efforcent de prévoir le futur tout en étant calibrés sur les vingt dernières années (sans les années 2005 et 2006 avec le brusque ajustement des prix du pétrole) qui, en raison du très faible coût du pétrole, ont conduit à une dépendance helvétique extraordinaire et une absence d'adaptation frappante. Pour mémoire avec une dépendance de 57% des hydrocarbures la Suisse est de 40% plus dépendante au pétrole que ses principaux concurrents (EU 41%, USA 40%). Cette dépendance est artificiellement maintenue par des taxes carburants et combustibles plus faibles que celles de tous nos voisins. Les risques liés à cette dépendance n'apparaissent que marginalement dans l'étude présentée. Ceci résulte dans le fait que, même dans le scénario 4, l'impact potentiel des pompes à chaleur est fortement sousestimé. Une progression de 15%/an des pompes à chaleur et une combinaison avec des centrales thermiques à gaz performantes pourraient réduire la consommation de combustibles fossiles et les émissions de CO₂ de près de 50% (20% de l'énergie finale suisse). Avec un scénario politiquement volontariste un tel résultat est réalisable en 25 ans avec une pénalité économique réduite (mériterait une étude de scénario pour lui-même, ce d'autant que les technologies en jeu ont toutes des fournisseurs helvétiques). L'avènement prévisible dans la décennie qui vient de piles à combustibles à gaz ou à biogaz pourrait encore améliorer cet état de fait. L'aménagement à large échelle de réseaux urbains à relativement basse température faciliterait aussi un passage à la géothermie ou au stockage thermique saisonnier au cours de la deuxième moitié du siècle.

L'autre grand domaine d'inefficacité est le transport routier qui est le deuxième plus grand consommateur. Avec une politique volontariste, encourageant massivement les véhicules hybrides et autres véhicules à moins de 4.5 litre/100 km) une réduction de 40% de la consommation est réalisable avec les technologies déjà disponibles aujourd'hui. La Californie a fait œuvre de pionnier dans ce domaine et la Suisse pourrait en faire de même en Europe, ce d'autant qu'elle n'est pas directement productrice d'automobiles.

Le couplage de ces deux trains de mesures offrirait à eux seuls la possibilité de réduire de la consommation d'énergies fossiles et d'émissions de CO₂ de près de 35%.

Malheureusement les modèles utilisés ne permettent pas de mettre clairement en évidence ces options politiques majeures.



Références:

Favrat D. Efficacité énergétique, moteur de l'évolution technologique, Les cahiers de l'électricité, No 64, novembre 2006

Favrat D: Services énergétiques du futur. Journal GWA No 5, 2006.

Stellenwert

Die dem Bericht zu Grund liegenden Szenarienrechnungen stellen eine komplexe Modellwelt dar. Der uneingeweihte Leser kennt die zahlreichen Modellannahmen nicht und kann so den Stellenwert der Szenarien nur schwer beurteilen. Die Szenarien III und IV gelten beispielsweise nur unter der Bedingung, dass die ganze Welt in die gleiche restriktive Richtung geht. Wie allerdings die mangelhafte Erfüllung der Kyoto-Zielsetzungen vermuten lässt, ist die Eintretenswahrscheinlichkeit solcher Szenarien gering. Restriktive Szenarien dieser Art haben demzufolge bloss akademischen Charakter. Trotzdem ist vor auszusehen, dass sie künftig – ungeachtet der Realitätsferne – zur Rechtfertigung interventionistischer politischer Massnahmen benutzt werden. Obwohl korrekt als "Wenn-Dann-Aussagen" deklariert, werden die Szenarien aufgrund ihres offiziellen Charakters für viele politische Akteure zweifellos mehr sein als das.

Wärme-Kraft-Kopplung

Den Berechnungen von Prognos zufolge kann eine Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Strategie in den Szenarien I und II die Stromlücke nicht decken. Sie wird deshalb in der entsprechenden Übersicht nicht ausgewiesen. Dadurch wird nicht ersichtlich, dass in der Realität eine Mischung verschiedener Angebotsvarianten zum Zuge kommen wird. Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen müssen dabei eine wichtige Rolle spielen, weil sie eine höhere Gesamt-Energieausnutzung als GuD bieten und, falls mit Erdgas betrieben, im Gesamtsystem betrachtet vergleichsweise geringe CO₂-Emissionen verursachen.

Wärmepumpen

Die Deckung der prognostizierten Stromlücke ist eine der Kernfragen der Energieperspektiven. In Anbetracht dessen ist die namentlich in den Szenarien III und IV vorgesehene massive Förderung von Elektrowärmepumpen schwer verständlich. Indem diese Option die Stromnachfrage erhöht, verschärft sie das Problem, anstatt es zu lösen. Probleme bei der Leistungsbereitstellung sind so vorprogrammiert. Die aktuell hohen Erdölpreise sollten nicht dazu verleiten, einen übertriebenen WP-Boom vor auszusagen.

Erdgas/Biogas als Treibstoff

Indem die Prognosen zum Verkehrssektor den Beitrag von Erd- und Biogas als Treibstoff minimieren, setzen sie sich in starken Widerspruch zum Parlament, welches diese Treibstoffe wegen ihres wichtigen Beitrags zur Reduktion der Klimagas- und Schadstoffemissionen fördern will. Dies ist besonders unverständlich, weil gerade die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors problematisch sind.

Widerspruch der Massnahmenszenarien zum energiepolitischen Megatrend

Die Szenarien III und IV stehen in diametralem Widerspruch zur europäischen und globalen Energie- und Wettbewerbspolitik. Förderung des Wettbewerbs und günstige Energiepreise stehen dort im Fokus. In Anbetracht dessen ist eine staatlich verordnete Verdoppelung der Energiepreise utopisch.

