

## Energieperspektiven des Bundes: kritisch zu hinterfragen

Die schweizerische Energiepolitik steht vor wichtigen Entscheidungen. Langfristig soll die Energieversorgung ausreichend, diversifiziert, sicher, wirtschaftlich und umweltverträglich bleiben. Neue Herausforderungen wie der globale Klimawandel und die steigenden Kosten der Gewinnung von fossilen Energieträgern erfordern eine kohärente langfristige Strategie. Das UVEK hat vier verschiedene strategische Konzepte in Form von Szenarien entworfen. Der Bundesrat hat am 21. Februar 2007 einen ersten Richtungsentscheid getroffen.

### Position von economisesuisse

Die Schweiz muss die drohende Gefahr von Engpässen in der Stromversorgung abwenden. Die vom Bundesrat erkannte Notwendigkeit zum Ersatz der bestehenden und zum Bau neuer Kernkraftwerke ist daher richtig. Obwohl die Energieeffizienz auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen wird, sind Staatseingriffe in diesem Bereich nur beschränkt wirksam. So kann etwa die Effizienzverbesserung nicht herbeidekretiert werden. Die nachfolgende Analyse zeigt, dass die von links-grüner Seite geforderte Politik ausserordentlich kostspielig wäre und in keiner Weise eine sichere Energieversorgung gewährleisten könnte.

30. April 2007 Nummer 10

# dossierpolitik



## Die Weichen zu einer realistischen Energiepolitik stellen

Wie sollen Stromlücken geschlossen werden?

In den nächsten Jahren muss sich die schweizerische Politik mit den Klimaschutzzielen nach 2012 auseinandersetzen. Das bis 2012 geltende CO<sub>2</sub>-Gesetz muss auf den Zeithorizont 2020 und längerfristig ausgerichtet werden. Zwischen 2019 und 2022 werden die ältesten Kernkraftwerke der Schweiz voraussichtlich gegen das Ende ihrer Nutzungsdauer kommen. Langfristige Importverträge laufen allmählich aus. Es stellt sich die Frage, wie die daraus entstehende Stromlücke geschlossen werden kann.

Nach einer längeren Periode tiefer Erdölpreise sieht sich die Welt mit einem stark angestiegenen Preisniveau für Erdölprodukte und Erdgas konfrontiert. Die höheren Preise haben wenig mit der Verknappung der Ressourcen zu tun als vielmehr mit den gestiegenen Kosten für deren Gewinnung. Auch hat sich die weltweite Nachfrage mit dem stark angestiegenen Energiehunger der asiatischen Schwellenländer und insbesondere der massiv steigenden Nachfrage von China und Indien nachhaltig geändert.

Befürchtungen über Versorgungsengpässe z.B. im Gefolge des Wirbelsturms Katrina sowie temporäre Einschränkungen der Gaslieferungen nach Europa haben den Ruf nach Versorgungssicherheit in den letzten Jahren verstärkt.

Szenarienmodelle: Trenderwartungen entsprechen nicht mehr heutigen Erwartungen

Der Bundesrat hat gestützt auf eine umfassende Szenarienmodellierung vier mögliche Strategien der zukünftigen Energiepolitik ausarbeiten lassen. Dabei wurde von langfristigen Trenderwartungen ausgegangen, die allerdings nicht mehr unbedingt den heutigen Erwartungen entsprechen. So sind die Annahmen über die Bevölkerungsentwicklung und das Wirtschaftswachstum zu tief angesetzt (vgl. Tabelle 1). Dies hat zur Folge, dass die Mengenentwicklung beim Gesamtenergieverbrauch zu tief ausfällt. Andererseits werden aus heutiger Sicht unrealistisch tiefe Annahmen zum Rohölpreis getroffen. Immerhin wurde mit Sensitivitätsrechnungen abzubilden versucht, wie das Energiesystem auf ein höheres Wirtschaftswachstum, auf konstant hohe Energiepreise usw. reagiert. Dennoch sind Zweifel bezüglich der getroffenen Annahmen angebracht. Dies erklärt auch, weshalb der Zuwachs des Stromverbrauchs eher tiefer als erwartet und dass die autonom stattfindende Substitution vom teurer gewordenen Heizöl auf andere Wärmesysteme zu gering ausfällt.

Tabelle 1: Grundannahmen „Trend“

	1990	2000	2035
Bevölkerung (Mio.)	6,80	7,21	7,57
BIP real (Mrd. Franken)	387,90	422,76	572,33
Rohölpreis real (USD/Fass)	31.23	28.99	33.40

### Szenarien als Basis von Politikvarianten

Szenario I „Weiter wie bisher“ ist eher schlechter als bisher

Szenario I „Weiter wie bisher“ geht von den heute geltenden gesetzlichen Massnahmen aus. Auch ein autonomer Trend zur Energieeffizienz wird berücksichtigt. Nicht nur die bundesgesetzliche Optik wird dargestellt, sondern auch die kantonalen Vorschriften im Gebäudereich. Diesen wird nur eine verzögerte Anpassung an den technischen Fortschritt zugebilligt. Auch wird von geringen Gebäudesanierungsraten ausgegangen. Die energie-technischen Zulassungsvorschriften sowie Zielvereinbarungen gemäss Energiegesetz des Bundes werden weitergeführt und, ebenfalls nur verzögert, den technischen Fortschritten angepasst. Szenario I dürfte aus heutiger Sicht eher im Sinne der Strategie „Schlechter als bisher“ beurteilt werden. Die Entwicklung dieses „Referenzszenarios“ fällt bezüglich ökologischer Zielsetzungen ungünstiger aus als realistischerweise zu erwarten ist.

