



Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland

Gutachten des

Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) und der
Energy Environment Forecast Analysis GmbH, Berlin (EEFA)

Köln, Berlin, Oktober 2005

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Albertus-Magnus-Platz

50923 Köln

Tel.: 0049-(0)221- 470 2258

<http://www.ewi.uni-koeln.de>

Energy Environment Forecast Analysis GmbH (EEFA)

Maybachufer 46

12045 Berlin

Tel.: 0049 – (0)30 - 62 90 04 76

<http://www.eefa.de/>

EWI:

PD Dr. Dietmar Lindenberger (Projektleitung)

Dipl.-Volksw. Ralf Wissen

Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Bartels

EEFA:

Dipl.-Volksw. Bernhard Hillebrand

Dipl.-Volksw. Hans Georg Buttermann

Auftraggeber: Bundesverband der deutschen Industrie e.V. (BDI)

Inhalt

ZUSAMMENFASSUNG	1
Hintergrund und Aufbau der Studie	5
1 Definition der Szenarien und Rahmenannahmen	7
1.1 Laufzeit der Kernkraftwerke gemäß bestehender Regelung (Basisszenario)	7
1.2 Laufzeit 40 Kalenderjahre (Szenario LZ 40).....	9
1.3 Laufzeit 60 Kalenderjahre (Szenario LZ 60).....	9
1.4 Energiewirtschaftliche und klimapolitische Rahmenbedingungen.....	10
1.5 Gesamtwirtschaftliche und sektorale Rahmenbedingungen	15
2 Folgewirkungen in der Elektrizitätswirtschaft	18
2.1 Entwicklung der installierten Kapazitäten.....	18
2.2 Entwicklung der Stromerzeugung	23
2.3 Entwicklung des Brennstoffverbrauchs in der Stromerzeugung	26
2.4 CO ₂ -Emissionen in der deutschen Stromerzeugung.....	30
2.5 Kosteneinsparungen in der Stromerzeugung.....	32
2.6 Erzeugerpreise für Strom.....	35
2.7 Ergebnisauswirkung in der Elektrizitätswirtschaft.....	37
3 Sektorale und gesamtwirtschaftliche Wirkungen	38
3.1 Vorbemerkungen.....	38
3.2 Die unmittelbaren Kosten- und Nachfrageeffekte	39
3.3 Die Kosteneffekte für die stromintensiven Produktionsprozesse	42
3.4 Die Kosteneffekte in den übrigen Sektoren des verarbeitenden Gewerbes	46
3.5 Die Kosteneffekte in den übrigen Bereichen.....	48
3.6 Sektorale Produktions- und Beschäftigungseffekte.....	50
3.7 Gesamtwirtschaftliche Wirkungen	55
4 Primärenergiebilanz und CO₂-Emissionen	58
Fazit	62
Anhang 1: Modelle zur Prognose der Entwicklung der Elektrizitätserzeugung	67
Anhang 2: Modelle zur Analyse der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen	88
Anhang 3: Daten zu den Abbildungen	98

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung der installierten Kapazität im Basisszenario, 2010 bis 2030	18
Abbildung 2:	Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Basisszenario, 2010 bis 2030.....	23
Abbildung 3:	Entwicklung des Brennstoffverbrauchs konventioneller Kraftwerke im Basisszenario, 2010 bis 2030	27
Abbildung 4:	CO ₂ -Emissionen konventioneller Kraftwerke in Deutschland, Basisszenario, 2010 bis 2030	30
Abbildung 5:	Spezifische Kosteneinsparungen je zusätzlich erzeugter MWh Kernenergiestrom in den Szenarien LZ 40 und LZ 60 gegenüber Basisszenario, 2010 bis 2030.....	35
Abbildung 6:	Entwicklung der mengengewichteten Strompreise auf dem Großhandelsmarkt, 2010 bis 2030.	36
Abbildung 7:	Nominale Stromkosteneffekte 2010 bis 2030 – Abweichungen gegenüber dem Basisszenario..	40
Abbildung 8:	Reale Nachfrageeffekte der längeren Laufzeiten, 2010 bis 2030 – Abweichungen gegenüber dem Basisszenario	41
Abbildung 9:	Regionale Modellstruktur	68
Abbildung 10:	Struktur des GEMS-Modells	72
Abbildung 11:	Saisonale, wöchentliche und tägliche Lastschwankungen (Beispiel).....	73
Abbildung 12:	Approximation der stündlichen, monatlichen Last (Beispiel)	74
Abbildung 13:	Residuale Last in Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung	76
Abbildung 14:	Schematische Darstellung der residualen Modelllast des GEMS-Modells für einen Werktag im Sommer	77
Abbildung 15:	Saisonale Höchstlast	77
Abbildung 16:	Notwendige, verfügbare Leistung der Kraftwerke zur Deckung der saisonalen Höchstlast (Beispiel)	78
Abbildung 17:	Notwendige Regelleistungsvorhaltung (Beispiel)	79
Abbildung 18:	Wahrscheinlichkeiten des Regelernergieabrufs (Beispiel).....	80
Abbildung 19:	Installierte und verfügbare Kraftwerkskapazitäten	83
Abbildung 20:	Betriebszustände und Einsatzweise von planmäßig verfügbaren Kraftwerken	84
Abbildung 21:	Betriebszustände und Einsatzweise von Pumpspeicherkraftwerken.....	87

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Technische Daten, verbleibende Reststrommengen und Stilllegungen von Kernkraftwerken im Basisszenario	8
Tabelle 2:	Entwicklung der Netto-Erzeugungskapazitäten der Kernkraftwerke im Basisszenario, 2005 bis 2030	8
Tabelle 3:	Entwicklung der Netto-Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke im Szenario LZ 40, 2005 bis 2030	9
Tabelle 4:	Entwicklung der Netto-Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke im Szenario LZ 60, 2005 bis 2030	9
Tabelle 5:	Entwicklung der CO ₂ -Preise, 2010 bis 2030	12
Tabelle 6:	Entwicklung des jährlichen Netto-Stromverbrauchs, 2010 bis 2030	12
Tabelle 7:	Entwicklung der Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2010 bis 2030	13
Tabelle 8:	Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk, 2010 bis 2030	14
Tabelle 9:	Ökonomische Parameter der Kernkraftwerke	14
Tabelle 10:	Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2010 bis 2030	17
Tabelle 11:	Unterschiede im Kapazitätszubau konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010-2030	20
Tabelle 12:	Unterschiede in den installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010-2030	21
Tabelle 13:	Unterschiede im Kapazitätszubau konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030	22
Tabelle 14:	Unterschiede in den installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030	22
Tabelle 15:	Unterschiede in der Stromerzeugung zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010 bis 2030	24
Tabelle 16:	Unterschied der Stromerzeugung nach Technologien zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030	26
Tabelle 17:	Unterschiede im Brennstoffverbrauch konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010 bis 2030	28
Tabelle 18:	Unterschiede im Brennstoffverbrauch konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030	29
Tabelle 19:	Relative Einsparungen an Erdgasimporten im Szenario LZ 40 bezogen auf Basisszenario, 2010 bis 2030	29
Tabelle 20:	Unterschiede in den CO ₂ -Emissionen zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010 bis 2030	31
Tabelle 21:	Unterschiede in den CO ₂ -Emissionen zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030	32
Tabelle 22:	Kosteneinsparungen im Szenario LZ 40 gegenüber Basisszenario, 2010-2030	33
Tabelle 23:	Jährliche Kosteneinsparungen im Szenario LZ 60 gegenüber Basisszenario, 2010 bis 2030	34
Tabelle 24:	Bedeutung der Stromkosten im Verarbeitenden Gewerbe, 2001	43
Tabelle 25:	Stromkosten und Herstellungskosten ausgewählter Produkte, 2002	44
Tabelle 26:	Kosteneffekte bei energieintensiven Prozessen; Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030	45
Tabelle 27:	Kosteneffekte im Verarbeitenden Gewerbe, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030	47
Tabelle 28:	Kosteneffekte in den Dienstleistungssektoren und bei den privaten Haushalten, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030	49
Tabelle 29:	Reale Produktionseffekte der Laufzeitverlängerungen in Mio. €, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030	51

Tabelle 30:	Beschäftigungseffekte in Kraftwerken in Personen, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030.....	53
Tabelle 31:	Beschäftigungseffekte der Laufzeitverlängerungen in Personen, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030.....	54
Tabelle 32:	Gesamtwirtschaftliche Effekte der Laufzeitverlängerung, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in %, 2010 bis 2030.....	55
Tabelle 33:	Staatliche Budgeteffekte der Laufzeitverlängerung, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in Mio. €, 2010 bis 2030.....	57
Tabelle 34:	Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in PJ, 2010 bis 2030.....	59
Tabelle 35:	Der Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in PJ, 2010 bis 2030.....	60
Tabelle 36:	Bilanz der CO ₂ -Emissionen, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in Mio. t, 2010 bis 2030.....	61
Tabelle 37:	Unterscheidung der Erzeugungstechnologien im CEEM-Modell.....	69
Tabelle 38:	Wichtige Inputs und Outputs im CEEM-Modell.....	70
Tabelle 39:	Dauer eines Lastniveaus in Stunden pro Jahr.....	76
Tabelle 40:	Technische Parameter heutiger und zukünftiger Kraftwerke.....	82
Tabelle 41:	Kostenarten von thermischen Kraftwerken.....	85
Tabelle 42:	Entwicklung der installierten Kapazität nach Technologien im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 1).....	98
Tabelle 43:	Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 2).....	98
Tabelle 44:	Entwicklung des Brennstoffverbrauchs der konventionellen Kraftwerke im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 3).....	99
Tabelle 45:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 4).....	99
Tabelle 46:	Entwicklung der mengengewichteten Strompreise auf dem Großhandelsmarkt, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 6).....	100
Tabelle 47:	Reale und nominale Kosteneffekte der Laufzeitvariationen in Mio. €; 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 7).....	100
Tabelle 48:	Reale Nachfrageeffekte der Laufzeitvariationen in Mio. €, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 8).....	101

ZUSAMMENFASSUNG

Durch die Atomgesetznovelle 2002 (Ausstiegsgesetz) wurde die Stromerzeugung auf Basis Kernenergie in Deutschland beschränkt. Die Beschränkung basiert auf einer Regellaufzeit der Kernkraftwerke von 32 Kalenderjahren. Diese Beschränkung bewirkt, dass die deutsche Volkswirtschaft für den Bau und Betrieb alternativer Kraftwerke Mittel aufzubringen hat, die ohne Laufzeitbeschränkung für anderweitige (investive oder konsumptive) Zwecke zur Verfügung stünden.

Eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 40 Jahren liegt innerhalb der technischen Nutzungsdauer der Anlagen und würde ein Brachliegenlassen vorhandenen Produktivkapitals vermeiden. Eine Laufzeit von 60 Jahren ist aufgrund moderater Nachrüstkosten wirtschaftlich nahe liegend und wird derzeit z.B. in Frankreich und Japan erwogen und in den USA bereits teilweise umgesetzt.

Die vorliegende Studie analysiert und quantifiziert die energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Auswirkungen, die sich aus einer Lockerung der Produktionsbeschränkung bestehender Kernkraftwerke in Deutschland ergäben. Dazu werden zwei Szenarien mit Laufzeiten der Kernkraftwerke von 40 und 60 Kalenderjahren im Vergleich zur bestehenden Regelung mit Laufzeitbeschränkung (Basisszenario) untersucht. Alle Auswirkungen längerer Laufzeiten werden als Änderungen der jeweiligen Größen gegenüber dem Basisszenario dargestellt.

Im Einzelnen untersucht werden die Auswirkungen längerer Laufzeiten der Kernkraftwerke auf die Entwicklung des Kraftwerksparks, der Stromerzeugung, des Brennstoffverbrauchs und der Brennstoffimporte, der CO₂-Emissionen, Kosten der Stromerzeugung und Strompreise sowie sektorale und gesamtwirtschaftliche Produktions- und Beschäftigungseffekte.

Kraftwerkspark und Stromerzeugung

Durch eine Ausdehnung der Nutzungsdauer der Kernkraftwerke in Deutschland von rd. 32 Kalenderjahren (Basisszenario) auf 40 Kalenderjahre wird in den kommenden 10 Jahren anstehender Zubau von Grundlastkapazität auf Basis Braunkohle um 5 bis 10 Jahre aufgeschoben. In der Folge geht die Braunkohlenverstromung gegenüber dem Basisszenario vorübergehend um bis zu 10% zurück.

Hauptsächlich geht die vermehrte Kernenergiestromerzeugung gegenüber dem Basisszenario zulasten des Erdgases: Bis 2020 werden rd. 8 GW Erdgas-Kapazität weniger zugebaut als im Basisszenario. Bis 2020 werden bis zu 50 TWh pro Jahr weniger Strom aus Erdgas erzeugt als im Basisszenario.

Die vermehrte Kernenergieverstromung führt im Rahmen des europäischen Emissionshandels gegenüber dem Basisszenario zu einer Entlastung der CO₂-Zertifikatspreise, wodurch Steinkohlekraftwerke in der Mittellast gegenüber Gaskraftwerken im Vergleich zum Basisszenario relativ stärker entlastet werden.

Durch längere Laufzeiten der KKW von 60 Kalenderjahren bleibt die gesamte heute installierte Kernkraftwerkskapazität von rd. 20 GW bis nach 2030 am Netz. Dadurch werden bis zu

4 GW Braunkohlekraftwerke weniger benötigt als im Basisszenario. Die Stromerzeugung aus Braunkohle liegt um bis zu 18% niedriger als im Basisszenario.

Insgesamt werden im Szenario mit einer Laufzeit von 60 Jahren bis 2030 rd. 24 GW Erdgas befeuerte Kraftwerkskapazitäten weniger zugebaut als im Basisszenario. Die Stromerzeugung aus Erdgas liegt in 2030 um mehr als 110 TWh niedriger als im Basisszenario.

Die durch längere Laufzeiten der KKW von 60 Jahren vermehrte Kernenergiestromerzeugung führt zu einer Entlastung der CO₂-Preise - nach 2010 stärker als im Szenario LZ 40 -, wodurch Steinkohlenverstromung gegenüber Erdgasverstromerzeugung relativ stärker entlastet wird.

Brennstoffverbrauch und -importe

Durch längere Laufzeiten der Kernkraftwerke wird gegenüber Basisszenario hauptsächlich der Brennstoff Erdgas eingespart, wodurch weniger Erdgas importiert werden muss.

Infolge einer längeren Laufzeit der KKW von 40 Kalenderjahren werden gegenüber Basisszenario Erdgasimporte von bis zu 70 TWh pro Jahr oder 9% des gesamten deutschen Erdgasimports (in 2020) eingespart.

Durch längere Laufzeiten der KKW von 60 Kalenderjahren werden gegenüber dem Basisszenario bis zu rd. 170 TWh Erdgasimporte pro Jahr oder 22% des gesamten Erdgasimports (in 2025) eingespart.

Kosten der Stromerzeugung

Die angeführten Auswirkungen längerer Laufzeiten von Kernkraftwerken schlagen sich gegenüber dem Basisszenario in verminderten Kosten der Stromerzeugung nieder, wodurch in der Volkswirtschaft Mittel für anderweitige Zwecke freigesetzt werden.

Durch längere Laufzeiten der Kernkraftwerke von 40 Kalenderjahren werden gegenüber dem Basisszenario zunächst in zunehmendem Maße Stromerzeugungskosten vermieden: die vermiedenen Kosten steigen auf 1,3 Mrd. €₂₀₀₀ pro Jahr (in 2020) an und gehen in der Folge wieder zurück. Ab 2030 gleichen sich die Erzeugungskosten wieder denen des Basisszenarios an.

Durch längere Laufzeiten der Kernkraftwerke von 60 Kalenderjahren werden gegenüber dem Basisszenario bis zum Jahr 2030 in zunehmendem Maße Stromerzeugungskosten vermieden. Die vermiedenen Kosten steigen bis auf 2,9 Mrd. €₂₀₀₀ in 2030 an. Dabei berücksichtigt sind bereits zusätzliche Kosten für Nachrüstungen der Reaktoren in Höhe von 500 €/kW.

Strompreise

Unter der Annahme einer an den langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung orientierten Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt führen längere Laufzeiten der KKW von 40 Kalenderjahren gegenüber dem Basisszenario zu einer Absenkung der Strompreise um bis zu 11 Prozent (in 2020 von 43 €₂₀₀₀/MWh im Basisszenario auf 39 €₂₀₀₀/MWh bei einer Laufzeit von 40 Jahren).

Längere Laufzeiten der KKW von 60 Kalenderjahren führen gegenüber dem Basisszenario zu einer Absenkung der Strompreise um bis zu 24% (in 2030 von 44 €/2000/MWh im Basisszenario auf 35 €/2000/MWh bei einer Laufzeit von 60 Jahren).

Längere Laufzeiten der KKW führen gegenüber dem Basisszenario sowohl zu Kostenentlastungen als auch zu Strompreisminderungen und damit Erlösminderungen. Im Saldo ergeben sich für die deutsche Elektrizitätswirtschaft keine signifikanten Ergebnissteigerungen.

Produktion

Der verringerte Anstieg der CO₂- und Strompreise hat bei einer auf 40 Kalenderjahre verlängerten Nutzung der Kernkraftwerke Wettbewerbs- und Einkommenseffekte, die sich in einem zusätzlichen Produktionswachstum von real bis zu 1,5 Mrd. €₂₀₀₀ in 2020 niederschlagen. Den höchsten Zuwachs erzielen dabei das produzierende Gewerbe und die Dienstleistungssektoren. Mit der Annäherung der CO₂- und Strompreise an das Basisszenario verringern sich die realen Produktionseffekte und nähern sich gegen 2030 wieder dem Niveau des Basisszenarios an.

Dieser zyklische Verlauf kann bei einer Nutzung der KKW bis zu 60 Kalenderjahren zumindest bis 2030 vermieden werden. Der Kosten- und Preisimpuls ist deutlich stärker und hat zur Folge, dass im Vergleich zur gegenwärtigen Laufzeit von ca. 32 Jahren die Produktion kontinuierlich ansteigt und am Ende des Untersuchungszeitraumes um real 4,6 Mrd. €₂₀₀₀ über dem Basisszenario liegt.

Beschäftigung

Mit der Zunahme der sektoralen Produktion werden entsprechende Beschäftigungsgewinne erzielt. Für den Fall einer Nutzungsdauer der KKW von 40 Kalenderjahren nimmt die Beschäftigung bis zum Jahr 2020 nicht nur in der Energieversorgung, sondern in allen Bereichen der gewerblichen Wirtschaft im Vergleich zum Basisszenario um knapp 17.400 Stellen zu. Die vermiedenen Freisetzungen in den noch betriebenen Kernkraftwerken (in 2020 knapp 2.600 Personen) machen dabei nur einen geringen Teil aus.

Bei einer Gesamtnutzungsdauer der KKW von 60 Kalenderjahren kann zunächst der Personalbestand in den bis 2030 unverändert weiter betriebenen Kernkraftwerken aufrechterhalten werden, so dass allein dadurch der Abbau von rund 6.300 Arbeitsplätzen vermieden wird. Diesem Gewinn sind zwar die Arbeitsplatzverluste gegenzurechnen, die durch die längere Nutzung der Kernenergie in den ansonsten notwendigen Ersatzanlagen entstanden wären. Per Saldo überwiegt jedoch der positive Effekt, so dass allein in der Elektrizitätswirtschaft bis 2030 etwa 4.500 Arbeitsplätze erhalten werden können. Eine vergleichbar positive Beschäftigungsbilanz weist das produzierende Gewerbe auf. Bis zum Jahr 2030 sind in diesen im internationalen Wettbewerb stehenden Sektoren rund 14.400 Arbeitsplätze mehr vorhanden als im Basisszenario. Über alle Sektoren addiert erreicht der Beschäftigungseffekt gegenüber dem Basisszenario knapp 42.000 Personen.

CO₂-Emissionen

Durch eine bis auf 40 Kalenderjahre ausgedehnte Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke verringern sich die CO₂-Emissionen in der Elektrizitätserzeugung gegenüber dem Basisszena-

rio jährlich um bis zu 18 Mio. t CO₂ (in 2015). Die positiven Produktionseffekte und das höhere verfügbare Einkommen der privaten Haushalte verursachen einen leichten Anstieg, so dass per Saldo gegenüber dem Basisszenario bis zu 16 Mio. t CO₂ (in 2015) eingespart werden können.

Bei einer Nutzungsdauer der Kernkraftwerke von 60 Kalenderjahren ergeben sich in der Elektrizitätserzeugung gegenüber dem Basisszenario Emissionseinsparungen, die bis 2030 auf jährlich rd. 50 Mio. t CO₂ oder rd. 20% der gesamten deutschen Kraftwerksemissionen ansteigen. Dem steht infolge der gestiegenen Realeinkommen und des höheren Produktionswachstums eine Zunahme der CO₂-Emissionen von bis zu knapp 10 Mio. t in den übrigen Verbrauchsbereichen gegenüber. Über alle Emittenten gerechnet, können gegenüber dem Basisszenario im Maximum (in 2020) 45 Mio. t CO₂ Emissionen vermieden werden.

Hintergrund und Aufbau der Studie

Am 27. April 2002 trat das „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ (Ausstiegsgesetz) in Kraft. Danach ist der Bau neuer Kernkraftwerke in Deutschland nicht mehr zulässig und die Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen auf eine Reststrommenge (2.623 TWh ab dem 1.1.2000) beschränkt.

Seit Verabschiedung des Gesetzes haben sich die Rahmenbedingungen der Energieversorgung in Europa weiter entwickelt. Die EU-weite Vernetzung der Energiesysteme wird mit dem Ziel eines Binnenmarkts für Elektrizität vorangetrieben. Mit dem europäischen Zertifikatehandel ist zum 1.1.2005 ein neues Länder übergreifendes Instrument zur Verwirklichung klimapolitischer Ziele implementiert worden, welches sich über den CO₂-Zertifikatspreis europaweit auf die Fahrweise von Kraftwerken und Kraftwerksinvestitionen auswirkt.

Auf nationaler Ebene ist zu berücksichtigen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie zu einem zusätzlichen Ersatzbedarf von mehr als 20.000 Megawatt Kraftwerksleistung führt, der sich zusammen mit dem ohnehin anstehenden Ersatz alter Anlagen auf Basis Stein- und Braunkohle in den kommenden 15-20 Jahren auf rund 40.000 Megawatt kumuliert. Eine längere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke würde Kraftwerkszubauten über einen längeren Zeitraum verteilen und Kraftwerksinvestitionen einsparen. Dadurch würden in der deutschen Volkswirtschaft Mittel freigesetzt, die anderweitigen Investitionen oder dem Konsum zugute kämen.