Die alte Landwirtschaftspolitik lässt grüssen

Gemäss den Modellrechnungen werden in den Szenarien II, III und IV erhebliche Geldströme generiert und für Förderprogramme oder ähnliche Massnahmen eingesetzt. In der Szenarienwelt haben diese marktwirtschaftlichen Charakter und insgesamt kaum negative Einkommenseffekte. Allerdings steht dieser Szenarienwelt die reale Welt entgegen. Darin werden theoretisch perfekte und wohlfahrtsökonomisch begründete Mechanismen in der Regel verwässert und so zurechtgebogen, dass möglichst viele Interessengruppen profitieren können. Unter diesen Umständen laufen die Energieperspektiven Gefahr, zur Begründung eines massiven – und der "alten" Landwirtschaftspolitik ebenbürtigen – Interventionismus missbraucht zu werden. Soweit die Energieperspektiven zur Begründung bestimmter energiepolitischer Forderungen dienen werden, beschränkt sich ihr Stellenwert stark.

Bedeutung der vorliegenden Arbeiten

Die mit grossem Aufwand und erheblicher wissenschaftlicher Akribie verfassten Energieperspektiven skizzieren verschiedene, aber längst nicht alle möglichen Wege in unsere Energiezukunft. Dazu musste eine Vielzahl von Annahmen getroffen werden, über die sich trefflich streiten liesse. Das fängt schon bei der demographischen Entwicklung an oder bei der den Szenarien zugrunde liegenden Entwicklung der Energiepreise. Dass den Perspektiven eine „wenn, dann“-Optik zugrunde liegt, mag zutreffen, doch wird der eilige (politische) Leser das ihm passende Szenarium als bare Münze betrachten.

In den Szenarien scheint sich wie ein roter Faden die Auffassung durchzuziehen, dass der Markt zu massiven Kurswechsellern schlechterdings nicht fähig ist. Das erstaunt, denn die Geschichte der Energiewirtschaft zeigt, dass die grossen Umwälzungen nicht aufgrund staatlich verordneter Energieprogramme, sondern immer durch neue Technologien verursacht wurden, die punkto Kosten-Nutzen-Verhältnis das Bisherige zu verdrängen vermochten. Drei der vier Szenarien implizieren die wohltuende Wirkung staatlicher Eingriffe, ohne die die politisch alles-entscheidende Frage zu stellen, wie viel Staat und wie viel Markt es im Energiebereich tatsächlich braucht.

2000-Watt-Gesellschaft

Die Idee der 2000-Watt-Gesellschaft wurde weder in den Perspektivarbeiten noch in der Politik bisher ernsthaft hinterfragt. Sie wird indes als erstrebenswertes Ziel weiter kommuniziert, ohne dass die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten das heisst die Auswirkungen auf Konsum, Wettbewerbsfähigkeit und Standortattraktivität der Schweiz klar wären. Es fehlen leider nach wie vor verlässliche Angaben zu den volkswirtschaftlichen und gesellschaftlichen Auswirkungen der Umsetzung dieser radikalen Vision.

Wärmepumpen

Die forcierte Förderung der Wärmepumpen ist unverantwortlich, solange keine verlässliche Antwort auf die absehbare Stromlücke gegeben wird. Die Idee, Gaskraftwerke zu bauen und mit dem dort produzierten Strom neue Wärmepumpen zu betreiben, welche fossile Heizungen ersetzen sollten, ist nicht nur ein planwirtschaftlicher Eingriff und wettbewerbsverzerrend (weil der Stromwirtschaft gleich noch der Absatz aus den neuen Produktions-Fazilitäten gesichert wird), sondern ist auch energie- und umweltmässig ineffizient. Diesbezüglich überzeugen die Szenarien nicht.

Wärme-Kraft-Kopplung

Ich teile die (pessimistische) Auffassung nicht, dass in den marktorientierten Szenarien I und II die gas- und ölbefeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen keinen bedeutenden Beitrag zur Deckung der Stromlücke werden leisten können. Eine forciere Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen-Strategie ist auch ohne staatliche Zwangsmassnahmen realistisch und letztlich nur davon abhängig, wie hoch die Hindernisse sind, die sich Grossanlagen (fossil oder nuklear) entgegenstellen.

Dirigistische Szenarien III und IV

Beide Szenarien sind durch ein zwar unterschiedliches, aber relativ hohes Mass an staatlichen Eingriffen gekennzeichnet. Hier müsste zuerst politisch diskutiert werden, warum es diese massiven Veränderungen in der Angebots- und Nachfragestruktur überhaupt braucht und was diese unserer Volkswirtschaft kosten. Die Szenarien III und IV unterstellen nämlich insgesamt positive Effekte künstlich erhöhter Energiepreise, das heisst von Staates wegen gestiegener Energiepreise. Dazu ist lediglich zu bemerken, dass noch kein praxiserprobtes Beispiel nachgewiesen werden konnte, wo staatlich erhöhte Energiepreise zu insgesamt positiven Wohlfahrtseffekten geführt haben.

Prof. Eberhard Jochem, Center for Energy Policy and Economy (CEPE, ETH-Zürich)

Die Differenziertheit der Schweizer Perspektiven, die nunmehr vorliegen, signalisiert hohe Qualität und ein tiefes Verständnis über die Begrenzungen und Möglichkeiten zukünftiger Energieentwicklungen. Sehr gefallen hat mir die hohe Sachorientierung aller an den Beratungen teilnehmenden Mitglieder.

Es gibt eine Reihe von Gründen, dass die *Energiebedarfszahlen der Szenarien mit hohem Wirtschaftswachstum zu hoch liegen*:

- (1) Die Szenarien mit hohen Annahmen des Wirtschaftswachstums von durchschnittlich fast 940 CHF pro Kopf und Jahr führen zu sehr hohen Schätzwerten des Energiebedarfs, die man angesichts des Wirtschaftswachstums der Schweiz der letzten 35 Jahre bei 420 CHF pro Kopf für weniger wahrscheinlich einschätzen muss. Besonders betroffen sind davon der Energiebedarf von Industrie, Dienstleistungen und Güterverkehr, weniger die privaten Haushalte.
- (2) Die zielorientierten Szenarien III und IV gehen von der gleichen Materialeffizienz aus wie in den Szenarien I und II. Dies ist eine erhebliche Vereinfachung, weil bei hohen Energiepreisen die Materialeffizienz und die Materialsubstitution deutlich an Geschwindigkeit zunehmen werden, was sich bis zu 0,5% jährlicher Verminderung des Primärenergiebedarfs auswirken könnte. Auf diese Effekte einschliesslich der Nutzungsintensivierung von Gebrauchsgütern und Produktionsanlagen wurde ausführlich in den Arbeiten zur 2000 Watt/cap Gesellschaft hingewiesen.

