

## Erste Auswertungen der „Energieszenarien für ein Energie- konzept der Bundesregierung“

Kurzanalyse für  
WWF Deutschland

Dr. Felix Chr. Matthes

Berlin, 2. September 2010

**Öko-Institut e.V.**

**Büro Berlin**

Schicklerstraße 5-7  
D-10179 Berlin  
Tel.: +49-30-40 50 85-0  
Fax: +49-30-40 50 85-388

**Büro Darmstadt**

Rheinstraße 95  
D-64295 Darmstadt  
Tel.: +49-61 51-81 91-0  
Fax: +49-61 51-81 91-33

**Geschäftstelle Freiburg**

Merzhauser Str. 173  
D-79100 Freiburg  
Tel.: +49-761-452 95-0  
Fax: +49-761-452 95 - 88

[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## Zusammenfassende Thesen

- (1) Die von der Bundesregierung vorgelegte Studie zum Energiekonzept leistet einen wichtigen Diskussionsbeitrag zur langfristigen Ausrichtung der Energie- und Klimaschutzpolitik. Gleichwohl ist sie in wichtigen, u.a. methodischen and daten-seitigen Aspekten deutlich zu kritisieren. Die hier vorgelegte Kurzanalyse bezieht sich auf eine Auswahl der untersuchten Sachverhalte mit besonderer Relevanz. Eine Reihe anderer und ebenfalls wichtiger Kritikpunkte (Brennstoffpreis- und Investitionsszenarien, Einzelannahmen etc.) werden hier nicht weiter vertieft.
- (2) Die Modellierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte zeigt, dass mit der Umsetzung ambitionierter Klimaschutzziele für den mittelfristigen Horizont keine signifikanten volkswirtschaftlichen Belastungen entstehen. Vor allem in der längerfristigen Perspektive und insbesondere bei Berücksichtigung der Umweltvorteile ergeben sich eindeutig und robust positive gesamtwirtschaftliche Effekte. Ambitionierte Klimaschutzstrategien sind damit für Staaten wie Deutschland volkswirtschaftlich vorteilhaft. Neben den klimaschutzpolitischen Aspekten im engeren Sinne kann sich für Deutschland eine breitere Fundierung für ambitionierte Klimapolitik und die Unterstützung ambitionierter Klimapolitiken in der EU und weltweit ergeben.
- (3) Das Design der Studie erlaubt keine Aussagen zur Sinnfälligkeit von Laufzeitverlängerungen an sich. Es werden ausschließlich ausgewählte Effekte untersucht, die aus verschiedenen Laufzeitverlängerungszeiträumen resultieren können.
- (4) Die Darstellungen zu den Klimawirkungen von Laufzeitverlängerungen sind vor dem Hintergrund des gewählten Modellierungsansatzes (dynamische Berücksichtigung des EU-Emissionshandelssystems) missinterpretierbar bzw. fehlleitend. Richtig ist, dass Laufzeitverlängerungen unter Berücksichtigung des EU-Emissionshandelssystems keinerlei Effekt auf den Klimaeffekt insgesamt haben. Die Erreichung der vorgegebenen ambitionierten Klimaschutzziele (40% bis 2020 und 85% bis 2050, jeweils im Vergleich zu 1990) ist damit unabhängig von Laufzeitverlängerungen darstellbar und auch nicht von der Dauer etwaiger Laufzeitverlängerungen abhängig.
- (5) Die modellierten Strompreiseffekte wie auch die gesamtwirtschaftlichen Modellierungsergebnisse zeigen, dass in der Logik der vorgelegten Studie mit zunehmenden Laufzeitverlängerungen langfristig nachteilige Effekte (z.B. höhere Strompreise, geringe Beschäftigung) entstehen können. Vermeintlichen Vorteilen in der mittelfristigen Perspektive (2020/2030) stehen nach den Modellergebnissen langfristig eher Nachteile gegenüber.
- (6) Eine nähere Analyse der Modellergebnisse zur Strompreisentwicklung zeigt, dass die Strompreiseffekte von Laufzeitverlängerungen und deren Entwicklung über die Zeit sowie die Entwicklung der Preise für die verschiedenen Verbrauchergruppen gravierend überzeichnet sind. Ursache dafür sind der offensichtlich stark übertriebene Rückgang von CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen als Effekt von Laufzeitverlängerungen, unplausible Modellierungsergebnisse für den europäischen

Kraftwerkspark sowie eine abwegige Modellierung der Strompreise für die stromintensiven Industrien.

- (7) Die in der Studie ausgewiesene starke Ausweitung von Stromimporten aus ausländischen Kernkraftwerken ist im Kontext der errechneten Strompreisszenarien als illusorisch bzw. mindestens als höchstgradig inkonsistent anzusehen.
- (8) Insgesamt bewegen sich alle Indikatoren (gesamtwirtschaftliche Effekte, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preise etc.) für die einzelnen Laufzeitverlängerungsvarianten in Bereichen, für die unter Berücksichtigung der hier präsentierten Plausibilitätsüberlegungen und der einschlägigen Projektionsunsicherheiten signifikante Unterschiede kaum postuliert werden können. Robuste Argumente für Laufzeitverlängerungen (und schon gar nicht für einen Zeitraum von 10 bis 15 Jahren) lassen sich damit aus den vorgelegten Studienergebnissen nicht überzeugend ableiten.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Fragestellung .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Zur Frage der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Zur Frage der Laufzeitverlängerungen.....</b>	<b>10</b>
3.1	Einführende Bemerkungen.....	10
3.1.1	<i>Das EU-Emissionshandelssystem als zentrale Rahmenbedingung .....</i>	<i>10</i>
3.1.2	<i>Strompreisbildung auf den verschiedenen Märkten .....</i>	<i>11</i>
3.2	Bewertung der Klimaschutzeffekte .....	14
3.3	Bewertung der Strompreiseffekte .....	16
3.3.1	<i>Auswertung der Modellergebnisse zu den Strompreiseffekten .....</i>	<i>16</i>
3.3.2	<i>Zentrale methodische und datenseitige Kritikpunkte der Modellergebnisse zu den Strompreiseffekten .....</i>	<i>18</i>
3.4	Bewertung der Stromimporte .....	20
<b>4</b>	<b>Schlussfolgerungen .....</b>	<b>22</b>
<b>5</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>23</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Gesamtwirtschaftliche Bewertung der Szenarien ohne und mit Berücksichtigung der Klimaschutzeffekte.....	9
Tabelle 2	Vergleich der Emissionsminderungen in Deutschland nach Erfassung durch das Emissionshandelssystem der EU.....	14
Tabelle 3	Vergleich der Preisunterschiede für die modellierten CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise in der EU .....	15
Tabelle 4	Strompreise und Strompreisunterschiede (Großhandelspreis Base) zwischen den verschiedenen Szenarien .....	17
Tabelle 5	Strompreise und Strompreisunterschiede (Haushaltsstrompreise) zwischen den verschiedenen Szenarien .....	18
Tabelle 6	Netto-Stromimporte aus erneuerbaren und konventionellen Quellen in den verschiedenen Szenarien.....	20