Damit ist angedeutet, dass sich längere Laufzeiten von Kernkraftwerken nicht nur elektrizitätswirtschaftlich (auf Kraftwerksbau, Stromerzeugung, Brennstoffverbrauch, Kosten und Preise der Stromversorgung) sowie umweltseitig (Emissionen), sondern auch auf die übrige Volkswirtschaft auswirken: Veränderungen im Kraftwerkszubau beeinflussen die Investitionsnachfrage und pflanzen sich über die Vorleistungsverflechtung des Produktionssektors durch die gesamte Wirtschaft. Ähnliches gilt für veränderte Strompreise, die Industrie, Handel, Dienstleistungen, Gewerbe und Haushaltskunden belasten oder entlasten können und somit ebenfalls sektorale und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen auf Produktion und Beschäftigung haben.

Längere Laufzeiten von Kernkraftwerken und generell die Nutzung der Kernenergie berühren auch grundlegende gesellschaftliche Wertvorstellungen, die insbesondere von individuellen Risikoeinschätzungen abhängen. Da diese teilweise nur unter strittigen Annahmesetzungen quantifizierbar sind, werden sie hier nicht behandelt. Insoweit kann eine generelle Handlungsempfehlung für oder gegen eine Kernenergienutzung aus der vorliegenden Studie nicht abgeleitet werden.

Im Folgenden werden die elektrizitätswirtschaftlichen, klimaschutzbezogenen, sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen längerer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland untersucht. Die Auswirkungen längerer Laufzeiten werden anhand dreier Szenarien bis 2030 quantifiziert: ein Basisszenario mit Kernenergienutzung gemäß Ausstiegsgesetz und zwei Szenarien mit einer Laufzeit der Kernkraftwerke von 40 bzw. 60 Kalenderjahren.

Zur Quantifizierung der ökonomischen Auswirkungen längerer Laufzeiten von KKW wird auf zwei Modellansätze zurückgegriffen, die über geeignete Schnittstellen miteinander verzahnt werden: die am Energiewirtschaftlichen Institut entwickelten Modelle des europäischen Strommarkts und ein integriertes sektorales Strukturmodell, das auf Vorarbeiten an der Bergischen Universität Wuppertal aufbaut¹ und für die vorliegende Fragestellung durch das EEFA-Institut weiter entwickelt wurde. Modelldokumentationen befinden sich im Anhang.

Die Untersuchung gliedert sich in vier Abschnitte. Zunächst werden die betrachteten Szenarien samt der zugrunde gelegten elektrizitätswirtschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Rahmenannahmen definiert und erläutert (Abschnitt 1). Daraufhin werden die elektrizitätswirtschaftlichen Auswirkungen längerer Laufzeiten von Kernkraftwerken analysiert (Abschnitt 2). Die sich durch Investitions- und Preisimpulse ergebenden sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der längerer Laufzeiten werden in Abschnitt 3 untersucht. Die resultierenden Primärenergiebilanzen und Emissionsbilanzen enthält Abschnitt 4.

¹ BUTTERMANN, H.G., B. HILLEBRAND, E. HÖDL und M. OBERSTRASS (1992), Ein integriertes makroökonomisches Input-Output-Modell für die Bundesrepublik Deutschland. Modellkonzeption und Simulationsexperimente. *Arbeitspapiere des Fachbereichs Wirtschaftswissenschaft der Bergischen Universität – Gesamthochschule Wuppertal*, Wuppertal, sowie M. OBERSTRASS (1999), Ein makroökonomisches Modell zur Abbildung des Zusammenhangs von Strukturwandel und Umweltbelastung, Berlin, Verlag für Wissenschaft und Forschung.

1 Definition der Szenarien und Rahmenannahmen

Zur Untersuchung der ökonomischen Auswirkungen längerer Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke werden drei Szenarien untersucht: i) ein Szenario mit Kernenergieausstieg gemäß bestehender Regelung (Basisszenario), ii) ein Szenario mit einer Laufzeit der KKW von 40 Kalenderjahren (Szenario LZ 40) und iii) ein Szenario mit einer Laufzeit von 60 Kalenderjahren (Szenario LZ 60).

1.1 Laufzeit der Kernkraftwerke gemäß bestehender Regelung (Basisszenario)

Gemäß Atomgesetznovelle vom April 2002 ist die Stromerzeugung deutscher Kernkraftwerke ab dem 01.01.2000 auf kumuliert 2.623,13 TWh begrenzt. Diese Gesamtmenge wird auf die einzelnen Reaktoren verteilt, wobei eine Übertragung prinzipiell möglich ist.

Ob und gegebenenfalls in welchem Umfang Elektrizitätsmengen übertragen werden, ist aus heutiger Sicht schwer abzuschätzen. Für das Basisszenario wurden die Zeitpunkte der Stilllegung der einzelnen KKW – ausgehend von den verbleibenden Reststrommengen zu Beginn des Jahres 2005 – unter der Annahme einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl aller KKW von 7647 h/a ermittelt.² Auf diese Weise ergeben sich Laufzeiten der einzelnen Kraftwerke zwischen 32 und 35 Kalenderjahren sowie Stilllegungsjahre gemäß Tabelle 1.

² Die durchschnittliche Volllaststundenzahl ergibt sich durch Subtraktion der durchschnittlichen jährlichen Revisionsdauer sowie der ungeplanten Arbeitsnichtverfügbarkeiten von der jährlichen Gesamtstundenanzahl von 8760 Stunden.

Tabelle 1: Technische Daten, verbleibende Reststrommengen und Stilllegungen von Kernkraftwerken im Basisszenario

Kernkraftwerk	Inbetrieb-nahmejahr	Nettoleistung in MW	verbleibende Reststrommenge Anfang 2005 in GWh	Stilllegung am Anfang des Jahres
Biblis A	1975	1.167	28.030	2008
Neckarwestheim 1	1976	785	27.026	2009
Biblis B	1977	1.240	39.025	2009
Brunsbüttel	1976	771	25.482	2008
Isar 1	1977	878	45.150	2011
Unterweser	1978	1.345	71.954	2011
Philippsburg 1	1979	890	48.373	2011
Grafenrheinfeld	1981	1.275	99.430	2015
Krümmel	1983	1.260	113.456	2016
Gundremmingen B	1984	1.284	110.631	2017
Philippsburg 2	1984	1.392	146.493	2018
Grohnde	1984	1.360	146.497	2018
Gundremmingen C	1984	1.288	119.563	2017
Brokdorf	1986	1.370	162.387	2021
Isar 2	1988	1.400	173.377	2021
Emsland	1988	1.329	174.848	2023
Neckarwestheim 2	1989	1.305	184.339	2023
Summe		20.339	1.716.062	
Mülheim-Kärlich	1987		107.250	1988
Stade	1972	640	4.786	November 2003
Obrigheim	1968	340	858	Mai 2005
Gesamtsumme		21.319	1.828.955	

Quelle: EWI-Kraftwerksdatenbank, eigene Berechnungen

Für die Prognosejahre bis 2030 erhält man die in Tabelle 2 dargestellte Kapazitätsentwicklung.³ Durch Berücksichtigung der durchschnittlichen Kraftwerksverfügbarkeit ist sicher gestellt, dass die gesetzlich festgelegte Stromproduktion nicht überschritten wird. Letzteres würde auch dann gelten, wenn es in Zukunft zu weiteren Übertragungen von Elektrizitätsmengen kommt. Dies würde die nachfolgenden Ergebnisse nur unwesentlich verändern.

Tabelle 2: Entwicklung der Netto-Erzeugungskapazitäten der Kernkraftwerke im Basisszenario, 2005 bis 2030

2005	2010	2015	2020	2025	2030
GW_{el}					
20,7	16,3	12,0	5,4	0,0	0,0

Quelle: eigene Berechnungen

³ Der Wert für das Jahr 2005 versteht sich ohne Erzeugungskapazitäten von Mülheim-Kärlich und Stade.

1.2 Laufzeit 40 Kalenderjahre (Szenario LZ 40)

Im Szenario LZ 40 wird angenommen, dass die deutschen Kernkraftwerke 40 Jahre nach ihrer jeweiligen Inbetriebnahme stillgelegt werden. Eine Laufzeit der KKW von 40 Jahren liegt innerhalb der technischen Nutzungsdauer der Kraftwerke. Dadurch wird der Kernenergieausstieg gegenüber dem Basisszenario um rund sechs Jahre aufgeschoben (Tabelle 3).

Tabelle 3: Entwicklung der Netto-Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke im Szenario LZ 40, 2005 bis 2030

2005	2010	2015	2020	2025	2030
GW_{el}					
20,7	20,3	19,1	13,2	5,4	0,0

Quelle: eigene Berechnungen

1.3 Laufzeit 60 Kalenderjahre (Szenario LZ 60)

Im Szenario LZ 60 wird angenommen, dass die deutschen Kernkraftwerke 60 Jahre nach ihrer jeweiligen Inbetriebnahme stillgelegt werden. Eine Laufzeit von 60 Jahren ist aufgrund moderater Nachrüstkosten wirtschaftlich nahe liegend und wird derzeit z.B. in Frankreich und Japan erwogen und in den USA bereits teilweise umgesetzt. Dadurch wird der Kernenergieausstieg gegenüber dem Basisszenario um rund 26 Jahre aufgeschoben. Im Betrachtungszeitraum bis 2030 bleibt die heutige Erzeugungskapazität von rund 20.000 MW am Netz (Tabelle 4).

Tabelle 4: Entwicklung der Netto-Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke im Szenario LZ 60, 2005 bis 2030

2005	2010	2015	2020	2025	2030
GW_{el}					
20,7	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3

Quelle: eigene Berechnungen

Um eine Laufzeit von 60 Jahren zu realisieren, sind zusätzliche Investitionen im konventionellen und gegebenenfalls im nuklearen Teil der Kernkraftwerke erforderlich. Die genaue Höhe der Kosten hängt neben dem für die Sicherheitsbedingungen maßgeblichen politischen und gesellschaftlichen Umfeld auch wesentlich von der Reaktorbauart und dem Alter einer Anlage ab.⁴

In einer Studie von NEA und OECD sind Betreiber über getätigte Nachrüstungen ihrer Kernkraftwerke nach Art und Kostenumfang der Maßnahmen befragt worden.⁵ Dabei wurden An-

⁴ Eine mit einer Nachrüstung ggf. verbundene Leistungserhöhung der bestehenden Kernkraftwerke wird in dieser Studie nicht betrachtet.

⁵ NEA/OECD (1999)

gaben zu Nachrüstungen von 89 Reaktoren in 10 OECD-Ländern gesammelt. Die meisten Maßnahmen wurden im Zeitraum 1990-1997 durchgeführt. Die Studie ermittelt für die Kosten der Nachrüstung eine große Bandbreite, was nach Angaben der Autoren Ausdruck der Verschiedenheit von Einflussfaktoren, Kriterien und Bewertungsansätzen ist. Die Kostenobergrenze für Nachrüstungen lag bei rund 500 USD₁₉₉₇/kW (Druckwasserreaktoren) bzw. bei rund 140 USD₁₉₉₇/kW (Siedewasserreaktoren). Darin enthalten sind in mehreren Fällen auch Kosten für den Austausch vergleichsweise teurer Komponenten wie Dampferzeuger, Turbinen und Kondensator.

Diese Daten geben einen ersten Ansatzpunkt, obgleich sie kein einheitliches Bild liefern und auch nicht für den Fall ermittelt worden sind, bestehenden Kernkraftwerken eine Laufzeit von 60 Jahren zu ermöglichen. Im Rahmen unserer Untersuchung wird angenommen, dass für jedes deutsche Kernkraftwerk nach einer Laufzeit von 40 Jahren weitere Investitionskosten in Höhe von 500 Euro₂₀₀₀/kW aufgebracht werden müssen, um anschließend für weitere 20 Jahre in Betrieb bleiben zu können. Niedrigere Kosten würden sich in entsprechenden Kosteneinsparungen niederschlagen. Erheblich höhere Nachrüstkosten in der Größenordnung von 1200 bis 1600 €₂₀₀₀/kW⁶ würden längere Laufzeiten von 60 Jahren unwirtschaftlich werden lassen. Derartige erheblich höhere Nachrüstkosten werden als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt. Die übrigen Ergebnisse wie resultierende CO₂-Emissionen, Brennstoffeinsatz, Strompreis würden bei Variation der Nachrüstkosten unverändert bleiben.

1.4 Energiewirtschaftliche und klimapolitische Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden die den Szenarien zugrunde liegenden Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des CO₂-Zertifikatehandels, der erneuerbaren Energien und Brennstoffpreisen diskutiert. Die Annahmen orientieren sich an der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose der Bundesregierung, die eine Vielzahl von Faktoren tiefer gehend analysiert.⁷ Die Annahmen hinsichtlich Brennstoffpreisen und erneuerbarer Energien sind in den Laufzeitszenarien dieselben, die Annahmen zum CO₂-Handel sind szenarienspezifisch.

CO₂-Zertifikatehandel

Die Einführung eines europäischen Handelssystems für CO₂-Emissionsrechte beeinflusst die Entscheidungen über den Kraftwerkseinsatz und die Kraftwerkinvestitionen. Von zentraler Bedeutung hierbei ist der Marktpreis für CO₂-Zertifikate. Seine Höhe hängt neben den Klimaschutzziele und den Kosten möglicher Minderungsmaßnahmen auch von der Ausgestaltung des europäischen Handelssystems ab. Unsicherheiten ergeben sich insbesondere aus dem zukünftigen Kurs der globalen Klimaschutzpolitik, der Einbindung flexibler Mechanismen sowie der Ausgestaltung der nationalen Allokationspläne.

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Klimaschutzpolitik langfristig moderat bleiben wird: Der CO₂-Preis steigt im Basisszenario von real 5 Euro₂₀₀₀/t CO₂ im Jahr 2010

⁶ Diese Größenordnung ergibt sich aus einem Vollkostenvergleich mit einem neuen Braunkohlekraftwerk.

⁷ EWI/prognos (2005)

auf 15 Euro₂₀₀₀/t CO₂ im Jahr 2030 (Tabelle 5). Diese moderate Preisentwicklung trägt zum einen Zielkonflikten zwischen Klimaschutz und anderen energie- und wirtschaftspolitischen Zielen Rechnung, zum zweiten sind moderate Kosten des Klimaschutzes Voraussetzung für die politische Akzeptanz einer langfristig unter Klimaschutzgesichtspunkten notwendigen Ausdehnung des Emissionshandels über die EU hinaus. Deutlich höhere CO₂-Preise könnten gravierende strukturelle Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft und energieintensiven Produktionen nach sich ziehen. Im Elektrizitätssektor wäre eine Verdrängung der Braunkohle durch Erdgas möglich, energieintensive Produktionen könnten infolge hoher Zertifikatspreise und Strompreise ihren Standort in Länder außerhalb des Handelsregimes verlagern. Ob die damit verbundenen weiter steigenden Energie- und Grundstoffimporte sowie erheblich höhere Endenergiepreise gesellschaftlich akzeptiert würden, erscheint aus heutiger Sicht fraglich, zumal Energiepreis bedingte Verlagerungseffekte den europäischen Anstrengungen des Klimaschutzes entgegen laufen würden.

Im Vergleich zum Basisszenario haben längere Laufzeiten von Kernkraftwerken durch die zusätzliche CO₂-freie Stromerzeugung einen entlastenden Effekt auf den Emissionsrechtehandel. Dieser entlastende Effekt kann sich grundsätzlich in zweierlei Weise niederschlagen: Zum einen in Form anspruchsvollerer Emissionsziele bei unveränderten CO₂-Preisen (reiner Mengeneffekt), zum anderen in Form entlasteter CO₂-Preise bei unveränderten Emissionszielen (reiner Preiseffekt). Unveränderte Emissionsziele bedeuten, dass die Klimapolitik unabhängig von der Kernenergiepolitik gewählt wird. Dies ist für unsere Zwecke die adäquate Herangehensweise, da wir die Effekte unterschiedlicher Kernenergiepolitiken isolieren wollen. Entsprechend wird die Menge der zugeteilten Zertifikate in allen betrachteten Szenarien gleich gewählt – und es stellen sich in den Szenarien LZ 40 und LZ 60 infolge der höheren CO₂-freien Kernenergiestromerzeugung niedrigere CO₂-Preise ein als im Basisszenario.

Die Höhe der CO₂-Preisentlastung durch längere Laufzeiten der KKW hängt insbesondere von der eingesparten Menge CO₂ sowie den Kosten alternativer CO₂-Vermeidungsoptionen in Europa ab. Wir schätzen diese Preisentlastung mittels des europäischen Strommarktmodells CEEM⁸. Einschränkend ist anzumerken, dass hierbei modellbedingt zum einen lediglich der Elektrizitätssektor, zum anderen nicht sämtliche EU-25-Staaten berücksichtigt werden konnten.

Diese Voruntersuchung wurde in zwei Schritten durchgeführt. Zunächst wurden unter Berücksichtigung der CO₂-Preise und des deutschen Kernenergieausstiegs die gesamten CO₂-Emissionen der Modellregionen bis 2030 ermittelt. Im zweiten Schritt wurden Szenarien mit längeren Laufzeiten der deutschen KKW (40 bzw. 60 Jahre) gerechnet, wobei anstelle von CO₂-Preisen die ermittelte Gesamtmenge an CO₂ als Emissionsobergrenze vorgegeben wurde. Damit stehen bei gleicher Emissionsmenge wie im Basisszenario durch die längeren Laufzeiten der KKW kostengünstigere CO₂-Minderungsmöglichkeiten zur Verfügung und es bildet sich am Zertifikatsmarkt ein geringerer CO₂-Preis als im Basisszenario. Dieser geringere CO₂-Preis lässt sich anhand der Grenzvermeidungskosten für CO₂ aus den Szenarienergebnis-

⁸ Eine Modellbeschreibung findet sich im Anhang.

sen ablesen.⁹ Damit wird ein funktionierender Wettbewerbsmarkt für Emissionsrechte unterstellt, auf welchem sich der Preis für ein Zertifikat durch die Kosten der teuersten zur Erfüllung des vorgegebenen Minderungsziels noch erforderlichen Minderungsmaßnahme bestimmt.

Die resultierenden Zertifikatspreise in den Szenarien sind in Tabelle 5 ausgewiesen. Die Preisabsenkung gegenüber Basisszenario ist bei einer Laufzeit der KKW von 60 Jahren erwartungsgemäß stärker als im Szenario LZ 40. Darüber hinaus ist die Preisreaktion in beiden Fällen vorübergehender Natur, da sich der Kernenergieausstieg in den Szenarien nur zeitlich verschiebt. Deshalb liegt der Zertifikatspreis im Szenario LZ 40 im Jahr 2030 wieder nahezu auf dem Niveau des Basisszenarios. Im Szenario LZ 60 findet diese Angleichung außerhalb des Betrachtungszeitraumes statt, wenn alle Kernkraftwerke nach 60 Jahren Betriebszeit stillgelegt worden sind.

Tabelle 5: Entwicklung der CO₂-Preise, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	€ ₂₀₀₀ /t CO ₂				
Basisszenario	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0
Szenario LZ 40	3,7	5,5	6,6	10,1	14,8
Szenario LZ 60	3,7	5,3	5,4	6,0	7,3

Quelle: EWI/prognos, eigene Berechnungen

Stromverbrauch

Zwischen 1990 und 2002 wuchs der Endenergieverbrauch Strom in Deutschland um durchschnittlich 0,6 % pro Jahr.¹⁰ Gemäß Referenzprognose¹¹ steigt er bis 2015 nur noch marginal auf 565 TWh/a und sinkt dann um durchschnittlich 0,1 % pro Jahr (Tabelle 6)¹².

Tabelle 6: Entwicklung des jährlichen Netto-Stromverbrauchs, 2010 bis 2030

2005	2010	2015	2020	2025	2030
TWh _{el}					
548	560	565	565	562	558

Quelle: EWI/prognos (2005), eigene Berechnungen

⁹ Die Grenzvermeidungskosten lassen sich im Modell aus dem Schattenpreis der Emissionsrestriktion ablesen.

¹⁰ AGE B

¹¹ EWI/prognos (2005)

¹² Angegeben ist der Endenergieverbrauch zuzüglich des Verbrauchs im übrigen Umwandlungsbereich und der Netzverluste, jedoch ohne Kraftwerkseigenverbrauch und Verbrauch der Pumpspeicher. Aufgrund der regionalen Abgrenzung des Strommarktmodells ist in den Werten auch der Stromverbrauch Luxemburgs in Höhe von 7 bis 8 TWh jährlich enthalten..

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien erlangen in der deutschen und europäischen Energiepolitik eine zunehmende Bedeutung. Im Rahmen der Szenarien wird unterstellt, dass das derzeitige politische Ziel eines Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland von mindestens 12,5 % bis 2010 und mindestens 20 % bis 2020 durch geeignete Förderung erreicht wird. Den größten Beitrag hierzu erbringt die Windenergie. Dabei wird angenommen, dass in den kommenden Jahren mit der Nutzung von Offshore-Standorten begonnen wird (Tabelle 7).

Tabelle 7: Entwicklung der Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, 2010 bis 2030

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh _{el}					
Wind	28,1	42,5	54,0	65,0	80,3	91,3
Sonstige EE	36,4	41,6	45,4	48,1	50,1	53,4
Summe	64,4	84,1	99,4	113,1	130,5	144,7

Quelle: EWI/prognos (2005)

Brennstoffpreise

Die Brennstoffpreise werden in hohem Maße durch die Weltenergiemärkte bestimmt. Sie spiegeln langfristige Kosten- und Nachfragetrends, kurzfristige Marktlagen, die Preissetzungsmacht von Anbietergruppen und politische Einflüsse wider. In Förder- bzw. Abbaubindustrien wie der Erdöl-, Erdgas- und Kohlewirtschaft ist die Kostenentwicklung einerseits durch die Verschlechterung der Lagerstättenbedingungen der neu zu erschließenden Vorkommen, andererseits durch den technischen Fortschritt bestimmt, der dem Kosten steigernden Trend entgegenwirkt. Dies führt vor allem in der Erdöl- und Erdgasgewinnung zu einem Kostenanstieg. Bei Braun- und Steinkohle sind weniger starke Bonitätsverschlechterungen in der Gewinnung zu erwarten, welche durch technischen Fortschritt weitgehend ausgeglichen werden können. Des Weiteren dämpft eine verschärfte Klimaschutzpolitik den Anstieg des Endenergieverbrauchs und der Energiepreise und verändert tendenziell die Energiepreisrelationen. Dadurch geraten die Preise CO₂-reicher Energieträger unter zusätzlichen Marktdruck. Für CO₂-arme Energieträger eröffnet sich ein Preiserhöhungsspielraum.¹³

Für die vorliegende Untersuchung wird angenommen, dass die Weltmarktpreise für Erdöl und Erdgas real deutlich ansteigen. Der für die Versorgung Europas und Deutschlands relevante Weltmarktpreis für Steinkohle erhöht sich bis 2030 dagegen kaum. Tabelle 8 zeigt die aus den Weltmarktpreisen abgeleiteten Brennstoffpreise frei Kraftwerk. Da für Braunkohle keine Marktpreise existieren, orientiert sich der Braunkohlepreis an den Förderkosten. Diese sind im Zuge des in den letzten Jahren durchgeführten Kostensenkungsprogramms erheblich verrin-

¹³ Für eine tiefer gehende Analyse vgl. EWI/prognos (2005) S. 65 ff.

gert worden. In dieser Studie wird angenommen, dass das jetzt erreichte Kostenniveau im Prognosezeitraum real unverändert bleiben wird.

