

Auswirkungen des Kernenergieausstiegs auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft vor dem Hintergrund des liberalisierten europäischen Strommarkts

Norbert Enzensberger¹, Wolf Fichtner¹ und Otto Rentz¹

Abstract

Future electricity generation in Germany is strongly influenced by the German nuclear phase-out plans, current market liberalisation efforts and emission reduction strategies. To evaluate the impact of the planned nuclear phase-out on the German power sector regarding costs, emissions and electricity imports/exports a scenario approach has been chosen. Calculations have been realised using the energy flow model PERSEUS-ICE.

The model calculations show an increase in the total system costs of 55.4 billions DM due to the nuclear phase-out plans. Emission reduction costs to achieve the reduction targets fixed in the Kyoto protocol are also increased by additional 9,4 billions DM. Increased international power exchange will result in different power generation structures, will reduce electricity exports and favour the use of coal and lignite in power generation in Germany at the end of the time horizon. In the middle-term gas-fired combined-cycle power plants will play an important role in power generation.

1. Einleitung

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Die deutsche Elektrizitätswirtschaft befindet sich im Umbruch. Die mit der Binnenmarktrichtlinie Strom (96/92/EC) vorangetriebene *Liberalisierung* der europäischen Energiewirtschaft verändert nicht nur bestehende Marktstrukturen in den ehemals monopolistischen, national abgegrenzten Elektrizitätswirtschaften, sondern wirkt sich auch zunehmend auf die gesamteuropäische Entwicklung dieses Industriezweigs aus. Die gesetzlich vorgeschriebene Öffnung der nationalen Strommärkte auch für ausländische Anbieter fördert den internationalen Stromhandel und Stromaustausch.

¹ Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), Hertzstr.16, D-76187 Karlsruhe, email: norbert.enzensberger@wiwi.uni-karlsruhe.de, Internet: <http://www-iip.wiwi.uni-karlsruhe.de>

Bestehende Kraftwerksparks und Brennstoffressourcen dienen damit nicht mehr ausschließlich der nationalen Versorgung sondern erlangen in einem zunehmend internationalen Markt eine neue marktstrategische Bedeutung.

Während die Liberalisierung der Strommärkte ein internationales Phänomen ist, stellt der Beschluss der Bundesregierung zum *Ausstieg aus der Kernenergienutzung* einen rein nationalen Einflussfaktor dar. Diese Entscheidung führt zu Veränderungen in den Strukturen des deutschen Kraftwerksparks und damit auch in den für den internationalen Wettbewerb entscheidenden durchschnittlichen Stromgestehungskosten (bzw. Grenzkosten) sowie in den mit der Stromerzeugung verbundenen Schadstoffemissionen.

Bezüglich der CO₂-Emissionen gewinnt die Diskussion um die Umsetzung der im *Kyoto-Protokoll* vorgegebene Minderungsziele für Treibhausgase zunehmend an Bedeutung. Mit dem vorzeitigen Abschalten der Kernkraftwerke stellt sich daher die Frage, durch welche Technologien diese CO₂-emissionsneutralen Kapazitäten ersetzt werden sollen, damit einerseits eine kostengünstige Versorgung sichergestellt ist, andererseits jedoch das bisherige Emissionsvolumen nicht unnötig erhöht wird.

Ziel der hier vorgestellten Untersuchungen ist es, die Auswirkungen des beschlossenen Kernenergieausstiegs auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft zu analysieren, wobei insbesondere folgende Fragen beantwortet werden sollen.

1. Welche Entwicklung hätte der Stromversorgungssektor bei einer Nutzung der Kernkraftwerke bis zum Ende deren technischer Nutzungsdauer genommen und zu welchen Veränderungen führt die vorzeitige Stilllegung der Anlagen?
2. Mit welchen Mehrausgaben ist der Kernenergieausstieg für den Stromversorgungssektor verbunden?
3. Wie wirkt sich der Ausstieg auf das CO₂-Emissionsvolumen aus?
4. Wie ändern sich diese Ergebnisse bei Berücksichtigung von Minderungszielen wie sie sich aus dem Kyoto-Protokoll ergeben?
5. Welche Bedeutung haben die neuen Marktstrukturen liberalisierter Strommärkte für die zukünftige Entwicklung des deutschen Stromsektors?

1.2 Vorgehensweise

Aufgrund der Komplexität der skizzierten Fragestellung und der Interdependenzen zwischen den verschiedenen Einflüssen erscheinen modellgestützte Untersuchungen besonders erfolgsversprechend. Mit Hilfe des Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-ICE² wird hierzu das europäische Elektrizitätsversorgungssystem detailliert nachgebildet. Die Berücksichtigung zahlreicher, relevanter technischer Restrik-

² Program Package for Emission Reduction Strategies in Energy Use and Supply – Interregional Competitive Electricity Markets, vgl. Enzensberger et al. (2000).

tionen des realen Systems sowie ökonomischer Größen ermöglicht belastbare Ergebnisse, die sich auf das reale System übertragen lassen.

Zur Untersuchung der skizzierten Fragestellungen wird ein Szenarioansatz verfolgt. Die verschiedenen Szenarios ergeben sich aus Variationen der Eingangsdaten hinsichtlich der Nutzungsdauer der deutschen Kernkraftwerke, der Berücksichtigung von Emissionsminderungszielen und dem Grad der Marktöffnung des deutschen Strommarkts. Aus der Gegenüberstellung der verschiedenen Szenarioergebnissen werden dann Aussagen hinsichtlich der oben skizzierten Fragestellungen abgeleitet.