- Szenario II „Verstärkte Zusammenarbeit“ Szenario II geht ebenfalls von einem Mix von gesetzlichen Massnahmen aus. Unter dem Titel „Verstärkte Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft“ zählt dazu eine leichte Verschärfung von Vorschriften und die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen, wobei Letztere auch nach 2010 als Basis für Zielvereinbarungen zwischen Staat und Wirtschaft dienen soll. Im Weiteren soll der Klimarappen auf Treibstoffen bis 2035 weitergeführt werden. Mit einem neu zu schaffenden Stromrappen soll auch die effiziente Stromverwendung gefördert werden. Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erfolgt durch die Mehrkostenabgeltung, welche mit einem Zuschlag auf den Netztarifen finanziert wird, wie dies im Rahmen des Pakets zum Stromversorgungsgesetz vorgesehen ist.
- Szenario III „Neue Prioritäten“ Szenario III „Neue Prioritäten“ ist auf eine neue energiepolitische Zielsetzung ausgerichtet. Anders als bei Szenarien I und II wird untersucht, mit welchen gesetzlichen Massnahmen die unterstellten Ziele erreicht werden. Dabei wird von einer weltweiten Prioritätensetzung für Klimaschutz, Energieeffizienz und Ressourcenschonung sowie einer weitgehenden internationalen Harmonisierung von Zielen und Gesetzgebung ausgegangen. Kaum realistisch ist diese Annahme deshalb, weil von einer massiven Verteuerung der nicht erneuerbaren Energien und der Elektrizität durch eine Lenkungsabgabe ab 2011 ausgegangen wird. Die Preiserhöhung bedeutet für Heizöl und Benzin ungefähr eine Verdoppelung, wobei von realen Rohölpreisen von 30 USD/Fass ausgegangen wird. Für Elektrizität wird von einer Erhöhung um 50 Prozent ausgegangen. Zusätzlich zur Lenkungsabgabe sollen Vorschriften eingeführt werden. Durch eine periodische Verschärfung der Vorschriften über den zulässigen spezifischen Energieverbrauch von Gebäuden, Anlagen usw. soll der Rentabilitätsschwelle nachgefahren werden, was in Realität einer planwirtschaftlichen Mengenregulierung nahekommt.
- Szenario IV „2000-Watt-Gesellschaft“ Szenario IV geht davon aus, dass die „2000-Watt-Gesellschaft“ bis 2100 erreicht wird. Auf die Perspektiven übertragen sollen von 2000 bis 2035 der Endenergieverbrauch pro Kopf und die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen um 35 Prozent auf einem linearen Absenkungspfad verringert werden. Gleich wie in Szenario III wird eine internationale Harmonisierung der Energie- und Klimapolitik vorausgesetzt. Darüber hinaus 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. In diesem Szenario sollen Strukturen forciert verändert werden. Der Flächenbedarf im Dienstleistungssektor sinkt und bei den Haushalten wird verdichtet gebaut. Die Verkehrsleistungen wachsen weiterhin, allerdings verdoppelt sich dabei der Schienenverkehr (in den Szenarien I bis III steigt er um einen Drittel). Von Staates wegen wird das Angebot der Energieträger schrittweise verändert. Erneuerbare Energieträger sollen für die Wärmeversorgung zum allgemeinen Standard werden. Auch bei Szenario IV steht eine Lenkungsabgabe im Zentrum, die gegenüber Szenario III weiter verschärft wird (Aufschlag um elf Prozent für Benzin bis 37 Prozent für Elektrizität).

#### Energienachfrage und Energieeffizienz

##### *Gesamte Endenergienachfrage*

Beschlossene Politik erlaubt bereits bedeutende Schritte Für Szenario I wird erwartet, dass die gesamte Endenergienachfrage 2035 nur zwei Prozent über dem Niveau des Jahres 2000 liegt. Die zunehmende Energieeffizienz vermag das verbrauchsfördernde Wachstum der Wohnflächen, Produktionsmengen und Verkehrsleistungen insgesamt gerade zu kompensieren. In Szenario II lässt sich die Gesamtnachfrage gegenüber dem Basisjahr um vier Prozent verringern. Im Vergleich mit der Entwicklung 1990 bis 2004, mit einer Zunahme des Bruttoenergieverbrauchs von 13 Prozent, wird mit Szenario II bereits ein bedeutender Schritt gemacht.

Szenarien III und IV wollen dagegen die Nachfrage weit stärker reduzieren. Die Gesamtnachfrage soll im Jahr 2035 für Szenario III 14 Prozent und für Szenario IV 27 Prozent unter dem Niveau des Jahres 2000 zu liegen kommen. Es sei hier daran erinnert, dass Szenarien III

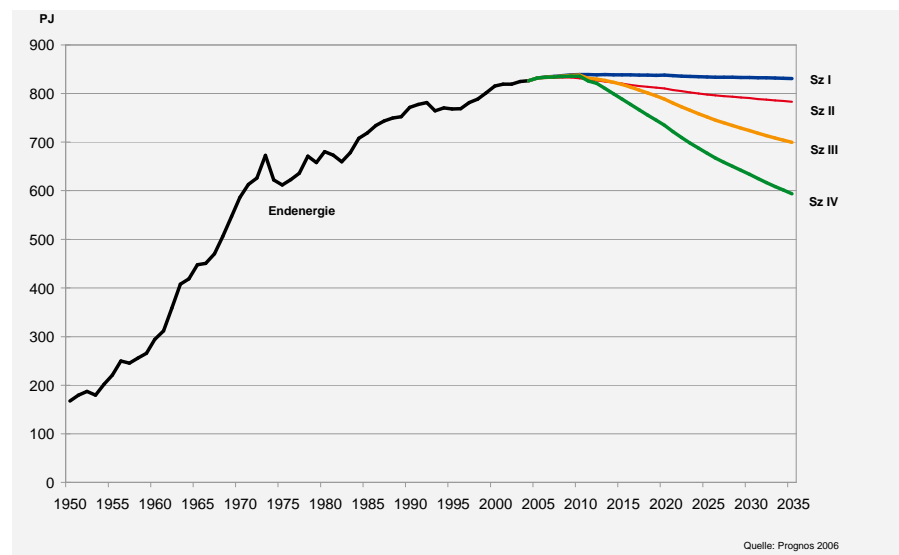
Heutige Rohölpreise senken  
Energienachfrage erheblich