Tabelle 8: Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	€ ₂₀₀₀ je MWh (unterer Heizwert)				
Braunkohle	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Erdgas (GuD)	13,0	14,0	14,6	15,2	16,0
Steinkohle	6,2	6,6	6,6	6,6	6,7
schweres Heizöl	15,5	16,6	17,6	18,5	19,7
leichtes Heizöl	29,2	30,9	32,7	34,3	36,4

Quelle: EWI/prognos (2005)

Ökonomische Parameter der Kernkraftwerke

Die in die Modelle eingehenden ökonomischen Parameter der Kernkraftwerke sind in Tabelle 9 dargestellt. Für fixe Betriebskosten wie Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Personalkosten werden jährliche Kosten in Höhe von 70.000 € je MW veranschlagt. Die Brennstoffkosten inkl. Entsorgungskosten für verbrauchte Brennelemente¹⁴ werden in Höhe von 5,5 € je MWh_{el} angesetzt. Sonstige variable Erzeugungskosten werden in den Berechnungen mit 2 € je MWh_{el} berücksichtigt.

Tabelle 9: Ökonomische Parameter der Kernkraftwerke

Fixe Betriebskosten	Brennstoff- und Entsorgungskosten	Sonstige variable Kosten
in € je MW _{a,el}	in €/MWh _{el}	in €/MWh _{el}
70.000	5,5	2,0

Quelle: Informationen von Kraftwerksbauunternehmen, Energieversorgungsunternehmen, eigene Berechnungen

Kernenergiepolitik in Europa

Die friedliche Nutzung der Kernenergie ist eng mit gesellschaftlichen Akzeptanzfragen und politischen Entscheidungen verknüpft. Neben Deutschland verfolgen auch weitere Staaten einen Kernenergieausstieg. In der Schweiz werden Laufzeiten von 50 Jahren angestrebt und bereits entsprechende Vorkehrungen getroffen. Andere Länder, wie Frankreich und Finnland, haben die Errichtung neuer Reaktoren angekündigt oder in die Wege geleitet.

Eine Prognose zukünftiger politischer Entscheidungen ist kaum möglich, weshalb sich unsere Annahmen am aktuellen Stand der Diskussion orientieren. In allen betrachteten Szenarien dürfen in Frankreich und Großbritannien neue Kernkraftwerke errichtet werden. Dagegen werden in Belgien, den Niederlanden, der Schweiz und Spanien die Kraftwerke nach einer Betriebszeit von 40 Kalenderjahren stillgelegt.

¹⁴ Für eine tiefer gehende Analyse der Entsorgungskosten vgl. Drasdo, P. (2001), S.313 ff.

Weitere Annahmen

Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die Förderkapazität der deutschen Braunkohlentagebaue im Betrachtungszeitraum das heutige Niveau nicht überschreitet.

Die unterschiedliche Ausstattung von Regionen mit natürlichen Ressourcen führt in einem sich zunehmend öffnenden europäischen Strombinnenmarkt teilweise zu Wettbewerbsvorteilen bei der Erzeugung von Grundlast- oder Spitzenlaststrom (z.B. hoher Anteil von Wasserkraft in den Alpen). Dies fließt in die Ermittlung des Stromaustauschs ein. Dieser ist durch die bestehenden Kuppelleitungen begrenzt. In den Szenarien werden deshalb Net Transfer Capacities (NTC) als Obergrenzen vorgegeben. Demnach verfügt Deutschland über eine Kapazität von 12 bis 15 GW zum Ausland. Für die Zukunft wird vor dem Hintergrund der Stärkung des Elektrizitätsbinnenmarktes¹⁵ von einer moderaten Erhöhung der NTC-Werte ausgegangen.

Die Opportunitätskosten für getätigte Investitionen im Elektrizitätssektor werden mit einem Zinssatz von real 10 % kalkuliert.

1.5 Gesamtwirtschaftliche und sektorale Rahmenbedingungen

Längere Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke wirken sich zunächst und vor allem auf die Elektrizitätswirtschaft aus. Durch Investitionsnachfrage-, Kosten- und Preiseffekte ergeben sich ferner sektorale und gesamtwirtschaftliche Produktions- und Beschäftigungseffekte, für deren Entwicklung nicht nur energiewirtschaftliche, sondern auch makroökonomische Rahmenbedingungen maßgeblich sind. Dies gilt vor allem für die stromintensiven Produktionssegmente des verarbeitenden Gewerbes wie beispielsweise die Verhüttung von Primäraluminium, die Erzeugung von Elektrostahl oder die chemische Grundstoffproduktion. Auch wenn die Standortbedingungen dieser Prozesse wesentlich von der Verfügbarkeit kostengünstiger Elektrizität abhängen, so wird das erwartete Produktionsvolumen auch von anderen Faktoren bestimmt, die zum Teil außerhalb des Einflussbereichs der nationalen Politik liegen.

Weltwirtschaftliche Entwicklungen sind insbesondere für eine exportorientierte Volkswirtschaft wie Deutschland von großer Bedeutung, da ein dynamisches Wachstum der Welthandelsströme sich via Exportgütersektoren auf die gesamte inländische Wirtschaft überträgt. So unstrittig diese Zusammenhänge im Grundsatz sind, so schwierig ist eine verlässliche Prognose der zukünftigen Entwicklung. Dazu tragen zum einen politische Faktoren wie das Gefährdungspotential durch den internationalen Terrorismus oder die Spannungen in verschiedenen Regionen der Welt bei, zum anderen aber auch ökonomische Risiken, die aus Ungleichgewichten staatlicher Einnahmen und Ausgaben oder der Leistungsbilanzen resultieren. Innerhalb dieser Unsicherheiten wird für die folgenden Berechnungen ein Wachstum des realen Welthandelsvolumens um jährlich zunächst 5 %, später leicht sinkend auf 4 % angenommen.

Die deutsche Exportwirtschaft konnte von diesem Wachstum in der Vergangenheit nur durch stetige Effizienzverbesserungen der sektoralen Produktionsprozesse und damit verbundener Kostensenkungen profitieren. Dies dürfte auch für die Zukunft gelten; dennoch zeichnen sich bereits gegenwärtig Verschiebungen in den weltwirtschaftlichen Handels- und Güterströmen

¹⁵ Vgl. hierzu z.B. Amtsblatt der Europäischen Union (2003)

ab, die eine unmittelbare Folge des dynamischen Wachstums aufstrebender Entwicklungs- und Schwellenländer wie Indien und China sind. Es ist deshalb davon auszugehen, dass der Anteil dieser Länder am gesamten Welthandel überproportional zunehmen wird, der Anteil Deutschlands selbst bei Ausschöpfung aller Rationalisierungspotentiale im günstigsten Fall konstant gehalten werden kann.

Eine gewisse Entlastung der deutschen Exportwirtschaft wird von der Entwicklung des Euro gegenüber dem Dollar ausgehen. Zwar ist eine Prognose der Wechselkurse aufgrund der zum Teil erratischen Schwankungen der einzelnen Währungen besonders schwierig. Idealtypisch sollten Wechselkurse zwar die unterschiedliche Inflationsentwicklung in den einzelnen Volkswirtschaften zum Ausgleich bringen; die Festlegung eines derartigen Wechselkurses ist jedoch praktisch kaum in belastbarer Weise möglich. Insofern ist die hier unterstellte langfristige Annäherung von Euro und Dollar eher als plausible Setzung, denn als fundierte Prognose zu werten. Diese Annahme bedeutet, dass wechsellkursbedingte Be- und Entlastungen der Import- und Exportpreisentwicklung vermieden werden, so dass von den Wechselkursen keine zusätzlichen Preisimpulse auf die deutsche Volkswirtschaft ausgehen.

Bei den *finanzpolitischen Vorgaben* wird angenommen, dass die im internationalen Vergleich überdurchschnittliche hohe Abgabenquote langfristig zurückgeführt werden wird und dabei insbesondere die Lohnnebenkosten deutlich reduziert werden. Diese für die Wettbewerbsfähigkeit des Faktors Arbeit unerlässliche Korrektur bedeutet allerdings, dass ein wachsender Anteil der Sozialversicherungsleistungen über das Steuersystem, und hier vor allem über die indirekten Steuern finanziert werden muss. Dies kann entweder über eine weitere Anhebung von speziellen Verbrauchssteuern oder über eine Erhöhung der Mehrwertsteuer erreicht werden. Für die Mehrwertsteuererhöhung spricht nicht nur die aktuelle Diskussion, sondern vor allem die Harmonisierung der Steuer- und Abgabensysteme in der EU. Deshalb wird in dieser Untersuchung eine Anhebung des Mehrwertsteuersatzes um zwei Prozentpunkte auf 18 % angenommen. Die daraus resultierenden Einnahmenüberschüsse werden zum Abbau des staatlichen Defizits, vor allem aber zur Senkung der Sozialkosten verwendet. Während der Körperschaftsteuersatz nominal auf dem gegenwärtigen Niveau von 25 % verharrt, steigt der durchschnittliche Lohnsteuersatz von gegenwärtig gut 14 auf 16,2 % leicht an. Dieser Anstieg ist vor allem eine Folge von Veränderungen in der Qualifikationsstruktur der Erwerbstätigen, demzufolge der Anteil der höher qualifizierten und damit höher entlohnten Arbeitsplätze auch in Zukunft noch weiter zunimmt. Die gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen, 2010 bis 2030

		2010	2015	2020	2025	2030
	Einheit	Demographie				
Bevölkerung	Mio.	82,4	82,0	81,3	80,4	79,3
Erwerbspersonen	Mio.	43,7	43,9	43,9	43,7	43,5
Erwerbsquote	%	53,0	53,5	54,0	54,3	54,5
		Weltwirtschaft				
Welthandel	%	5,0	4,5	4,0	4,0	4,0
Wechselkurs	€/€	1,08	1,06	1,06	1,06	1,06
		Arbeitsmarkt				
Arbeitszeit	h/a	1 374	1 357	1 340	1 315	1 290
Lohnsatz	€/h	18,85	21,30	24,10	24,60	25,00
		Steuern und Sozialabgaben				
Sozialversicherung	%	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
Mehrwertsteuer	%	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Körperschaftsteuer	%	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Lohnsteuer	%	14,5	15,0	15,5	15,9	16,2

Quelle: EWI/prognos (2005) und EEFA (2005)

2 Folgewirkungen in der Elektrizitätswirtschaft

In diesem Kapitel werden die elektrizitätswirtschaftlichen Auswirkungen längerer Laufzeiten von Kernkraftwerken untersucht: Auswirkungen auf Kraftwerkskapazitäten, Stromerzeugungsmix, Brennstoffverbräuche, CO₂-Emissionen, Kosten der Stromerzeugung und Strompreise.

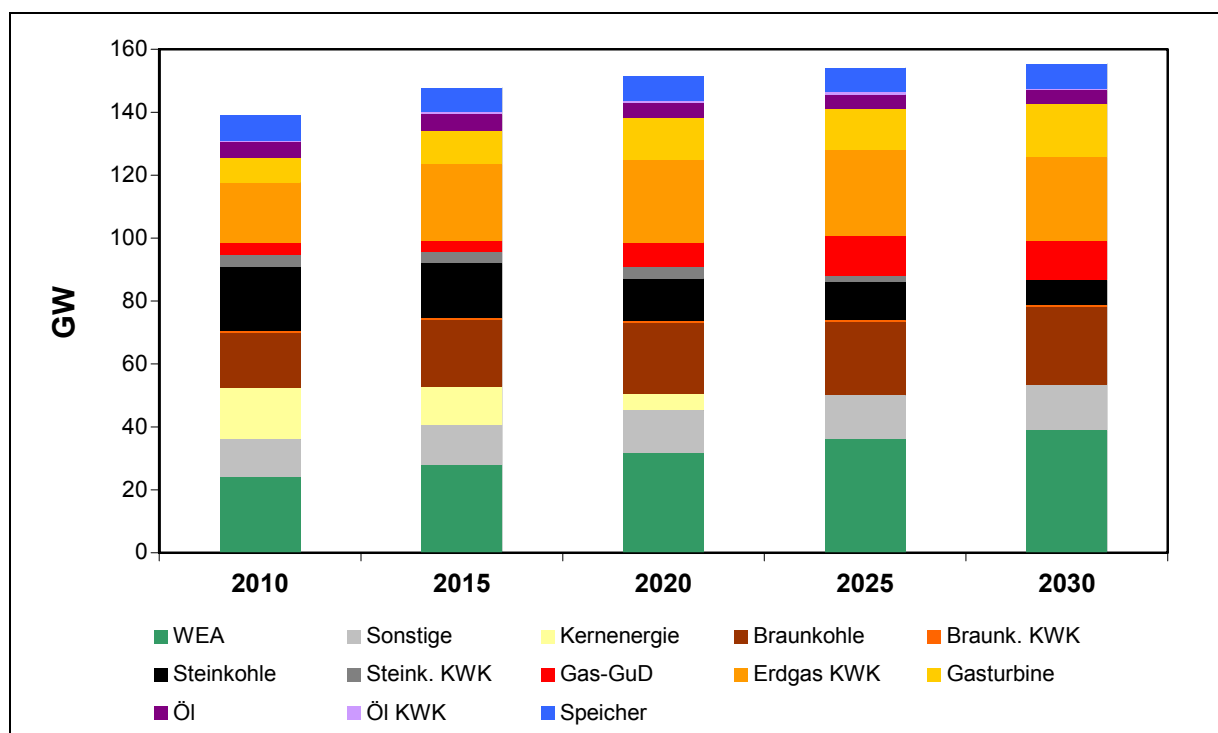
Für die untersuchten elektrizitätswirtschaftlichen Größen wird jeweils zunächst die Entwicklung im Basisszenario dargestellt. Die Auswirkungen längerer Laufzeiten werden dann als Differenzen der jeweiligen Größen im Szenario LZ 40 bzw. LZ 60 und dem Basisszenario dargestellt.¹⁶

2.1 Entwicklung der installierten Kapazitäten

Basisszenario

Im Basisszenario ergeben sich durch altersbedingten Anlagenersatz, den Ausstiegs aus der Kernenergie und den zunehmenden Beitrag erneuerbarer Energien bis 2030 erhebliche Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark (Abbildung 1).

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Kapazität im Basisszenario, 2010 bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

¹⁶ Die Szenarien wurden mit den am Energiewirtschaftlichen Institut entwickelten Optimierungsmodellen CEEM und GEMS berechnet. CEEM diente dabei zur Bestimmung der wärmegeführten KWK-Erzeugung in Deutschland und des Stromaustauschs zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern. Die Ergebnisse fließen als Randbedingungen in das GEMS-Modell ein, das die elektrizitätswirtschaftliche Entwicklung in Deutschland zeitlich höher auflöst und unter Berücksichtigung der interdependenten Strom- und Regelenergiemärkte abbildet. Beschreibungen der Modelle CEEM und GEMS finden sich im Anhang.

Das Basisszenario unterstellt, dass sich die installierte Windenergieanlagen(WEA)-Kapazität bis 2030 auf knapp 40 GW gegenüber heute mehr als verdoppelt. Damit steigen die Flexibilitätsanforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark, der eine zunehmend volatile residuale Last¹⁷ abzufahren hat. Die WEA-Einspeisung „schneidet“ zunehmend in die Mittel- und Grundlast – dementsprechend verlieren Grundlastkraftwerke an Volllaststunden und Wirtschaftlichkeit, und es werden vermehrt Mittel- und Spitzenlastkraftwerke zugebaut.

Im Basisszenario gehen die letzten Kernkraftwerke annahmegemäß im Jahr 2023 vom Netz. Der verbleibende Ersatzbedarf an Grundlastkraftwerken erfolgt hauptsächlich auf Basis Braunkohle, deren Stromerzeugungskapazität bei konstant bleibender Kohlenförderung infolge höherer Wirkungsgrade der Neuanlagen gegenüber heute um mehr als 1/3 auf rd. 25 GW in 2030 ansteigt. Grundlastkapazität wird ebenfalls durch einige erneuerbare Energien mit hohen Volllaststunden (Biomasse, Geothermie) bereitgestellt sowie durch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anwendungen in der Industrie- und Fernwärmeversorgung. Hierbei handelt es sich vornehmlich um den Ersatz bestehender KWK-Anlagen durch erdgasbasierte Neuanlagen mit deutlich höherer Stromkennziffer (Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung) bei stagnierendem oder gar leicht rückläufigem Wärmebedarf.

In der Mittellast begünstigt der ansteigende CO₂-Preis das Vordringen von Erdgaskraftwerken. Dies geschieht zu Lasten der Stromerzeugung auf Basis Steinkohle, deren Kapazität von ca. 24 GW im Jahre 2010 auf 8 GW im Jahre 2030 zurückgeht.

Aufgrund der zunehmend volatilen Stromeinspeisung aus Windenergie werden zukünftig mehr Spitzenlastkraftwerke zur Bereitstellung von Regelenergie und Leistungsreserven benötigt. Dies begünstigt den Zubau von Erdgaskraftwerken, deren Kapazitäten von rd. 31 GW in 2010 auf rd. 56 GW in 2030 ansteigen. Der bis 2030 erforderliche Kapazitätszubau im konventionellen Kraftwerkspark beläuft sich im Basisszenario auf rd. 64 GW. Die Daten zum Basisszenario sind im Einzelnen im Tabellenanhang dargestellt.

Szenario LZ 40

Längere Laufzeiten der Kernkraftwerke von 40 Kalenderjahren (Szenario LZ 40) beeinflussen die Entwicklung des Kraftwerksparks gegenüber dem Basisszenario in verschiedener Weise: Ansonsten erforderliche Zubauten werden vermieden bzw. verschoben, die damit verbundenen Kosten- und Strompreisentlastungen gegenüber dem Basisszenario (s. Abschnitte 2.5 und 2.6) führen zu einer früheren Stilllegung von Altanlagen und die vermehrte CO₂-freie Stromerzeugung aus Kernkraftwerken bewirkt gegenüber Basisszenario eine Entlastung der CO₂-Preise und damit eine veränderte Zusammensetzung des Kraftwerkszubaues.

Im Szenario LZ 40 verringert sich gegenüber dem Basisszenario zunächst der Kapazitätsbedarf in der Grundlast. Dadurch werden Kraftwerkszubauten auf Basis Braunkohle von 2-3 GW um 5-10 Jahre verschoben. Der bedeutsamste Kapazitätseffekt betrifft Erdgaskraftwerke. Bis 2020 werden in LZ 40 insgesamt rd. 8 GW Erdgaskraftwerke weniger zugebaut als

¹⁷ Die residuale Last ergibt sich aus der Gesamtlast abzüglich sog. ‚non dispatchable‘-Einspeisung (z.B. erneuerbare Energien, wärmegeführte KWK).

im Basisszenario, dafür werden nach 2020 Erdgaskraftwerke von rd. 6 GW mehr zugebaut als im Basisszenario (Tabelle 11).

Tabelle 11: Unterschiede im Kapazitätszubau konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010-2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	MW				
Braunkohle	-593	-2.157	2.852	127	-362
Braunkohle KWK	356	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	0	0	0
Steinkohle KWK	982	0	0	0	0
Gas-GuD	0	0	-3.821	695	3.796
Erdgas KWK	-3.206	-2.490	1.352	-40	696
Gasturbine	239	-88	-173	116	500
Öl	0	0	0	0	0
Öl KWK	0	-316	324	0	405
Summe	-2.221	-5.052	533	898	5.035

Quelle: eigene Berechnungen

Insgesamt steigt die installierte Leistung von Erdgaskraftwerken durch die Laufzeitverlängerung weniger stark an. Die Kraftwerkskapazitäten auf Basis Erdgas liegen im Szenario LZ 40 zwischen 4 GW (2010) und 9 GW (2020-2025) niedriger als im Basisszenario. Die durch längere Laufzeiten von KKW gegenüber dem Basisszenario niedrigeren CO₂-Preise bewirken, dass in der unteren Mittellast Steinkohle gegenüber Erdgas an Wettbewerbsfähigkeit gewinnt. Dies wirkt sich im Szenario LZ 40 zugunsten der wärmegeführten Steinkohle-KWK-Kapazitäten aus (Tabelle 12).

Tabelle 12: Unterschiede in den installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010-2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	MW				
Kernenergie	3.963	7.184	7.859	5.368	0
Braunkohle	-593	-2.750	102	229	-133
Braunkohle KWK	356	356	356	356	356
Steinkohle	0	0	0	0	0
Steinkohle KWK	884	884	884	1.135	1.135
Gas-GuD	0	0	-3.821	-3.127	669
Erdgas KWK	-4.466	-6.955	-5.603	-5.613	-3.414
Gasturbine	282	194	21	137	637
Öl	0	0	0	0	0
Öl KWK	0	-316	8	8	729

Quelle: eigene Berechnungen

Insgesamt nähern sich die Stromerzeugungskapazitäten im Szenario LZ 40 bis 2030 wieder an diejenigen des Basisszenarios an, da der Kernenergieausstieg dann in beiden Szenarien vollzogen ist. Die bis 2030 notwendigen Kraftwerkszubauten liegen im Szenario LZ 40 mit rd. 63 GW ähnlich hoch wie im Basisszenario.

Szenario LZ 60

Bei Laufzeiten der Kernkraftwerke von 60 Kalenderjahren (Szenario LZ 60) ist die gesamte heute installierte Kernkraftwerkskapazität von rd. 20 GW im Jahr 2030 noch am Netz. Das Auslaufen der Kernenergie erfolgt in diesem Szenario außerhalb unseres Betrachtungshorizonts gegen 2050.

Durch die 60 Jahre am Netz bleibenden Kernkraftwerke wird gegenüber dem Basisszenario wiederum der Zubau von Grundlastkapazität auf Basis Braunkohle (bis 2015 rd. 3 GW) vermieden. Darüber hinaus wird bis 2015 der Zubau von rd. 9 GW Erdgas-KWK-Kraftwerken, nach 2015 der Zubau weiterer 9 GW Erdgas-GuD-Kondensationskraftwerke vermieden. Insgesamt werden bis 2030 rd. 24 GW Erdgaskraftwerkskapazitäten weniger zugebaut als im Basisszenario.