2. Das PERSEUS-ICE Modell

2.1 Modellstruktur und methodischer Ansatz

Das im Rahmen dieser Untersuchungen verwendete Modell PERSEUS-ICE, ein Modell aus der am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Universität Karlsruhe (TH), entwickelten PERSEUS-Modellfamilie, ist ein quasi-dynamisches Energie- und Stoffflussmodell. PERSEUS-ICE entspricht in seiner Struktur einem gerichteten Graphen. Die Pfeile repräsentieren Stoff- und Energieströme im Elektrizitätsversorgungssystem. Die Knoten stehen für die verschiedenen Akteure mit ihren jeweiligen Energieumwandlungsanlagen. Verteilungsknoten ohne eigene Energieumwandlungsanlagen dienen der Nachbildung realer Übertragungsnetz- und Marktstrukturen. Die modelltechnische Abbildung des realen Elektrizitätsversorgungssystems umspannt die gesamte Versorgungskette von den Ressourcen über verschiedene Energieumwandlungsstufen bis hin zur Bereitstellung und dem Verbrauch von Nutzenergie. Um die Umweltwirkungen alternativer Kraftwerksparkstrukturen abschätzen zu können, werden zudem emittierte Schadstoffe / Klimagas entlang der gesamten Versorgungskette mitbilanziert.

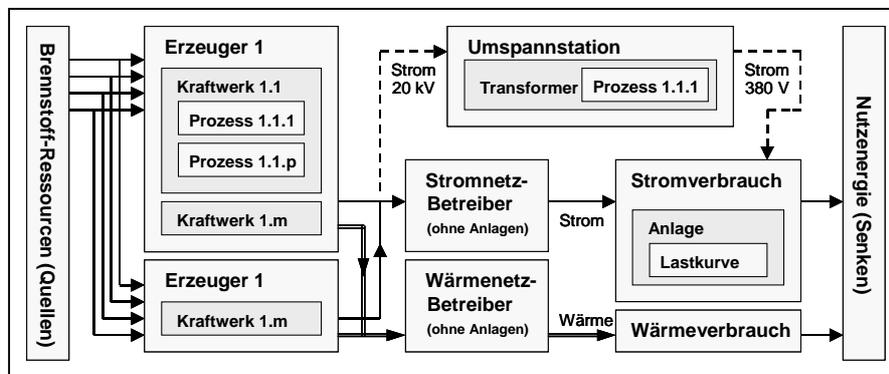


Abbildung 1

Grundstruktur des Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-ICE

Energieerzeuger sind jeweils über eigene Flüsse mit den Brennstoffressourcen, die die Quellen des Graphs darstellen, verbunden. So lassen sich etwaige Unterschiede in den realen Bezugsmöglichkeiten der Erzeuger hinsichtlich Brennstoffpreisen oder möglicher Bezugsmengen im Modell berücksichtigen. Für jeden Erzeuger sind dessen wichtigste Energieumwandlungsanlagen (Kraftwerke) im Modell einzeln modelliert. Für den Einsatz dieser Anlagen werden - zum Teil alternative - Prozesse vorgegeben, die die unterschiedlichen Betriebsweisen der Anlagen repräsentieren. So können beispielsweise Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowohl im Kraft-Wärme-Betrieb eingesetzt werden als auch zur reinen Stromerzeugung.

Strom und Wärme werden über getrennte Flüsse den jeweiligen Übertragungsnetzen zugeleitet, in denen bei Bedarf weitere technische Prozesse und Prozessgrößen wie Spannungstransformationen, Übertragungskapazitäten oder Verluste berücksichtigt werden. Von den Übertragungsnetzen aus werden Nachfrager und deren jeweilige Anlagen mit Strom und Wärme versorgt. Strom und Wärme werden in den Nachfrageprozessen in Nutzenergie umgewandelt (z.B. Raumwärme), welche gleichzeitig die Senke des gerichteten Graphs darstellt.

Zielsetzung der Modellierung ist die Ermittlung einer ausgabenminimalen Befriedigung der exogen vorgegebenen Nutzenergienachfrage unter Berücksichtigung bestehender technischer, ökonomischer und/oder ökologischer Systemcharakteristika und Restriktionen. Der methodische Ansatz beruht auf einer mehrperiodischen, wahlweise gemischt-ganzzahligen, linearen Optimierung. Zielfunktion sind die diskontierten, entscheidungsrelevanten Systemausgaben, die sich im Wesentlichen aus den Investitionen der Stromerzeugungsanlagen, den Betriebs- und Leistungsausgaben sowie den Brennstoffausgaben zusammensetzen. Optimiervariablen sind zum einen *Flussvariablen*, die den Brennstoffeinsatz in den verschiedenen Anlagen erfassen und auch die Einlastung der Anlagen bestimmen, und zum anderen *Kapazitätsvariablen*, die die Zubaumentscheidungen neuer Anlagen unter Berücksichtigung des jeweiligen Anlagenbestands umfassen. Der Optimierungsansatz unterstellt implizit eine „perfekte Voraussicht“ (perfect foresight), d.h. alle entscheidungsrelevanten Daten zukünftiger Perioden wie zum Beispiel Brennstoffpreisentwicklungen werden bereits in vorangehenden Perioden als bekannt vorausgesetzt.