## 1 Einleitung und Fragestellung

Am 30. August 2010 hat die Bundesregierung die Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Prognos/EWI/GWS 2010) vorgelegt, das eine wichtige Grundlage für die Erarbeitung eines langfristig angelegten Energiekonzepts für Deutschland bilden soll. Gerade auch weil berechtigt die Frage gestellt werden kann, ob ein solches exklusives Gutachten wirklich eine in ausreichendem Maße umfassende Grundlage für das dringend notwendige langfristige Energiekonzept bildet, soll im hier vorgelegten Papier eine Reihe von ausgewählten Aspekten dieses Gutachtens einer näheren Analyse unterzogen werden. Unter der Vielzahl diskussionswürdiger Aspekte werden – vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionen – dabei vor allem zwei Fragen adressiert:

1. Wie werden langfristige Klimaschutzziele aus technisch-wirtschaftlicher Sicht bewertet?
2. Welche Schlussfolgerungen können aus dem Gutachten mit Blick auf die diskutierten Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke gezogen werden?

Es soll an dieser Stelle klar darauf hingewiesen werden, dass das Gutachten eine ganze Reihe sehr interessanter Analysen enthält, die für die Entwicklung und Diskussion des Energiekonzepts einen wichtigen Beitrag leisten können. An einigen Stellen werden jedoch methodische Ansätze oder Systemabgrenzungen für die Modellanalysen gewählt, die zu einseitigen und (an einigen Stellen: grob) irreführenden Ergebnissen führen. Darüber hinaus sind einige Modellergebnisse sehr selektiv interpretiert worden, so dass eine umfassende Einordnung notwendig erscheint. Auf diese Aspekte wird im Folgenden näher eingegangen.

Hinsichtlich der Basisdaten (Energiepreise, Investitionsannahmen etc.) und des Designs der Studie ist eine Vielzahl von Punkten diskussions- bzw. kritikwürdig, auf die an dieser Stelle noch nicht weiter eingegangen werden kann.

Ein herausragendes und daher zwingend zu benennendes Problem des Untersuchungsdesigns ist aber die Definition und Abgrenzung der Szenarien. Der Vergleich eines Referenzszenarios *ohne* ambitionierte Klimaschutzziele und *ohne* Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke über die mit der Atomgesetznovelle von 2002 (AtG 2002) festgelegten Reststrommengen hinaus mit vier verschiedenen Szenarien *mit* ambitionierten Klimaschutzziele und durchweg *mit* Laufzeitverlängerungsansätzen (von 4, 12, 20 und 28 Jahren) für die deutschen Kernkraftwerke ermöglicht *keine* Antwort auf die Frage, welche (ökologischen, wirtschaftlichen etc.) Effekte Laufzeitverlängerungen an sich haben. Ein solcher Vergleich erlaubt allenfalls eine Einordnung der verschiedenen Laufzeitverlängerungsvarianten. Die Studie kann also vor dem Hintergrund ihres *politisch festgelegten* Designs die Frage *nicht* beantworten, wie Laufzeitverlängerungen hinsichtlich ihrer verschiedenen Bewertungsdimensionen im Grundsatz zu bewerten sind sondern adressiert allein die Analyse unterschiedlicher Laufzeitverlängerungsoptionen.

## 2 Zur Frage der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele

In der Studie werden die verbrennungsbedingten Treibhausgasemissionen für Deutschland untersucht. Damit wird der größte Teil des Ausstoßes von Klimagasemissionen erfasst (ca. 77% der gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2008). Es muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass mit diesem Ansatz einige wichtige Emissionsbereiche (flüchtige Emissionen des Energiesektors, Emissionen aus Industrieprozessen, Abfall-, Land- und Forstwirtschaft) außen vor gelassen werden.

In allen Zielszenarien (also den Szenarien jenseits des Referenzszenarios) werden die vorgegebenen Treibhausgasemissionsziele für den Zeitraum 1990 bis 2020 (40%) und 1990 bis 2050 (85%) erreicht bzw. übererfüllt. Die Minderungsbeiträge derjenigen Emissionssektoren, die vom EU-Emissionshandelssystem erfasst sind (Industrie und Energiewirtschaft) und der nicht vom EU-Emissionshandelssystem erfassten Sektoren (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr) variieren dabei zwischen den verschiedenen Zielszenarien nur marginal. Eine der wenigen Ausnahmen bildet dabei der um etwa 30 Millionen Tonnen Kohlendioxid (Mio. t CO<sub>2</sub>) geringere Emissionsminderungsbeitrag der Energiewirtschaft für das Jahr 2020 im Zielszenario mit der geringsten Laufzeitverlängerung (4 Jahre) und sehr geringen Kosten für die sicherheitstechnische Nachrüstung der Kernkraftwerke. Im Abschnitt 3.2 wird näher dargelegt, warum diese (kurzfristige) Mehremission keineswegs als geringerer Klimaschutzbeitrag interpretiert werden kann.

Die Szenarien zeigen damit, dass die Erreichung ambitionierter<sup>1</sup> mittel- und langfristiger Klimaschutzziele technisch-strukturell dargestellt werden kann.

Die gesamtwirtschaftliche Bewertung der modellierten Klimaschutzmaßnahmen führt zu folgendem Ergebnis:

- Die klimapolitisch orientierte Umstrukturierung des deutschen Energiesystems führt nicht zu signifikanten Belastungen der deutschen Volkswirtschaft (Bruttoinlandsprodukt und Arbeitsplatzeffekte) bzw. fast durchgängig zu (leicht) positiven Ergebnissen. Die Schwankungsbreite der Ergebnisse liegt letztlich vor allem im mittelfristigen Bereich (2020/2030) sowohl für die Effekte auf das Bruttoinlandsprodukt als auch auf die Beschäftigung weit unterhalb der Projektionsunsicherheiten derartiger Modellierungen.
- Bewertet man auch die Umwelteffekte ökonomisch (hier exemplarisch mit dem Wert der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen für die ab 2008 vermiedenen Emissionen), so ergibt sich für alle Zielszenarien im Vergleich zum Referenzszenario ein gesamtwirtschaftlich klar positives Bild. Die Umweltvorteile entsprechen im Jahr 2020 ca. 0,2%, im Jahr 2030 ca. 0,6%, im Jahr 2040 ca. 1% und im Jahr

---

<sup>1</sup> Diesbezüglich sei darauf hingewiesen, dass für hoch entwickelte Volkswirtschaften eher Emissionsminderungsziele von 95% für alle Treibhausgasemissionen als konsistent zur Erreichung des 2°C-Ziels angesehen werden (Prognos/Öko-Institut/Dr. Ziesing 2009).