Im Szenario LZ 60 erfolgt gegenüber dem Basisszenario ein zusätzlicher Zubau von (KWK-) Steinkohlekraftwerken. Hier macht sich der indirekte Effekt abgesenkter CO₂-Preise durch zusätzliche Kernenergiestromerzeugung bemerkbar, was Steinkohle- gegenüber Erdgaskraftwerken begünstigt. Auch unter den gegenüber dem Basisszenario geringeren CO₂-Preisen werden im Szenario LZ 60 keine Steinkohlekondensationsanlagen zugebaut (Tabelle 13).

Tabelle 13: Unterschiede im Kapazitätszubau konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	MW				
Braunkohle	-497	-2.517	679	-1.708	255
Braunkohle KWK	241	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	0	0	0
Steinkohle KWK	2.843	33	906	5	118
Gas-GuD	0	0	-4.484	-5.043	0
Erdgas KWK	-6.303	-2.567	-738	-288	-467
Gasturbine	1.024	-822	-1.955	1.824	-1.663
Öl	0	0	0	0	0
Öl KWK	0	0	0	0	-3
Summe	-2.693	-5.874	-5.593	-5.210	-1.760

Quelle: eigene Berechnungen

In der Summe sind im Szenario LZ 60 im Jahr 2030 gut 21 GW weniger Kraftwerksleistung auf Basis Erdgas (GuD-Kondensations-, KWK- und Gasturbinenkraftwerke) am Netz als im Basisszenario. Ferner sind 2030 im Szenario LZ 60 rd. 4 GW weniger Braunkohlekraftwerke und 4 GW mehr Steinkohle-KWK-Kraftwerke installiert als im Basisszenario (Tabelle 14).

Tabelle 14: Unterschiede in den installierten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	MW				
Kernenergie	3.963	8.351	14.935	20.303	20.303
Braunkohle	-497	-3.015	-2.336	-4.045	-3.789
Braunkohle KWK	241	241	241	241	241
Steinkohle	0	0	0	0	0
Steinkohle KWK	2.995	3.028	3.934	3.939	4.056
Gas-GuD	0	0	-4.484	-9.527	-9.527
Erdgas KWK	-7.229	-9.782	-10.520	-10.792	-10.064
Gasturbine	1.018	195	-1.760	64	-1.599
Öl	0	0	0	0	0
Öl KWK	0	0	0	0	-3

Quelle: eigene Berechnungen

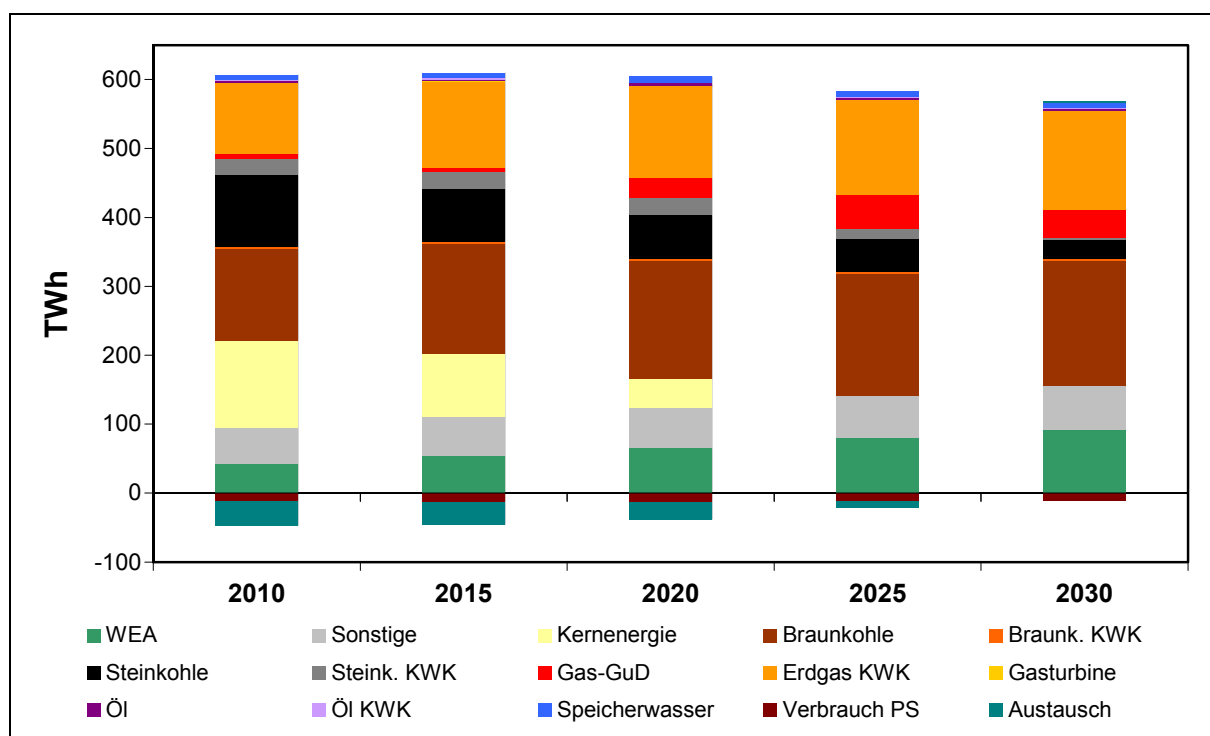
2.2 Entwicklung der Stromerzeugung

Basisszenario

Die Stromerzeugung im Basisszenario folgt aus der oben skizzierten Kraftwerksparkentwicklung bis 2030. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, hauptsächlich auf Basis Windkraft, steigt annahmegemäß auf über 140 TWh in 2030. Die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken geht bis 2023 auf Null zurück. Für die übrigen Energieträger folgt die Stromerzeugung aus den erläuterten Veränderungen der installierten Kapazitäten unter Berücksichtigung der sich verschiebenden Einsatzbereiche in Grund-, Mittel- und Spitzenlast. Dies bedeutet für die Steinkohle abnehmende, für die Braunkohle und Erdgas zunehmende Stromerzeugung. Die Zuwächse der Braunkohlen basierten Stromerzeugung ergeben sich aus verbesserten Wirkungsgraden neuer Kraftwerke bei konstanter Braunkohlenförderung. Die Stromerzeugung aus Gas-GuD-Kondensationsanlagen steigt nach 2015 deutlich. Gasturbinen werden mit ihren vergleichsweise hohen variablen Erzeugungskosten lediglich zu Spitzenlastzeiten sowie zur Bereitstellung von Regellenergie in Form von Minutenreserve eingesetzt.

Bis der Kernenergieausstieg vollzogen ist, kommt es zu merklichen Nettostromexporten (27 TWh in 2020). Der Grund liegt zum einen in den zunächst noch reichlich vorhandenen kostengünstig erzeugenden Grundlastkapazitäten. Zum anderen verringert sich der Grundlastbedarf allmählich infolge zunehmender Erzeugung nicht Strompreis geführter Kraftwerke (fluktuierende Einspeisung auf Basis Windkraft, wärmegeführte KWK). Daher wird in windstarken Schwachlastperioden überschüssiger Strom ins Ausland exportiert. Mit abnehmenden Kernkraftwerkskapazitäten verringert sich dies, so dass der Austauschsaldo bis 2030 wieder nahezu ausgeglichen ist (Abbildung 2).

Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Basisszenario, 2010 bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

Szenario LZ 40

Laufzeiten der Kernkraftwerke von 40 Jahren führen gegenüber Basisszenario zu einer zusätzlichen jährlichen Kernenergiestromerzeugung von bis zu 60 TWh (im Jahre 2020). Gegenüber Basisszenario wird Braunkohlenstromerzeugung in der Grundlast vermieden. In der Mittellast vermindert sich gegenüber Basisszenario die Stromerzeugung auf Basis Erdgas, teilweise zugunsten der Steinkohlenverstromung. Letzteres ist eine Folge der gegenüber Basisszenario niedrigeren CO₂-Preise aufgrund zusätzlicher CO₂-freier Stromerzeugung, wodurch Erdgas gegenüber Kohle weniger stark begünstigt wird (Tabelle 15).

Tabelle 15: Unterschiede in der Stromerzeugung zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	GWh				
Kernenergie	30.359	55.034	60.205	41.122	0
Braunkohle	-4.687	-19.310	-2.001	436	-216
Braunkohle KWK	2.532	2.586	2.494	2.563	2.481
Steinkohle	-4.522	7.451	106	7.168	2.012
Steinkohle KWK	5.981	5.235	5.399	7.897	7.733
Gas-GuD	-1.562	-392	-21.539	-20.176	5.721
Erdgas KWK	-22.350	-41.189	-28.921	-26.969	-21.119
Gasturbine	0	6	-426	299	0
Öl	-8	-15	1	10	0
Öl KWK	0	-319	8	7	0
Speicherwasser	7	-4	28	226	-144
Pumpspeicherverbrauch	-10	5	-38	-306	195
Austauschsaldo (Imp. – Exp.)	-5.666	-9.173	-15.208	-12.195	3.328

Quelle: eigene Berechnungen

Ein Blick auf die Ergebnisse für 2030 verdeutlicht, dass Veränderungen im Elektrizitätssektor pfadabhängig verlaufen: Obwohl der Kernenergieausstieg bis 2030 abgeschlossen ist und sich der CO₂-Preis wieder auf dem Niveau des Basisszenarios befindet, wird gegenüber dem Basisszenario mehr Strom aus Kohle und weniger aus Erdgas erzeugt. Ursache sind die vorübergehend niedrigeren CO₂-Preise, welche den Anreiz zur Energieträgersubstitution von Kohle zu Gas zeitweise dämpfen.

Die gegenüber dem Basisszenario zusätzlichen Nettostromexporte im Szenario LZ 40 steigen mit der zusätzlichen Kernenergiestromerzeugung vorübergehend an und liegen bis zu 15 TWh (in 2020) höher als im Basisszenario. Der vermehrte Stromexport erfolgt vornehmlich in windstarken Schwachlastperioden.

Szenario LZ 60

Bei Laufzeiten der Kernkraftwerke von 60 Kalenderjahren (Szenario LZ 60) tragen die KKW innerhalb des Betrachtungszeitraums bis 2030 konstant mit 156 TWh zur jährlichen Stromerzeugung bei. Damit ergeben sich gegenüber Basisszenario mit Kernenergieausstieg im zeitlichen Verlauf zunehmende Differenzen in der Zusammensetzung der Stromerzeugung.¹⁸

Durch die im Szenario LZ 60 zusätzliche Kernenergiestromerzeugung wird weniger Grundlaststrom aus Braunkohlekraftwerken benötigt als im Basisszenario. Bis 2030 erhöht sich die gegenüber Basisszenario jährlich vermiedene Braunkohlenverstromung auf 35 TWh. Hauptsächlich wird gegenüber Basisszenario Stromerzeugung aus Gaskraftwerken vermieden: bis 2030 steigt diese „verdrängte“ Erzeugung auf mehr als 110 TWh/a, wovon rd. 2/3 auf Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (74 TWh) und rd. 1/3 auf Gas-GuD-Kondensationsanlagen (38 TWh) entfallen. Damit hat Erdgas gegenüber dem Basisszenario die mit Abstand höchsten Einbußen im Erzeugungsmix zu verzeichnen.

Durch die im Szenario LZ 60 gegenüber Basisszenario niedrigeren CO₂-Preise wird Steinkohlenstromerzeugung in der unteren Mittellast wirtschaftlicher als Erdgasverstromung. Die zusätzliche Stromerzeugung auf Basis von Steinkohle steigt auf bis zu 28 TWh im Jahre 2030 an.

Die im Vergleich zum Basisszenario zusätzlichen Nettoexporte steigen mit der zusätzlichen Kernenergieerzeugung an und liegen bis zu 37 TWh (2030) höher als im Basisszenario (Tabelle 16).

¹⁸ Der Kernenergieausstieg wird im Szenario LZ 60 erst gegen 2050 vollendet sein. Die Szenarien LZ 60 und Basis gleichen sich außerhalb des bis 2030 reichenden Betrachtungshorizonts wieder einander an.

Tabelle 16: Unterschied der Stromerzeugung nach Technologien zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	GWh				
Kernenergie	30.359	63.974	114.411	155.534	155.534
Braunkohle	-3.636	-21.456	-20.122	-34.897	-35.352
Braunkohle KWK	1.730	1.791	1.726	1.774	1.767
Steinkohle	356	6.343	-1.785	1.868	859
Steinkohle KWK	20.313	19.708	24.972	24.063	27.128
Gas-GuD	-312	-1.277	-24.745	-47.608	-38.138
Erdgas KWK	-43.061	-61.712	-67.571	-69.289	-74.475
Gasturbine	0	6	-621	136	116
Öl	-8	-15	-34	9	58
Öl KWK	0	0	-77	0	0
Speicherwasser	188	-37	-218	414	221
Pumpspeicherverbrauch	-254	50	295	-560	-298
Austauschsaldo (Imp. – Exp.)	-5.613	-7.427	-26.190	-31.449	-37.388

Quelle: eigene Berechnungen

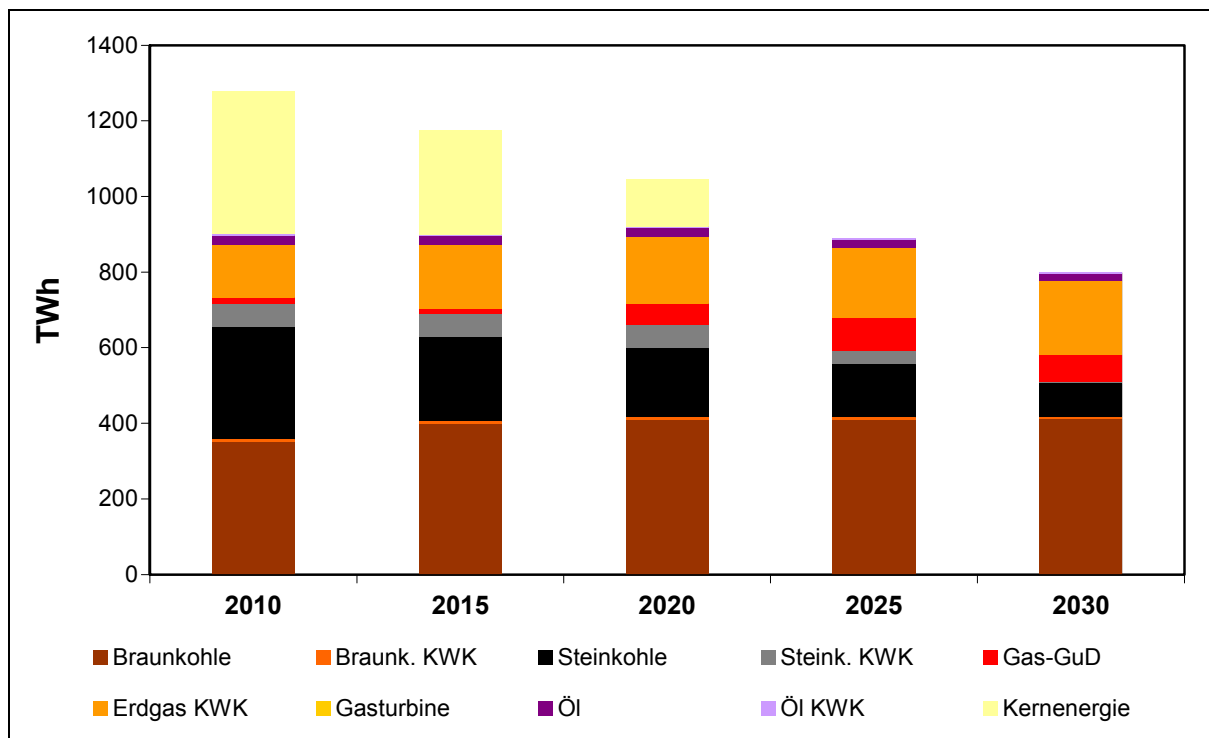
2.3 Entwicklung des Brennstoffverbrauchs in der Stromerzeugung

Der Brennstoffverbrauch in der Stromerzeugung wird aus dem Quotienten von Stromerzeugung und Wirkungsgrad der jeweiligen Kraftwerke ermittelt. Der Wirkungsgrad hängt vom Kraftwerkstyp und Inbetriebnahmejahr ab. Anfahrvorgänge und durch Teillastbetrieb bedingte Einbußen im Wirkungsgrad werden im Modell berücksichtigt. Der Primärenergieeinsatz der Kernenergie wurde gemäß Energiebilanzmethodik unter Ansatz eines Wirkungsgrads von 33 % verbucht.

Basisszenario

Der Brennstoffverbrauch zur Stromerzeugung ist im Basisszenario stark rückläufig. Er sinkt von 1.300 TWh im Jahr 2010 auf unter 800 TWh in 2030 (Abbildung 3).

Abbildung 3: Entwicklung des Brennstoffverbrauchs konventioneller Kraftwerke im Basisszenario, 2010 bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

Der abnehmende Brennstoffeinsatz ist eine Folge der wachsenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, dem Ersatz von Steinkohle durch Erdgas befeuerte Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden, dem Vordringen der Kraft-Wärme-Kopplung und Wirkungsgradverbesserungen im gesamten Kraftwerkspark. Hinzu kommen die nach 2020 fallende Stromnachfrage in Deutschland, rückläufige Nettostromexporte sowie die angesprochene Bewertungsmethodik des Primärenergieeinsatzes der Kernenergie (die unter Ansatz eines Umwandlungswirkungsgrades von 33% und entsprechend relativ hohem Primärenergieeinsatz verbucht wird). Der fossile Brennstoffverbrauch in der Stromerzeugung nimmt bis 2020 noch leicht zu und ist dann rückläufig.

Szenario LZ 40

Durch längere Laufzeiten der Kernkraftwerke von 40 Jahren steigt der Brennstoffeinsatz gegenüber Basisszenario vorübergehend um bis zu 114 TWh in 2020 an. Bis 2030, wenn der Kernenergieausstieg auch in LZ 40 vollzogen ist, gleichen sich die Brennstoffeinsätze der Szenarien wieder einander an. Der Hauptgrund für den ausgewiesenen Brennstoffmehreinsatz liegt in der angesprochenen Bewertungsmethodik der Kernenergie (deren Primärenergieeinsatz gemäß Energiebilanzmethodik unter Ansatz eines vergleichsweise niedrigen Wirkungsgrades von 33% errechnet wird). Der jährliche Brennstoffverbrauch der fossilen Energieträger sinkt gegenüber dem Basisszenario bis 2020 um bis zu 68 TWh. Nach 2020 sinken aufgrund des gegenüber Basisszenario verschobenen Kernenergieausstiegs die Brennstoffeinsparungen der fossilen Energieträger wieder (Tabelle 17).

Tabelle 17: Unterschiede im Brennstoffverbrauch konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	GWh (Unterer Heizwert)				
Kernenergie	91.997	166.774	182.444	124.616	0
Braunkohle	-10.564	-42.457	-5.064	555	-71
Braunkohle KWK	3.454	3.499	3.355	3.504	3.396
Steinkohle	-11.852	20.251	3.652	20.151	4.189
Steinkohle KWK	5.387	3.470	3.972	10.464	10.270
Gas-GuD	-3.792	-698	-37.350	-36.409	8.940
Erdgas KWK	-27.147	-49.985	-35.224	-32.852	-25.816
Gasturbine	0	23	-1.297	843	0
Öl	-41	-39	-6	33	0
Öl KWK	0	-400	9	8	0
Summe	47.443	100.439	114.492	90.912	908

Quelle: eigene Berechnungen

Szenario LZ 60

Bei längeren Laufzeiten der Kernkraftwerke von 60 Jahren und damit konstanter Kernenergieerzeugung bis 2030 ergibt sich gegenüber Basisszenario ein im Zeitverlauf ansteigender Mehrverbrauch an Kernbrennstoffen. Da diesem gemäß Wirkungsgradprinzip ein vergleichsweise hoher Primärenergieeinsatz zugerechnet wird (s.o.), ergibt sich insgesamt ein Brennstoffmehrverbrauch, der bis 2030 auf knapp 280 TWh ansteigt. Gegenüber Basisszenario wird hauptsächlich Erdgas eingespart (maximal 168 TWh/a in 2025), aber auch Braunkohle (rd. 75 TWh in 2030), während der Steinkohleneinsatz gegenüber Basisszenario zunimmt (um 38 TWh in 2030) (Tabelle 18).

Tabelle 18: Unterschiede im Brennstoffverbrauch konventioneller Kraftwerke zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	GWh (Unterer Heizwert)				
Kernenergie	92.000	193.866	346.712	471.328	471.327
Braunkohle	-8.046	-47.280	-45.591	-76.919	-77.763
Braunkohle KWK	2.524	2.575	2.465	2.557	2.539
Steinkohle	459	16.924	-2.543	7.655	2.245
Steinkohle KWK	26.878	25.128	30.700	28.768	36.162
Gas-GuD	-678	-2.562	-43.956	-84.077	-67.769
Erdgas KWK	-52.424	-75.008	-81.951	-83.986	-89.973
Gasturbine	0	23	-1.907	456	316
Öl	-41	-39	-99	29	157
Öl KWK	0	0	-96	0	0
Summe	60.672	113.626	203.733	265.812	277.241

Quelle: eigene Berechnungen

Auswirkungen auf Brennstoffimporte

Längere Laufzeiten von Kernkraftwerken führen gegenüber Basisszenario zu Einsparungen an Erdgas und entsprechend reduzierten Erdgasimporten.¹⁹ Die Entwicklung der relativen Importersparnis (Erdgaseinsparungen bezogen auf den deutschen Erdgasimport²⁰) ist in Tabelle 19 dargestellt. Im Szenario LZ 40 Jahre steigen die Einsparungen gegenüber Basisszenario von rund 4 % in 2010 auf 9 % in 2020 an und gehen dann bis 2030, wenn der Kernenergieausstieg auch in LZ 40 vollzogen ist, wieder zurück. Im Szenario LZ 60 steigt die Erdgasimportersparnis gegenüber Basisszenario von 7 % in 2010 auf über 20 % in 2030.

Tabelle 19: Relative Einsparungen an Erdgasimporten im Szenario LZ 40 bezogen auf Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	%				
Szenario LZ 40	3.9	6.5	9.2	8.0	1.8
Szenario LZ 60	7.0	10.3	17.1	22.0	20.4

Quelle: eigene Berechnungen

¹⁹ Es wird eine szenariunabhängige heimische Erdgasförderung unterstellt.

²⁰ Die gesamten Erdgasimporte berechnen sich nach EWI/prognos (2005), korrigiert um den Erdgaseinsatz in der Stromerzeugung der hier betrachteten Szenarien.