Das Modell ist in PC-Version entwickelt und wie alle Modelle der PERSEUS-Modellfamilie in der Programmiersprache GAMS (General Algebraic Modeling System) programmiert, die speziell für die Abbildung von großen und komplexen Modellen generiert wurde. Die Datenhandhabung beruht auf dem relationalen Datenbankkonzept, umgesetzt in einer MS Access-Datenbank mit automatisierter Schnittstelle zu den in GAMS programmierten Modulen. Modifikationen des Datenbestands können über eine benutzerfreundliche, automatisierte Oberfläche vorgenommen werden. Die Auswertung der Modellergebnisse erfolgt mittels MS Excel-Modulen.

2.2 Datenbasis und Detaillierungsgrad des Modells

Eine realitätsnahe Abbildung des Elektrizitätsversorgungssystems beinhaltet die Erfassung und Modellierung zahlreicher Systemcharakteristika.

Die Charakterisierung energietechnischer Anlagen umfasst technische und ökonomische Größen wie die installierte Bruttoleistung, das Inbetriebnahmejahr, die technische und wirtschaftliche Nutzungsdauer sowie spezifische Investitionen, Leistungs- und Arbeitsausgaben. Detailliertere technische Daten beschreiben die in den Anlagen ablaufenden Prozesse über den Brennstoffinput, Strom- und Wärmeoutput, Wirkungsgrad, Eigenverbrauch, Emissionswerte und alternative Fahrweisen der Anlagen. Um zeitliche Änderungen in diesen Parametern (z.B. Wirkungsgradverschlechterungen in älteren Anlagen) berücksichtigen zu können, lassen sich alle diese Parameter mit jährlich differenzierten Werten belegen.

Neben der Energiebereitstellung kommt der Modellierung der Energienachfrage große Bedeutung zu. Im Gegensatz zu anderen Energiemodellen werden die Nachfrageprozesse in PERSEUS-ICE nicht anhand von Belastungsdauerlinien sondern über detaillierte Lastkurven charakterisiert, um so die Einlastung der verschiedenen Anlagen genauer untersuchen zu können. Es werden sechs charakteristische Tageslastkurven unterschieden (Sommer/Winter – Werktag/ Samstag/Sonntag) mit jeweils 6 (Wochenende) bzw. 9 (Werktag) Zeitintervallen (vgl. Abbildung 2).

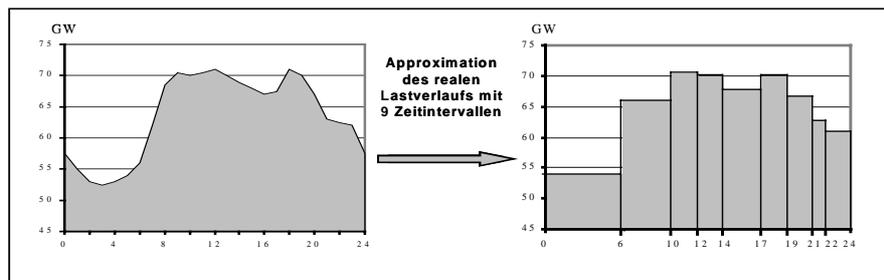


Abbildung 2
Approximierte Lastkurven in PERSEUS-ICE

Auch Stoff- und Energieflüsse zwischen den verschiedenen Produzenten (Erzeuger, Netzknoten und Nachfrager) werden anhand technisch-kapazitiver (minimale und maximale Flusskapazität, minimale oder maximale jährliche Bezugsmengen, Übertragungsverluste) und ökonomischer Größen (Betriebsausgaben, Durchleitungsentgelte) detailliert beschrieben. Ein besonderes Leistungsmerkmal der PERSEUS-Modelle ist hierbei, dass alle Flussdaten nach Zeitintervallen differenziert vorgegeben werden können.

PERSEUS-ICE gestattet die Modellierung beliebig vieler Anlagen, Prozesse und Flüsse. Die Vorzüge einer detaillierteren Modellierung sind jedoch stets gegen die damit verbundenen, höheren Rechenzeiten abzuwägen. Im hier vorgestellten Modell sind gegenwärtig ca. 530 Anlagen mit 680 technischen Prozessen und 860 Flüsse mit über 2600 Flusscharakteristika enthalten. Aufgrund des für diese Untersuchungen gewählten, hohen Detaillierungsgrads liegen die Rechenzeiten auf marktüblichen PCs je nach Szenario zwischen einer Stunde und einem halben Tag.

2.3 Abbildung liberalisierter Marktstrukturen

Die Abbildung liberalisierter Märkte in einem Optimiermodell wirft einige methodische Probleme auf. Zunächst kann in der Realität nicht davon ausgegangen werden, dass alle Akteure am Markt die gleiche Zielsetzung verfolgen. Des Weiteren ist wirkliches, marktstrategisches Verhalten der Akteure in einem linearen Optimiermodell nicht abbildbar. Der hier verwendete Ansatz beruht daher auf der Annahme, dass sich ein wettbewerblicher Strommarkt zumindest mittel- bis langfristig einer ausgabenminimalen Energieversorgung annähert. Nachgebildet werden kann damit ein Wettbewerb auf Ausgabenbasis, zum einen zwischen den verschiedenen Erzeugern einer Region, zum anderen zwischen ganzen Regionen.