Andererseits dürften das relativ hohe Einkommensniveau in der Schweiz, die alternde Bevölkerung und der Druck von Wirtschafts- und Klimaflüchtlingen nach Europa zu einer *höheren Nettoeinwanderung* führen als die hier unterstellt mittlere Variante des BFS. Eine grössere Bevölkerungszahl wird einen Teil der o. g. Überschätzung des Energiebedarfs kompensieren.

Die in den Energiesektoren *sehr vereinfachenden weltweiten Gleichgewichtsmodelle* haben zwei Defizite, die für die Einschätzung der zu ergreifenden Massnahmen bedacht werden sollten. (1) Die Modellergebnisse unterstellen durchweg niedrigere CO₂-Vermeidungskosten in Entwicklungs- und Transformationsländern; damit wird in den Industriestaaten eher eine abwartende Haltung für inländische Massnahmen erzeugt, (siehe Klimarappen). (2) In Fachkreisen von Projekten in Entwicklungs- und Transformationsländern ist aber bekannt, dass die Transaktionskosten für die gleichen Investitionen in Entwicklungs- und Transformationsländern wegen fehlender Fachkräfte und Infrastruktur in vielen Fällen höher sind als in Industrieländern. Auch sind kleinere Investitionsobjekte oder Waldanpflanzungen wegen fehlender Wartung oder Pflege zuweilen nicht nachhaltig.

Die Darstellung der Ergebnisse fokussiert den Blick des Lesers auf die monetarisierten Folgen; allerdings sind die vermiedenen Adaptations- und Schadenskosten des Klimawandels heute noch weitgehend unbekannt. Aufgrund dieser geschilderten Sachlagen müsste der Synthesebericht die Ergebnisse mit ökonomischen Aussagen wesentlich distanzierter darstellen und den derzeitigen einseitigen Kenntnisstand zu den Vermeidungskosten betonen.

Dr. Tony Kaiser, ALSTOM

*In den drei Jahren Perspektivenarbeit habe ich
persönlich viel gelernt,
M. Renggli oft bewundert, wie er Übersicht und Kontrolle über die Sitzungen behalten
und die Geduld mit der Arbeitsgruppe nicht verloren hat,
ab und zu geschmunzelt, wenn A. Kirchner ihre Sprachkompetenz in vielfältiger Weise
für subtile Botschaften eingesetzt hat,
erlebt wie leicht die Sorge um Genauigkeit im Kleinen
von den groben Linien abzulenken vermag,
mich eingesetzt für eine Trennung von Modellresultaten und
einer wertenden Interpretation derselben,
viele nette Leute schätzen und
manches Ingenieurbüro und sein Perspektivmodell kennen gelernt.*

Solide Basis für eine neue Energiepolitik: Ich bin überzeugt, dass die Resultate der vier Szenarien und die im Laufe des Projektes erarbeitete Information (inklusive die Exkurse) eine überaus wertvolle Grundlage darstellen, auf welcher nun eine neue, sachliche und auf Fakten beruhende Energiepolitik aufbauen kann. Die zu erwartende Entwicklung von Gesamtenergieverbrauch, CO₂-Emissionen und die potenzielle Wirkung von vielen politischen Massnahmen kann nun gut abgeschätzt werden. Die Konsequenzen einer gewählten Politik können im Sinne von „Wenn-dann-Aussagen“ analysiert und begründet werden. Die Resultate zeigen auch klar, wo die Grenzen der heute angewandten politischen Massnahmen liegen, was sich mit ihnen erreichen lässt und was eben nicht. Sie bestätigen die Wichtigkeit der Energieeffizienz und der Substitution fossiler Energie im Rahmen einer Optimierung des gesamten CH-Energiemixes. Die Resultate der Energieperspektiven zeigen auch die Optionen zur Deckung der um 2020 zu erwartenden Stromlücke mit ihren Konsequenzen auf – wie auch immer das Stromangebot gedeckt werden wird.

Kritische Anmerkungen: Wie jede komplexe Übung, sollten auch die Energieperspektiven – bei allem Respekt vor den Verantwortlichen und ihrer guten Arbeit – vor dem Start eines ähnlichen Projektes kritisch überprüft werden:

- a) Modelle: Die unterschiedlichen Resultate, die von top-down- und von bottom-up-Modellen geliefert werden, sind z. T. auf die verschiedenen Modellannahmen zurückzuführen (Reduktion der CO₂-Emissionen als Zielgrösse im top-down-Modell, Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs als Zielgrösse im bottom-up Modell), was auch zu neuen Erkenntnissen führte. Ob jedoch beide Modelle bei gleichen Zielgrössen sehr ähnliche Resultate geliefert hätten, bleibt offen.
- b) Arbeitsweise: Der AG ist – und das gegen Ende des Projektes immer mehr – vor der Aufgabe gestanden, kritisch die Konsistenz/Integration der Resultate aus verschiedenen Modellen zu beurteilen. Einige Verspätungen gegen das Ende der Perspektiven-Arbeit haben diese Aufgabe nicht einfacher gemacht.
- c) Arbeitsgruppe: Netzexperten und Daten zur Diskussion der Netzkapazität hätten eine wertvolle Ergänzung der Arbeitsgruppe dargestellt.
- d) Analysen und Simulationen von Lastflüssen im Zusammenhang mit den Stromimport-Szenarien fehlen vollständig (siehe auch Punkt c).
- e) Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen sind mit dem top-down-Modell (Gleichgewichtsmodell) gerechnet worden und deshalb nur bedingt auf die mit bottom-up-Modellen gerechneten Szenarien übertragbar. Da diese Auswirkungen aber klein sind, sollten sich die Unsicherheiten in kleinem Rahmen halten.