Die Endenergienachfrage steigt im Szenario I um zwei Prozent. In den übrigen drei Szenarien liegt sie tiefer als heute, weil der wachstumsbedingte höhere Verbrauch insgesamt durch eine höhere Energieeffizienz kompensiert werden kann.

und IV diese Nachfrageentwicklung als Zielwerte definierten – im Gegensatz zu Szenarien I und II, bei denen die Energienachfrage aus der realen heutigen Entwicklung resultiert.

Bei Szenario I führt ein gegenüber der Trendvariante um 21 Prozent höheres reales Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2035 nur zu einer um knapp fünf Prozent höheren Endenergienachfrage. Bei den übrigen Varianten der Rahmenentwicklung sind die Auswirkungen nochmals kleiner. Bei real höheren und damit auch realistischeren Rohölpreisen von 50 statt 30 USD/Fass verringert sich die Endenergienachfrage um drei Prozent.

Grafik 1: Entwicklung der Endenergienachfrage: Szenarien



Elektrizitätsnachfrage korreliert  
mit Wirtschaftswachstum

#### Elektrizitätsnachfrage

Die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage zeigt langfristig eine sehr konstante Korrelation zum Wirtschaftswachstum. Die ungebrochene Dynamik des Wachstums des Elektrizitätsverbrauchs widerspiegelt sich auch in den Resultaten der Szenarien. Auch wenn neue Stromanwendungen eine höhere Effizienz als bisher aufweisen, steigt in Szenario I bis 2035 die Endnachfrage nach Strom (siehe Grafik 2 auf Seite 4) um 29 Prozent. Werden zusätzlich die Übertragungs- und Verteilverluste sowie der Verbrauch der bestehenden und geplanten Speicherpumpen berücksichtigt, steigt der Bedarf um 38 Prozent. In Szenario II fällt der Zuwachs der Endnachfrage ein wenig schwächer aus. Der Zuwachs beträgt dennoch 23 Prozent.

Alle Szenarien: Stromverbrauch lässt sich  
nur schwer in den Griff bekommen

Selbst in den Szenarien III und IV lässt sich der Stromverbrauch nur schwer in den Griff bekommen, auch wenn dabei massive Verteuerungen zur Stilllegung und Produktionsverlagerung stromintensiver Prozesse führen würden. Mit Szenario III würde der Elektrizitätsverbrauch 2035 noch immer 13 Prozent höher sein als 2000. Mit Szenario IV würde die Elektrizitätsnachfrage bis 2035 nur zwei Prozent unter dem Basisjahr liegen. Werden auch hier zusätzlich die Übertragungs- und Verteilverluste sowie der Verbrauch der bestehenden und geplanten Speicherpumpen berücksichtigt, steigt der Verbrauch um acht Prozent gegenüber 2000.

Szenarien III und IV nur mit massiven  
Staatsinterventionen umsetzbar

#### Kosten und Nutzen der Verbesserung der Energieeffizienz in den Szenarien III und IV

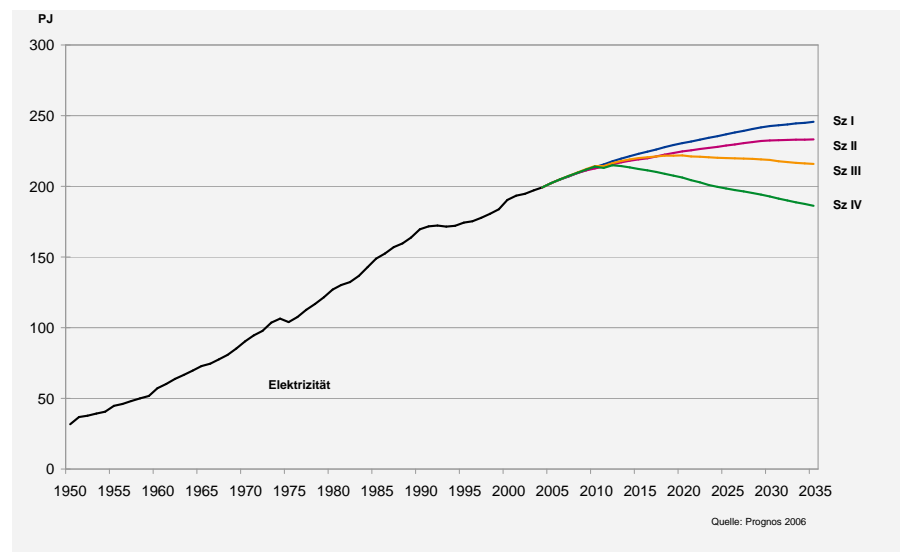
Die in den beiden Szenarien berücksichtigten Effizienzmassnahmen sind im Durchschnitt bereits bei den aktuellen Energiepreisen wirtschaftlich. Sie werden jedoch wegen anderweitiger Investitionsprioritäten, des Zeit- und Kapitalbedarfs für die Effizienzinvestitionen, der Interessenkonflikte zwischen Investoren und Nutzern und weiteren Hemmnissen eher langsam und nur zum Teil realisiert. Mit massiven staatlichen Interventionen gemäss den Szenarien III und IV sollen die Investitionen rascher und umfassender ausgelöst werden.