2050 ca. 1,5% des Bruttoinlandsprodukts im Referenzszenario. Ambitionierte Klimaschutzpolitik ergibt sich damit für eine Volkswirtschaft wie Deutschland gesamtwirtschaftlich als eine robust vorteilhafte Entwicklungsoption.

**Tabelle 1** Gesamtwirtschaftliche Bewertung der Szenarien ohne und mit Berücksichtigung der Klimaschutzeffekte

LZV	Szenarien und gesamtwirtschaftliche Effekte	2020	2030	2040	2050
		Veränderung ggü. Referenzszenario			
<b>Szenarien mit niedrigen Nachrüstungskosten</b>					
4a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,1%	-0,1%	0,4%	0,6%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,2%	0,5%	1,4%	2,1%
12a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,2%	0,1%	0,2%	0,5%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,4%	0,7%	1,3%	2,0%
20a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,2%	0,3%	0,5%	0,6%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,4%	1,0%	1,6%	2,1%
28a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,2%	0,3%	0,5%	0,5%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,4%	0,9%	1,6%	2,0%
<b>Szenarien mit Nachrüstungskosten nach BMU</b>					
4a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,2%	-0,2%	0,4%	0,7%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,2%	0,5%	1,4%	2,1%
12a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,2%	0,1%	0,2%	0,6%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,4%	0,7%	1,3%	2,0%
20a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,1%	0,2%	0,5%	0,5%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,4%	0,9%	1,5%	2,1%
28a	Veränderung des BIP im Vergleich zum Referenzszenario	0,5%	0,1%	0,2%	0,7%
	... mit wirtschaftlicher Bewertung der Emissionsminderung	0,4%	0,9%	1,6%	2,0%

Quelle: Prognos/EWI/GWS (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Vor diesem Hintergrund können die Modellierungsergebnisse so interpretiert werden, dass ambitionierte mittel- und langfristige Klimaschutzziele für Deutschland, aber aus Gründen der politischen Instrumentierung wie auch der möglichen Verzerrungen im europäischen Binnenmarkt auch für den Rahmen der Europäischen Union im wohlverstandenen volkswirtschaftlichen Interesse Deutschlands sind. Klare Zielvorgaben für Deutschland (40% in 2020 und entsprechende Ziele für die längerfristige Perspektive), aber auch der Einsatz für entsprechend ambitionierte EU-Ziele (30% für 2020 etc.) liegen damit nicht nur im Interesse des Klimaschutzes sondern auch im Interesse einer technologieorientierten Volkswirtschaft wie Deutschland.

## 3 Zur Frage der Laufzeitverlängerungen

### 3.1 Einführende Bemerkungen

#### 3.1.1 Das EU-Emissionshandelssystem als zentrale Rahmenbedingung

Mit der Einführung des Emissionshandelssystems für Treibhausgase in der EU hat sich der regulative Rahmen für Klimaschutzpolitik in Europa grundlegend geändert. Mit der Festlegung des Emissionsziels (Cap) für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen (dies sind bis auf Weiteres die Industrie, die Energiewirtschaft und der Luftverkehr) ist der Beitrag der erfassten Sektoren EU-weit abschließend festgelegt. Wenn in einem Sektor oder Mitgliedstaat der EU Treibhausgasemissionen zusätzlich vermindert werden, kann diese Menge an anderer Stelle in der EU freigesetzt werden. Vermittelt werden die Informationen zu den kostengünstigsten CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen über den sich am Markt bildenden, einheitlichen Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

Die Studie verfolgt hier einen dynamischen Modellierungsansatz. Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke als CO<sub>2</sub>-arme Stromerzeugungsoption können eine Minderung des Zertifikatspreises bewirken (zur Einordnung dieser Preiseffekte im konkreten Modellierungsfall siehe Kapitel 3.3.2), dieser verminderte CO<sub>2</sub>-Preis führt an anderer Stelle zu höheren Emissionen. Wenn also derartige CO<sub>2</sub>-Preiseffekte berücksichtigt werden, dann sind die Klimaeffekte der vom Emissionshandel erfassten Anlagen europaweit unverändert, auch wenn sich für die Anlagen in Deutschland Veränderungen ergeben. Entsprechend müssen die jeweiligen Modellierungsergebnisse eingeordnet werden. Unterschiedliche Emissionsniveaus für bestimmte Zeitpunkte in Deutschland könnten nur dann als unterschiedliche Klimaeffekte eingeordnet werden, wenn die CO<sub>2</sub>-Preise nicht dynamisch modelliert werden (d.h. in den verschiedenen Szenarien konstant gehalten werden). Die dynamische Modellierung von CO<sub>2</sub>-Preisen und das gleichzeitige Postulat unterschiedlicher Klimawirkungen des Anlagenbetriebs im Geltungsbereich des Emissionshandelssystems sind methodisch nicht zulässig.

Für die Einordnung der Modellierungsergebnisse in Bezug auf die Klimaeffekte sind damit folgende Fragen zu stellen:

- Entstehen Emissionsunterschiede zwischen den verschiedenen Szenarien v.a. im Bereich der dem Emissionshandel zuzurechnenden Anlagen oder in den anderen Sektoren?
- Ist die Konsistenz zwischen Modellierungsansatz und Ergebnisinterpretation gesichert, sind nationale Emissionsunterschiede mit unterschiedlichen Klimaeffekten gleichzusetzen?

### 3.1.2 Strompreisbildung auf den verschiedenen Märkten

Im wettbewerblich ausgerichteten Markt ergeben sich die Großhandelspreise als die kurzfristigen Grenzkosten (d.h. vor allem Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten) der marginalen Stromerzeugungseinheit, also der auf Grenzkostenbasis letzten zum Einsatz kommenden Einheit. Dieses Marktmodell dominiert den heutigen Großhandelsmarkt in Kontinentaleuropa, Großbritannien und Skandinavien.