Der durch längere Laufzeiten der KKW zu erwartende Minderbedarf an Steinkohleimporten ist angesichts der sehr weit reichenden Kohlereserven in zahlreichen (politisch stabilen) Ländern weniger bedeutsam.

2.4 CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung

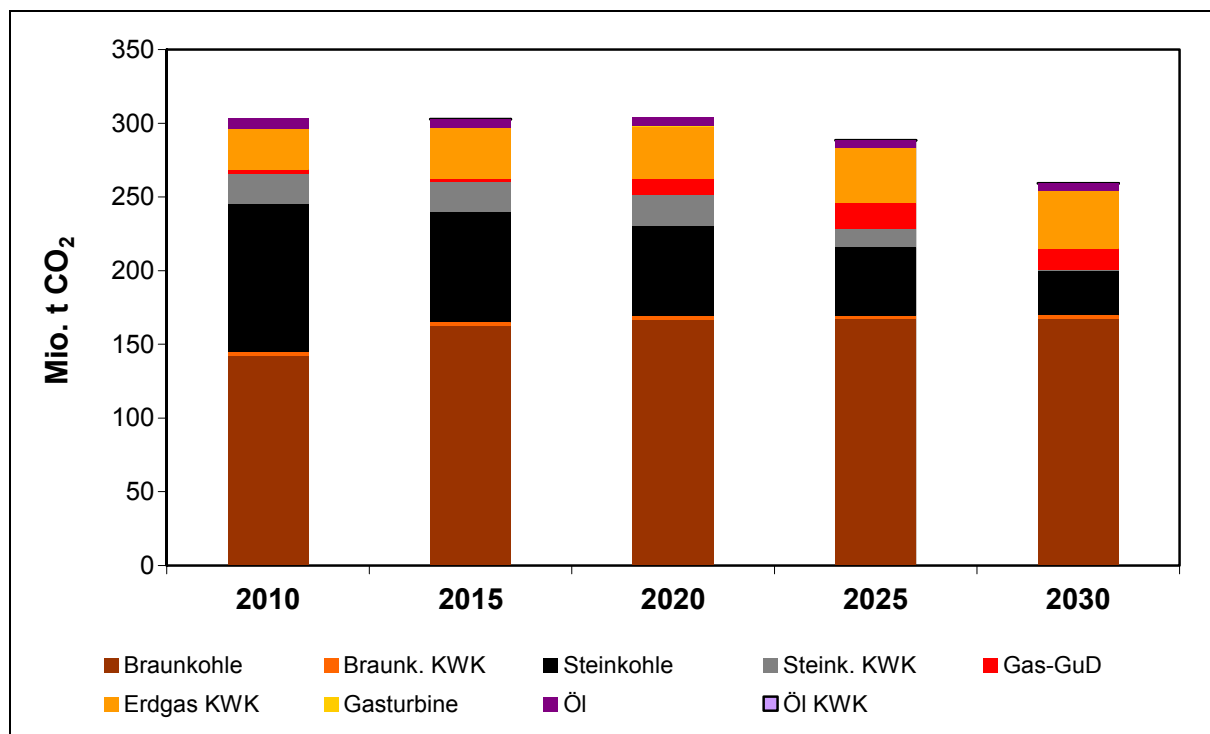
Die CO₂-Emissionen werden aus dem in Abschnitt 2.3 dargestellten Brennstoffverbräuchen und den spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren der Energieträger berechnet.

Es wird keine Emissionsbereinigung für Stromimporte und -exporte vorgenommen. Eine solche würde infolge zunehmender Nettostromexporte in den Szenarien LZ 40 und LZ 60 tendenziell zu etwas höheren CO₂-Einsparungen führen. Wie auch in den nationalen Emissionsbilanzen werden die tatsächlichen Emissionen in Deutschland ausgewiesen.

Basisszenario

Im Basisszenario kommt es bis zum Jahr 2020 zu einem leichten Anstieg der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung. In Richtung zunehmender Emissionen wirken die leicht steigende Stromnachfrage, die zunehmenden Nettostromexporte und die Substitution der Kernenergie durch fossile Brennstoffe. Emissionen vermindern wirken der zunehmende Beitrag erneuerbarer Energien, der Ersatz von Steinkohle- durch Erdgaskraftwerke, die wachsende Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung und Wirkungsgradsteigerungen im gesamten Kraftwerkspark. Nach 2020, wenn der Kernenergieausstieg vollzogen ist und die Nettostromexporte abnehmen, sind die CO₂-Emissionen rückläufig (Abbildung 4).

Abbildung 4: CO₂-Emissionen konventioneller Kraftwerke in Deutschland, Basisszenario, 2010 bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

Szenario LZ 40

Im Szenario mit Laufzeiten der Kernkraftwerke von 40 Kalenderjahren verringern sich die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks bis 2020 gegenüber Basisszenario. Die Einsparungen betragen jährlich bis zu 18 Mio. t CO₂ (in 2015). Nachdem der Kernenergieausstieg auch im Szenario LZ 40 vollzogen ist, gleicht sich das Emissionsniveau wieder dem des Basisszenarios an (Tabelle 20).

Tabelle 20: Unterschiede in den CO₂-Emissionen zwischen Szenario LZ 40 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t CO ₂				
Braunkohle	-4,3	-17,3	-2,1	0,2	0,0
Braunkohle KWK	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Steinkohle	-4,0	6,8	1,2	6,7	1,4
Steinkohle KWK	1,8	1,2	1,3	3,5	3,4
Gas-GuD	-0,8	-0,1	-7,5	-7,3	1,8
Erdgas KWK	-5,5	-10,1	-7,1	-6,6	-5,2
Gasturbine	0,0	0,0	-0,3	0,2	0,0
Öl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öl KWK	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
Summe	-11,3	-18,2	-13,1	-1,8	2,8

Quelle: eigene Berechnungen

Im Rahmen der untersuchten Szenarien ist unterstellt, dass die europäische Klimaschutzpolitik unabhängig von der deutschen Kernenergiepolitik erfolgt. Die im Rahmen des Emissionshandels zugestandenen Emissionsmengen werden unabhängig von den Laufzeiten der Kernkraftwerke vorgegeben. Die europäische CO₂-Gesamtemissionsentwicklung ist in allen Szenarien dieselbe. Infolge der vermehrten CO₂-freien Kernenergiestromerzeugung in den Szenarien LZ 40 und LZ 60 wird der CO₂-Zertifikatsmarkt damit gegenüber dem Basisszenario entlastet, es stellen sich in LZ 40 und LZ 60 annahmegemäß niedrigere CO₂-Preise ein, sowie höhere CO₂-Emissionen außerhalb des deutschen Kraftwerksparks und in den übrigen Ländern Europas.

Szenario LZ 60

Im Szenario mit Kernkraftwerkslaufzeiten von 60 Kalenderjahren ergeben sich gegenüber dem Basisszenario ab 2020 deutlich höhere Emissionseinsparungen als im Szenario LZ 40.

Die CO₂-Einsparungen steigen von rd. 4 Mio. t in 2010 auf rd. 50 Mio. t gegen Ende des Betrachtungszeitraums (Tabelle 21).²¹

Dies bedeutet eine CO₂-Einsparung in der deutschen Stromerzeugung gegenüber Basisszenario um rd. 20 % in 2030.

Tabelle 21: Unterschiede in den CO₂-Emissionen zwischen Szenario LZ 60 und Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t CO ₂				
Braunkohle	-3,3	-19,2	-18,5	-31,3	-31,6
Braunkohle KWK	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Steinkohle	0,2	5,7	-0,9	2,6	0,8
Steinkohle KWK	9,0	8,4	10,3	9,6	12,1
Gas-GuD	-0,1	-0,5	-8,9	-16,9	-13,7
Erdgas KWK	-10,6	-15,1	-16,5	-16,9	-18,1
Gasturbine	0,0	0,0	-0,5	0,1	0,1
Öl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öl KWK	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	-3,8	-19,7	-34,0	-51,8	-49,4

Quelle: eigene Berechnungen

2.5 Kosteneinsparungen in der Stromerzeugung

Die soweit diskutierten Auswirkungen längerer Laufzeiten von Kernkraftwerken schlagen sich gegenüber Basisszenario in verminderten Kosten der Stromerzeugung nieder. Die Stromerzeugungskosten enthalten fixe und variable Bestandteile. Die jährlichen fixen Kosten setzen sich zusammen aus (annuitätischen) Investitionskosten und fixen Betriebskosten für Personal, Reparatur und Wartung der Kraftwerke. Die variablen Stromerzeugungskosten beinhalten Brennstoffkosten, sonstige variable Kosten und CO₂-Zertifikatskosten. Letztere werden durch längere Laufzeiten sowohl mengenmäßig (über verminderte CO₂-Emissionen) als auch preislich (über verminderte CO₂-Preise) entlastet.²² Um die Erzeugungskosten der verschiedenen Szenarien vergleichen zu können, sind ferner die Erlöse bzw. Zahlungen für Stromexporte bzw. -importe zu berücksichtigen, die mit den in Abschnitt 2.6 dargestellten Strompreisen bewertet werden.

²¹ Unterstellt man im Szenario LZ 60 einen - infolge von Kosten- und Strompreisentlastungseffekten, s. Abschnitt 2.6 - höheren Stromverbrauch um 2 TWh in 2010 bzw. 14 TWh in 2030, so vermindert sich die hier ausgewiesene Emissionseinsparung in 2010 um 1,5 Mio. t CO₂, in 2030 um 7 Mio. t CO₂.

²² Unter einer von der Kernenergiepolitik unabhängigen Klimaschutzpolitik mit fest vorgegebenen EU-weiten Emissionsminderungszielen führen längere Laufzeiten von Kernkraftwerken zu einer Absenkung der Emissionen in der deutschen Stromerzeugung und entlasten hierdurch den CO₂-Zertifikatspreis. Folglich kommt es in den übrigen am Emissionshandel teilnehmenden Sektoren und Ländern zu einem Emissionsanstieg, so dass sich europaweit das vorgegebene Emissionsniveau einstellt.

Die nachfolgend dargestellten Kosteneinsparungen in den Szenarien LZ 40 bzw. LZ 60 gegenüber Basisszenario beziehen sich auf das gesamte deutsche Erzeugungssystem, unter Berücksichtigung von Kraftwerkszubauten, Kraftwerksstilllegungen und Außenhandelseffekten. Unterschiedliche Kraftwerkstypen bzw. Kraftwerksbetreiber mit unterschiedlichen Kraftwerksportfolios realisieren im allgemeinen unterschiedlich hohe Kosteneinsparungen.

Szenario LZ 40

Die durch eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 40 Kalenderjahren gegenüber Basisszenario eingesparten Kosten steigen bis zum Jahr 2020 auf bis rd. 1,3 Mrd. €₂₀₀₀ pro Jahr an und gehen in der Folge – mit Auslaufen der Kernenergienutzung auch im Szenario LZ 40 – wieder zurück. (Tabelle 22).

Der größte Teil der Einsparungen gegenüber Basisszenario entfällt auf variable Kosten. Hier schlagen vor allem die veränderten Energieträgereinsätze zu Buche: vermehrter Einsatz vergleichsweise kostengünstiger Kernbrennstoffe und Steinkohle, verminderter Erdgaseinsatz; die Einsparungen variabler Erzeugungskosten steigen gegenüber Basisszenario bis auf jährlich knapp 1 Mrd. €₂₀₀₀ im Jahr 2020. Ferner ergeben sich gegenüber Basisszenario zusätzliche Erlöse durch zusätzliche Stromexporte, welche gut 400 Mio. €₂₀₀₀ im Jahr 2020 ausmachen. Daneben tragen die geringeren Investitionskosten – durch geringeren Anlagenersatzbedarf – sowie die verminderte CO₂-Belastung zu den Kosteneinsparungen gegenüber Basisszenario bei. Die gegenüber Basisszenario höheren fixen Betriebskosten resultieren aus den im Vergleich zu fossil befeuerten Kraftwerken höheren Personal-, Reparatur- und Wartungskosten von Kernkraftwerken.

Tabelle 22: Kosteneinsparungen im Szenario LZ 40 gegenüber Basisszenario, 2010-2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. € ₂₀₀₀				
Annuitätische Investitionskosten	-30	389	171	143	-37
Fixe Betriebskosten	-188	-238	-385	-236	12
Variable Erzeugungskosten	396	598	967	660	120
Wert des Außenhandelssaldos	125	246	419	405	-148
Wert der CO₂-Einsparung	42	100	87	18	-41
Summe	345	1.095	1.259	990	-95

Quelle: eigene Berechnungen

Szenario LZ 60

Laufzeiten der Kernkraftwerke von 60 Kalenderjahren führen gegenüber Basisszenario zu Kosteneinsparungen, die bis 2015 ähnlich wie in LZ 40 verlaufen und dann bis auf jährlich knapp 3 Mrd. €₂₀₀₀ im Jahre 2030 ansteigen. Die Zusammensetzung dieser Kosteneinsparungen ist ähnlich wie oben, wobei im Falle der Laufzeit von 60 Jahren zusätzliche Kosten für Nachrüstungen der Reaktoren in Höhe von 500 €/kW berücksichtigt sind (Tabelle 23).

Tabelle 23: Jährliche Kosteneinsparungen im Szenario LZ 60 gegenüber Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. € ₂₀₀₀				
Annuitätische Investitionskosten	-182	285	376	819	1.031
Fixe Betriebskosten	-231	-354	-822	-1.099	-1.119
Variable Erzeugungskosten	425	839	1.704	2.461	2.507
Wert des Außenhandelssaldos	121	176	709	819	1.176
Wert der CO₂-Einsparung	14	105	182	313	361
annuitätische Investitionskosten für Nachrüstung der KKW	0	-62	-378	-797	-1.084
Summe	146	989	1.771	2.517	2.872

Quelle: eigene Berechnungen

Spezifische Kosteneinsparungen

In Abbildung 5 sind die spezifischen Kosteneinsparungen je zusätzlich erzeugter MWh Strom aus Kernkraftwerken für die Szenarien LZ 40 bzw. LZ 60 gegenüber Basisszenario dargestellt.²³

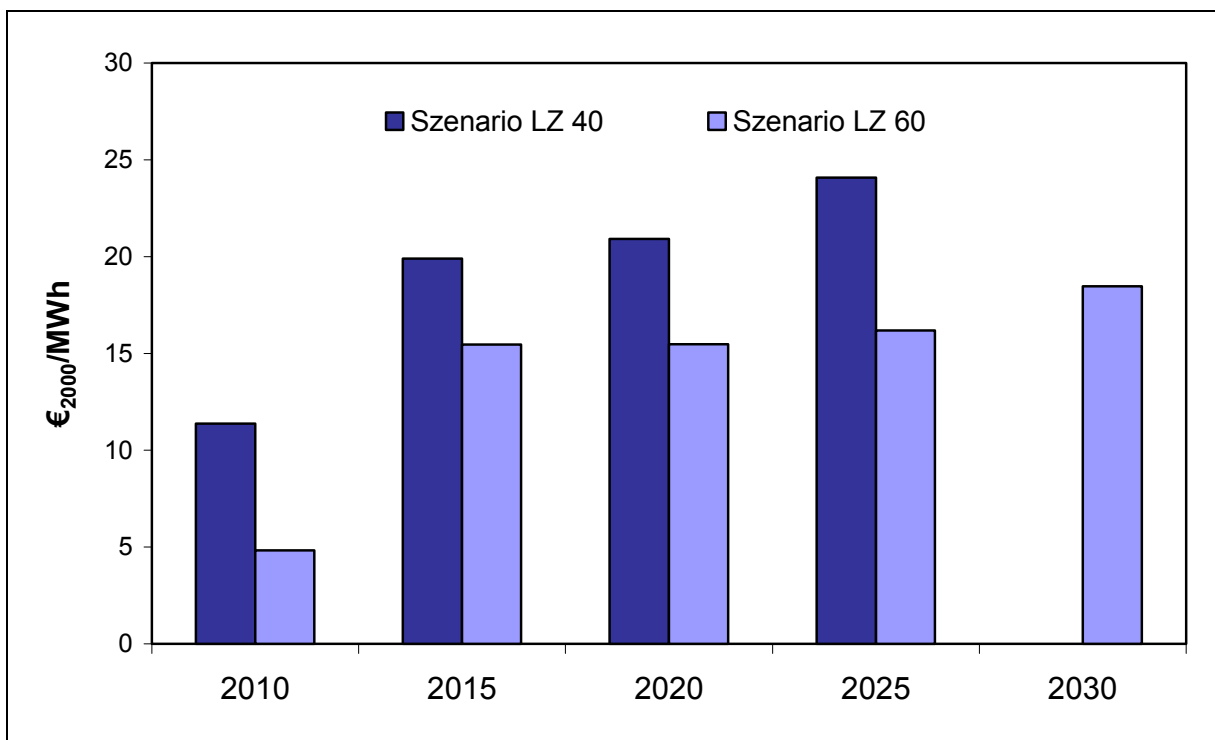
Die spezifischen Kosteneinsparungen gegenüber Basisszenario steigen in beiden Szenarien im Zeitverlauf an. Dies liegt vor allem an den unterstellten steigenden Energieträgerpreisen und CO₂-Belastungen der verdrängten fossilen Brennstoffe.

Bei einer Laufzeit der Kernkraftwerke von 40 Kalenderjahren nimmt so die spezifische Kosteneinsparung gegenüber Basisszenario von ca. 11 €₂₀₀₀ je zusätzlich erzeugter MWh Kernenergiestrom im Jahre 2010 auf ca. 24 €₂₀₀₀/MWh im Jahre 2025 zu.

Im Szenario LZ 60 ist das Niveau der spezifischen Kosteneinsparungen gegenüber Basisszenario niedriger als in LZ 40. Dies hat zwei Gründe. Der Hauptgrund liegt in den zusätzlich unterstellten Kosten für die Nachrüstung der Kernkraftwerke. Ohne Berücksichtigung dieser Position lägen die spezifischen Kosteneinsparungen in LZ 60 immer noch etwas unter denen des Szenarios LZ 40 (jeweils gegenüber Basisszenario). Dies resultiert daraus, dass jede weitere MWh Kernenergiestromerzeugung über das Niveau von LZ 40 hinaus immer effizientere fossile Kraftwerke verdrängt. Die spezifischen Kosteneinsparungen in LZ 60 gegenüber Basisszenario steigen von ca. 5 €₂₀₀₀ je zusätzlicher MWh Kernenergiestrom im Jahre 2010 auf rund 18 €₂₀₀₀/MWh in 2030.

²³ Die spezifischen Kosteneinsparungen ergeben sich, indem man die gesamten Kosteneinsparungen gegenüber Basisszenario auf die zusätzliche Stromerzeugung aus Kernkraftwerken bezieht.

Abbildung 5: Spezifische Kosteneinsparungen je zusätzlich erzeugter MWh Kernenergiestrom in den Szenarien LZ 40 und LZ 60 gegenüber Basisszenario, 2010 bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

2.6 Erzeugerpreise für Strom

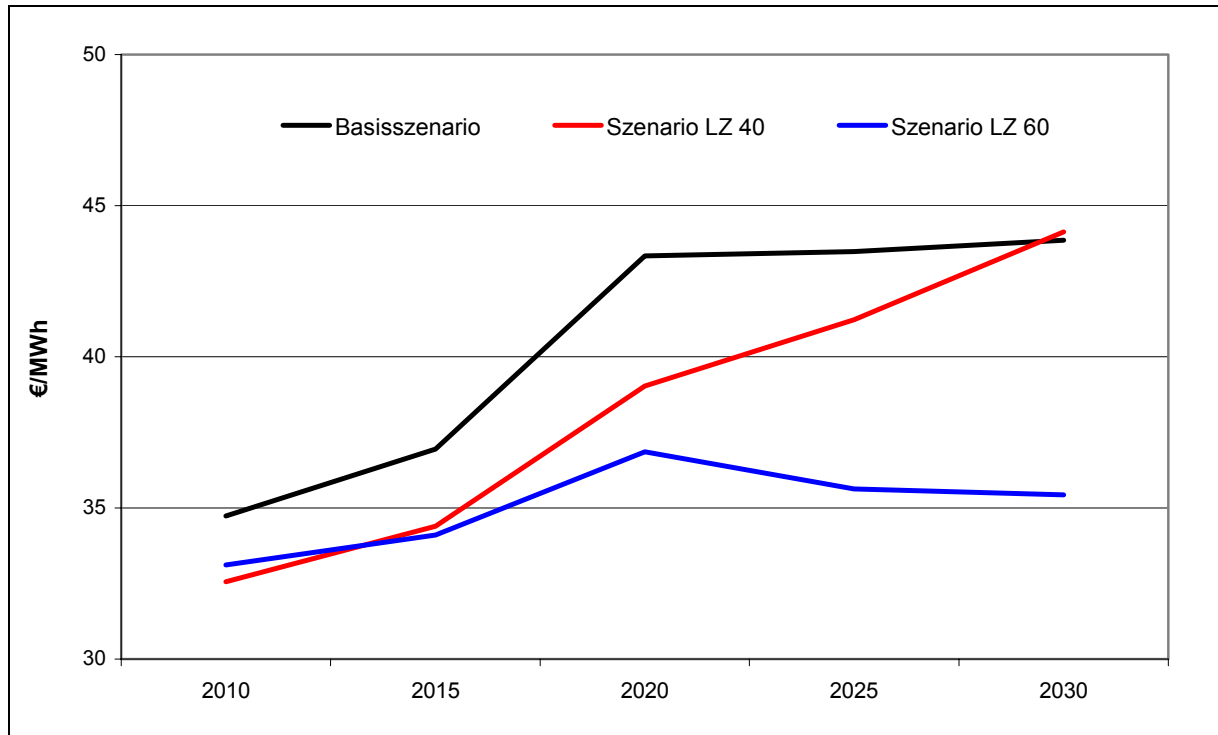
Im Weiteren wird untersucht, welche Auswirkungen längere Laufzeiten von Kernkraftwerken auf Strompreise haben, die sich bei (vollkommenem) Erzeugerwettbewerb auf dem Strommarkt bilden.

Auf wettbewerblichen Märkten mit Überkapazitäten bilden sich Marktpreise auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeuger. Die Liberalisierung des deutschen Strommarkts seit 1998 hatte eine erhebliche Überkapazität an Erzeugungsanlagen aufgedeckt. Die Konkurrenz zwischen den Erzeugern führte zu Strompreisen (Erzeugerpreise) in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten des bestehenden Kraftwerksparks. Erzeugerpreise in dieser Höhe decken die Vollkosten neuer Kraftwerke nicht geben somit keine Anreize für Kraftwerksneubauten. Es ist daher davon auszugehen, dass sich die Erzeugerpreise nach Rückführung der Überkapazitäten auf Basis langfristiger Grenzkosten bilden. Diese Erzeugerpreise transportieren Knappheitssignale, die einen optimalen Kraftwerkszubau induzieren, wobei die Vollkosten neuer Kraftwerke gerade gedeckt werden.²⁴

²⁴ Wir orientieren uns am Modell des sog. „Peak Load Pricing“. Entsprechend erfolgen die zur Vollkostendeckung nötigen Preisaufschläge auf die kurzfristigen Grenzkosten in Spitzenlastzeiten.