Alles in allem war es eine Aufgabe, zur der ich mit Spass beigetragen habe. Die Diskussionen waren stets fair und sachlich; die Arbeitsgruppe hat sich nicht in politische Grabenkämpfe verirrt – eine schöne Leistung bei der politischen Aktualität des Themas Energie. Dafür hat die Arbeitsgruppe ein herzliches Dankeschön verdient.

a.) **Energie ist weltweit, aber auch in der Schweiz mehr als ausreichend vorhanden.** Die Klimaerwärmung bringt noch mehr Energie (Wind, Wasser, Wärme etc.) ins Weltsystem. Energie insgesamt ist kein absolut, sondern nur ein relativ knappes Gut. Nur einzelne Energieträger sind absolut knapp (fossil, Uran). Zentral ist, ob es gelingt Energie zur richtigen Zeit, am richtigen Ort und in optimaler Qualität als Teil der gewünschten Bedürfnisbefriedigung für Wohnen, Mobilität oder das Produzieren bereit zu stellen. Gemäss Bundesverfassung ist das Energiesystem nach Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit zu beurteilen.

b.) **Als wichtigstes Resultat zeigen die Energieperspektiven, dass die eingesparte Energie weitaus am kosten-günstigsten ist.** Ein verminderter Energieverbrauch beim Wohnen oder Mobilsein wirft dank Effizienzmassnahmen bei heutigen Energiepreisen direkt einen Profit ab. Beispielsweise kann pro vermiedenem Liter Heizöl oder Benzin ca. 20-40 Rappen gespart werden. Die Nutzung der Energieeffizienz in der Schweiz – und nicht etwa im Ausland – ist für unser Land ein hoch gewinnbringendes Geschäft. Der Energieabspenkerpfad gemäss Szenario IV erspart der schweizerischen Volkswirtschaft jährlich mehrere Milliarden Franken Ausgaben an erdöl-, erdgas und uranexportierende Länder. Es verbleiben mehr Mittel für Konsum und Investitionen. Der Effizienzsteigerung kommt erste Priorität zu. Wegen fehlender Forschung und Markttransparenz, relativ hohen Transaktionskosten und fehlender Internalisierung der externen Kosten wird diese aber nicht wahrgenommen. Die wirtschaftlichen Effizienzpotenziale können effektiv ausgeschöpft werden, wenn erstens auf allen nicht erneuerbaren Energieträgern Energieabgaben mit Rückerstattung an die Wirtschaft und Bevölkerung erhoben werden. Zweitens sind Standards verbindlich festzulegen und der Technologietransfer sowie Aus- und Weiterbildung sollen zugunsten von energieeffizienten Dienstleistungen weit wirkungsvoller umgesetzt werden. Hingegen sind Fördermittel zurückhaltend einzusetzen, da nicht eine fehlende Wirtschaftlichkeit bei der Energieeffizienz beseitigt werden muss. Zudem weisen sie gegenüber Abgaben, Standards, Technologie-Transfer und A&W ein schlechtes Kosten-Nutzen-Verhältnis auf (Verwaltungskosten, problematische selektive Förderung, Mitnahmeeffekte etc.). Mit einem Energieeffizienzpfad gemäss Szenario IV stellt sich die bereits viel diskutierte Stromlücke um ca. 10 Jahre später ein. Zeit kann gewonnen werden.

c.) **Selbst bei einem forcierten Effizienzpfad verbleibt aber die Frage, wie ab ca. dem Jahr 2030 zusätzlich Strom bereitgestellt werden soll.** Aufgrund der vorliegenden Perspektivarbeiten müsste aus wirtschaftlicher Sicht die Kernenergie bevorzugt werden. Gegenüber dem fossilen und/oder erneuerbaren Pfad liessen sich pro Jahr einige Hundert Millionen Franken einsparen. Die vorliegenden Perspektivarbeiten sind aber für eine abschliessende Beurteilung unzureichend: Es wird nicht aufgezeigt, dass die Kernenergie bereits heute bei einer Life-Cycle-Analyse in einem recht hohen Ausmass mit CO₂-Emissionen verbunden ist, dies vor allem wegen der energieintensiven Uranergänzung. Ab dem Jahr 2030 dürfte der Kernenergiestrom – unter anderem wegen Verknappung der Uranquellen - bald so viel CO₂-Emissionen aufweisen wie die direkte Stromgewinnung aus fossilen Energieträgern. Es macht also wenig Sinn, mit hohem fossilen Energieeinsatz gefährliche Stoffe aus der Erdkruste zu holen und sie im Weltsystem mit unabsehbaren Folgen zu verteilen: Mögliche hohe Schadenskosten mit wohl geringer Eintretenswahrscheinlichkeit ohne ausreichende Versicherungsdeckung, Proliferation, Entsorgungsproblematik etc. All diese Kosten sind in den Perspektiven weder diskutiert noch bewertet. Falls die Politik bei einer umfassenden, längerfristigen Betrachtung der Kernenergie zu einer negativen Optik gelangt, bleibt ein Abwägen zwischen fossiler und erneuerbarer Stromproduktion. Erstere haben kurzfristig leichte Kostenvorteile, sie vermögen aber weder umweltmässig, noch aus Sicht der Versorgungssicherheit zu überzeugen. Einiges spricht dafür, dass die erneuerbaren Energien längerfristig die Kostennachteile aufholen. Hier soll also mit einer befristeten Förderpolitik angesetzt werden. Noch wichtiger ist aber, dass Investitionshemmnisse beseitigt und F&E inklusive Technologietransfer sowie Aus- und Weiterbildung forciert werden, also ein Markt für erneuerbare, einheimische Energie, insbesondere neue Stromquellen, geschaffen wird. Längerfristig werden Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit tatsächlich gewährleistet.

d.) **Vernachlässigte, nicht behandelte wichtige Themen im vorliegenden Synthesebericht:** Erstens, weltweiter, nationaler Nutzen einer aktiven Klimapolitik von 20% des BIP gemäss neueren Studien, also Beträgen, welche allfällige Kosten bei weitem übersteigen. Zweitens, Preisszenarien mit 80-100 Dollar pro Barrel statt den angenommenen 30 Dollar pro Barrel Erdöl (bzw. 50 Dollar im Szenario „hoch“), was die Durchsetzung eines Effizienzpfades erleichtert, aber auch deutlich geringere Energieabgabesteigerungen für eine wirksame, effiziente Zielerreichung erfordert. Drittens eine tragfähige gesamtwirtschaftliche Analyse mit kompatiblen, nachvollziehbaren Annahmen. Die Ecoplan-Ausführungen zeigen bestenfalls was nicht getan werden soll: Erstens keine einseitige Belastung der fossilen Energie-träger, da dies unerwünschte Substitutionen auslöst. Zweitens kein hoher Mitteleinsatz für ausländische Klimavermeidungen, da wir im Inland ausreichend wirtschaftliche Potenziale haben und die ausländischen Klimainvestitionen zu einem Wohlstandsmindernden Mittelabfluss führt.