Preissetzend sind heute vor allem Steinkohlenkraftwerke (v.a. Kontinentaleuropa) und Erdgaskraftwerke (v.a. Großbritannien). Stromerzeugungsoptionen mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten (v.a. Wind- und Wasserkraft, Solarenergie, Kernkraftwerke) wirken auf dem Großhandelsmarkt tendenziell Strompreis senkend, da sie Kraftwerke mit hohen Grenzkosten in der jeweiligen Nachfragesituation aus dem Markt drücken (sog. Merit Order-Effekt). Entscheidend für die Größenordnung dieser Effekte ist der jeweils relevante Markt (Deutschland, heute integrierte Marktgebiete in Europa, zukünftig voll integrierter europäischer Binnenmarkt).

Strompreiseffekte auf dem Großhandelsmarkt entstehen somit v.a. aus dem Merit Order-Effekt, der teilweise wiederum aus möglichen Veränderungen der CO<sub>2</sub>-Preise resultiert (veränderte CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise verändern die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke). Für die Bewertung von Strompreiseffekten bilden damit die Einschätzung des CO<sub>2</sub>-Preiseffektes und des Merit Order-Effektes im jeweils relevanten Markt den Schlüssel. Beide Aspekte werden im Folgenden zu betrachten sein.

Merit Order-Effekte entstehen im Kontext hoher Anteile von fluktuierenden Stromeinspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien aber schwerpunktmäßig auf dem Spotmarkt (also für kurzfristige Lieferungen am gleichen oder nächsten Tag). Für die Einordnung der Strompreiseffekte ist aber zu berücksichtigen, dass die Stromerzeugung der einlastbaren Kraftwerke ganz überwiegend am Terminmarkt, also über größere Zeiträume im Voraus verkauft wird. Die Kraftwerksbetreiber entscheiden dann zwar auf Grundlage der Spotmarktergebnisse, ob sie das Kraftwerk betreiben oder sich die vertraglich vereinbarten Stromliefermengen auf dem Spotmarkt beschaffen, für den Kunden verändert sich jedoch durch einen möglicherweise attraktiven Spotmarktpreis (der wegen eines hohen Windenergieangebots z.B. deutlich unter dem kontrahierten Preis für den Terminkontrakt liegt) nichts. Die Differenz zwischen Termin und Spotmarkt verbleibt beim Kraftwerksbetreiber, der die Produktion seines Kraftwerks am Terminmarkt verkauft hat.

Im kontinentaleuropäischen Markt werden aktuell ca. 90% der Stromproduktion am Terminmarkt abgesetzt. Ob sich dies in Zukunft ändern wird, ist fraglich, denn die risikoaversen Sicherheitsstrategien der etablierten (kapitalkräftigen) Stromversorger lassen größere Spotmarktanteile in den Portfolios nicht zu und neue Anbieter sind im Regelfall nicht kapitalkräftig genug, um entsprechende Risiken umfangreich einzugehen.

Strommarktmodelle bilden heute im Regelfall nur die Spotmärkte ab. Ihre Ergebnisse stehen vor allem für Marktsituationen mit hohen Anteilen fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen unter dem Vorbehalt, die Strompreis senkenden Ef-

fekte tendenziell zu überschätzen, so lange die Strompreise für die Kunden vor allem aus Terminkontrakten resultieren.

Neben CO<sub>2</sub>-Preis- und Merit Order-Effekten können in Märkten auch Knappheitspreise entstehen, wenn die verfügbaren Kapazitäten den Bedarf nicht mehr decken können. Knappheitspreise werden dann regelmäßig die Vollkosten (d.h. Kapital- und Betriebskosten) von neuen Stromerzeugungsanlagen decken müssen, da nur diese Preisniveaus die Investitionen ermöglichen. Da bei langlebigen Investitionen wie im Kraftwerkssektor Zweifel angebracht sind, ob Märkte entsprechend robuste Knappheitssignale erzeugen können, wird zunehmend über komplementäre Märkte diskutiert, die z.B. die Errichtung von Kraftwerkskapazitäten honorieren. Die auf solchen Märkten erzielten Preisen müssen natürlich letztlich von den Stromkunden aufgebracht werden.

Die Großhandelspreise bilden natürlich nur ein Element für die effektiven Strompreise bei den Endkunden:

- Für „normale“ Endkunden addieren sich zu den Großhandelspreisen (v.a. auf den Terminmärkten), Netznutzungsentgelte, Steuern und Abgaben, Vertriebskosten und Gewinnmargen sowie Umlagen, z.B. aus der Förderung erneuerbarer Energien.
- Für „privilegierte“ Kunden (v.a. im Bereich der stromintensiven Industrien) kommen heute ggf. verminderte Netznutzungsentgelte, verringerte Steuer- und Abgabensätze sowie (stark) begrenzte Umlagen aus der Förderung erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplung etc. zur Anwendung.

Vor allem für die letztgenannte Kundengruppe hängen die effektiven Preise damit von einer Vielzahl konkreter Regelungen im Bereich der Netzregulierung, der Besteuerung sowie der Förderung ab. Gerade in einem grundlegend umstrukturierten Energiesystem ist deshalb die Frage zu stellen, welche der heutigen Regelungen für die zukünftigen Preisbildungsmechanismen noch unterstellt werden können. Dies gilt insbesondere für die Wechselwirkungen zwischen dem Großhandelsmarkt und dem Endkundenmarkt: förderbedürftige fluktuierende Energiequellen (z.B. Wind) reduzieren – zumindest im Spotmarkt – den Großhandelspreis, erhöhen aber das für die Endkundenpreise wirksame Umlagevolumen. Letztlich entsteht damit ein Transfer von den „normalen“ zu den „privilegierten“ Endkunden (derzeit v.a. die stromintensiven Industrien).

Für die Einordnung der Strompreiseffekte in den verschiedenen Szenarien sind damit folgende Fragen zu stellen:

- Sind die modellierten CO<sub>2</sub>-Preiseffekte für den relevanten Marktraum plausibel?
- Sind die Veränderungen in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und die damit einhergehenden Preiseffekte (Merit Order-Effekte) für den jeweiligen Marktraum plausibel?
- Sind die unterstellten Investitionen in der Gesamtsicht aus Großhandelspreisen, ggf. den Erträgen aus Komplementärmärkten sowie ggf. besonderen Umlagen plausibel darstellbar?

- Sind diese Kosten- bzw. Preiselemente in den Endkundenpreisen für die verschiedenen Verbrauchergruppen umfassend berücksichtigt?
- Werden die ggf. unterschiedlichen Dynamiken an den Spot- und Terminmärkten für Strom thematisiert?
- Ist die Fortschreibung heutiger Umlagemechanismen etc. auch längerfristig plausibel?