Im Folgenden wird die Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Strompreise²⁵ auf dem Großhandelsmarkt für die verschiedenen Szenarien dargestellt (Abbildung 6).

Abbildung 6: Entwicklung der mengengewichteten Strompreise auf dem Großhandelsmarkt, 2010 bis 2030



Quelle: eigene Berechnungen

Im Basisszenario ergibt sich in der Phase der zu ersetzenden Kernkraftwerkskapazitäten zunächst ein Strompreisanstieg ausgehend von rd. 35 €₂₀₀₀/MWh in 2010 auf rd. 43 €₂₀₀₀/MWh in 2020. Anschließend stagniert der Strompreis nahezu, da sich Preis treibende Einflüsse (insbesondere zunehmende Brennstoffpreise und CO₂-Preise, Anlagenersatzbedarf) und Preis entlastende Einflüsse (nach 2020 leicht rückläufiger Stromverbrauch, verbesserte Wirkungsgrade von Neuanlagen gegenüber Altanlagen) nahezu kompensieren.

In den Szenarien mit längeren Laufzeiten von Kernkraftwerken ergeben sich erwartungsgemäß niedrigere Strompreise als im Basisszenario. Hierzu trägt bei, dass in den Szenarien LZ 40 und LZ 60 i) Erdgaskraftwerke mit vergleichsweise hohen variablen Kosten weniger häufig Preis setzend sind, ii) die CO₂-Preise infolge vermehrter Kernenergieverstromung niedriger liegen als im Basisszenario und iii) durch längere Laufzeiten von KKW Kraftwerkszubauten vermieden werden. Im Szenario LZ 60 sind diese Effekte stärker ausgeprägt als im Szenario LZ 40, so dass der Strompreis nach einem leichten Anstieg bis 2020 auf 37 €₂₀₀₀/MWh in der Folge wieder leicht absinkt auf ein Niveau von ca. 35 bis 36 €₂₀₀₀/MWh.

²⁵ Der durchschnittliche mengengewichtete Strompreis auf dem Großhandelsmarkt gibt den Strompreis für einen typischen Verbraucher an, dessen Laststruktur der der Gesamtlast im deutschen Stromnetz entspricht.

Abbildung 6 zeigt ferner, dass sich die Strompreise im Szenario mit Laufzeiten der KKW von 40 Jahren bis 2030 wieder den Preisen des Basisszenarios angleichen. Ein derartiges Angleichen an das Basisszenario erfolgt im Szenario LZ 60 außerhalb unseres Betrachtungszeitraums gegen 2050, wenn der Kernenergieausstieg auch in LZ 60 vollzogen ist.

2.7 Ergebnisauswirkung in der Elektrizitätswirtschaft

Längere Laufzeiten der Kernkraftwerke von 40 bzw. 60 Kalenderjahren führen gegenüber Basisszenario jeweils sowohl zu Kostenentlastungen als auch zu Strompreis- und Erlösminderungen. Für die Erlösminderungen sind die dem Großhandelsmarkt zuzurechnenden Strommengen maßgeblich (Bruttostromverbrauch abzüglich Eigenverbrauch der Kraftwerke, Leitungsverluste und EEG-Mengen, da letztere nicht zu den Bedingungen des Großhandelsmarkts gehandelt werden). Im Saldo ergeben sich für die deutsche Elektrizitätswirtschaft keine signifikanten Ergebnissteigerungen.

3 Sektorale und gesamtwirtschaftliche Wirkungen

3.1 Vorbemerkungen

Die Folgen einer Ausdehnung der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke bleiben nicht auf die Elektrizitätswirtschaft beschränkt. Die dargestellten Stromkosten- und -preiseffekte einerseits, die strukturellen Veränderungen im Kraftwerkspark andererseits führen zu sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen, die zum Teil kontraktiv, zum Teil auch expansiv wirken. Kontraktive Wirkungen werden insbesondere von den auf der Zeitachse verschobenen Investitionen in Kraftwerksneubauten, expansive Effekte von den Kostenentlastungen ausgehen, die je nach Überwälzung der Kosten- und Preiseffekte unterschiedliche Entlastungen bei den einzelnen Verbrauchergruppen zur Folge haben. Der Ausfall von Kraftwerksneubauten trifft insbesondere die Investitionsgüterbereiche und das Baugewerbe, denen ein Teil der zusätzlichen Nachfrage, die der vorzeitige Ersatz der Kernkraftkapazitäten sonst gehabt hätte, verloren geht. Die Kostenentlastungen machen sich vor allem bei den stromabhängigen Sektoren wie etwa der Metallerzeugung oder der chemischen Grundstoffproduktion bemerkbar.

Weder die Produktionseffekte noch die Kostenimpulse bleiben allerdings auf die genannten Sektoren und Prozesse beschränkt. Aufgrund der wechselseitigen Verflechtungen der Sektoren untereinander ist zu erwarten, dass beide Effekte indirekte Wirkungen nach sich ziehen, die schließlich zu einer Überlagerung von kontraktiven und expansiven Wirkungen führen. Zwar trifft die geringere Nachfrage nach Investitionsgütern zunächst auch die Lieferanten von Vor- und Zwischenprodukten für Investitionsgüter wie beispielsweise die Stahlerzeugung, Kunst- oder Baustoffe, gleichzeitig gehören diese Sektoren jedoch zu den stromintensiven Sektoren und profitieren in erheblichem Umfang von den Kostenentlastungen in der Elektrizitätswirtschaft. Dies gilt selbstverständlich auch für die weniger stromintensiven Investitionsgüterproduzenten und die übrigen Bereiche der produzierenden Wirtschaft. Kostenentlastungen sind gleichbedeutend mit einer Verbesserung der Gewinnsituation und liefern damit einen Anreiz für zusätzliche Investitionen, die unter Umständen sogar den Nachfrageausfall beim Kraftwerksbau kompensieren können. Für die sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen ist der Nettoeffekt entscheidend, der sich letztlich aus den direkten und indirekten Wirkungen der Primärimpulse ergibt. Dieser Nettoeffekt wird im Folgenden zunächst für

- die stromintensiven Prozesse des verarbeitenden Gewerbes wie die chemische Grundstoffproduktion, die Stahlerzeugung oder die NE-Metallindustrie sodann
- für die übrigen Sektoren des verarbeitenden Gewerbes,
- die Handels- und Dienstleistungssektoren und die privaten Haushalte

und schließlich als zusammenfassende Bilanz

- für die gesamtwirtschaftliche Produktion und Beschäftigung, die Wachstumsrate des Bruttoinlandsprodukts, die Arbeitslosenzahl und die Inflationsrate

dargestellt.

Methodische Basis dieser Analysen ist ein formales System, mit dem die kontraktiven und expansiven Effekte simultan bestimmt und in ihren sektoralen wie auch gesamtwirtschaftli-

chen Wirkungen ermittelt werden können.²⁶ Die einzelnen Elemente lassen sich dabei grob wie folgt charakterisieren:

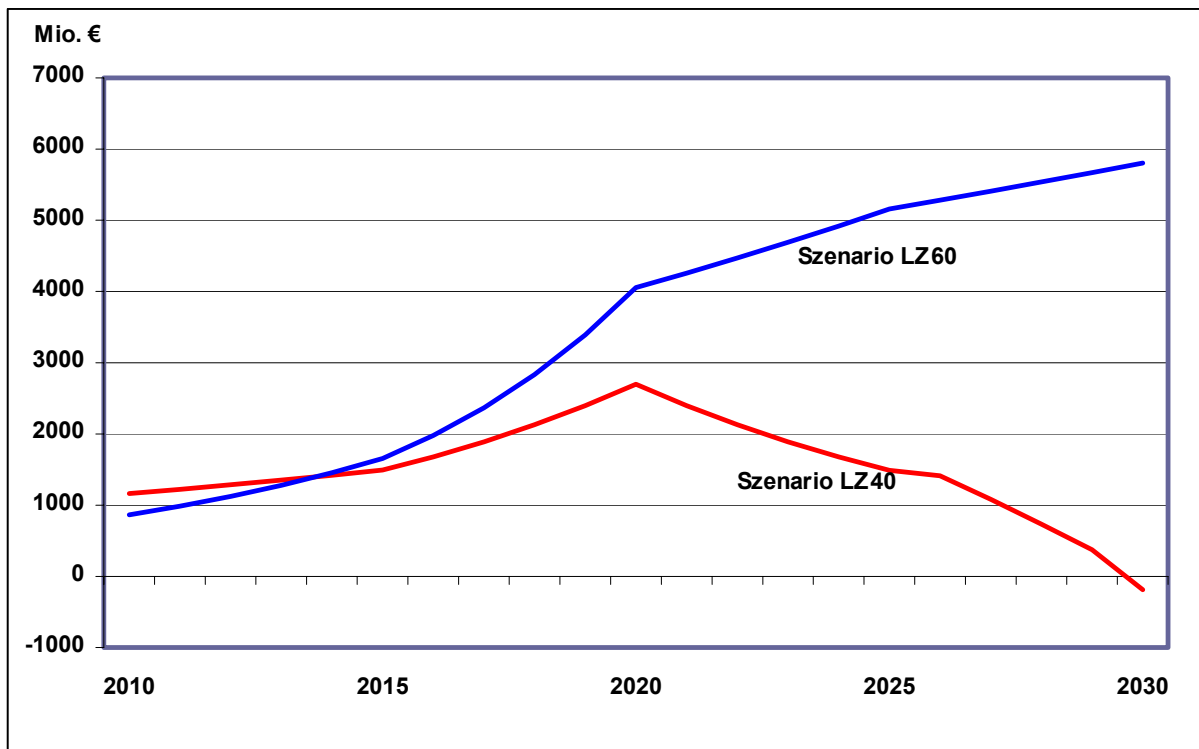
- das real (güter-) wirtschaftliche Output-System, in dem die Endnachfrage und die intermediären Liefer- und Leistungsströme abgebildet werden;
- das Preismodell, in dem die sektoralen Stückkosten aus dem Zusammenwirken von verschiedenen Kostenkomponenten (Energie, Arbeit, Kapital, Material und Dienstleistungen) und staatlichen Belastungen oder Entlastungen (indirekte Steuern oder Subventionen) erklärt und die Preise der einzelnen Güter bzw. Gütergruppen nach Verwendungsbereichen differenziert bestimmt werden;
- das Kapitalbestands- und Potentialrechnung, in der sektorale Bruttoausrüstungs- und Bruttobauvermögen sowie Produktionskapazitäten und Auslastungsgrade erklärt werden,
- das Arbeitsmarktmodell, in dem auf gesamtwirtschaftlicher Ebene das Arbeitsangebot festgelegt wird und auf sektoraler Ebene die Arbeitsvolumina, durchschnittlichen Arbeitszeiten, Zahl der Beschäftigten, Arbeitsproduktivitäten, Lohnsätze und Bruttoeinkommen aus unselbständiger Arbeit erfaßt werden und schließlich
- das Umverteilungsmodell, mit dem im Wesentlichen das Steuer-, Sozialversicherungs- und Transfersystem abgebildet wird, um daraus die Einnahmen und Ausgaben des Staates sowie das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte bestimmen zu können.

3.2 Die unmittelbaren Kosten- und Nachfrageeffekte

Im vorausgegangenen Abschnitt wurden die realen Kosten- und Preiseffekte in der Elektrizitätswirtschaft anhand der Entwicklung der Großhandelspreise für Strom dargestellt. Diese bilden den Ausgangspunkt der folgenden Analyse. Für die sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen ist dabei zu berücksichtigen, dass die im Großhandelspreis erkennbaren Kosteneffekte nur jenen Teil des Stromverbrauchs beeinflussen; der tatsächlich über den Großhandel bezogen wird. Jener Teil, der aus erneuerbaren Energiequellen oder aus eigenen Anlagen bereitgestellt wird, bleibt davon unbeeinflusst. Bei einem Gesamtstromverbrauch von 520 bis 530 TWh und einer von 61 auf 117 TWh steigenden Erzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen nimmt dieser kosten- und preisunabhängige Bestandteil der Strompreise stetig zu und erreicht im Jahr 2030 einschließlich der Erzeugung in Eigenanlagen in Höhe von 48 TWh einen Anteil von rund 30 %.

²⁶ Eine ausführlichere Darstellung des Modells findet sich im Anhang.

Abbildung 7: Nominale Stromkosteneffekte 2010 bis 2030 – Abweichungen gegenüber dem Basisszenario



Quelle: Eigene Berechnungen

Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge können infolge der niedrigeren Großhandelspreise für Strom im Szenario LZ 40 gegenüber dem Basisszenario Zusatzkosten von bis zu 1,7 Mrd. €, im Szenario LZ 60 von 3,0 Mrd. € vermieden werden, woraus nominal vermiedenen Kosten von bis zu 2,7 Mrd. im Szenario LZ 40 bzw. fast 6 Mrd. € im Szenario LZ 60 folgen (vgl. Abbildung 7). Ursächlich für diese Niveauunterschiede ist vor allem die zeitliche Entwicklung: während zu Beginn die Effekte in beiden Szenarien weitgehend parallel verlaufen, verliert sich bei einer Laufzeit von 40 Kalenderjahren der Effekt nach Ablauf von 20 Jahren. Im Szenario LZ 60 nimmt der Entlastungseffekt demgegenüber kontinuierlich zu und erreicht am Ende des Untersuchungszeitraumes seinen höchsten Wert.²⁷

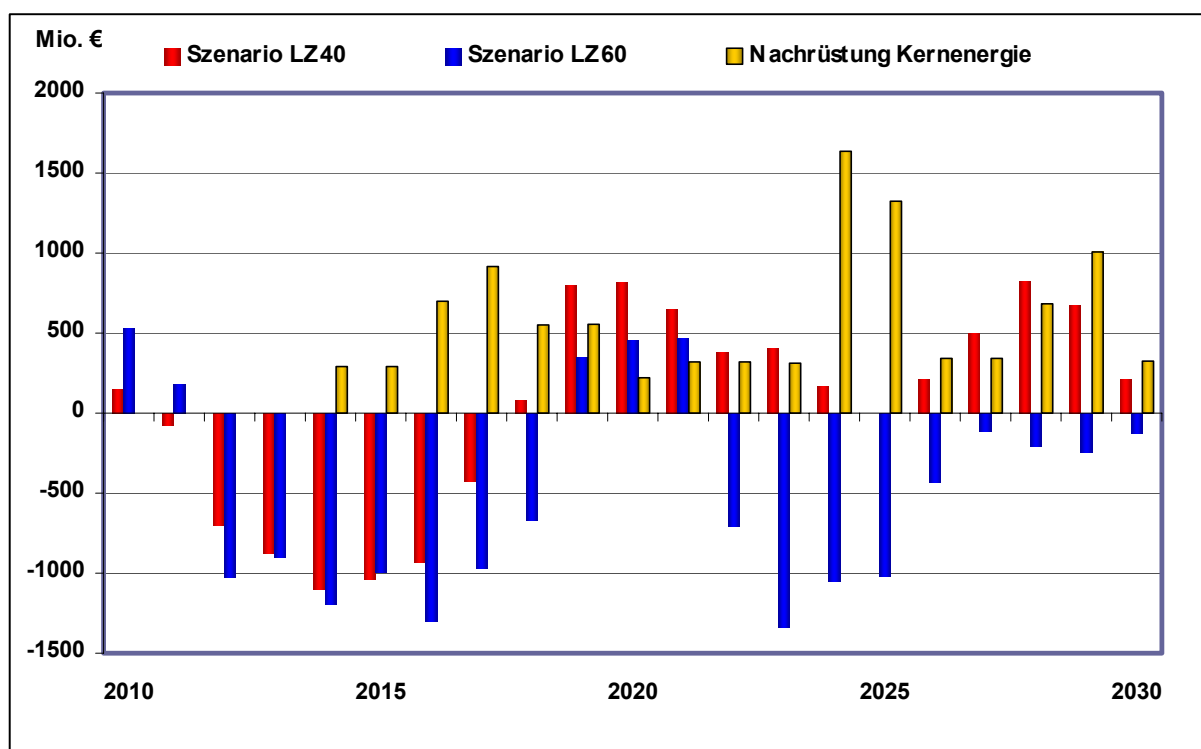
Kostenentlastungen ergeben sich jedoch nicht nur aus den im Vergleich zum Basisszenario niedrigeren Strompreisen, sondern auch aus den geringeren CO₂-Minderungsanforderungen an die übrigen Bereiche in Deutschland und der EU, die eine höhere Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke bedeutet. Der Entlastungseffekt beträgt im günstigsten Fall allerdings nur 700 Mio. €, da die nominalen CO₂-Preise durch eine längere Laufzeit nur um knapp 15 €/t sinken.

Diesem Kostenimpuls stehen Nachfrageverschiebungen gegenüber, die sich aus drei zum Teil kompensierenden Effekten zusammensetzen:

²⁷ Da dieser Effekt nur zu einem geringen Teil aus den in diesem Zeitraum vermiedenen Investitionen resultiert, dürfte diese Kostenentlastung auch über das Jahr 2030 hinaus wirksam bleiben.

- zum einen wird der Ersatz der Kernkraftwerke auf der Zeitachse verschoben, bei einer Festlegung der Laufzeiten auf 40 Kalenderjahre um rund 8, im Szenario LZ 60 sogar um fast 30 Jahre. Im letzten Fall fällt der Ersatzbedarf in die Zeit nach 2030 und damit außerhalb des hier angenommenen Betrachtungszeitraumes. Dadurch geht ein Investitionsvolumen von knapp 12 Mrd. € verloren, da der vorzeitige Ersatz stillgelegter Kernkraftwerke durch Erdgas GuD-Anlagen bis 2030 entfällt;
- gleichzeitig verändert sich vor allem infolge des niedrigeren CO₂-Preises die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksneubauten zugunsten von Steinkohle, so dass gegenüber dem Basisszenario mehr als 4.000 MW zusätzliche Leistung auf Basis Steinkohle errichtet werden. Der Bau dieser Anlagen ist mit spezifisch etwa doppelt so hohen Investitionen verbunden, so dass über diesen Effekt der Nachfrageausfall zu einem Teil (mehr als 2,1 Mrd. €) kompensiert wird;
- schließlich ist zu erwarten, dass eine Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke über 60 Jahre nicht ohne umfangreiche und kostenträchtige Modernisierungs- und Instandhaltungsarbeiten möglich sein wird. Die exakte Höhe der damit verbundenen Kosten ist zwar nur schwer abzuschätzen, dürfte jedoch über alle Kraftwerke gerechnet ein Volumen von rund 10 Mrd. erreichen. Diese Nachrüstungsmaßnahmen werden nach einer Betriebszeit von 40 Jahren notwendig und fallen deshalb in die zweite Hälfte des Untersuchungszeitraumes, kompensieren also weitgehend den Nachfrageausfall im Kraftwerksneubau.

Abbildung 8: Reale Nachfrageeffekte der längeren Laufzeiten, 2010 bis 2030 – Abweichungen gegenüber dem Basisszenario



Quelle: Eigene Berechnungen

Per Saldo hat eine Laufzeit der bestehenden Kraftwerke von 40 Jahren daher vor allem eine Verschiebung der Investitionen in Kraftwerksneubauten um bis zu acht Jahre zur Folge, einem Rückgang der Investitionen in der ersten Hälfte um rund 6 Mrd. € stehen zusätzliche Investitionen in nahezu gleicher Höhe zwischen 2018 und 2030 gegenüber (vgl. Abbildung 8).

Ähnliche Verschiebungen gelten bei einer Nutzung von 60 Kalenderjahren: der Ausfall zusätzlicher Nachfrage im Kraftwerksneubau wird mit Verzögerungen von ein bis drei Jahren kompensiert durch Investitionen in bestehende Kernkraftwerke und ist am Ende des Untersuchungszeitraumes sogar um 2,5 Mrd. € höher als der Nachfrageausfall beim Neubau. Insgesamt unterliegt der unmittelbare Nachfrageimpuls daher deutlich stärkeren Schwankungen als der Kosten- und Preisimpuls und bleibt insoweit in seinen unmittelbaren Wirkungen hinter dem Kosten- und Preiseffekt zurück.

3.3 Die Kosteneffekte für die stromintensiven Produktionsprozesse

Der Kosten- und Preiseffekt, der selbstverständlich auch die geringeren Kosten des Emissionshandels umfasst, ist zunächst vor allem für die stromintensiven Produktionsverfahren von Bedeutung, da sich Strom- und CO₂-Preiseffekte aufgrund der zum Teil außerordentlich hohen spezifischen Stromverbräuche dieser Prozesse unmittelbar in gegenüber dem Basisszenario vermiedenen Zusatzkosten niederschlagen. Der mit Abstand größte industrielle Stromverbraucher in Deutschland ist die chemische Industrie, knapp 50 TWh oder 22 % des gesamten industriellen Stromverbrauchs entfällt auf die Herstellung chemischer Erzeugnisse. Die Anteile der übrigen Industriehauptgruppen sind in der Reihenfolge ihrer Bedeutung die Metallherzeugung (20 %), das Papiergewerbe (9 %) der Straßenfahrzeugbau (7 %) und das Ernährungsgewerbe (6 %). In der Summe wird demnach mehr als die Hälfte des an die Industrie insgesamt gelieferten Stroms in drei Sektoren, in der Chemie, der Metallherzeugung und der Herstellung von Papieren und Pappen verbraucht.

Der absolute Stromverbrauch gibt zwar einen ersten Hinweis auf die unterschiedliche Bedeutung des Faktors Strom im sektoralen Strukturbild, erscheint jedoch ohne den Bezug zu den Leistungsgrößen der verschiedenen Wirtschaftsbereiche wenig aussagefähig. Insbesondere für die Kostenbelastungen ist weniger der absolute als vielmehr der relative Verbrauch – hier bezogen auf die jeweilige sektorale Bruttowertschöpfung - entscheidend. Gemessen an dieser spezifischen Kennziffer verliert die chemische Industrie ihre Spitzenstellung. Sowohl in Bezug auf die Stromintensität als auch den Anteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung liegen die Erzeugung von Metallen und die Herstellung von Papier und Pappe deutlich vor der chemischen Industrie (vgl. Tabelle 24).