### Riesige Umverteilungsübung und unerwünschte Industriepolitik

Durch die Verteuerung und die Umverteilungswirkung der Lenkungsabgabe sollen pro Kopf der Bevölkerung die zu erbringenden jährlichen Effizienzinvestitionen bis maximal 350 Franken in Szenario III und bis maximal 560 Franken in Szenario IV steigen. Die jährlichen Effizienzinvestitionen in Szenario IV würden im Maximum ein Prozent des Bruttoinlandprodukts ausmachen. Die Kapazitäten des Bausektors müssten gegenüber heute um rund 20 Prozent aufgestockt werden. Werden die Investitionen an den vermiedenen Endenergiekosten gemessen, ist die betriebswirtschaftliche Bilanz der Massnahmen positiv. Aus volkswirtschaftlicher Sicht dürfte die Bilanz eher ungünstiger aussehen, da diese Art von Industriepolitik zu einer Aufblähung des wenig dynamischen Bausektors führt, während international konkurrenzfähige Technologiebereiche (Chemie, Metalle) aus der Schweiz verbannt würden.

Die Elektrizitätsnachfrage steigt je nach Szenario um bis zu 29 Prozent.

Grafik 2: Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage: Szenarien



### Entwicklung des Energieangebots

#### Elektrizität aus nicht erneuerbaren Energien

Neue Kernkraftwerke wegen langwieriger Verfahren sehr spät am Netz

Im Laufe der 90er-Jahre wurden die Sicherheitssysteme der Kernkraftwerke weiter entwickelt. Daraus ging eine neue Generation III hervor, die mit einer grösseren Leistung je Kernkraftwerk eine tiefere Unfallwahrscheinlichkeit, ein besseres Störfallmanagement sowie eine bessere Nutzung der Brennstoffe aufweist. Die bedeutende zusätzliche Leistung jeder neuen derartigen Anlage führt in den ersten Jahren ihrer Laufzeit zu Exportüberschüssen. Erforderlich sind eine gute Einbindung in das Hochspannungsnetz und Kühlmöglichkeiten, so dass sich vor allem die bereits bestehenden Standorte für Neuanlagen eignen. In den Szenarien wird von einer ausserordentlich langen Planungs- und Bewilligungsdauer ausgegangen, wodurch eine neue Anlage erst im Jahr 2030 ans Netz gehen kann.

Neue Gaskraftwerke erfordern erhebliche internationale Vorleistungen

Bei modernen Gaskraftwerken werden hohe Wirkungsgrade erzielt. Keines der Szenarien schliesst Gaskraftwerke als Übergangslösung aus. 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. Würde vollständig auf eine Gaskraftwerksstrategie gesetzt, müsste sich der Erdgasimport mehr als verdoppeln. Dies würde zusätzliche Transportkapazitäten im benachbarten Ausland, beispielsweise neue Gasrohrleitungen durch Italien, erforderlich machen. Dies würde allerdings auch voraussetzen, dass sich die Betreiber frühzeitig mit dem Abschluss von Bezugsverträgen und Netznutzungsrechten engagieren. Mit einem umfassenden Zubau von Gas-

Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen (WKK) sind wirtschaftlich ineffizient	<p>kraftwerken würde sich auch die Auslandabhängigkeit stark erhöhen. Aufgrund der wenigen Anbieter von Erdgas könnte dies sehr teuer zu stehen kommen.</p> <p>Bei Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen (WKK) wird ein Grossteil der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme genutzt. WKK können mit verschiedenen Techniken in einem weiten Bereich von Leistungsklassen realisiert werden. Die Potenziale werden durch den vorhandenen Wärmebedarf begrenzt. Da bereits eine gewisse Sättigung bei den wirtschaftlich betriebenen Anlagen erreicht ist, kann nur noch ein moderater Ausbau in der Industrie, in öffentlichen Bauten, Dienstleistungsgebäuden und Nahwärmenetzen erwartet werden. Ein weitergehender Ausbau setzt daher Subventionen oder eine privilegierte Stellung solcher Anlagen voraus. In Szenario III liesse sich unter solchen Rahmenbedingungen die Stromlücke mit WKK schliessen. Da ein grosser Teil der Anlagen in kleinen Leistungsklassen realisiert werden muss, wäre dies mit hohen Kosten verbunden. Kosten treibend wirkt auch die benötigte Infrastruktur zur Gasverteilung, die zuvor gebaut werden müsste.</p>
Überragende Bedeutung der Wasserkraft	<p><i>Elektrizität aus erneuerbaren Energien</i></p> <p>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). Manche Experten versprechen sich viel von der Fotovoltaik, der Biomasse und seit einigen Jahren auch von der tiefengeothermischen Energie. Der Beitrag der Geothermie zur Stromversorgung ist besonders unsicher, denn er hängt von noch wenig bekannten technischen Faktoren ab.</p>
Spekulative Beiträge der neuen erneuerbaren Energien	<p>In Szenario I beträgt die Stromproduktion im Jahr 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 kann mit dem Vollausbau der erneuerbaren Energien 19.7 TWh produziert werden. Insbesondere wird hier vorausgesetzt, dass die Geothermie bis 2020 einen Durchbruch erzielt und 2035 rund 120 Geothermieanlagen mit einer Leistung von 5 MW in Betrieb sein werden. In Szenario IV können maximal 13.5 TWh produziert werden. Die Hauptstütze wäre auch hier die Geothermie mit 45 Anlagen.</p>
	<p>Wasserkraftwerke haben in allen Szenarien eine wichtige Stellung. Mit der Erneuerung von bestehenden Kraftwerken können die künftigen Produktionseinbussen von 0.9 TWh, die aus der Umsetzung Restwasserbestimmungen des Gewässerschutzgesetzes resultieren, knapp 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 je nach Variante mehr grosse Wasserkraftwerke oder mehr Kleinwasserkraftwerke zugebaut. Der Ausbau der Wasserkraft beträgt in beiden Fällen insgesamt 4.1 TWh.</p>
Holz bereits zur Hälfte genutzt	<p><i>Wärme aus erneuerbaren Energien</i></p> <p>Holz ist in der Schweiz eine traditionelle Energiequelle, die vor allem in ländlichen Gebieten noch immer eine gewisse Bedeutung im Bereich der Gebäudewärme hat. Die vollständige Nutzung des Potenzials würde rund einer Verdoppelung des Holzenergieeinsatzes im Jahr 2000 entsprechen. Dies würde allerdings in Konkurrenz zur Nutzung der Holz-, Papier- und Kartonindustrie treten. Die Anforderungen der Luftreinhaltung (Feinstaub) sind vor allem bei kleineren Anlagen mit erheblichen Mehrkosten verbunden.</p>
Optimistische Zukunft für Sonnenkollektoren	<p>Sonnenkollektoren werden im Bereich der Einfamilienhäuser an Bedeutung gewinnen, da Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit von der Eigentümerschaft hoch gewichtet werden. Solaranlagen erleichtern zudem das Erreichen von anspruchsvolleren Baustandards.</p>