### 3.2 Bewertung der Klimaschutzeffekte

Die Eckpunkte für die Emissionsminderung wurden für die Studie vorgegeben. Zentrale Ziele dabei waren eine Minderung von 40% für den Zeitraum 1990 bis 2020 und 85% für den Zeitraum 1990 bis 2050. Diese Ziele werden in den unterschiedlichen Zielszenarien mit einigen Abweichungen erreicht. Es stellt sich die Frage, ob diese Abweichungen als unterschiedliche Klimaschutzwirkungen interpretiert werden können.

*Tabelle 2 Vergleich der Emissionsminderungen in Deutschland nach Erfassung durch das Emissionshandelssystem der EU*

LZV	Szenarien und Sektoren	2020	2030	2040	2050
		Mio. t CO <sub>2</sub> ggü. 2008			
<b>Szenarien mit geringen Nachrüstungskosten</b>					
4a	Emissionshandels-Sektoren	-123	-217	-309	-356
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-69	-153	-224	-272
12a	Emissionshandels-Sektoren	-152	-260	-314	-360
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-69	-150	-220	-268
20a	Emissionshandels-Sektoren	-152	-285	-318	-359
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-68	-151	-220	-268
28a	Emissionshandels-Sektoren	-149	-283	-325	-360
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-70	-156	-227	-275
<b>Szenarien mit Nachrüstungskosten nach BMU</b>					
4a	Emissionshandels-Sektoren	-127	-217	-310	-356
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-69	-153	-223	-272
12a	Emissionshandels-Sektoren	-139	-245	-316	-360
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-69	-149	-220	-268
20a	Emissionshandels-Sektoren	-121	-253	-320	-360
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-68	-150	-220	-268
28a	Emissionshandels-Sektoren	-108	-237	-320	-363
	Nicht-Emissionshandels-Sektoren	-70	-157	-226	-275

Quellen: Prognos/EWI/GWS (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Die Zusammenstellung in der Tabelle 2 zeigt, dass wesentliche Unterschiede für die Szenarienvarianten nur für die vom Emissionshandel erfassten Bereiche zu konstatieren sind. Signifikant niedrigere Minderungseffekte (ca. 25 bis 40 Mio. t CO<sub>2</sub>) treten hier nur für das Szenario mit einer Laufzeitverlängerung von 4 Jahren (2020 und 2030) sowie das Szenario mit einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren (2030) auf bzw. für das Jahr 2020 bei allen Szenarien mit hohen Nachrüstkosten für die Kernkraftwerke.

Dies bedeutet, dass die in Deutschland im Bereich des Emissionshandels erbrachten Minderungen stets komplementär zu den in den anderen EU-Staaten erbrachten Reduktionen zu sehen sind. So entsteht beispielsweise für das Jahr 2020 im Vergleich der Szenarien mit 4 und 12 Jahren Laufzeitverlängerung (in der Variante mit niedrigen Nachrüstungskosten) in Deutschland eine Emissionsdifferenz von 29 Mio. t CO<sub>2</sub> (152 – 123 Mio. t CO<sub>2</sub>, vgl. Tabelle 2). Entsprechend müssen für die Variante mit einer Laufzeitverlängerung von 12 Jahren Emissionsminderungen von 29 Mio. t CO<sub>2</sub> in anderen Teilnehmerstaaten des EU ETS *nicht* mehr erbracht werden (bzw. für die Laufzeitverlängerung von 4 Jahren umgekehrt). Trotz unterschiedlicher Emissionsniveaus sind die Effekte beider Szenarien für die Klimaerwärmung gleich. Darauf sollte explizit hingewiesen werden, denn nur so sind die Ergebnisse zutreffend interpretierbar.

Vermittelt wird die Information über die Emissionsminderungen im EU-Emissionshandelssystem über die Preise. Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse der – methodisch in der Studie nicht weiter dokumentierten – dynamischen Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Preise, jeweils im Vergleich zu den Ergebnissen für das Szenario 1A (4 Jahre Laufzeitverlängerung bei niedrigen Nachrüstkosten für die Kernkraftwerke). Niedrigere Emissionsanforderungen im Ausland implizieren – alle andere Parameter als unverändert angenommen – niedrigere CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Für das o.g. Beispiel (Laufzeitverlängerungen von 4 und 12 Jahren für die niedrige Nachrüstkostenvariante) beträgt der Unterschied in den CO<sub>2</sub>-Preisen 4,9 €/t CO<sub>2</sub>.

*Tabelle 3 Vergleich der Preisunterschiede für die modellierten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise in der EU*

Szenarien und LZV-Varianten	2020	2030	2040	2050
	€/t CO <sub>2</sub> ggü. Szenario 1A (LZV 4a)			
<b>Szenarien mit geringen Nachrüstkosten</b>				
4a	-	-	-	-
12a	-4,9	-3,4	3,2	1,1
20a	-4,5	-4,4	2,3	1,0
28a	-3,0	-6,1	0,0	1,5
<b>Szenarien mit Nachrüstkosten nach BMU</b>				
4a	-1,1	1,0	3,5	0,0
12a	-3,7	-2,3	3,3	1,0
20a	-0,6	-2,5	0,6	1,1
28a	0,2	0,0	2,4	1,4

Quellen: Prognos/EWI/GWS (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Ein Vergleich der inländisch erbrachten CO<sub>2</sub>-Minderungen im Emissionshandelssektor (Tabelle 2) und den korrespondierenden CO<sub>2</sub>-Preiseffekten (Tabelle 3) führt zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Die Modellergebnisse für die CO<sub>2</sub>-Preiseffekte sind teilweise erstaunlich hoch. So stellt sich die Frage, ob CO<sub>2</sub>-Preisunterschiede von knapp 5 €/t CO<sub>2</sub> (dies ist eine Veränderung um ca. 20%) im europäischen Emissionshandelssystem<sup>2</sup> außerhalb Deutschland wirklich nur einen Netto-Minderungseffekt von etwa 30 Mio. t CO<sub>2</sub> bewirken würden.
- Die Ergebnisse für die Emissions- und die CO<sub>2</sub>-Preismodellierung sind nicht in allen Fällen konsistent und richtungssicher (hohe Emissionsunterschiede im Bereich des Emissionshandelssystems müssten eigentlich mit entsprechend hohen Unterschieden bei den Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate korrespondieren).

Im Abschnitt 3.3.2 wird daher die Plausibilität der Modellergebnisse für die dynamische CO<sub>2</sub>-Preisermittlung näher betrachtet.