e.) **Das langfristig optimistische Bild für Energieeffizienz und erneuerbare Energien setzt die Lösung einiger Knacknüsse voraus:** Erstens, die Stromlückendiskussion ist durch eine Effizienzdiskussion prioritär zu ergänzen. Zweitens sind energiewirtschaftliche Zusammenhänge (zum Beispiel Rolle und Funktionsweise von Energieabgaben) umfassend anzugehen und breiten Kreisen zu vermitteln. Drittens, Wahrnehmen der Verantwortung der Eigentümer der Stromversorgungsunternehmen (v.a. Kantone, Städte) um Rolle bezüglich effizienter Stromproduktion im In- und Ausland inklusive Importmöglichkeiten sowie Effizienzpolitik zu klären. Von Seite der EVUs sollte eine effizienzsteigernde Stromnutzung zumindest nicht blockiert werden. Angesichts eines Ausverkaufs der Stromwirtschaft an Akteure des nahen Westens oder des fernen Ostens bei einer Privatisierung dürfte rasch klar werden, dass die Stromwirtschaft weiterhin im öffentlichen Spannungsfeld verbleiben wird.

Dr. Georg Müller-Fürstenberger, Universitäten Bern und Trier

Zu: Unterschiede zwischen Energie- und Gleichgewichtsmodelle

Gleichgewichtsmodelle bilden Marktinteraktionen ab. Sie bestehen im Prinzip aus einer Vielzahl einzelwirtschaftlicher Modelle, die über den Marktmechanismus vernetzt werden. Es ist deshalb nicht sinnvoll, Gleichgewichts- und Energiemodell einander gegenüber zu stellen. Ein Energiemodell für sich alleine ist ein Partialmodell. Allerdings kann das implizite Energiemodell im Gleichgewichtsmodell den Energiemodellen der "Techniker" gegenüber gestellt werden. Die Kompetenz bei der Modellierung des Energiesektors, insbesondere der technologischen Möglichkeiten, liegt bei den Technikern, deshalb sollte das Energiemodell im Gleichgewichtsmodell auf das Energiemodell der Techniker kalibriert, das heisst eingestellt werden. Dieser Prozess ist mühsam, die Perspektiven haben dazu jedoch eine ideale Plattform geboten.

Eine solche Vorgehensweise ist im Bericht nur ansatzweise erkennbar. Stattdessen verstärkt die Darstellungsweise den Eindruck zweier Parallelwelten, besonders die Gegenüberstellung der Szenarien. Die Gleichgewichtsanalyse erlaubt einen höheren Abstraktionsgrad in der Szenariengestaltung, der Übergang in Richtung 2000-Watt-Gesellschaft folgt beispielsweise endogen im SGE Szenario. Es ist sinnvoll, dass sich die Szenarien in beiden Modellwelten unterscheiden.

Inwiefern sich beide Modelle ergänzen oder konkurrenzieren, könnte leicht überprüft werden. In mindestens einem Fall sollte das Gleichgewichtsmodell eine Politikvariante des Energiemodells übernehmen und dann die Resultate beider Modell für die gleiche Politikintervention ausweisen. Technisch sollte dies nach meinen Erfahrungen nicht allzu schwierig sein, jedenfalls nicht schwieriger als die üblichen Sensitivitätsanalysen.

Der substantielle Unterschied in den Grenzerminderungskosten ist zudem erklärungsbedürftig. Der Hinweis auf betriebswirtschaftliche Hemmnisse genügt meines Erachtens nach nicht.

Zu: Kapitel 4

Das Kapitel ist insgesamt gut gelungen, könnte aber im Hinblick auf das Zielpublikum der Studie etwas anschaulicher sein. Beispielsweise wäre es hilfreich, wenn der BAU Strukturwandel ebenfalls ausgewiesen würde. Bei den Veränderungen im Aussenhandel wären neben den Terms-of-Trade auch die Veränderungen der Zahlungsbilanz interessant. Zentral aber scheint mir, dass der Bezug zu den vorhergehenden Kapiteln herausgestellt wird. Ansonsten gewinnt man den Eindruck eines Buches im Buch.

Vom Wald und den Bäumen

Der Wald namens Energieperspektiven, vor dem Sie hier stehen, ist gross. Er hat viele Bäume – sprich Resultate von Szenarien, Varianten und Sensitivitätsuntersuchungen – welche teilweise recht attraktiv in den Himmel zu wachsen scheinen.

Es ist die Aufgabe von Szenarien, der Frage „Was wäre wenn?“ nachzugehen, ohne sich zum Vornherein auf das Wahrscheinliche einzuschränken. Nur das ermöglicht ein Ausbrechen aus gewohnten Denkmustern. Allerdings ergibt sich damit auch eine schwer zu überblickende Menge von Erkenntnissen. Die Verlockung, sich die „passenden“ davon (das heisst jene, welche die eigene Weltansicht decken und/oder beim Publikum gut ankommen) mehr oder weniger bewusst herauszugreifen, ist gross. Bei näherem Hinsehen steht auch ein Teil des Resultatewaldes auf sehr magerem Grund, das heisst auf zwar interessanten, aber unrealistischen Annahmen, und wird zur Verwunderung von Gutgläubigen bald massive Wachstumsschwierigkeiten bekommen.

Schauen wir die Ergebnisse der Szenarienarbeiten aus dem für politisches Handeln letztlich massgebenden Blickwinkel der Wahrscheinlichkeit an: Selbst bei sehr tiefen Annahmen bezüglich Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum lässt sich der Gesamtenergieverbrauch mit den vorhandenen Instrumenten bloss stabilisieren. Schon das wäre verglichen mit der Entwicklung der letzten Jahrzehnte ein Erfolg. Für eine Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs im Bereich von 20% und mehr sind unpopuläre und deshalb unwahrscheinliche Eingriffe nötig, etwa die Verdoppelung der Energiepreise. Solche Massnahmen würden massive Umstellungen in der politischen Agenda aller OECD-Staaten bedingen. Ein Alleingang der Schweiz wäre zwar theoretisch möglich, nur stimmen dann Aussagen über bescheidene gesamtwirtschaftliche Einbussen ganz sicher nicht mehr.