Deutliches Wachstum beim Einsatz von Wärmepumpen	Die künftigen Möglichkeiten der elektrischen Wärmepumpen werden wegen der bedeutenden technischen Potenziale der CO <sub>2</sub> -Reduktion 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. Szenario IV setzt daher bei unwirtschaftlichen Lösungen, etwa bei Mehrfamilienhäusern, vergünstigte Stromtarife voraus.
Vielversprechende 2. Generation der Biotreibstoffe	<p><i>Treibstoffe aus erneuerbaren Energien</i></p> <p>Biotreibstoffe bilden einen wichtigen Bestandteil der CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategien in der Europäischen Union und in den USA. Der landwirtschaftliche Anbau wird durch nationale Subventionsprogramme und die Agrarpolitik bestimmt. 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 zur Nahrungsmittelnachfrage. Die Energiebilanz und die Auswirkungen auf den Klimaschutz können mit den zukünftig verfügbaren Biotreibstoffen der 2. Generation wesentlich verbessert werden. Aus heutiger Sicht wird die Frage der Importabhängigkeit der Schweiz von vergleichsweise günstigen Biotreibstoffen relevant werden.</p>
Steigende Grenzkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	<p><i>Die Kosten der Stromerzeugung aus neuen Anlagen</i></p> <p>Die Produktionskosten der erneuerbaren Energien und anderer Energieträger sinken in der Regel mit der zunehmenden Zahl von Anlagen. Im Allgemeinen werden zuerst die Standorte mit den niedrigsten Kosten realisiert. Vergleichsweise günstig sind Kleinwasserkraftwerke, biogene Abfälle in Kehrverbrennungsanlagen, Klärgase in Abwasserreinigungsanlagen und die Biogasverstromung. Das Potenzial der günstigen Leistungsklassen ist jedoch begrenzt, wodurch nach deren Ausschöpfungen teurere Anlagen erforderlich werden. Viele dieser Anlagen stehen bereits, da sie mit den Fördermassnahmen des bestehenden Energiegesetzes oder von grünen Produktlabels gefördert wurden. Bei den Modellrechnungen wird von steigenden Grenzkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgegangen.</p>
Kostengünstige Kernenergie	Kernkraftwerke werden angesichts der konstant anfallenden Wärme zur Erzeugung von elektrischer Grundlast rund um die Uhr betrieben. Sie sind bei sicherem Betrieb über viele Jahrzehnte einsetzbar. Lange Laufzeiten und eine gesicherte Abnahme der Grundlastproduktion erlauben einen dauerhaft kostengünstigen Betrieb. Aufgrund der langen Vorlaufzeit und der erforderlichen politischen Entscheide (fakultatives Referendum zur Rahmenbewilligung) besteht ein Planungsrisiko. Andere Kostenrisiken sind jedoch wesentlich geringer. Bei vorhandener Akzeptanz sind neue Kernkraftwerke die günstigste Alternative für die Produktion von Grundlaststrom.
Preisrisiko bei Gaskraftwerken	Bei Gaskraftwerken schlagen die hohen Brennstoffkosten auf die Gestehungskosten durch. Das Preisrisiko ist daher nicht unbedeutend und hängt davon ab, in welchem Mass steigende Erdgaspreise und CO <sub>2</sub> -Minderungskosten im Marktpreis für Elektrizität durchgesetzt werden können. Gegenüber dem heutigen Strommix aus Wasserkraft und Kernenergie, welcher preisgünstig und weitgehend unabhängig von schwankenden Brennstoffkosten ist, besteht grundsätzlich ein erheblicher Nachteil. Sollte mit Gaskraftwerken ausschliesslich Grundlast erzeugt werden, könnten die Gestehungskosten kaum gedeckt werden.
Eher teure Wärme-Kraft-Koppelung	Die Gestehungskosten der fossil betriebenen Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen 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).