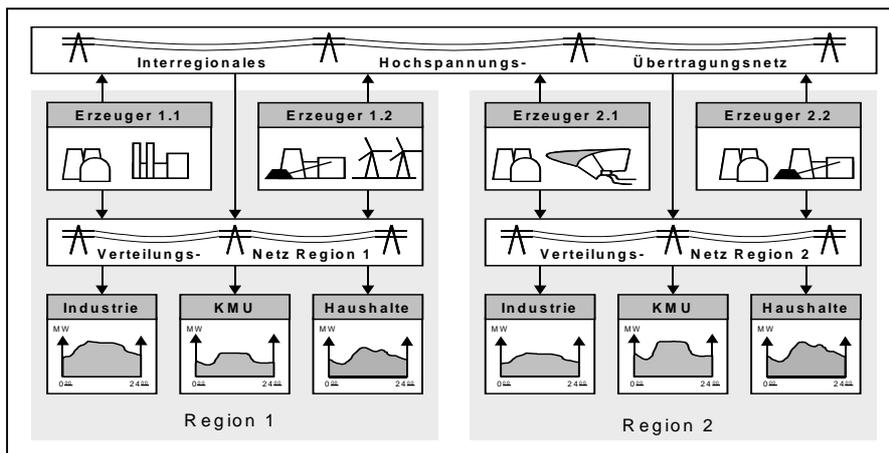


Abbildung 3
Regionale Struktur des Modells zur Abbildung des Stromaustauschs

Der innerregionale Wettbewerb zwischen den Erzeugern wird dadurch nachgebildet, dass alle Erzeuger einer Region in das selbe regionale Verteilungsnetz einspeisen, aus dem dann alle Verbraucher dieser Region beliefert werden. Über die Zielfunkti-

on einer Ausgabenminimierung stehen die verschiedenen Erzeuger mit ihren jeweiligen Anlagen in direktem Wettbewerb auf Basis der entscheidungsrelevanten Ausgaben. Die Möglichkeit des Stromaustauschs zwischen den verschiedenen Regionen wird zusätzlich über Flüsse, die das interregionale Hoch- / Höchstspannungsnetz repräsentieren, ermöglicht. Hierbei sind im Modell wichtige Restriktionen wie bestehende Übertragungskapazitäten, Übertragungsverluste und Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Ein Stromaustausch kommt nur dann zustande, wenn die Differenz in den spezifischen Ausgaben der Stromproduktion zwischen den Regionen größer ist als die mit der Übertragung verbundenen Verluste sowie die zu erbringenden Netznutzungsentgelte.

Insgesamt werden in PERSEUS-ICE 15 Regionen unterschieden, fünf innerdeutsche Regionen, die in ihren geografischen Grenzen den Versorgungsgebieten der fünf größten Verbundunternehmen Deutschlands entsprechen, und zehn Anrainerregionen, die die verschiedenen Anrainerstaaten repräsentieren.

3. Ergebnisse der Szenario-Betrachtungen

3.1 Aufstellung der untersuchten Szenarios

Die im Folgenden diskutierten Szenarios lassen sich anhand dreier Dimensionen beschreiben. Hinsichtlich der *Laufzeit der Kernkraftwerke* werden zwei Ausprägungen betrachtet. Zum einen ein Betrieb der bestehenden Kernkraftwerke bis zum Ende ihrer technischen Nutzungsdauer – angenommen wird hier eine Nutzungsdauer von 40 Zeitjahren, zum anderen der Ausstiegsfall gemäß der am 14. Juni 2000 getroffenen Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen, die eine von allen Kernkraftwerken gemeinsam zu produzierende, maximale Atomstrommenge vorsieht. Diese entspricht einer durchschnittlichen Betriebsdauer der Kernkraftwerke von 32 Zeitjahren. Ein Zubau neuer Kernkraftwerke wird in jedem Fall ausgeschlossen.

Zweite Szenariodimension neben der Nutzungsdauer der Kernkraftwerke ist die Berücksichtigung von *Emissionsminderungszielen in der Stromerzeugung*. Hier sollen die beiden Fälle unterschieden werden, dass entweder keinerlei solcher Zielsetzungen zu erfüllen sind oder aber dass die im Kyoto-Protokoll geforderten Reduzierung des CO₂-Emissionsvolumens umgesetzt wird³.

Die *Systemgrenzen* der Modellierung stellen die dritte Szenariodimension dar. Hier wird zwischen einem national abgegrenzten Elektrizitätsversorgungssystem und einem durch einen offenen Stromaustausch in das internationale Versorgungssystem integrierte, nationale Teilsystem unterschieden.

³ Gefordert wird eine Reduzierung der mit der Strom- und Wärmebereitstellung verbundenen CO₂-Emissionen bezogen auf das Jahr 1990 um 18% bis 2005, 21% bis 2010, 25% bis 2015, 30% bis 2020, 36% bis 2025 und 43 % bis 2030.

Die Gegenüberstellung der resultierenden acht Szenarios gibt einen Überblick über die isolierten Auswirkungen der jeweils veränderten Rahmenbedingungen⁴ sowie bestehende Interdependenzen zwischen den unterschiedlichen Wirkzusammenhängen.

3.2 Energiewirtschaftliche und ökonomische Konsequenzen eines Kernenergieausstiegs

Voraussetzung für eine Beurteilung der Konsequenzen einer bestimmten politischen Maßnahme ist die Analyse einer Referenzentwicklung, bezüglich derer dann die Konsequenzen verschiedener Modifikationen in den Rahmenbedingungen untersucht werden können. Als Referenzentwicklung wird hier der Betrieb der Kernkraftwerke bis zum Ende ihrer technischen Nutzungsdauer ohne jegliche Emissionsminderungsverpflichtungen der Akteure betrachtet. Ein möglicher Stromaustausch mit den Nachbarstaaten wird zunächst unterbunden. Unter der Zielsetzung einer ausgabenminimalen Stromversorgung für Deutschland ergibt sich dann die in Abbildung 4 dargestellte Entwicklung der Stromproduktion.