Überproportional hohe Stromkostenbelastungen haben insbesondere jene Produktionssegmente zu tragen, die elektrische Energie vor allem als Prozessenergie nutzen. Es ist deshalb wenig verwunderlich, dass die Stromkosten bezogen auf die Bruttowertschöpfung in der Metallherzeugung mit fast 10 % überdurchschnittlich hoch sind. Im Vergleich dazu sind die Stromkosten in den meisten übrigen Bereichen gering, sie variieren zwischen 0,2 % (Tabakverarbeitung) und 6,2 % (Recycling).

Tabelle 24: Bedeutung der Stromkosten im Verarbeitenden Gewerbe, 2001

	Stromverbrauch		Stromkosten	
	in GW h	in kW h/ 1.000 €	in Mio.€	Anteil an BW S
Ernährungsgewerbe (15)	13822	452	876	2,9
Tabakverarbeitung (16)	273	24	18	0,2
Textilgewerbe (17)	3422	697	197	4,0
Bekleidungs-gewerbe (18)	1320	535	12	0,5
Ledergewerbe (19)	170	188	10	1,1
Holzgewerbe (20)	3821	836	250	5,5
Papiergewerbe (21)	18749	1897	771	7,8
Verlags-, Druckgewerbe (22)	3185	191	221	1,3
Mineralölverarbeitung (23)	7564	227	308	0,9
Chemie (24)	48741	1200	1798	4,4
Gummi- u. Kunststoffwaren (25)	11714	632	772	4,2
Glas/Keramik (26)	12757	994	599	4,7
Metallerzeugung (27)	42763	2652	1553	9,6
Herst. v. Metallerzeugnissen (28)	9224	309	691	2,3
Maschinenbau (29)	9136	154	718	1,2
Herst. v. ADV-Waren (30)	353	112	25	0,8
Geräte der Elektrizitätserzeugung (31)	4980	182	356	1,3
Fernseh- u. Nachrichtentechnik (32)	2951	380	225	2,9
Medizin-, Messtechnik, Optik (33)	1602	122	120	0,9
Strassenfahrzeugbau (34)	15825	276	969	1,7
Sonstiger Fahrzeugbau (35)	1657	175	102	1,1
MSSS-Waren (36)	1969	210	109	1,2
Recycling (37)	375	827	28	6,2
Verarbeitendes Gewerbe	216372	515	10730	2,6

Quelle: Statistisches Bundesamt

Die sektorale Ebene vermittelt zwar ein zutreffendes Bild der relativen Bedeutung der Stromkosten, ist für die konkreten Wirkungen auf einzelne Produktionsprozesse nicht detailliert genug. Denn in einzelnen Sektoren sind energieintensive Grundstoffproduktionen mit arbeitsintensiven Weiterverarbeitungsprozessen vermischt. So erstreckt sich die Produktpalette der chemischen Industrie von der Produktion organischer und anorganischer Grundstoffe über die Herstellung von wichtigen Zwischenprodukten wie Lacke und Farben, Dünge- und Pflanzenschutzmitteln oder Kunststoffen in Primärformen bis hin zu konsumnahen Endprodukten wie Pharmazeutika oder Wasch- und Reinigungsmitteln. Energie- und stromintensiv ist dabei ins-

besondere die chemische Grundstoffproduktion. Die Stromkosten dieser Prozesse liegen deutlich über dem sektoralen Durchschnitt, erreichen in Einzelfällen (Primäraluminium, Chlor) sogar fast die Hälfte der Herstellungskosten (vgl. Tabelle 25). Die im Vergleich zum Basiszenario vermiedenen Kostensteigerungen, die mit einer längeren Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke verbunden sind, dürften für diese stromintensiven Verfahrenslinien eine erhebliche Bedeutung haben.

Tabelle 25: Stromkosten und Herstellungskosten ausgewählter Produkte, 2002

	Stromkosten in €/t	Herstellungskosten in €/t	Anteil in %
Holzschliff, Zellstoff	8	162	4,9
Papier und Pappe	33	733	4,5
Zement	5	58	8,6
Stahl	20	473	4,2
Aluminium	572	1238	46,2
Chlor	50	125	40,0

Quelle: Statistisches Bundesamt und eigene Schätzungen

Ob diese Kosteneffekte allerdings für die stromintensiven Produktionsverfahren tatsächlich wirksam werden, hängt vor allem von den Marktgegebenheiten und der Marktstellung der Stromanbieter und -verbraucher ab. Eine geringe Nachfrageelastizität in Verbindung mit einer starken Marktstellung der Versorgungsunternehmen lässt eher eine geringe Weitergabe der Kosteneffekte, eine hohe Nachfrageelastizität demgegenüber eine nahezu vollständige Überwälzung erwarten. Stromintensive Prozesse sind durch eine weitgehend limitationale Technik geprägt, so dass Strompreisänderungen in diesen Sektoren nur in sehr engen Grenzen durch Verbrauchsreaktionen aufgefangen werden können. Deshalb wäre zu erwarten, dass für diese Sektoren der Kostenimpuls sich kaum in den Strompreisen niederschlägt.

Dabei wird jedoch übersehen, dass neben direkten auch indirekte Verbrauchsreaktionen möglich sind, etwa über eine Anpassung der Produktion an geänderte Strompreise. Dieser Effekt ist insbesondere in jenen Bereichen zu erwarten, deren Stromkosten an den variablen Produktionskosten bis zu 50 % ausmachen. Für diese Sektoren sind wettbewerbsfähige Strompreise standortprägend, allerdings an Voraussetzungen geknüpft, die in Deutschland in den letzten Jahren immer schwieriger zu realisieren waren. Dafür verantwortlich sind nicht nur die Preisentwicklungen auf den Weltenergiemärkten, sondern zu einem erheblichen Teil auch die Modifikationen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, die mit dem Ziel einer Verringerung der Treibhausgasemissionen in den letzten Jahren in Kraft getreten sind wie beispielsweise die ökologische Steuerreform, das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Tabelle 26: Kosteneffekte bei energieintensiven Prozessen; Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
	Euro/t				
Chlor, Natronlauge	1,57	4,47	6,74	5,36	1,09
Elektrostahl	0,59	1,69	2,94	2,38	0,71
Aluminium	9,24	21,56	33,34	25,44	4,22
Papier, Pappe	0,78	1,98	2,89	2,10	0,35
Glas	0,61	0,95	1,83	1,52	0,31
Zement	0,17	0,28	0,48	0,34	0,01
	in % der Basislösung				
Chlor, Natronlauge	1,6	4,0	5,4	3,9	0,7
Elektrostahl	0,2	0,4	0,7	0,5	0,1
Aluminium	1,3	2,7	3,7	2,8	0,4
Papier, Pappe	1,0	1,5	2,2	1,4	0,0
Glas	1,4	2,1	2,9	1,7	0,1
Zement	1,1	1,6	2,5	1,6	0,0
	Szenario LZ60				
	Euro/t				
Chlor, Natronlauge	2,40	6,51	13,93	19,64	22,16
Elektrostahl	0,94	2,39	5,55	8,35	10,09
Aluminium	11,15	28,57	61,95	85,74	97,31
Papier, Pappe	1,03	2,83	5,69	7,49	8,04
Glas	0,22	1,06	2,14	3,66	5,99
Zement	0,10	0,29	0,64	0,88	1,09
	in % der Basislösung				
Chlor, Natronlauge	2,4	5,8	11,1	14,3	14,5
Elektrostahl	0,3	0,6	1,3	1,8	2,0
Aluminium	1,5	3,5	6,8	9,3	9,4
Papier, Pappe	0,6	1,7	3,3	3,9	4,1
Glas	1,1	2,3	4,4	4,8	4,6
Zement	0,6	1,6	3,4	4,3	4,9

Quelle: eigene Berechnungen

Die längere Nutzung der bestehenden Kraftwerke könnte diesen Kostendruck zumindest teilweise reduzieren und damit einer weiteren Verschlechterung der Wettbewerbsposition dieser Sektoren entgegenwirken. Bereits bei einer um acht Kalenderjahre verlängerten Nutzung erreichen die Entlastungen je nach Stromintensität des Verfahrens im Maximum knapp 35 €/t, bei einer weiter verlängerten Betriebszeit sogar bis zu 100 €/t (vgl. Tabelle 26).

Die konkrete Höhe ist dabei ein Spiegelbild der spezifischen Stromeinsätze: So bedeutet ein im Vergleich zum Basisszenario geringerer Kostenanstieg im Bereich der allgemeinen Stromerzeugung um 1 €/MWh rein rechnerisch eine Reduktion der spezifischen Produktionskosten in der Chlor-Alkali-Elektrolyse um 2,83 €/t, bei einer Produktion von 3,7 Mill. t Chlor also eine absolute Kostenreduktion von mehr als 10 Mio. €. Selbst wenn man berücksichtigt, dass bei der Herstellung von 950 t Chlor etwa 1 000 t Natronlauge und 310 000 Nm³ Wasserstoff als Nebenprodukte anfallen, also nur etwa 49,5 % des spezifischen Stromeinsatzes und damit der Kostenentlastungen auf die Herstellung von Chlor selbst, 50,5 % hingegen auf die Produktion der Natronlauge entfallen, ist der Entlastungseffekt erheblich.

Auch bei der Verhüttung von Primäraluminium schlägt sich eine längere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke in einer deutlichen Veränderung der Produktionskosten gegenüber dem Basisszenario nieder – bei einer Laufzeit von 60 Kalenderjahren um bis zu 97,30 €/t bzw. knapp 10 % der Gesamtkosten. Die außerordentliche Stromintensität der Aluminiumerzeugung hat allerdings bereits in der Vergangenheit dazu geführt, dass sich die Produktion auf jene Regionen konzentriert, die über ein preiswertes Stromangebot, in der Regel aus Wasserkraft, verfügen. Da Deutschland derartige natürliche Standortvorteile nicht aufweisen kann, war der Wettbewerbsdruck für die heimische Produktion auch ohne die erwähnten Klimaschutzmaßnahmen schon immer relativ groß und hat seit Mitte der achtziger Jahre Produktionseinbußen von etwa 100.000 t erzwungen. Dieser Trend wird sich auch in Zukunft nicht umkehren lassen – auch wenn eine längere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke dazu beitragen könnte, diesen Trend nicht noch zusätzlich zu forcieren.

In den übrigen stromintensiven Prozessen fallen die gegenüber dem Basisszenario geringeren Kosten sowohl prozentual zum Niveau im Basisszenario als auch je Tonne Erzeugung geringer aus. Ursächlich dafür sind zum einen die deutlich geringeren spezifischen Stromverbräuche, zum anderen die Wertsteigerung der erzeugten Produkte. So erreicht der spezifische Stromeinsatz im Elektrostahlverfahren gegenwärtig 493 kWh/t, der Preis je Tonne Elektrostahl kann jedoch je nach Qualität bis zu 750 €/t erreichen.

3.4 Die Kosteneffekte in den übrigen Sektoren des verarbeitenden Gewerbes

Die gegenüber dem Basisszenario geringeren Kosten in den übrigen Bereichen des produzierenden Gewerbes setzen sich aus zwei Effekten zusammen:

- den unmittelbaren Strompreis- bzw. CO₂-Preiseffekten und
- den mittelbaren Kosteneffekten für stromintensive Vormaterialien.

Der Strompreiseffekt allein ist im Vergleich zu den stromintensiven Prozessen deutlich geringer ausgeprägt, da Strom nicht mehr als Prozessenergie mit relativ hohen spezifischen Einsätzen, sondern überwiegend als Antriebsenergie mit relativ geringen spezifischen Verbräuchen genutzt wird. Dafür gewinnt der mittelbare Kosteneffekt, der aus Preissenkungen bei stromintensiven Vorprodukten resultiert, ein stetig größeres Gewicht. Bei einer Laufzeit von 60 Kalenderjahren beispielsweise erreicht dieser Effekt im Jahr 2030 immerhin 2,3 Mrd. €; von der Gesamtentlastung in Höhe von 5,5 Mrd. € gehen somit nur noch 3,2 Mrd. € auf die niedrigeren Energie- und CO₂-Kosten zurück.

Tabelle 27: Kosteneffekte im Verarbeitenden Gewerbe, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
	Mio. €				
Grundstoffe	160	346	694	538	47
Investitionsgüter	153	223	555	525	-14
Verbrauchsgüter	55	42	173	141	-27
Nahrungs-, Genußmittel	62	92	314	314	187
Insgesamt	430	704	1736	1518	192
darunter: Energiekosten	298	637	1073	851	101
	in % der Basislösung				
Grundstoffe	0,04	0,06	0,10	0,07	0,00
Investitionsgüter	0,01	0,02	0,03	0,03	0,00
Verbrauchsgüter	0,02	0,01	0,04	0,03	0,00
Nahrungs-, Genußmittel	0,03	0,04	0,10	0,07	0,03
Insgesamt	0,02	0,03	0,06	0,04	0,00
darunter: Energiekosten	0,01	0,01	0,03	0,02	0,00
	Szenario LZ60				
	Mio. €				
Grundstoffe	142	419	1131	1613	2035
Investitionsgüter	62	147	743	1254	1986
Verbrauchsgüter	-2	3	160	246	405
Nahrungs-, Genußmittel	26	79	337	514	1040
Insgesamt	230	649	2371	3627	5467
darunter: Energiekosten	278	786	1812	2593	3183
	in % der Basislösung				
Grundstoffe	0,03	0,08	0,17	0,20	0,20
Investitionsgüter	0,01	0,01	0,05	0,06	0,08
Verbrauchsgüter	0,00	0,00	0,04	0,05	0,07
Nahrungs-, Genußmittel	0,01	0,03	0,10	0,11	0,15
Insgesamt	0,01	0,03	0,08	0,10	0,11
darunter: Energiekosten	0,01	0,01	0,04	0,05	0,05

Quelle: eigene Berechnungen

Niedrigere Strompreise und kostengünstige Vormaterialien summieren sich im Szenario LZ 60 bis zum Jahr 2030 für die den Grundstoffbereichen nachgelagerten Investitionsgüter, Verbrauchsgüter sowie Nahrungs- und Genussmittel auf ein Entlastungsvolumen von 3,4 Mrd. €, wobei auf die Investitionsgütersektoren der absolut größte Effekt entfällt, da deren Produktionskosten bis zum Jahr 2030 um knapp 2 Mrd. € bzw. rund 1 % im Vergleich zum Basisszenario sinken (vgl. Tabelle 27).

Die zeitliche Entwicklung der Kostenentlastungen folgt dabei den bereits zu Beginn dargestellten Verläufen in der Elektrizitätswirtschaft: in den ersten Jahren stimmen die Entlastungseffekte in beiden Szenarien weitgehend überein, ab dem Jahre 2020 driften sie erkennbar auseinander; im Szenario LZ 60 wachsen die Entlastungen weiter an und erreichen im Jahr 2030 knapp 3,2 Mrd. €, im Szenario LZ 40 nehmen sie hingegen kontinuierlich ab und unterscheiden sich im Jahr 2030 kaum noch vom Basisszenario.

3.5 Die Kosteneffekte in den übrigen Bereichen

In den grundstoffernen Bereichen der industriellen Produktion und insbesondere den Dienstleistungssektoren verlieren die Stromkosten erheblich an Bedeutung, zum einen wegen der geringen Stromintensität der Produktionsprozesse, zum anderen infolge der steigenden Bedeutung nichtenergetischer Einsatzfaktoren und des höheren Veredelungsgrades der erzeugten Produkte. Die Stromkosten erreichen in diesen Sektoren kaum mehr als 1 % der gesamten Produktionskosten und die in der Elektrizitätswirtschaft gegenüber dem Basisszenario geringeren Produktionskosten machen sich hier direkt kaum bemerkbar.

Mit der zunehmenden Verarbeitungstiefe wächst jedoch zugleich die Bedeutung der nicht-energetischen Material- und Dienstleistungsinputs und damit die Bedeutung der Überwälzungsmechanismen, mit denen die gegenüber dem Basisszenario vermiedenen Zusatzkosten in der Elektrizitätswirtschaft an die stromintensiven Bereiche und von diesen an die nachgelagerten Sektoren weitergegeben werden.

Maßgeblich für die konkrete Höhe ist zum einen die Wettbewerbssituation auf den Absatzmärkten der einzelnen Güter und Dienstleistungen. Eine starke Marktstellung von Importprodukten beispielsweise, die im Substitutionswettbewerb zu inländischen Erzeugnissen stehen, dürfte die Überwälzung der Kostenentlastungen geradezu notwendig machen, um die Wettbewerbsposition gegenüber diesen Importen aufrechterhalten zu können. Mit geringen Modifikationen hinsichtlich der Wettbewerbsintensität gelten diese Marktbedingungen für alle Sektoren des verarbeitenden Gewerbes. In einzelnen Dienstleistungsbereichen dürfte die Substitutionskonkurrenz demgegenüber eher gering sein.

Andererseits spiegelt sich in den indirekten Wirkungen die gesamte Verflechtungsstruktur der deutschen Volkswirtschaft wider. Arbeitsintensive Dienstleistungsbereiche etwa, die von den direkten Stromkostenentlastungen kaum berührt werden, profitieren umso stärker von den Entlastungen im verarbeitenden Gewerbe, insbesondere in den Investitionsgüterbereichen, je kapitalintensiver ihre Produktionsverfahren sind. Denn die verringerten Anschaffungskosten der Investitionsgüter haben zur Folge, dass auch die Abschreibungen auf diese Kapitalgüter niedriger ausfallen als im Basisszenario. Zwar ist dieser Effekt infolge der langen Lebens- und damit Abschreibungsdauern der Kapitalgüter über einen Zeitraum von bis zu zwanzig Jahren verteilt, bei einer Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Jahren werden dadurch die Produktionskosten bis zum Jahr 2030 insgesamt aber um mehr als 600 Mio. € entlastet, liegen also nur noch geringfügig unter den CO₂-Kostenentlastungen.

In der Summe erreichen diese indirekten Effekte im Szenario LZ 40 bereits nach wenigen Jahren das Niveau der direkten Kosteneffekte, im Szenario LZ 60 übertreffen sie am Ende

Tabelle 28: Kosteneffekte in den Dienstleistungssektoren und bei den privaten Haushalten, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
	Mio. €				
Handel, Verkehr	298	423	503	424	-354
Dienstleistungen	172	284	742	802	-28
Staat	192	371	678	532	-106
Übrige Sektoren	74	77	407	350	134
Haushalte	703	1210	2375	1997	-305
Insgesamt	1438	2365	4705	4103	-659
darunter: Energiekosten	979	1523	2876	1890	-340
	in % der Basislösung				
Handel, Verkehr	0,06	0,07	0,07	0,05	-0,03
Dienstleistungen	0,02	0,02	0,05	0,04	0,00
Staat	0,03	0,06	0,09	0,06	-0,01
Übrige Sektoren	0,02	0,02	0,09	0,07	0,02
Haushalte	0,05	0,07	0,11	0,08	-0,01
Insgesamt	0,04	0,05	0,08	0,06	-0,01
darunter: Energiekosten	0,03	0,03	0,05	0,03	-0,01
	Szenario LZ60				
	Mio. €				
Handel, Verkehr	43	207	403	674	558
Dienstleistungen	78	49	526	753	1049
Staat	132	344	836	1138	1139
Übrige Sektoren	24	-2	326	373	445
Haushalte	212	584	1787	3640	5443
Insgesamt	488	1182	3879	6578	8634
darunter: Energiekosten	500	1361	3014	3708	3464
	in % der Basislösung				
Handel, Verkehr	0,01	0,06	0,11	0,15	0,15
Dienstleistungen	0,01	0,01	0,04	0,05	0,07
Staat	0,02	0,06	0,12	0,14	0,13
Übrige Sektoren	0,02	0,02	0,09	0,10	0,11
Haushalte	-0,01	0,03	0,09	0,15	0,19
Insgesamt	0,00	0,03	0,08	0,12	0,13
darunter: Energiekosten	0,00	0,03	0,07	0,08	0,07

Quelle: eigene Berechnungen

des Untersuchungszeitraumes die direkten Kostenentlastungen um mehr als Doppelte (vgl. Tabelle 28). Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt bei den Haushalten: die Entlastung der

Energiekosten um rund 1,44 Mrd. € wird begleitet von einem stetig wachsenden Preisrückgang bei nichtenergetischen Konsumgütern, der am Ende des Untersuchungszeitraumes im Szenario LZ 60 sogar 4 Mrd. € erreicht und damit den direkten Entlastungseffekt um fast das Dreifache übersteigt. Über alle Dienstleistungssektoren und die privaten Haushalte summiert erreicht dieser indirekte Effekt im Szenario LZ 60 am Ende rund 5,2 Mrd. €, so dass bezogen auf den Ausgangsimpuls in Höhe von 5,8 Mrd. € fast 90 % der Kostentlastungen an die nachgelagerten Sektoren überwältigt wird – ein Hinweis auf die hohe Wettbewerbsintensität in den produzierenden Bereichen der deutschen Volkswirtschaft.

3.6 Sektorale Produktions- und Beschäftigungseffekte

Die durch die längeren Laufzeiten induzierten Kosteneffekte tragen mit dazu bei, die Wettbewerbsposition der inländischen Unternehmen zu verbessern und Realeinkommenseffekte zu induzieren, die eine steigende Nachfrage und Produktion im Inland begünstigen. Das Vermeiden von im Vergleich zum Basisszenario realen Kostensteigerungen stärkt dabei sowohl die Wettbewerbsfähigkeit mit Importprodukten auf dem heimischen Markt wie auch auf den Exportmärkten. Die Höhe der daraus folgenden Produktions- und Beschäftigungseffekte hängt vor allem

- von der Preisreagibilität der Nachfrage auf den jeweiligen Absatzmärkten und
- der auch ohne die längere Nutzung bestehenden Wettbewerbsposition der inländischen Produzenten

ab.

Der Strompreisimpuls allein wird nicht ausreichen, die durch den Kernenergieausstieg oder andere ungünstige Rahmenbedingungen bereits bestehende Wettbewerbsnachteile aufzufangen. Dies gilt insbesondere für solche Produkte und Prozesse, die aufgrund natürlicher Standortnachteile bereits gegenwärtig unter steigendem Kostendruck stehen. Insbesondere wenn Produktionssteigerungen in diesen Sektoren Investitionen in neue Produktionsanlagen voraussetzen, ist eine nennenswerte Ausweitung der heimischen Produktion nicht zu erwarten. Denn aufgrund des intensiven internationalen Wettbewerbs und der relativ hohen heimischen Erzeugungskosten dürften kaum Spielräume bestehen, die bei Neuinvestitionen anfallenden hohen Kapitalkosten in die Produktpreise zu überwälzen. Zu diesen Sektoren gehören vermutlich nicht nur die Verhüttung von Primäraluminium, sondern auch andere Bereiche der NE-Metallindustrie oder der chemischen Grundstoffproduktion. Für diese Produkte wird die längere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke zwar die Produktionskosten reduzieren, Standortentscheidungen jedoch kaum beeinflussen.