---

**Stromlücke 2035  
(ohne Kapazitätsausbau)**

Szenario I	22.3 TWh
Szenario II	18.6 TWh
Szenario III	13.5 TWh
Szenario IV	5.0 TWh

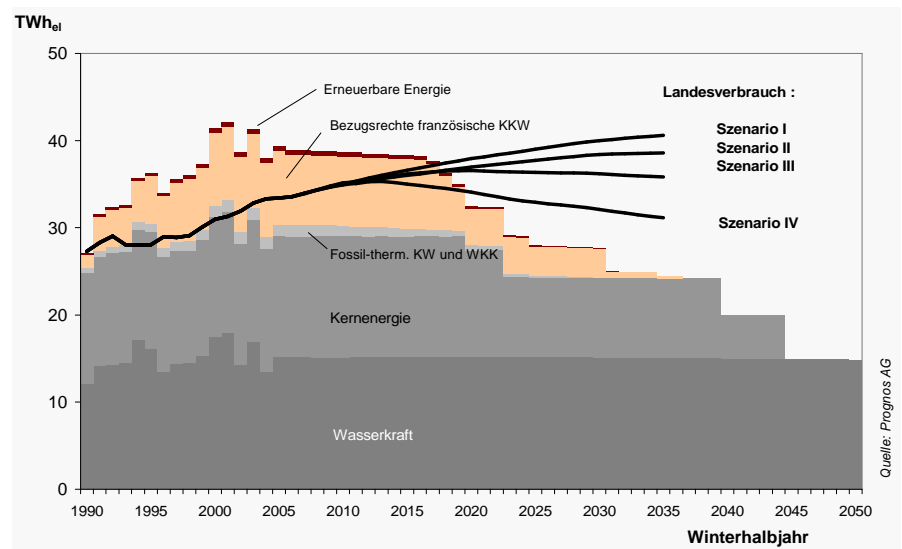
---

Ab 2018 bis 2020 öffnet sich eine Stromlücke, wenn die Kapazitäten der Stromproduktion nicht erhöht werden.

**Die Stromlücke**

Erfolgt zwischen 2005 und 2035 kein Kapazitätsausbau, öffnet sich ab 2018 bis 2020 eine Stromlücke. Sie weist im hydrologischen Jahr 2035 unter Annahme der Rahmentwicklung Trend Werte zwischen 5 TWh und 22.3 TWh auf (siehe Tabelle in der linken Spalte).

Der Zeitpunkt des Eintritts 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. Die Grafik 3 unten zeigt den Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs 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).

**Grafik 3: Stromlücken**

**Erwartete Stromlücke von Laufzeiten  
der KKW abhängig**
**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.

**Langwierige Genehmigungsverfahren  
verursachen teure Zwischenlösungen**
**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 längere Ersatzzyklen aufweisen als die kleineren dezentralen Anlagen. Vorteilhaft für dezentrale Anlagen sind die kürzeren Ersatzzyklen insofern, dass in ihnen rascher der technische Fortschritt implementiert werden kann.

Bis zur Inbetriebnahme eines neuen KKW in den Szenarien I und II könnten inländische Gaskraftwerke eingesetzt und somit könnte auf Stromimporte verzichtet werden. Für die Szenarien III und IV, die eine tiefere Nachfrage aufweisen, wären eher dezentrale Anlagen geeignet. Allerdings müssten teure kleine WKK zusammen mit neuen erneuerbaren Energien (insbesondere Geothermie) ausgebaut werden. In Szenario III werden damit 12.1 TWh

## Unsichere, teure Importe

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. Die vom UVEK favorisierte Mixvariante besteht in Szenario III aus der Kombination von Gaskraftwerken und erneuerbaren Energien. 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. 1.5 TWh würden davon aus rund 40 geothermischen Kraftwerken stammen.

Schliesslich bestünde auch die Möglichkeit mittels Stromimporte die Lücke zu schliessen. Schweizerische Akteure beteiligen sich an ausländischen Kraftwerken (Kernkraftwerke, fossilthermische Kraftwerke). Langfristige Bezugsverträge sind auch in einem geöffneten Markt möglich, müssen aber zeitlich limitiert sein und dürfen nicht die ganzen Netzkapazitäten blockieren. Gegenüber den bestehenden Bezugsverträgen ist davon auszugehen, dass neue, langfristige Verträge oder Beteiligungen nur zu wesentlich höheren Grenzkosten eingegangen werden können. In Zukunft wird für Stromimporte aus fossiler Erzeugung mit steigenden Preisen zu rechnen sein, da die Kosten der CO<sub>2</sub>-Minderung sowie die Verknüpfung mit dem CO<sub>2</sub>-Emissionshandel der EU Mehrkosten mit sich bringen. Auch bei einem allfälligen 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.

«Neuste Untersuchungen des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber warnen vor einer raschen Verschlechterung der Zuverlässigkeit des europäischen Netzes wegen fehlender Kraftwerke im Inneren des europäischen Kontinents.»

Bezüglich der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten bestehen Unsicherheiten über die Verfügbarkeit und die Kosten der Netzbenutzung. Gegenüber der heutigen Situation mit Bezugsrechten von rund 2500 MW, die bereits importiert werden oder importiert werden können, würde einzig eine auf Importe ausgerichtete Strategie eine zusätzliche Übertragungsleistung von 1250 MW erfordern. Nach Auffassung der Betreiberin des schweizerischen Übertragungsnetzes wäre ein Nettoimport an Grundlast im Umfang von 3750 MW mit dem Schweizer Übertragungsnetz physisch möglich. Allerdings wird auch darauf hingewiesen, dass heute niemand voraussagen kann, wie die Lastflüsse im Jahr 2035 aussehen werden. Neuste Untersuchungen des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber warnen allerdings vor einer raschen Verschlechterung der Zuverlässigkeit des europäischen Netzes wegen fehlender Kraftwerke im Inneren des europäischen Kontinents. Auf zusätzliche Stromimporte wird sich die Schweiz im betrachteten Zeitraum nicht verlassen können, da diese von den verfügbaren Transport- und Erzeugungskapazitäten im umliegenden Ausland abhängig sind.

*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. Bei den Gaskraftwerken sind die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten im Zusammenhang mit der inländischen Produktion und beim Stromimport mit den europäischen Zertifikatspreisen eingerechnet. Verglichen werden die Kosten ab Klemme Kraftwerk.

«Die spezifischen Kosten der Lückenschliessung sind mit dem consequenten Ausbau der Kernenergie in allen Szenarien am tiefsten.»