Spätestens im Jahr 2020, unter gewissen Annahmen noch deutlich früher, öffnet sich beim Strom eine grosse Lücke zwischen der gesicherten Beschaffung und der Nachfrage. Der Stromverbrauch, der heute trotz seiner enormen gesamtwirtschaftlichen Bedeutung bloss 23% der Gesamtenergienachfrage ausmacht, wird ohne sehr grobe Eingriffe (s. oben) weiter ansteigen. – trotz laufend höherer Effizienz bei der einzelnen Anwendung wohl noch stärker als selbst in Szenarium I gezeigt – während das Angebot zurückgeht. Auch bei intensiver Förderung wird die zusätzliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen für die Schliessung der Lücke bei weitem nicht reichen.

Das Ziel der Energiepolitik ist eine sichere, wirtschaftliche und umweltschonende Versorgung. Die Schweiz ist dabei keine Insel, eine Reduktion der Abhängigkeit von internationalen Turbulenzen ist aber anzustreben. Gleichzeitig haben wir einen deutlichen Beitrag an die Bewältigung der Klimaproblematik zu leisten. Effiziente Energieanwendung, d.h. ein über alles gesehen tiefer Verbrauch, hilft die energiepolitischen Ziele zu erreichen, ist aber auch mit Aufwand und/oder Nachteilen verbunden und als alleinige Zielgrösse (etwa in Form des überstrapazierten Begriffs der 2000 W Gesellschaft) deshalb schlecht geeignet.

Bei den Massnahmen besteht die Gefahr, dass ob der Hektik im Detail das Wesentliche verpasst wird. Um einzelne „hoffnungsvolle“ Bäumchen wird (oft mit Blick auf Subventionstöpfe) soviel Aufhebens gemacht, dass tragfähige Stämme – das heisst bezüglich Menge wirkungsvolle und langfristig kosteneffiziente Handlungsstrategien – kaum Beachtung finden. Beim Gesamtenergieverbrauch sind das die Fortführung der Anstrengungen bei den Gebäudehüllen inklusive einer massiven Förderung der Wärmepumpe (welche selbst bei einer fossilen Stromproduktion den CO₂-Ausstoss mit einem Schlag halbiert) und eine Siedlungspolitik, welche die Deckung der Mobilitätsbedürfnisse mit einem akzeptablen Energieverbrauch ermöglicht.

Bei der Stromversorgung kommen wir nebst einigen kürzerfristigen Massnahmen (Leistungssteigerung bei Wasserkraftwerken, einige wenige Erdgaskraftwerke, Beseitigung Netzengpässe etc) mit Blick auf die nächsten 50 Jahre nicht um den Entscheid zwischen Kernenergie (Nachteil Akzeptanz), Erdgaskraftwerken in grösserer Zahl (Probleme bei Klimazielen, Preisniveau und -volatilität) oder einem massiven Stromimport (die Nachteile würden Seiten füllen) herum. Ein Drücken vor Entscheidungen bringt mit hoher Sicherheit keine neuen Erkenntnisse, sondern nur noch mehr Probleme, zuvorderst ein schleichendes Absinken der Versorgungssicherheit und ein Ansteigen der Strompreise. Handeln ist nötig!

Anhänge

A1 Beigezogene Fachpersonen

Mitglieder der Arbeitsgruppe

- Martin Renggli, BFE, Leitung der Arbeitsgruppe
- Dr. Almut Kirchner, Prognos AG, Leitung der Modellarbeiten und Redaktion der Inputberichte
- Hans Achermann, EGL
- Conrad U. Brunner, CUB Zürich
- Prof. Daniel Favrat, EPFL
- Dr. Paul Filliger, BAFU
- Dr. Andreas Grossen, VSG
- Dr. Rolf Hartl, Erdölvereinigung
- Kurt Infanger, ARE
- Prof. Eberhard Jochem, CEPE, ETH Zürich
- Dr. Tony Kaiser, ALSTOM
- Dr. Ruedi Meier, Experte
- Dr. Georg Müller-Fürstenberger, Universitäten Bern und Trier
- Hans Ulrich Schärer, BFE
- Kurt Wiederkehr, VSE

Modellexperten

- Dr. Bernard Aebischer, CEPE, ETH-Zentrum WEC (Dienstleistungen und Landwirtschaft)
- Dr. Walter Baumgartner, Basics AG (Industrie)
- Peter Hofer, Prognos AG (Haushalte)
- Mario Keller, Infrast AG (Verkehr)
- André Müller, Dr. Frank Vöhringer, Ecoplan (Dynamisches Gleichgewichtsmodell)
- Vincent Rits, Prognos AG (Elektrizitätsangebot)

BFE-Projektgruppe

- Dr. Felix Andrist, Leitung der Projektgruppe
- Dr. Lukas Gutzwiller
- Dr. Matthias Gysler
- Dr. Michel Piot
- Thomas Volken

Zahlreiche weitere Fachpersonen und BFE-Mitarbeiter haben Stellungnahmen abgegeben und an Diskussionen teilgenommen.

A2 Publikationen

Syntheseberichte

- Die Energieperspektiven 2035 – Band 1: Synthese; 2007
- Die Energieperspektiven 2035 – Band 2: Szenarien I bis IV; 2007
- Die Energieperspektiven 2035 – Band 3: Volkswirtschaftliche Auswirkungen; 2007
- Die Energieperspektiven 2035 – Band 4: Exkurse (ab 2006 auf der BFE-Homepage abrufbar; erscheint vollständig 2007)
- Die Energieperspektiven 2035 – Band 5: Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes; 2007
- Bundesratsvarianten zur Umsetzung des CO₂-Gesetzes; 2005