<sup>2</sup> Das EU-Emissionshandelssystem erfasst derzeit Emissionen von etwa 2,3 Mrd. t CO<sub>2</sub> und eine Minderungsleistung von etwa 500 bis 600 Mio. t CO<sub>2</sub> bis 2020. Diese Minderungsleistung führt derzeit zu Zertifikatspreisen von etwa 15 €/t CO<sub>2</sub>.

In jedem Fall festgehalten werden kann jedoch die Tatsache, dass die verschiedenen Laufzeitverlängerungsoptionen keine Auswirkungen auf die Klimawirkungen der vom EU-Emissionshandelssystem erfassten Anlagen insgesamt haben. Wenn in den nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren keine signifikanten Emissionsveränderungen entstehen (wie in der Studie ermittelt) so leisten Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke effektiv keinen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele.

Gleiches könnte natürlich für den Einsatz erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sowie Stromeinsparungen postuliert werden. Dieses Argument ist jedoch nicht stichhaltig, wenn davon ausgegangen wird, dass erneuerbare Energien und Stromeffizienz langfristig einen wichtigen Minderungsbeitrag leisten können und müssen (und teilweise über die frühzeitige Marktdiffusion auch noch erhebliche Kostensenkungspotenziale erschlossen werden können), Kernkraftwerke jedoch nur als zeitlich sehr begrenzte Auslaufoption angesehen werden.

### 3.3 Bewertung der Strompreiseffekte

#### 3.3.1 Auswertung der Modellergebnisse zu den Strompreiseffekten

Die Modellergebnisse für den Strompreis auf der Großhandelsebene sind in Tabelle 4 zusammengestellt. Hinzuweisen ist hier zunächst auf das vergleichsweise geringe Niveau und der massiv rückläufige Trend bis 2050. Für einen reinen Kilowattstundenmarkt auf Grenzkosten- und Spotmarktbasis ist eine solche Entwicklung bei hohen Anteilen fluktuierender Einspeisung (z.B. aus Windenergie) prinzipiell durchaus vorstellbar. Gleichwohl stellt sich die Frage, ob dieser Modellierungsansatz für ein grundlegend umstrukturiertes Stromversorgungssystem noch angemessen ist und ein einigermaßen belastbares Abbild der Entwicklung geben kann.

Hervorzuheben ist weiterhin, dass beim gewählten Modellierungsansatz längere Laufzeiten der Kernkraftwerke zu mittelfristig deutlich niedrigeren, langfristig aber deutlich höheren Großhandelspreisen führen.<sup>3</sup> Damit unterscheiden sich die Strompreiseniveaus nicht nur im für die Laufzeitverlängerungen besonders relevanten Zeitraum 2020/2030, sondern – dann mit umgekehrten Vorzeichen – auch darüber hinaus. Eine wichtige Einflussgröße bilden darüber hinaus auch die Effekte aus höheren Nachrüstkosten für die Kernkraftwerke, die offensichtlich einen massiven Einfluss auf die bei Laufzeitverlängerungen ermittelten Strompreisunterschiede haben.

Die Strompreisentwicklungen für die „privilegierten“ stromintensiven Industrien folgen weitgehend den Trends auf der Großhandelsebene. Die Preisdifferenz wächst hier in allen Szenarien weitgehend einheitlich von ca. 6 €/MWh (2020) auf 10 bis 12 €/MWh

---

<sup>3</sup> Das gleiche Phänomen ist für die Arbeitsmarkteffekte festzustellen (obwohl diese insgesamt nur eine geringe Größenordnung erreichen). In den Szenarien mit längeren Laufzeitverlängerungen entstehen mittelfristig (2020/2030) zwar höhere Beschäftigungseffekte (von wenigen Zehntausend Beschäftigten), langfristig (2050) jedoch entsprechend niedrigere Werte.

(2050). In der längeren Frist erscheint diese Fortschreibung als problematisch. Ob die „privilegierten“ stromintensiven Industrien auch längerfristig stets und zunehmend von den – hier ermittelten – Merit Oder-Effekten z.B. der erneuerbaren Energien profitieren können, ohne stärker in die Umlagesysteme einbezogen zu werden, erscheint insbesondere dann als fragwürdig, wenn das System der Garantiepriese – wie in der Studie ab 2020 unterstellt – in der Perspektive durch ein europaweit optimierendes Modell abgelöst werden sollte.

**Tabelle 4** Strompreise und Strompreisunterschiede (Großhandelspreis Base) zwischen den verschiedenen Szenarien

Szenarien und LZV-Varianten	2020	2030	2040	2050
	€/MWh			
<b>Szenarien mit geringen Nachrüstungskosten</b>				
4a	43,0	57,0	49,0	19,0
12a	33,0	46,0	55,0	21,0
20a	33,0	37,0	47,0	27,0
28a	35,0	39,0	40,0	34,0
<b>Szenarien mit Nachrüstungskosten nach BMU</b>				
4a	41,0	57,0	50,0	19,0
12a	36,0	50,0	53,0	22,0
20a	41,0	48,0	44,0	21,0
28a	44,0	54,0	49,0	22,0
€/MWh ggü. Szenario 1A (LZV 4a)				
<b>Szenarien mit geringen Nachrüstungskosten</b>				
4a	0,0	0,0	0,0	0,0
12a	-10,0	-11,0	6,0	2,0
20a	-10,0	-20,0	-2,0	8,0
28a	-8,0	-18,0	-9,0	15,0
<b>Szenarien mit Nachrüstungskosten nach BMU</b>				
4a	-2,0	0,0	1,0	0,0
12a	-7,0	-7,0	4,0	3,0
20a	-2,0	-9,0	-5,0	2,0
28a	1,0	-3,0	0,0	3,0

Quellen: Prognos/EWI/GWS (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Stellvertretend für die nicht „privilegierten“ Kundenbereiche ist in Tabelle 5 die Entwicklung der Haushaltstrompreise gezeigt. Der Trend folgt hier bis 2040 im Wesentlichen dem Großhandelspreis, d.h. mit einem Aufschlag von etwa 170 bis 175 €/MWh. Für das Jahr 2050 steigen dann diese Aufschläge steil auf 180 bis 195 €/MWh an, wobei dies weniger auf die steigenden Haushaltstrompreise sondern die dann steil abfallenden Großhandelspreise zurückzuführen ist. Bedingt durch den geringen Anteil des Großhandelspreises bewegen sich die Unterschiede der Haushaltstrompreise zwischen den Szenarien jedoch nur im Bereich von (sehr) wenigen Prozentpunkten. Gleiches gilt prinzipiell für die Strompreise für die nicht „privilegierte“ Industrie sowie Handel und Gewerbe.