Die spezifischen Kosten der Lückenschliessung in Rappen pro kWh sind mit dem consequenten Ausbau der Kernenergie in allen Szenarien am tiefsten (3,9 Rp./kWh in Szenario I und 4,3 bis 4,4 Rp./kWh in den anderen Szenarien).

Soll hingegen die Stromlücke nur mit Gaskraftwerken gefüllt werden, betragen die Kosten 4,4 Rp./kWh in Szenario I, 4,7 Rp./kWh in Szenario IV und 5,3 Rp./kWh mit Holzgaszuführung in Szenario III. Allerdings sind die Kosten mit Brennstoffpreisen berechnet, die rund die Hälfte des aktuellen Niveaus betragen.

Würde auf WKK gesetzt, betragen die spezifischen Kosten 7,5 Rp./kWh in Szenario IV und 8,1 Rp./kWh in Szenario III. Auch hier werden tiefe Brennstoffkosten angenommen.

Wird schliesslich einzig auf erneuerbare Energien gesetzt, ist mit spezifischen Kosten von 7,0 Rp./kWh in Szenario IV und 7,2 Rp./kWh in Szenario III zu rechnen.

Erdölpreis entscheidend für zukünftige Stromkosten aus Gas- oder WKK-Anlagen

Szenario I ist bei allen Angebotsvarianten bezüglich der Gestehungskosten in Rp./kWh am günstigsten. Je grösser eine Lücke, umso günstiger ist die Lückenschliessung mit zentralen Varianten.

Bezüglich der Gesamtkosten der Schliessung der Stromversorgungslücke ergeben sich grosse Unterschiede. Im – nicht unbedingt sehr realistischen – Szenario IV sind die Kosten am geringsten, da die Lücke am kleinsten ist. Würde in Szenario IV die Lücke mit Kernkraftwerken geschlossen, wäre mit Kosten von 8,7 Mrd. Franken, beim Einsatz von erneuerbaren Energien und dezentralen WKK-Anlagen mit solchen von 17,5 Mrd. Franken zu rechnen. Grosskraftwerke sind in den Szenarien I und II die kostengünstigsten Lösungen: Mit Kernenergie betragen die Kosten 15,1 Mrd., mit Gaskraftwerken 18 Mrd. Franken. Weitaus teurer sind schliesslich die Kosten unter Szenario III beim Einsatz von fossil betriebenen WKK-Anlagen. Da für die Varianten mit Gaskraftwerken und WKK tiefe Erdölpreise von 30 USD/Fass angenommen werden, dürften die angegebenen Kosten die Untergrenze darstellen.

Je nach Szenario sind die Gesamtkosten zur Schliessung der Stromversorgungslücke unterschiedlich. Am teuersten sind sie unter Szenario III beim Einsatz von fossil betriebenen WKK-Anlagen.

#### Kosten der ausgewählten Strategien

Ausgewählte Strategien	Kosten (Mrd. Franken)
Szenario I und II mit Ersatz KKW und Zubau neue KKW	15,1
Szenario I und II mit Gas-Kombikraftwerken	18,0
	(Annahme: 30 USD/Fass Rohöl)
Szenario III mit dezentraler fossiler Wärme-Kraft-Koppelung	28,1
	(Annahme: 30 USD/Fass Rohöl)
Szenario IV mit erneuerbaren Energien und fossiler WKK	17,5
	(Annahme: 30 USD/Fass Rohöl)

#### Versorgungssicherheit

Trotz der sehr einschneidenden Massnahmen in Szenario IV wären die Energieimporte im Vergleich zum Szenario I bis 2035 nur um knapp ein Drittel geringer. Weniger ausgeprägt ist der Unterschied der Szenarien bezüglich der Anteile der Energieträger am Bruttoverbrauch. Eine breitere Diversifikation der Energieträger nach Art, Herkunftsländern und Zufuhrwegen erweist sich als nach wie vor schwierig. Die schweizerische Politik muss sich daher auch weiterhin auf die Krisenvorsorge auf nationaler (Landesversorgungsgesetz) und internationaler Ebene (Internationale Energieagentur) abstützen. Eingriffe auf diesen Grundlagen sind jedoch nur als ultima ratio und zur Schadensbegrenzung vorgesehen. Nur durch rechtzeitige energiepolitische Entscheide lassen sich kostspielige volkswirtschaftliche Schäden insbesondere bezüglich Investitionen im Stromsektor vermeiden.

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 sowie allfällige Kälte- und Hitzewellen leisten neue Pumpspeicherkraftwerke zwar einen untergeordneten Beitrag zu einer langfristig stabilen, produktionsseitigen Versorgungssicherheit. Sie tragen jedoch erheblich zur Optimierung des Kraftwerksparks bei. Erforderlich sind neue Kraftwerke, die ganzjährig oder im ganzen Winter produzieren können. Dieser Produktionssockel kann zentral oder dezentral sein und auf konventionellen sowie im Rahmen der Verfügbarkeit auch auf erneuerbaren Energien basieren. Da Engpässe auch das umliegende Ausland treffen, müssen diese Anlagen innerhalb (oder zumindest nahe) der Landesgrenzen stehen.

Die weltweite Reservenlage beim Erdgas führt dazu, 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 mit Gaskraftwerken 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, da keine geologisch geeigneten Orte gefunden wurden. Die nötigen Flexibilitäten und Reservekapazitäten müssen bei den ausländischen

«Die Schweiz hat mit dem Auslaufen der Bezugsrechte und dem Wegfall der bestehenden Kernkraftwerke in erster Linie ein Grundlastproblem, das sich zunehmend verschärft.»