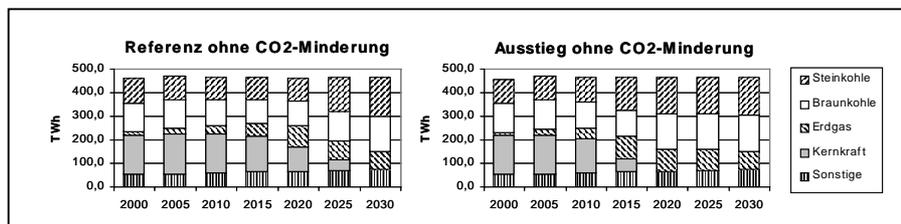


Abbildung 4
Entwicklung der Stromproduktion in einem national abgeschlossenen Versorgungssystem in Deutschland

Die Modellergebnisse zeigen zwischen 2000 und 2010 einen Anstieg der Stromproduktion in gas-befeuerten Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD). Diese Kraftwerke zeichnen sich durch niedrige, spezifische Investitionen aus und stellen beim gegenwärtigen Erdpreisniveau die dominierende Zubauoption in liberalisierten Märkten dar. Nach 2010 gehen die ersten Kernkraftwerke mit dem Ende ihrer technischen Nutzungsdauer vom Netz. Stein- und besonders Braunkohlekraftwerke über-

⁴ Neben den hier explizit genannten Rahmenannahmen bestimmen auch weitere Inputdaten entscheidend die Modellergebnisse (z.B. Energieträgerpreise, Stromnachfrageentwicklung). Diese Daten entsprechen weitgehend denen des zweiten FORUM-Modellexperiments, vgl. Enzensberger/Fichtner/Rentz (2000). Weitere verwendete Datenquellen sind u.a. UCPT (1997), NORDEL (1998), UNIPEDE (1999) und Prognos AG (2000).

nehmen nun verstärkt die Deckung der Grundlast, und ersetzen so die fehlenden Grundlastkapazitäten der Kernkraftwerke. GuD-Kraftwerke dienen aufgrund ihrer niedrigen Stromgestehungskosten neben der bisherigen Deckung der Spitzenlast zunehmend auch der Mittellastdeckung. Ihr Anteil an der Stromerzeugung erreicht 2020 knapp 20 %. Nach 2020 können die fehlenden Grundlastkapazitäten der abgeschalteten Kernkraftwerken nicht mehr allein durch die Verlagerung auf Kohlekraftwerke ersetzt werden, des weiteren wird in den Modellläufen ein im Zeitverlauf steigender Gaspreis unterstellt, sodass der relative Kostenvorteil der GuD-Kraftwerke an Bedeutung verliert. Als Konsequenz nimmt die Stromproduktion in Kohlekraftwerken stark zu, während die Stromproduktion auf Erdgasbasis leicht zurückgeht.

Unter Berücksichtigung einer verkürzten Nutzungsdauer der Kernkraftwerke zeigen sich Unterschiede gegenüber der skizzierten Referenzentwicklung. In den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums ist analog zur Referenzentwicklung zunächst ein leichter Anstieg in der Stromproduktion aus GuD-Kraftwerken zu beobachten. Mit dem Abschalten bedeutender Kernkraftwerkskapazitäten bereits nach 2010 werden die fehlenden Erzeugungskapazitäten dann jedoch durch Steinkohle- und gasbefeuerte GuD-Kraftwerke ersetzt. Nach 2015 übernehmen auch verstärkt neu errichtete Braunkohlekraftwerke die bis dahin von Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken gemeinsam versehene Grundlastdeckung. Nach 2020 bleibt die strukturelle Zusammensetzung der Stromerzeugung relativ stabil. Lediglich der Gasanteil an der Stromproduktion geht mit weiter steigendem Gaspreis etwas zurück. Die Erzeugungsstruktur im Jahr 2030 ähnelt wieder stark dem Referenzszenario.

Der Verzicht auf die Nutzung der bestehenden Kernkraftwerkskapazitäten bis ans Ende deren technischen Nutzungsdauer verursacht Mehrausgaben im betrachteten Versorgungssystem, die sich in erster Linie aus den zeitlich vorgezogenen Ersatzinvestitionen, den Differenzen in den Betriebs- und Leistungsausgaben verschiedener Kraftwerkstechnologien und Unterschieden im Preisniveau der verschiedenen Brennstoffe ergeben. Über den gesamten Betrachtungszeitraum kumuliert ergeben sich so Mehrausgaben in Höhe von ca. 55,4 Mrd. DM, bezogen auf die Stromproduktion bedeutet dies Mehrausgaben in Höhe von etwa 0,4 Pf/kWh.