**Tabelle 5** Strompreise und Strompreisunterschiede (Haushaltsstrompreise) zwischen den verschiedenen Szenarien

Szenarien und LZV-Varianten	2020	2030	2040	2050
€/MWh				
<b>Szenarien mit geringen Nachrüstungskosten</b>				
4a	219,0	229,0	220,0	214,0
12a	210,0	220,0	224,0	215,0
20a	210,0	212,0	217,0	214,0
28a	210,0	211,0	209,0	216,0
<b>Szenarien mit Nachrüstungskosten nach BMU</b>				
4a	218,0	229,0	221,0	213,0
12a	213,0	222,0	223,0	214,0
20a	217,0	221,0	216,0	215,0
28a	218,0	224,0	218,0	210,0
€/MWh ggü. Szenario 1A (LZV 4a)				
<b>Szenarien mit geringen Nachrüstungskosten</b>				
4a	0,0	0,0	0,0	0,0
12a	-9,0	-9,0	4,0	1,0
20a	-9,0	-17,0	-3,0	0,0
28a	-9,0	-18,0	-11,0	2,0
<b>Szenarien mit Nachrüstungskosten nach BMU</b>				
4a	-1,0	0,0	1,0	-1,0
12a	-6,0	-7,0	3,0	0,0
20a	-2,0	-8,0	-4,0	1,0
28a	-1,0	-5,0	-2,0	-4,0

Quellen: Prognos/EWI/GWS (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Das zeitliche Profil der Strompreisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt bzw. für die „privilegierten“ Kunden (niedrigere Strompreise bei höheren Laufzeiten für den Zeitraum 2020/2030 und höhere Strompreise im Zeitraum 2040/2050) lässt sich im Bereich der nicht „privilegierten“ Kunden nicht ausgeprägt feststellen, ist aber wegen der geringen Strompreiseffekte ohnehin nicht von wesentlicher Bedeutung.

### 3.3.2 Zentrale methodische und datenseitige Kritikpunkte der Modellergebnisse zu den Strompreiseffekten

Eine Reihe von Plausibilitätsanalysen aus unterschiedlichen Perspektiven führt zu den folgenden Schlussfolgerungen:

- Die in den Szenarien modellierten Investitionen (bis hin zu CCS-Kraftwerken) sind bei derartigen Preisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt in keiner Weise darstellbar. Der Kraftwerkspark kann sich damit, einschließlich der unterstellten Stromimporte aus nicht geförderten Stromerzeugungsanlagen im Ausland kaum so herausbilden, wie modelliert. Damit stehen auch die modellierten Strompreistrajektorien und –Niveaus in Frage. Sofern Investitionen über komplementäre Märkte oder Knappheitsprämien angereizt würden, müssten sich diese Kosten im Großhandelspreis oder in anderen Preiselementen wieder finden. Das ist aus den vorliegenden Daten nicht erkennbar. Methodisch anders ausgerichtete Analysen (ECF et al. 2010) führen im europäischen Markt längerfristig zu entsprechend abgegrenzten Großhandelspreisniveaus in

der Größenordnungen von eher 80 bis 90 €/MWh. Diese Werte liegen um den Faktor zwei bis vier über den Modellergebnissen der Studie und unterstreichen noch einmal die Fragwürdigkeit der Ergebnisse in Bezug auf die Strompreiseffekte.

- Die Strompreisniveaus hängen offensichtlich auch gravierend von den notwendigen Nachrüstinvestitionen ab. Je höher die Nachrüstungsinvestitionen, umso geringer sind offensichtlich die Vorteile von Laufzeitverlängerungen auf der Großhandelsebene und für die stromintensiven („privilegierten“) Industrien.
- Einen wichtigen Einfluss auf die Großhandelspreise haben die methodisch nicht näher dokumentierten Modellierungen für die CO<sub>2</sub>-Preiseffekte von Laufzeitverlängerungen (vgl. Kapitel 3.1.2). Ein Vergleich mit anderen Analysen (z.B. im Kontext der Umsetzung eines 30%-Minderungsziels für die EU im Bereich des Emissionshandelssystems) zeigt, dass die erheblichen CO<sub>2</sub>-Preiseffekte vergleichsweise geringer Minderemissionen durch die Laufzeitverlängerungen von deutschen KKW wahrscheinlich deutlich zu hoch liegen. Der Vergleich mit den o.g. Analysen (CEC 2010) lässt darauf schließen, dass die für das Energiekonzept ermittelten CO<sub>2</sub>-Preiseffekte bis zum Vierfachen der entsprechenden Vergleichswerte betragen.<sup>4</sup> Wenn die CO<sub>2</sub>-Preiseffekte einen wichtigen Einfluss auf den Merit Order-Effekt haben, dann sind die modellierten Strompreiseffekte nach eigenen Schätzungen um 25 bis 50% überhöht.
- Für den nicht CO<sub>2</sub>-bedingten Anteil des Merit Order-Effektes, stellt sich die Frage, für welche Marktabgrenzung dieser Merit Order-Effekt berechnet wird. Wenn einerseits für die Stromimporte der zukünftig voll integrierte europäische Markt in Ansatz gebracht wird, dann müssten auch die Merit Order-Effekte für diesen weiten Marktbezug ermittelt werden. Ob sich hier – bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen – durch die Laufzeitverlängerungen der deutschen Kernkraftwerke Effekte von 10 €/MWh und mehr ergeben, muss bezweifelt werden. Dies gilt umso mehr, wenn berücksichtigt wird, dass die Strompreiseffekte aus der Kundensicht eher aus den Entwicklungen auf den Termin- und weniger aus den hier modellierten Spotmärkten entstehen, die Dynamik der Terminmärkte doch deutlich hinter der der Spotmärkte zurückbleibt und eher Strompreiseffekte aus der veränderten Merit Order für den Zeithorizont 2020/2030 von maximal 5 €/MWh (Öko-Institut 2009), also um den Faktor zwei niedriger, erwarten lässt.

---

<sup>4</sup> Als robuste Faustformel für den Zeithorizont 2020 kann derzeit ein Faktor von 0,05 € je Tonne zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Minderung im EU-Emissionshandelssystem gelten.

### 3.4 Bewertung der Stromimporte

Während die Studie in allen Zielszenarien bis 2020 noch erhebliche Netto-Stromexporte ermittelt, entwickelt sich Deutschland ab 2040 zu einem signifikanten Stromimportland. Als Gründe dafür werden angegeben

1. die Verfügbarkeit günstiger Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die im Rahmen eines europaweit optimierenden Modells über (vergleichsweise geringe) Förderbeträge aus Deutschland für den Import verfügbar gemacht werden können;
2. die Annahme kostengünstiger Stromerzeugungspotenziale in ausländischen Kernkraftwerken.