Lieferanten eingekauft werden. Wird die Stromlücke vor allem mit Gaskraftwerken geschlossen, besteht wegen der Binnenlage der Schweiz Bedarf nach zusätzlichen Lieferkapazitäten im Ausland. Überdies müssten längerfristige Bezugsverträge, Netz- und Speichernutzungsrechte abgeschlossen werden. Unter den EU-Regeln zur Gasmarktliberalisierung sind solchen Bestrebungen enge Grenzen gesetzt.

#### *Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen*

Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in den Szenarien I und II ausgeprägter als in den Szenarien III und IV.

Die Variante mit Gaskraftwerken ist bezüglich CO<sub>2</sub> immer die ungünstigste, jene mit Kernkraftwerken die günstigste.

#### CO<sub>2</sub>-Emissionen 2000 bis 2035 in Prozent

	Kernenergie	Gaskraftwerke	WKK	Erneuerbare Energien
Szenario I	-12	+5		
Szenario II	-21	-9		
Szenario III	-34		-29	-36
Szenario IV	-47		-43	-48

#### Hohe Energielenkungsabgabe

#### *Kosten und Wirksamkeit der Energie- und Klimaschutzpolitik*

Energie- und Klimaschutzpolitik sind für die Benutzer der Versorgungsinfrastruktur von entscheidender Bedeutung. Einseitige Massnahmen zur Verteuerung der Energie verschlechtern die Standortattraktivität eines Landes. Eine internationale Harmonisierung von Zielen und Instrumenten wäre nötig, um dies zu ermöglichen. Wie schon die Unterschiede in den EU-Staaten bezüglich Zielen und bisherigen Umsetzungsmassnahmen zur Einhaltung der Kyoto-Verpflichtungen zeigen, ist dies ein schwieriges Unterfangen.

«Die ausgelösten Anpassungskosten wären wahrscheinlich grösser als die Entlastungswirkungen.»

Durch eine hohe Energielenkungsabgabe sollen in den Szenarien III und IV die Investitionen zur Verbesserung der Energieeffizienz rentabler werden, wobei ein Alleingang ausgeschlossen wird. Unter diesen kaum realistischen Annahmen würde die schweizerische Volkswirtschaft wenig auf die untersuchten Politikvarianten reagieren. Die Auswirkungen wären negativ. Begrenzte Konsumverluste und geringe Beschäftigungseinbussen wären zu erwarten, weil hohe Lenkungsabgaben zwangsläufig eine Abweichung vom kostenminimalen Pfad bewirken. Die ausgelösten Anpassungskosten wären bei Berücksichtigung der volkswirtschaftlichen Kreislauffeffekte wahrscheinlich grösser als die Entlastungswirkungen. Die Studien kommen zum Schluss, dass soziale Spannungen als Folge einer forcierten Politik in Richtung Ressourcenschonung nicht auszuschliessen sind, insbesondere in einem Szenario IV, welches Innovationen in vielen Bereichen voraussetzt.

#### Verfassungsänderung und diverse neue Vorschriften

#### *Voraussetzungen für die Erreichung der Ziele der Energieszenarien*

Die Erreichung der Ziele erfordert bedeutende private Investitionen, individuelle Verhaltensänderungen und den Vollzug neuer Gesetze. Entscheide sind auch in Szenario I in naher Zukunft nötig (Stromimporte, Kern- oder Gaskraftwerke, Netzverstärkungen). Die Politikvariante des Szenarios II unterscheidet sich von der gegenwärtigen Situation, indem die Zusammenarbeit zwischen Staat und Wirtschaft über 2010 weitergeführt und verstärkt wird. Noch mehr Akteure als bisher müssen ihre Aktivitäten aufeinander abstimmen. Die Vorschriften im Bau- und Gerätebereich sollen rascher als bisher dem technischen Fortschritt angepasst werden. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen, eine Gesetzesgrundlage für das Bonus-Malus-System für Personenwagen sowie massive Subventionen für erneuerbare Stromerzeugung gemäss Stromversorgungsgesetz sind dafür nötig. Ein neu einzuführender Stromrappen, der mit einer zweckgebundenen Abgabe finanziert werden soll, erfordert die Änderung der Bundesverfassung.

Die Szenarien III und IV bedürfen weiterer staatlicher Eingriffe und technischer Innovationen. Die Ziele und Instrumente erfordern einen breiten gesellschaftlichen Konsens. Die internationale Harmonisierung der energiespezifischen Zulassungsvorschriften und der Energielenkungsabgabe wird vorausgesetzt. Letzteres ist besonders unrealistisch, da die EU gemäss dem im Januar 2007 vorgelegten Konzept zur Klimapolitik nicht die Einführung einer Abgabe vorschlägt, sondern auf das Instrument des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels setzt. Die Umsetzung der Szenarien III und IV fordert noch weitere Schritte. So sollen die Kantone ihre Vorschriften im Gebäudebereich verschärfen, ansonsten mittels Änderung der Verfassung diese Kompetenz an den Bund abzutreten wäre. Auch muss die Bevölkerung vom Nutzen der Energielenkungsabgabe überzeugt werden, was wiederum eine Änderung der Verfassung voraussetzt. Sollte die Energiepolitik gemäss Szenario IV ausgerichtet werden, wären die Siedlungs- und Verkehrspolitik durch umfangreiche gesetzgeberische und finanzpolitische Anpassungen umzustellen.

In jenen Varianten, die den Ersatz bestehender und den Bau neuer Kernkraftwerke vorsehen, wird ein Volksentscheid notwendig sein. Ferner wären nach Ansicht der Autoren für die Realisierung neuer Gaskraftwerke vergleichbare Bedingungen und Auflagen wie im Ausland erforderlich. Mit den in der Frühjahrssession 2007 beschlossenen Kompensationsauflagen für neue Gaskraftwerke ist dies nicht mehr gegeben.

Rückfragen:  
[urs.naef@economiesuisse.ch](mailto:urs.naef@economiesuisse.ch)