Rahmenentwicklungen

- Ecoplan: Branchenszenarien Schweiz: Langfristszenarien zur Entwicklung der Wirtschaftsbranchen mit einem rekursiv-dynamischen Gleichgewichtsmodell; 2005
- Ecoplan: Schweizer energie- und klimapolitische Szenarien im internationalen Kontext – Ergebnisse einer CIM-Analyse; 2005
- EPFL: Prediction of Climate Change Impacts on Alpine Discharge Regimes; 2005
- OcCC: Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050 – Ein kurzer Überblick; 2004
- Prognos: Auswertung des Kompakt-Delphi-Prozesses: Thesen zur langfristigen Technologieentwicklung für das Szenario IV "Wege zur 2000-Watt-Gesellschaft"; 2006
- Seco: Scénarios de croissance du PIB à long terme, note explicative; 2004
- Wüest & Partner: Zukünftige Entwicklung der Energiebezugsflächen, Perspektiven bis 2035; 2004
- Stiftung Risiko-Dialog: Risikowahrnehmung Energieperspektiven 2035; 2006

Energienachfrage

- Prognos: Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990-2035; 2006
- CEPE: Dienstleistungen und Landwirtschaft (erscheint 2007)
- Basics AG: Der Energieverbrauch der Industrie, 1990-2035; 2007
- Infrac: Der Energieverbrauch im Verkehr, 1990-2035; 2007

Energieangebot

- Electrowatt-Ekono: Ausbaupotential der Wasserkraft; 2004
- Infrac et al.: Kosten und Nutzen von Solarenergie in energieeffizienten Bauten; 2005
- Infrac et al.: Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz; 2004
- PSI: Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen; 2005
- Verenum: Holzgas-Erdgas-Kombikraftwerk für die Schweiz: Potenzial und Wirtschaftlichkeitsabschätzung; 2005

A3 Begriffe und Masseinheiten

Energieflüsse

Die Energieflüsse werden auf den Stufen Bruttoenergie, Energieumwandlung und Endenergie quantifiziert dargestellt. Mit den Modellen wird in Jahresschritten gerechnet, für die Elektrizität differenziert nach Sommer- und Winterhalbjahr sowie nach Arbeit (kWh) und Leistung (kW). In Tabellenwerken werden in der Regel Fünfjahresschritte dargestellt (2000, 2005, 2010 bis 2035)

- Primärenergie: Energieträger, die in der Natur vorkommen und noch keiner Umwandlung unterzogen wurden.
- Bruttoenergie: Inländische Energiegewinnung, Saldi des Aussenhandels und Lagerveränderungen.
- Sekundärenergie: Durch Umwandlung von Primärenergieträgern entstandene Energieträger, wie zum Beispiel Benzin, Elektrizität, Fernwärme.
- Endenergie: Die von den Endverbrauchern zu einem bestimmten Nutzen, zum Beispiel Strom für Beleuchtung, gekaufte oder selbst produzierte Energie. Die Differenz zur Bruttoenergie sind Umwandlungs- und Verteilverluste.

Energieeinheiten

- Als Leistungseinheit wird Watt (W) verwendet ($1W = 1 \text{ Joule pro Sekunde}$)
- Offizielle Energieeinheit ist das Joule (J). In den Perspektiven werden vor allem Petajoule (PJ) und Megajoule (MJ) verwendet.
 $1 \text{ PJ} = 10^3 \text{ TJ} = 10^6 \text{ GJ} = 10^9 \text{ MJ} = 10^{15} \text{ J}$
- Wo Elektrizität ohne Bezug zu anderen Energieträgern dargestellt wird, werden Terawattstunden (TWh) oder Gigawattstunden (GWh) benutzt.
 $1 \text{ TWh} = 10^3 \text{ GWh} = 10^9 \text{ kWh}$ ($1 \text{ kWh} = 3.6 \text{ MJ}$)
- Für die Umrechnung von Energieeinheiten in CO₂-Emissionen werden folgende Faktoren verwendet:

Energieträger	Tonnen CO ₂ pro TJ
Kohle	94.0
Heizöl (EL)	73.7
Heizöl (S)	77.0
Erdgas	55.0
Benzin	73.9
Diesel	73.6
Kerosen	73.2

A4 Systemgrenzen und Bilanzierungsgrundsätze

• Potenziale der erneuerbaren Energien

In den Energieszenarien wird, abhängig von den Politikvarianten und den Rahmenentwicklungen das erwartete oder realisierbare Potenzial der erneuerbaren Energien ausgewiesen. Im Bericht finden sich zudem Hinweise auf das technische, wirtschaftliche oder ökologische Potential (Figur A4-1):

- Das theoretische Potenzial einer Region ist das gesamte physikalische Angebot eines Energieträgers oder einer Energietechnik ohne Einschränkungen.
- Das technische Potenzial entspricht den Produktionsmöglichkeiten unter Berücksichtigung von Einschränkungen, zum Beispiel bezüglich der lokalen Anwendungsmöglichkeiten einer Energietechnik.
- Das ökologische Potenzial bedeutet, dass durch die Nutzung der Energiequellen der Lebensraum sowie die Wechselwirkungen zwischen den Lebewesen und ihrer Umwelt nicht beeinträchtigt werden.
- Das wirtschaftliche Potenzial liegt hinsichtlich der Kosten in der Bandbreite der konkurrierenden Systeme. Durch den Einsatz von energiepolitischen Instrumenten kann dieses Potenzial erweitert werden.
- Das erwartete oder realisierbare Potenzial ist die Schnittmenge der genannten Potenziale unter Berücksichtigung der sozialen Akzeptanz von Anlagen, zum Beispiel bezüglich Landschaftsschutz und weiterer Markthindernisse wie Informationsdefizite.

Figur A4-1: **Potenzialbegriffe**



• Graue Energie

In den Energieperspektiven wird der direkte Energieverbrauch in allen Verbrauchssektoren quantitativ berücksichtigt. Als Graue Energie wird dagegen die gesamte Energiemenge bezeichnet, die von der „Wiege bis zur Bahre“ eines Produktes verbraucht wird. Die Graue Energie kann den direkten Energiebedarf des Produktes während seiner Verwendung um ein Mehrfaches übersteigen. Abschätzungen zeigen, dass in die Schweiz eingeführte Güter tendenziell energieintensiver und umweltbelastender hergestellt werden als ausgeführte Güter. Szenario IV als Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft geht deshalb von einer umfassenden Ressourcenschonung aus. Die Lebenszyklusanalyse versucht den Einfluss eines Energiesystems auf die Umwelt umfassend zu quantifizieren. Erfasst werden über die gesamte Laufzeit der Anlagen die direkten Emissionen und Umweltbelastungen im In- und Ausland sowie indirekte Emissionen und Abfälle aus dem Energieeinsatz und der Materialproduktion. Für die Energieperspektiven wurde dieses Thema nicht weiter vertieft. Entsprechende Arbeiten wurden vom Paul-Scherrer-Institut durchgeführt (Projekt GaBE).