3.3 Kernenergieverzicht und Klimaschutz

Stromerzeugungstechnologien sowie die jeweils genutzten Brennstoffe unterscheiden sich hinsichtlich der mit einer Stromerzeugung verbundenen, spezifischen Schadstoff- / Treibhausgasemissionen. Wird CO₂-freier Atomstrom durch in fossil-befeuerten Kapazitäten erzeugter Strom ersetzt, wie es im Fall des Kernenergieausstiegs zu beobachten ist, führt dies zunächst notwendigerweise zu einem Anstieg des CO₂-Emissionsvolumen (vgl. Abbildung 5). Während im Referenzfall ohne Minderungsziel aufgrund des Zubaus von GuD-Kraftwerken in der Mitte des Betrachtungszeitraums ein Rückgang der CO₂-Emissionen zu beobachten ist, ist im Ausstiegsfall

zum gleichen Zeitpunkt ein starker Anstieg der Emissionen, bedingt durch die Substitution des CO₂-freien Atomstroms zu verzeichnen. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums gleichen sich die Emissionsvolumina wieder einander an.

Eine Reduzierung der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung lässt sich neben effizienzsteigernden Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrads bestehender Anlagen in erster Linie durch Brennstoff- oder Technologiesubstitutionen erreichen.

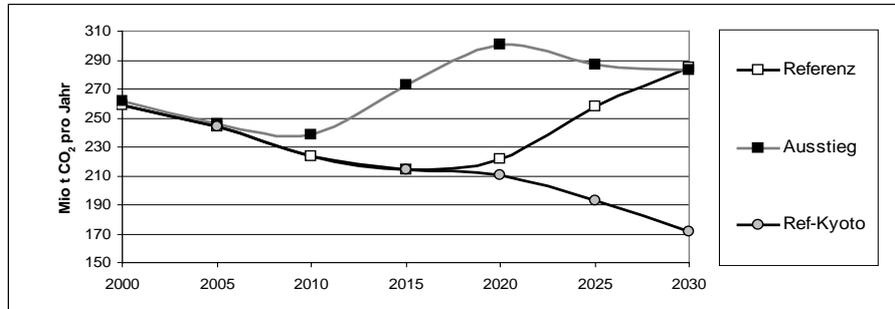


Abbildung 5

Entwicklung der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland

Wird das zulässige Emissionsvolumen im Modell auf die zulässige Menge gemäß dem Kyoto-Protokoll⁵ beschränkt (vgl. Abbildung 6), stellen nun emissionsarme, gasbefeuerte GuD-Kraftwerke die dominierende Technologie dar und sichern im Jahr 2030 ca. 60 % der Strombereitstellung. Kohlekraftwerke werden nur noch zur reinen Grundlastdeckung genutzt. Neben dem massiven Einsatz der GuD-Kraftwerke ist gegen Ende des Betrachtungszeitraums zudem ein verstärkter Einsatz von Windkraftkonvertern zu beobachten.

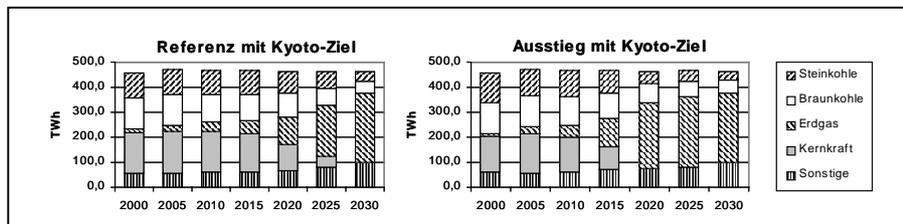


Abbildung 6

Stromproduktion bei Umsetzung des Kyoto-Ziels in der Stromerzeugung

⁵ Zur Bedeutung des Klimaschutzes in der Stromerzeugung vgl. Fichtner et al. (1999) und Rentz et al. (1998).

Im Falle eines Kyoto-Minderungsziels sind die strukturellen Veränderungen aufgrund eines vorzeitigen Ausstiegs aus der Kernenergie im Vergleich zu den Modellläufen ohne Minderungsziele gering. Die abgeschalteten Kernkraftwerkskapazitäten werden lediglich früher durch GuD-Kraftwerke ersetzt. Aufgrund des bis zum Ende des Betrachtungszeitraums stark gestiegenen Erdgaspreises erreichen die über den Betrachtungszeitraum kumulierten Mehrausgaben des Kernenergieausstiegs mit ca. 64,8 Mrd. DM jedoch ein höheren Wert, als dies in den Szenarios ohne CO₂-Minderungsziel der Fall war.

Alternativ zu den Mehrausgaben eines Kernenergieausstiegs lassen sich auch die Mehrausgaben zur Umsetzung des Kyoto-Ziels in Abhängigkeit der Kernkraftnutzung vergleichen. Diese belaufen sich im Falle einer Nutzung der Kernkraftwerke bis zum Ende derer technischen Nutzungsdauer auf ca. 8,8 Mrd. DM, im Ausstiegsfall erhöhen sich die Mehrausgaben zur Umsetzung des Kyoto-Minderungsziels in der Elektrizitätswirtschaft auf ca. 18,2 Mrd. DM, d.h. eine Nutzung der Kernkraftwerkskapazitäten über die volle technische Nutzungsdauer würde die Mehrausgaben einer Umsetzung des Kyoto-Protokolls in der Elektrizitätswirtschaft um ca. 9,4 Mrd. DM reduzieren.

3.4 Einfluss des internationalen Stromaustauschs auf die Modellergebnisse

In den oben dargestellten Szenarios wird das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem als ein abgeschlossenes System behandelt. Angesichts der Liberalisierung der europäischen Strommärkte ist dieser Ansatz jedoch kritisch zu hinterfragen. Die Versorgungsunternehmen befinden sich mittlerweile in freiem Wettbewerb untereinander. Da es sich bei Strom um ein homogenes Gut handelt, ist davon auszugehen, dass dieser Wettbewerb in erster Linie auf Ausgabenbasis entschieden werden wird. Eine grundlegende Veränderung der Erzeugungsstrukturen eines Landes beziehungsweise einer Gruppe von Versorgungsunternehmen, wie es der beschlossene Verzicht auf eine weitere Nutzung der Kernenergie darstellt, verändert jedoch auch die relativen Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Erzeugern.