In der Tabelle 6 sind die Entwicklungen der Netto-Stromimporte für die verschiedenen Szenarien überblicksartig zusammengestellt. Die Übersicht zeigt, dass langfristig (2040/2050) die Netto-Stromimporte aus erneuerbaren Energien überwiegen, dass aber auch die Stromimporte aus konventionellen Quellen (aus den Formulierungen im Text kann geschlossen werden, dass es sich hier überwiegend um Stromimporte aus ausländischen Kernkraftwerken handeln müsste) eine signifikante Größenordnung erreichen. Letztlich wird im Jahr 2050 davon ausgegangen, dass etwa 4 große (neue) Kernkraftwerke im Ausland für den deutschen Markt produzieren und dafür errichtet (sowie finanziert) werden müssten.

*Tabelle 6 Netto-Stromimporte aus erneuerbaren und konventionellen Quellen in den verschiedenen Szenarien*

LZV	Szenarien und Sektoren	2020	2030	2040	2050
		TWh			
<b>Szenarien mit geringen Nachrüstungskosten</b>					
4a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	18	43	67
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-22	21	33	35
12a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	9	49	71
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-38	10	38	37
20a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	1	27	69
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-37	2	20	36
28a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	4	22	84
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-36	5	16	44
<b>Szenarien mit Nachrüstungskosten nach BMU</b>					
4a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	18	44	62
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-20	21	33	32
12a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	9	51	66
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-35	11	39	34
20a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	8	33	72
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-21	9	25	38
28a	Netto-Import aus erneuerbaren Energien	0	14	46	93
	Konventionelle Netto-Imports (Atom)	-16	16	35	50

Quellen: Prognos/EWI/GWS (2010), Berechnungen des Öko-Instituts

Während die Nettostromimporte aus erneuerbaren Energien<sup>5</sup> langfristig sich als darstellbar erweisen können (insbesondere wenn – wie unterstellt – eine Förderung aus Deutschland erfolgt), erscheint die Konsistenz erheblicher Stromimporte aus KKW mit den modellierten Großhandelspreisen für Strom als nicht gegeben. Für Stromimporte mit dem Zeithorizont 2040 kommen letztlich nur neu errichtete Kernkraftwerke im Ausland infrage. Für neue Kernkraftwerke werden jedoch perspektivisch Strompreisniveaus von ca. 80 bis 90 €/MWh erforderlich, um die Investitionen zu refinanzieren. Diese Größenordnung liegt um ein Mehrfaches über den modellierten Preisniveaus auf dem (integrierten) europäischen Großhandelsmarkt für Strom (vgl. Tabelle 4 in Kapitel 3.3.1).

Letztlich erscheint die Annahme erheblicher Stromimporte aus neu errichteten ausländischen Kernkraftwerken als nicht wirklich konsistent zu den sonstigen Modellergebnissen und damit letztlich als illusorisch.

---

<sup>5</sup> Dies betrifft nicht den Stromaustausch zur Speicherung im Ausland. Der Export von Strom in ausländische Speicher und der nachfolgende Import führen (abzüglich der Verluste in den Speichern) definitionsgemäß zu Nettostromimporten von Null.

## 4 Schlussfolgerungen

Die vorstehenden Analysen und Plausibilitätsüberlegungen zu einigen Ergebnissen der Studie zum Energiekonzept der Bundesregierung lassen sich wie folgt zusammenfassen

1. Ambitionierte Klimaschutzstrategien sind für Staaten wie Deutschland volkswirtschaftlich vorteilhaft. Neben den klimaschutzpolitischen Aspekten im engeren Sinne kann sich für Deutschland eine breitere Fundierung für ambitionierte Klimapolitik und die Unterstützung ambitionierter Klimaziele in der EU und weltweit ergeben.
2. Die Studie hat nicht die Sinnfälligkeit von Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke analysiert, sondern versucht, die Effekte verschiedener Varianten für Laufzeitverlängerungen zu ermitteln.
3. Die Analysen führen bei der gebotenen Gesamtbetrachtung zu dem Ergebnis, dass die Erreichung der vorgegebenen ambitionierten Klimaschutzziele (40% bis 2020 und 85% bis 2050, jeweils im Vergleich zu 1990) unabhängig von Laufzeitverlängerungen darstellbar ist und auch nicht von der Dauer etwaiger Laufzeitverlängerungen abhängig ist.
4. Die für verschiedene Varianten von Laufzeitverlängerungen ermittelten CO<sub>2</sub>- und Strompreiseffekte erscheinen bei näherer Analyse und vor dem Hintergrund von Plausibilitätsüberlegungen aus methodischen und Parametrisierungsgründen als fragwürdig bzw. als deutlich überbewertet.
5. Die in der Studie postulierte massive Ausweitung von Stromimporten aus ausländischen Kernkraftwerken kann im Kontext der anderen Modellergebnisse als illusorisch bzw. mindestens höchstgradig inkonsistent eingestuft werden.
6. Insgesamt bewegen sich alle Indikatoren (gesamtwirtschaftliche Effekte, Strom- und CO<sub>2</sub>-Preise etc.) für die einzelnen Laufzeitverlängerungsvarianten in Bereichen, für die unter Berücksichtigung der hier präsentierten Plausibilitätsüberlegungen und der einschlägigen Projektionsunsicherheiten signifikante Unterschiede kaum postuliert werden können. Robuste Begründungen für eine bestimmte Laufzeitverlängerung (z.B. von 10 bis 15 Jahren) lassen sich jedenfalls nicht überzeugend ableiten.

In der vorgelegten Studie zum Energiekonzept ist noch eine ganze Reihe von Annahmen und Modellergebnissen fragwürdig bzw. diskussionswürdig. Die Darstellung dieser Aspekte muss jedoch weiteren Analysen vorbehalten bleiben.

## 5 Literatur

- Commission of the European Communities (CEC) (2010): Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2010) 265 final, Brussels, 26.5.2010.
- European Climate Foundation (ECF), McKinsey & Company, KEMA, The Energy Futures Lab at Imperial College London; Oxford Economics (2010): Roadmap 2050. A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. Volume 1 - Technical and Economic Analysis. April 2010.
- Öko-Institut (2009): Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten. Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Juni 2009.
- Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologien. Basel, Köln, Osnabrück, 27. August 2010.
- Prognos, Öko-Institut, Dr. Ziesing (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050 – Vom Ziel her denken. Studie für WWF Deutschland, Basel, Berlin, 15.10.2009.