- **Abgrenzungen zwischen Energiestatistik und Modellrechnungen**

- Die Energienachfragen in den Tabellenwerken entsprechen bis 2003 den Angaben der Gesamtenergiestatistik. Ab 2004 werden Modellwerte verwendet. Vergleiche mit dem Jahr 2000 basieren auf klimabereinigten Modellwerten.
- Die Modellierung der Endenergienachfrage erfolgt klimabereinigt, während die Energiestatistik bis 2003 als Rohdatensatz u.a. auch die Klimaeinflüsse abbildet.
- Die „sonstigen Gase“ (Flüssiggase, Leuchtpetrol, White Spirit usw.) sind in der Energiestatistik unter den Erdölprodukten aufgeführt, in den Modellen aber gesondert ausgewiesen.
- Beim Flugverkehr wird in der Statistik der inländische Absatz von Flugbenzin erfasst – dies ist aber eine andere Grösse, als der weltweite Verbrauch von Flugbenzin durch die Schweizer Bevölkerung. In den BFE-Perspektiven wird nur der Inlandverbrauch bewertet, entsprechend der Systemgrenze des CO₂-Gesetzes und der Klimakonvention (siehe auch Emissionen). In Tabellenwerken werden der inländische Absatz und der Inlandverbrauch ausgewiesen.
- Der Energieverbrauch der Landwirtschaft erscheint in der Energiestatistik als statistische Differenz. Im Modell Dienstleistungen sind die Landwirtschaft und das Kleingewerbe mit enthalten. Daher verringert sich die statistische Differenz in den Modellwerten gegenüber der Statistik.
- Für die Elektrizitätsproduktion gelten folgende Konventionen und Annahmen:
 - Der Ausfall von Cleuson-Dixence dauert von 2000 bis 2010.
 - Für einige Stromerzeugungsarten sind für die Jahre 2004 und 2005 die neusten Daten eingefügt worden:
 - Elektrizitätsstatistik 2004: Pumpstrom und Kernkraftwerke
 - Elektrizitätsstatistik 2005: Produktionsreduktion Kernkraftwerk Leibstadt
 - Der Verbrauch der Speicherpumpen wird dem Landesverbrauch hinzugerechnet.
 - Die Wasserkraftproduktion und die Produktion aus Pumpspeicher- und Umwälzwerken werden separat ausgewiesen.
- Für den Pumpstrom aus bestehenden Anlagen wird ab 2010 die erwartete mittlere Erzeugung des Jahres 2010 gemäss Elektrizitätsstatistik 2004 verwendet.
 - Im Import und Export sind die bestehenden (und allmählich auslaufenden) Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen einbezogen.
 - Der Inlandverbrauch umfasst die Inlandnachfrage und die Netzverluste (7-8 Prozent).

- **Definition des Umwandlungssektors in den Perspektiven**

- Es wird nach Elektrizität, Fernwärme und sonstigen Umwandlungssektoren differenziert.
 - Im Umwandlungssektor „Elektrizität“ werden nach Angebotsvarianten summierte Energieträgereinsätze aufgeführt. Bei der Ermittlung des Bruttoenergieverbrauchs wird daher die Elektrizitätsnachfrage (Endenergie) wieder abgezogen.
 - Für die Fernwärme werden die kumulierten Energieträgereinsätze ausgewiesen. Bei der Ermittlung des Bruttoenergieverbrauchs wird die Fernwärmenachfrage (Endenergie) wieder abgezogen.
 - Der Abfall, der in den Kehrlichtverbrennungsanlagen für die Strom- und Wärmeerzeugung verwendet wird, wird vollständig beim Strom verbucht. Daher kann es vorkommen, dass die Fernwärmeeinsätze kleiner sind als die Fernwärmenachfrage.
 - Energieträgereinsätze für Wärme-Kraft-Kopplung werden vollständig bei der Elektrizität verbucht und mit Wärmegutschriften korrigiert. Dies ist insbesondere für die korrekte CO₂-Bilanzierung wichtig. In die Korrektur sind die (vor allem im Industriesektor) bereits bestehenden Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen einbezogen, die im Zeitablauf durch Alterung aus dem Anlagebestand verschwinden.

- **Emissionen**

- Der Energieverbrauch der Erdölraffinerien ist bei der Berechnung der CO₂-Emissionen und in den Energieperspektiven nicht erfasst (aus versorgungspolitischen Gründen wurden die Raffinerien dem CO₂-Gesetz nicht unterstellt). Hingegen wird der entsprechende Energieverbrauch in den Energienachfrageperspektiven angerechnet.
- Die CO₂-, NO_x- und Feinstaubemissionen werden nach Energieträgern mit Emissionsfaktoren ermittelt, die mit dem Bundesamt für Umwelt abgestimmt sind. Die spezifischen Emissionsfaktoren für NO_x und Feinstaub nehmen im Zeitablauf ab. Dies in Abhängigkeit der Umweltvorschriften und
- Techniken (Filter, Katalysatoren, Brennereigenschaften). Die CO₂-Emissionsfaktoren sind hingegen zeitunabhängig, weil sie aus den chemischen Eigenschaften der Brennstoffe resultieren.
- Die inländischen Emissionen des Elektrizitätssektors werden ohne Bilanzierung der Emissionen aus der Erzeugung der Stromimporte und -exporte ermittelt.
- In den Energieperspektiven kommt die Abgrenzung der CO₂-Emissionen gemäss CO₂-Gesetz zur Anwendung, welche sich von derjenigen der Energiestatistik und des Treibhausgasinventars unterscheidet (siehe Figur A4-2).

Figur A4-2: **Vergleich der Abgrenzungen der CO₂ Emissionen der Gesamtenergiestatistik, dem CO₂-Gesetz und den Energieperspektiven , sowie den Treibhausgasen gemäss Kyoto-Protokoll**