Es ist daher zu prüfen wie sich ein vorzeitiges Ende der Kernkraftnutzung in Deutschland auf die Stromaustauschbeziehungen zwischen den innerdeutschen Regionen und den Anrainerstaaten auswirkt. Hierzu werden nun in einem zweiten Schritt die Übertragungsmöglichkeiten zu den jeweiligen Referenzenergiesysteme der Anrainerstaaten freigegeben.

In der Referenzentwicklung ist zunächst ein verstärkter Stromexport zu beobachten, der in bestehenden Überkapazitäten in Deutschland begründet ist. Mit dem sukzessiven Abschalten der Kernkraftwerke nach Ablauf deren technischen Nutzungsdauer fallen dann aber in Deutschland Erzeugungskapazitäten mit besonders geringen variablen Kosten weg, wodurch sich die relativen, durchschnittlichen Stromge-

stehungskosten im Vergleich zu den Nachbarstaaten erhöhen. Exportierten die deutschen Versorgungsunternehmen bis dahin noch einen Teil ihrer Stromproduktion, entwickelt sich Deutschland ab 2020 zum Nettoimporteur. Abweichend von der Referenzentwicklung im national abgeschlossenen System ist im Falle eines internationalen Stromaustauschs gegen Ende des Betrachtungszeitraums ein deutlich geringerer Gasanteil in der Stromerzeugung zu beobachten. Dieser Effekt erklärt sich aus den unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen der verschiedenen Ländern. Unter Ausgabengesichtspunkten ist es damit günstiger, in Deutschland Strom auf Kohlebasis (besonders Braunkohle) zur Grund- und Mittellastdeckung zu erzeugen, einen Teil dieses Stroms in Schwachlastzeiten zu exportieren und im Gegenzug Spitzenlaststrom zu einem großen Teil aus den Nachbarländern zu beziehen (z. B. aus Speicherkraftwerken der Alpenregionen). Übertragungsverluste, beschränkte Übertragungskapazitäten und Erfordernisse der Systemstabilität machen jedoch auch hier weiterhin einen Mindestanteil der Gaskraftwerke zur Spitzenlastdeckung erforderlich.

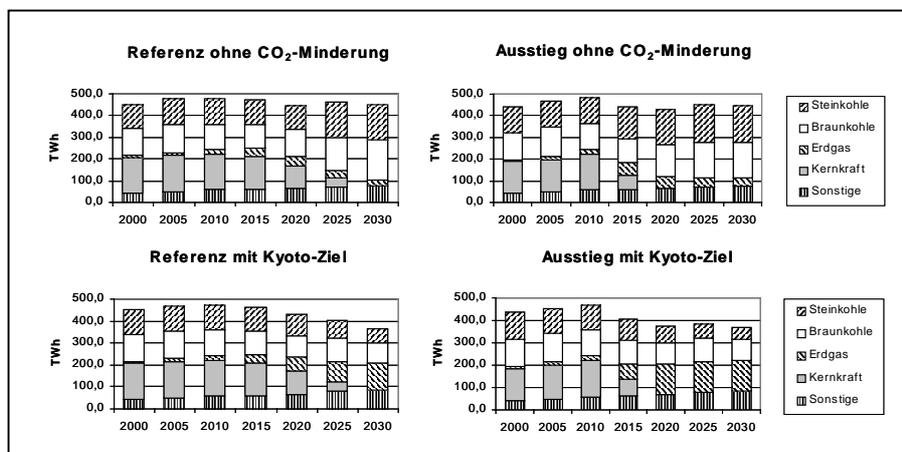


Abbildung 7

Stromproduktion in einem international gekoppelten Versorgungssystem

Im Falle eines vorzeitigen Kernenergieausstiegs ist zunächst ein ähnlicher Trend wie im Referenzfall zu beobachten. Der relativ abrupte Wegfall der Kernkraftwerkskapazitäten nach 2010 (der Anstieg der KKW-Produktion im Jahre 2010 ist in einer höheren Auslastung der Anlagen vor deren Stilllegung begründet) führt wiederum zu einem Nettostromimport nach Deutschland. Zugleich übernehmen hier aber auch neu

errichtete GuD-Anlagen einen Teil der Versorgung⁶. Die 2015 noch verbliebene Stromproduktion in Kernkraftwerken wird in den Folgejahren mit dem Abschalten auch der letzten Anlagen in erster Linie von Braunkohlekraftwerken übernommen.

Die Möglichkeit eines internationalen Stromhandels gestaltet die modelltechnische Umsetzung und methodische Bewertung nationaler Emissionsminderungsziele in der Stromerzeugung gegenwärtig noch relativ kompliziert, da hierfür wichtige Annahmen bezüglich der Verrechnung der mit der jeweiligen Strommenge importierten bzw. exportierten Menge von CO₂-Emissionsrechten fehlen. Im Folgenden wird daher in einem Gedankenexperiment zunächst davon ausgegangen, dass das Kyoto-Minderungsziel nur in Deutschland zu erfüllen ist.

Die Entwicklung der Stromproduktion unter Berücksichtigung des Kyoto-Minderungsziels verläuft in den ersten Jahren des Betrachtungszeitraums analog zur Entwicklung ohne ein solches Minderungsziel. Erst mit dem Abschalten der Kernkraftwerke und der damit verbundenen Veränderungen in den durchschnittlichen CO₂-Emissionen sowie den sich im Zeitverlauf verschärfenden Minderungsvorgaben treten deutliche Veränderungen auf. So ist sowohl in der Referenzentwicklung (Betrieb der Kernkraftwerke bis ans Ende deren technischen Nutzungsdauer) als auch im Ausstiegsfall in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums ein signifikanter Rückgang der Stromproduktion zu beobachten. Während im national abgeschlossenen System die Einhaltung der Minderungsvorgaben den massiven Zubau gasbefeuerter GuD-Anlagen erforderte, wird hier nun diese ausgabenintensive Maßnahme durch Stromimporte, deren CO₂-Emissionen in den Herkunftsländern in der deutschen CO₂-Bilanz zunächst nicht erfasst werden, ersetzt. Im Vergleich zu den Modellergebnisse aus den nationalen Kyoto-Szenarios können kohlebefeuerte Kraftwerke so unter Ausnutzung des zulässigen Emissionsvolumens in deutlich größerem Umfang weitergenutzt werden.

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass der Stromaustausch zwischen den Regionen weiter von den Ausgabendifferenzen zwischen den verschiedenen, nationalen Teilsysteme bestimmt wird, diese jedoch stark von den jeweiligen Minderungsvorgaben abhängen. Da noch unklar ist, wie die Minderungsvorgaben in den einzelnen Ländern auf den Stromsektor umgelegt werden, sind hierzu gegenwärtig noch keine Prognosen möglich. Diese sind Gegenstand laufender und zukünftiger Arbeiten.

4 Zusammenfassung

Der von der Bundesregierung beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie beeinflusst gemeinsam mit der Liberalisierung der europäischen Strommärkte und der ge-

⁶ Im Referenzfall nicht gegeben, da aufgrund des späteren Kernenergieausstiegs und des bis dahin weiter gestiegenen Gaspreises, der Import von Spitzenlaststrom günstiger ist als die Stromerzeugung in neu errichteten GuD-Kraftwerken.

genwärtigen Diskussion über die Umsetzung der Kyoto-Klimaschutzziele maßgeblich die zukünftige Entwicklung des deutschen Elektrizitätsversorgungssystems. Ziel der Untersuchung ist es, die ökonomischen und ökologischen Konsequenzen des Kernenergieausstiegs unter alternativen Rahmenannahmen zu analysieren. Unter Einsatz des Energie- und Stoffflussmodells PERSEUS-ICE wird eine Szenarioanalyse durchgeführt, in der zum einen die strukturelle Entwicklung der Stromversorgung hinsichtlich installierter Kapazitäten und der zur Stromproduktion genutzten Energieträger zum anderen die Entwicklung der damit verbundenen Ausgaben und Schadstoffemissionen untersucht werden. Zudem wird die Entwicklung der Import-Exportsalden zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten erfasst.

Aufgrund des vorzeitigen Kernenergieausstiegs ergeben sich aus den Modellrechnungen Mehrausgaben in Höhe von ca. 55,4 Mrd. DM (kumuliert über den Zeitraum von 2000 – 2030). Der Verzicht auf eine Nutzung der Kernkraftwerke bis zum Ende derer technischen Nutzungsdauer erhöht auch die zur Erreichung der Kyoto-CO₂-Minderungszielen im Stromsektor notwendigen Ausgaben um weitere 9,4 Mrd. DM. Die neuen Marktstrukturen liberalisierter Strommärkte fördern den internationalen Stromaustausch. Als Konsequenz der Marktöffnung ist mittelfristig ein Rückgang der Stromexporte zu erwarten. Schwerpunkt der inländischen Stromproduktion ist gegen Ende des Betrachtungszeitraums (bis 2030) die Produktion auf Kohlenbasis zur Grund- und Mittellastdeckung während Spitzenlaststrom zum Teil aus den Nachbarländern bezogen wird (z.B. aus Speicherkraftwerken im Alpenraum). Zusätzlich kommen auch im Inland verstärkt neu errichtete, gas-befeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD) zum Einsatz.

Literaturverzeichnis

- Enzensberger, N., Fichtner, W., Rentz, O. (voraussichtlich Ende 2000): PERSEUS-ICE, in: FEES (Hrsg.): Effekte und Wirkungen eines sofortigen oder schrittweisen Verzichts auf Strom aus Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland, Heidelberg
- Fichtner, W., Dreher, M., Göbelt, M., Wietschel, M., Rentz, O. (1999): PERSEUS, in: FEES (Hrsg.): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland: strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Sicht, Heidelberg.
- NORDEL (1998): Statistics 1998, <http://www.nordel.org>
- Prognos AG (Hrsg.) (2000): Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt (Energierport III), Stuttgart
- Rentz, O., Wietschel, M., Ardone, A., Fichtner, W., Göbelt, M. (1998): Zur Effizienz einer länderübergreifenden Zusammenarbeit bei der Klimavorsorge, Endbericht eines Forschungsvorhabens im Auftrag der VW-Stiftung, Karlsruhe: IIP
- UCPTE (1997): Statistisches Jahrbuch UCPTE, <http://www.ucte.org>
- UNIPEDA (1999): EURPROG '99: Programmes and prospects of the European electricity sector (1980-1997, 2000-2020), Brüssel.