Deutlich positivere Produktions- und Beschäftigungseffekte sind demgegenüber in jenen Sektoren zu erwarten, die bereits gegenwärtig über eine starke Stellung im nationalen und internationalen Wettbewerb verfügen. Dazu gehören neben einzelnen qualitativ hochwertigen Grundstoffen vor allem die Investitionsgütersektoren. Folglich können diese Sektoren einen erheblichen Teil der zusätzlichen Produktion im Verarbeitenden Gewerbe auf sich ziehen. Bei einer Laufzeit von 60 Jahren erreicht dieser Produktionseffekt mehr als 1,2 Mrd. € (vgl. Tabelle 29).

Tabelle 29: Reale Produktionseffekte der Laufzeitverlängerungen in Mio. €, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Landwirtschaft	16	35	50	40	11
Energieversorgung	26	-260	-309	-119	-300
Grundstoffe	93	226	327	257	65
Investitionsgüter	138	307	441	369	193
Verbrauchsgüter	61	123	152	115	41
Nahrungs-, Genußmittel	25	66	91	82	31
Baugewerbe	29	21	-45	19	-2
Handel, Verkehr	80	155	304	198	156
Dienstleistungen	118	280	412	403	260
Staat	18	53	90	113	120
Insgesamt	603	1005	1513	1477	575
	Szenario LZ60				
Landwirtschaft	23	54	98	127	130
Energieversorgung	-231	-587	-1054	-1090	-1063
Grundstoffe	125	337	600	825	942
Investitionsgüter	180	452	792	1018	1246
Verbrauchsgüter	78	180	297	362	393
Nahrungs-, Genußmittel	49	109	204	272	311
Baugewerbe	101	120	66	93	135
Handel, Verkehr	119	276	574	619	745
Dienstleistungen	165	460	852	1179	1441
Staat	24	73	150	236	329
Insgesamt	633	1475	2579	3641	4609

Quelle: eigene Berechnungen

Über den Wettbewerbseffekt auf den jeweiligen Absatzmärkten hinaus induziert eine Ausdehnung der Laufzeiten jedoch Realeinkommenseffekte, die sich aus den im Vergleich zum Basisszenario niedrigeren Preisen für energetische und nichtenergetische Produkte ergeben. Dieser Effekt fördert die Produktion und Beschäftigung vor allem in jenen Sektoren, deren Nachfrage durch hohe Einkommenselastizitäten gekennzeichnet ist. Dazu gehören im Bereich des privaten Verbrauchs u.a. langlebige Gebrauchsgüter wie Kraftfahrzeuge, höherwertige Produkte der Kommunikations- und Informationstechnik und die mit der Freizeitgestaltung befassten Dienstleistungen. Folglich profitieren vor allem diese Bereiche von den im Vergleich zum Basisszenario niedrigeren Produktionskosten und den dadurch induzierten Realeinkommenszuwächsen.

Ähnlich wie bei den Kostenüberwälzungen werden die realen Produktionseffekte jedoch zusätzlich von den vielfältigen Verflechtungen der Sektoren untereinander beeinflusst, so dass

die zunächst einzelnen Sektoren zugeordneten Wettbewerbs- und Realeinkommenseffekte sich schließlich auf eine Vielzahl von Sektoren verteilen. So ist das Produktionswachstum im Dienstleistungsbereich vor allem auf die Zunahme der unternehmensbezogenen Dienstleistungen und damit vor allem auf das Produktionswachstum im produzierenden Gewerbe zurückzuführen.

Bemerkenswert sind der deutlich unterdurchschnittliche Produktionseffekt im Baugewerbe und der negative Produktionseffekt in der Energieversorgung. Trotz des positiven Impulses, der von der Zunahme der sektoralen Produktion auf die gewerblichen Bauinvestitionen ausgeht, kann der Nachfrageausfall, der mit der längeren Nutzung der bestehenden Anlagen im Kraftwerksneubau entsteht, offenbar kaum kompensiert werden. Im Szenario LZ 40 liegt die reale Produktion des Bausgewerbes in einzelnen Jahren sogar unterhalb der Produktion des Basisszenarios. Die übrigen, am Kraftwerksbau beteiligten Investitionsgütersektoren können den Nachfrageausfall demgegenüber mehr als ausgleichen.

Der reale Produktionsrückgang in der Energieversorgung ist eine unmittelbare Folge des geringeren Erdgaseinsatzes im Kraftwerkssektor und der Erfassung des nuklearen Brennstoffs in der chemischen Industrie. Die längeren Laufzeiten schlagen sich deshalb negativ in der Energieversorgung und positiv in der Grundstoffproduktion nieder.

Mit der Zunahme der Produktion steigt auch die Beschäftigung in den einzelnen Sektoren. Für die Gesamtbilanz sind jedoch zwei zusätzliche Einflussfaktoren zu berücksichtigen, durch die eine zur Produktion proportionale Anpassung der Beschäftigung modifiziert wird:

- zum einen steigt mit der Zunahme der Produktion der Energieverbrauch und damit auch – wie im folgenden Abschnitt im Einzelnen gezeigt wird – das Ökosteueraufkommen, insbesondere das Aufkommen aus der Stromsteuer. Dem Zweck der ökologischen Steuerreform entsprechend werden diese zusätzlichen Mittel zur Verringerung der Arbeitgeberbeiträge zur Rentenversicherung verwendet, reduzieren dadurch die Lohnnebenkosten und verbessern - wenn auch nur marginal – die relative Preisposition des Faktors Arbeit;
- zum anderen wirken sich die strukturellen Veränderungen im Kraftwerkspark nahhaltig auf die Beschäftigungsbilanz in der Energieversorgung aus.

Mit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie ist langfristig der Abbau sämtlicher Arbeitsplätze in diesen Anlagen verbunden. Unter Einschluss der bereits stillgelegten Kernkraftwerke Stade und Obrigheim ergibt sich ein Verlust von 7000 Arbeitsplätzen, darunter rund 20 % an hochqualifizierten Ingenieuren, Physikern und Chemikern und etwas mehr als 20 % an Technikern und Meistern.²⁸ Am Standort verbleibt nur noch das Wachpersonal.²⁹

²⁸ Einzelheiten zum Personaleinsatz in deutschen Kernkraftwerken finden sich in O. Hohmeyer, R. Menges, A. Schweiger (2000), S. 76.

²⁹ In den folgenden Rechnungen ist angenommen, dass dieser Personalbedarf mit 10 % der Gesamtbeschäftigten veranschlagt werden kann.

Tabelle 30: Beschäftigungseffekte in Kraftwerken in Personen, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Kernenergie	720	2363	2587	1310	0
Braunkohle	20	-232	101	116	74
Steinkohle	246	246	246	246	246
Erdgas	-374	-665	-953	-876	-352
Insgesamt	625	1684	1980	802	50
	Szenario LZ60				
Kernenergie	720	2723	5012	5688	5688
Braunkohle	2	-292	-212	-412	-382
Steinkohle	711	719	945	946	976
Erdgas	-735	-1035	-1382	-1710	-1765
Insgesamt	757	2127	4260	4517	4424

Quelle: eigene Berechnungen

Eine Laufzeit von 40 Kalenderjahren hat zur Folge, dass dieser Verlust um acht Jahre hinausgeschoben, bei 60 Betriebsjahren bis auf Stade (354 Beschäftigte) und Obrigheim (331 Beschäftigte) vollständig vermieden wird. Allein in den Kernkraftwerken bleiben in diesem Fall rund 6.300 zum Teil hochqualifizierte Arbeitsplätze erhalten.

Diesem Gewinn sind die Arbeitsplatzverluste gegenzurechnen, die durch die Ausdehnung der Laufzeiten in den ansonsten notwendigen Ersatzanlagen entstanden wären. Besonders ausgeprägt ist dieser Verlust in Erdgas GuD-Anlagen, die bei einer Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke von 60 Kalenderjahren sich auf rund 1.800 Beschäftigte im Jahr 2030 summieren (vgl. Tabelle 30).

Eine Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke von 60 Jahren macht jedoch nicht nur den Bau zusätzlicher GuD-Anlagen überflüssig, sondern begünstigt wegen der niedrigeren CO₂-Kosten den Zubau von Steinkohleanlagen. Da in diesen Anlagen etwa doppelt soviel Personal benötigt wird wie in Erdgas GuD-Anlagen, ist diese Substitution mit einem zusätzlichen Gewinn von knapp 1000 Arbeitsplätzen verbunden. Dem stehen allerdings nahezu identische Verluste in Braunkohlekraftwerken gegenüber.

Per Saldo können jedoch in beiden Szenarien Arbeitsplätze in Kraftwerken erhalten werden, die beim Ausstieg aus der Kernenergie verloren gingen. Im Szenario LZ 40 ist dieser Effekt

Tabelle 31: Beschäftigungseffekte der Laufzeitverlängerungen in Personen, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Landwirtschaft	146	242	272	175	22
Energieversorgung	625	1684	1980	802	50
Grundstoffe	440	922	1094	810	176
Investitionsgüter	1165	2349	3020	2288	1140
Verbrauchsgüter	731	1423	1615	1107	353
Nahrungs-, Genußmittel	117	295	379	332	116
Baugewerbe	180	232	254	187	65
Handel, Verkehr	1054	1959	3277	1769	2152
Dienstleistungen	1518	3041	4357	3482	1810
Staat	336	882	1139	1038	914
Insgesamt	6312	13029	17388	11989	6797
	Szenario LZ60				
Landwirtschaft	196	371	534	560	418
Energieversorgung	757	2127	4260	4517	4424
Grundstoffe	589	1367	2075	2541	2626
Investitionsgüter	1566	3460	5422	6201	6932
Verbrauchsgüter	968	2077	3204	3636	3637
Nahrungs-, Genußmittel	238	486	857	1106	1239
Baugewerbe	546	700	624	772	853
Handel, Verkehr	2117	3885	7093	5998	6770
Dienstleistungen	1775	4895	8471	10484	11369
Staat	622	1571	2624	3376	3669
Insgesamt	9374	20940	35164	39190	41937

Quelle: eigene Berechnungen

zwar nicht nachhaltig; im Szenario LZ 60 jedoch nachhaltig und mit knapp 4.500 erhaltenen Arbeitsplätzen auch deutlich größer.

Die positiven Produktionsimpulse verbessern allerdings nicht nur die Beschäftigungsbilanz in der Energieversorgung, sondern in der gesamten produzierenden Wirtschaft (vgl. Tabelle 31). Bemerkenswert ist dabei weniger, dass bei Laufzeiten von 60 Jahren die Beschäftigungseffekte am Ende des Untersuchungszeitraumes mehr als 6-mal so hoch sind wie bei einer Laufzeit von 40 Jahren, sondern dass diese zusätzlichen Arbeitsplätze vor allem im produzierenden Gewerbe, und hier insbesondere in den Investitionsgütersektoren entstehen. Rechnet man die unternehmensbezogenen Dienstleistungen noch hinzu, so entfällt rund die Hälfte des Arbeitsplatzeffektes auf die im nationalen und internationalen Wettbewerb stehenden Sektoren – ein Hinweis darauf, dass die Stromkosten nicht nur für die stromintensiven Bereiche ein Wettbewerbsfaktor sind.

3.7 Gesamtwirtschaftliche Wirkungen

Die sektoralen Produktions- und Beschäftigungseffekte bleiben selbstverständlich nicht ohne Wirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung, auch wenn die im Vergleich zum Basisszenario um bis zu 6 Mrd. € niedrigeren Produktionskosten bei einem Bruttoinlandsprodukt von 2.200 Mrd. € keine umwälzenden makroökonomischen Effekte nach sich ziehen werden. Erwartungsgemäß nehmen zunächst die Einfuhren ab, da bei einer längeren Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke – wie bereits dargestellt – sich die Struktur des Kraftwerksparks und der Brennstoffeinsätze in Richtung preiswerterer Brennstoffe verschiebt, die außerdem zu einem geringeren Teil importiert werden müssen.

Alle übrigen Aggregate des Bruttoinlandsprodukts erhalten durch die vermiedenen Kostensteigerungen in der Elektrizitätswirtschaft einen zusätzlichen Wachstumsimpuls, der mit der Höhe der direkten und indirekten Kosten- und Preiseffekte korreliert. Besonders deutlich sind diese Kosteneffekte im Bereich der privaten Verbrauchsnachfrage. Bei Laufzeiten von 60 Kalenderjahren nimmt diese Nachfragekomponente um bis zu 0,2 % gegenüber dem Basisszenario zu (vgl. Tabelle 32), wobei dieser Effekt vor allem auf die bereits geschilderten Überwälzungsprozesse, die zu einem erheblichen Teil als Preissenkungen bei nichtenergetischen Konsumgütern spürbar werden, und weniger auf die direkten Strompreiseffekte zurückzuführen sind.

Tabelle 32: Gesamtwirtschaftliche Effekte der Laufzeitverlängerung, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in %, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Privater Verbrauch	0,02	0,05	0,07	0,06	0,04
Staatsverbrauch	0,01	0,02	0,05	0,07	0,07
Ausrüstungen	0,02	0,04	0,05	0,04	0,03
Bauinvestitionen	0,01	0,00	-0,04	0,00	-0,01
Ausfuhr	0,03	0,05	0,06	0,05	0,00
Einfuhr	-0,02	-0,05	-0,02	-0,01	0,03
Bruttoinlandsprodukt	0,04	0,08	0,09	0,07	0,01
Inflationsrate	-0,07	-0,11	-0,18	-0,12	-0,02
	Szenario LZ60				
Privater Verbrauch	0,03	0,09	0,16	0,20	0,22
Staatsverbrauch	0,00	0,02	0,05	0,09	0,15
Ausrüstungen	0,03	0,07	0,10	0,11	0,13
Bauinvestitionen	0,05	0,05	0,00	0,01	0,03
Ausfuhr	0,03	0,05	0,10	0,10	0,09
Einfuhr	-0,04	-0,08	-0,08	-0,10	-0,06
Bruttoinlandsprodukt	0,06	0,12	0,19	0,23	0,22
Inflationsrate	-0,04	-0,13	-0,24	-0,31	-0,34

Quelle: eigene Berechnungen

In der verbesserten Außenhandelsbilanz – die realen Exporte nehmen um bis zu 0,1 % zu, die realen Importe um einen nahezu identischen Prozentsatz ab - kommt die verbesserte Wettbewerbsposition sowohl auf den Auslandsmärkten wie auch im Inland zum Ausdruck.

Insgesamt liegt das reale Bruttoinlandsprodukt im Vergleich zum Basisszenario bei Laufzeiten

- von 40 Kalenderjahren um bis zu 3 Mrd. € bzw. 0,09 %,
- von 60 Kalenderjahren um bis zu 9 Mrd. € bzw. 0,25 %

höher. Die Inflationsrate – hier gemessen am Preisindex des Privaten Verbrauchs – liegt in beiden Szenarien leicht unterhalb der Entwicklung im Basisszenario, kehrt jedoch bei einer Laufzeit von 40 Kalenderjahren am Ende des Untersuchungszeitraumes wieder auf das Niveau des Basisjahres zurück. Im Szenario LZ 60 ist die Inflationsrate demgegenüber dauerhaft um 0,3 Prozentpunkte niedriger.

Für das Staatsbudget (vgl. Tabelle 33) bedeuten die Laufzeitveränderungen eine zweifache Entlastung:

- zum einen steigen die Steuereinnahmen und die gezahlten Sozialbeiträge, im Szenario LZ 40 mit den bereits mehrfach erwähnten Anstieg bis 2020 und dem Rückgang danach, im Szenario LZ 60 kontinuierlich bis zum Ende des Untersuchungszeitraumes;
- zum anderen verringern sich die Staatsausgaben, da bis zu 40.000 Arbeitslose weniger auf staatliche Transfers angewiesen sind und die Entlastung der staatlichen Haushalte die Zinszahlungen auf öffentliche Schulden im Maximum um mehr als 2 Mrd. € verringert.

Die höheren Einnahmen der Sozialversicherungen sind Ausdruck der höheren Beschäftigung, die zum überwiegenden Teil auf das sektorale Produktionswachstum, zu einem geringeren Teil auf die höheren Einnahmen aus der Ökosteuer und die daraus finanzierten Beiträge zur Rentenversicherung zurückzuführen sind. Das zusätzliche Ökosteueraufkommen steigt zwar bei einer Betriebszeit von 60 Jahren um bis 233 Mio. €, nur die Hälfte davon dient der Entlastung der Lohnnebenkosten, die andere Hälfte verringert die Sozialabgaben der Arbeitnehmer und hat insoweit keine unmittelbaren Wirkungen auf die Faktorpreisrelationen.

Tabelle 33: Staatliche Budgeteffekte der Laufzeitverlängerung, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in Mio. €, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Einnahmen	88	158	344	325	70
darunter:					
Mehrwertsteuer	-79	-175	-326	-227	12
Verbrauchssteuern	57	52	75	135	-69
Ökosteuer	27	66	35	63	9
Sozialbeiträge	62	66	30	91	16
Ausgaben	-262	-775	-1259	-1168	-620
darunter:					
Arbeitslosengeld	-50	-244	-237	-211	-144
Saldo	-350	-932	-1603	-1494	-690
	Szenario LZ60				
Einnahmen	172	104	294	575	785
darunter:					
Mehrwertsteuer	-48	-176	-418	-612	-741
Verbrauchssteuern	-118	-85	-70	177	366
Ökosteuer	17	63	97	171	233
Sozialbeiträge	149	228	245	307	346
Ausgaben	-230	-1010	-2073	-3433	-4552
darunter:					
Arbeitslosengeld	-91	-374	-518	-830	-1025
Saldo	-402	-1114	-2367	-4008	-5336

Quelle: eigene Berechnungen

4 Primärenergiebilanz und CO₂-Emissionen

Ein höheres sektorales und gesamtwirtschaftliches Produktionswachstum hat grundsätzlich einen höheren Verbrauch von Energie und damit auch eine Zunahme der CO₂-Emissionen zur Folge. Die Zusammenhänge sind jedoch überwiegend nichtlinear und werden zusätzlich beeinflusst von der Veränderung der CO₂-Preise und den dadurch hervorgerufenen geänderten Energiepreisrelationen. Insoweit beeinflusst eine längere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke nicht nur das Niveau, sondern auch die Struktur des Energieverbrauchs.

Die Effekte sind jedoch im Vergleich zu den bereits dargestellten Veränderungen in der Elektrizitätserzeugung gering und lassen sich vor allem auf den Verkehrsbereich und den Energieverbrauch im Bereich der privaten Haushalte und des Gewerbes, des Handels und der Dienstleistungen zurückführen. So induzieren die steigenden Realeinkommen im Bereich der Haushalte eine im Vergleich zum Basisszenario höhere Anzahl von Pkw-Neuzulassungen, die im Szenario LZ 60 im Zeitablauf noch zunehmen, so dass am Ende des Untersuchungszeitraumes ein um rund 90.000 Einheiten höherer Fahrzeugbestand erreicht wird. Bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von rund 12.500 km je Pkw und einem spezifischen Verbrauch von etwa 6,5 Liter/100 km bedeutet dieser höhere Fahrzeugbestand einen zusätzlichen Verbrauch von 71,5 Mio. Liter bzw. 2,3 PJ.

Ähnlich elastisch reagiert die Fahrzeugnutzung auf Einkommensveränderungen. So wächst der Freizeitverkehr – und hier insbesondere der Luftverkehr - kontinuierlich stärker als im Basisszenario und liegt am Ende des Untersuchungszeitraumes um rund 5,3 Mrd. Personenkilometer bzw. 1 % höher als im Basisszenario. Zusammen mit dem größeren Fahrzeugbestand ergibt sich daraus im Szenario LZ 60 ein Verbrauchszuwachs an Diesel- und Vergaserkraftstoff sowie Kerosin in Höhe von 2,8 PJ (vgl. Tabelle 34).

Tabelle 34: Der Endenergieverbrauch nach Energieträgern, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in PJ, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Steinkohle	0,18	0,36	0,64	0,46	0,08
Braunkohle	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00
Koks, u.a.	0,27	0,58	1,06	0,67	0,15
Benzin	0,16	0,38	0,55	0,60	0,28
Diesel, Kerosin	0,05	0,14	0,24	0,23	0,12
Heizöl, leicht	0,22	0,34	0,66	0,48	0,13
Heizöl, schwer	-0,14	-0,25	-0,53	-0,30	-0,07
Erdgas	0,11	0,19	0,37	0,28	0,03
Übrige Gase	0,24	0,46	0,80	0,60	0,10
Strom	2,42	3,93	7,17	4,30	1,58
Insgesamt	3,54	6,18	11,08	7,39	2,34
	Szenario LZ60				
Steinkohle	0,09	0,49	0,99	1,43	1,66
Braunkohle	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03
Koks, u.a.	0,10	0,72	1,55	2,00	2,31
Benzin	0,04	0,42	0,90	1,54	2,01
Diesel, Kerosin	0,03	0,18	0,40	0,65	0,85
Heizöl, leicht	-0,01	0,37	0,85	1,25	2,17
Heizöl, schwer	0,01	-0,26	-0,69	-0,82	-0,97
Erdgas	0,00	0,22	0,51	0,78	0,99
Übrige Gase	0,11	0,62	1,24	1,79	2,09
Strom	2,76	5,46	10,34	11,71	11,71
Insgesamt	3,11	8,28	16,23	20,54	23,11

Quelle: eigene Berechnungen

Vergleichbare Einflussfaktoren machen sich bei der Beheizung der Gebäude und Wohnungen bemerkbar. Infolge der höheren Realeinkommen verschiebt sich vor allem im Szenario LZ 60 die Struktur des Gebäudebestandes leicht zugunsten der selbstgenutzten Ein- und Zweifamilienhäuser, woraus wegen der im Vergleich zu Mehrfamilienhäusern um etwa ein Drittel bis 50 % höheren zu beheizenden Flächen ein zusätzlicher Energieverbrauch von etwa 0,2 % bzw. 3 PJ folgt.

Die Begrenzung des Emissionshandels auf die Energiewirtschaft und ausgewählte energieintensive Prozesse des Verarbeitenden Gewerbes hat zur Folge, dass die Veränderung der CO₂-Preise sich nur auf den Energieeinsatz dieser Bereiche und dessen Struktur auswirkt. Eine nennenswerte Resubstitution von kohlenstoffarmen durch kohlenstoffreichere Energieträger, wie sie in der Elektrizitätserzeugung beschrieben wurde, ist im Verarbeitenden Gewerbe

Tabelle 35: Der Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in PJ, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Steinkohlen	-22	87	31	112	52
Braunkohlen	-26	-140	-6	15	12
Mineralöle	0	-1	1	1	0
Naturgase	-111	-182	-266	-246	-61
Außenhandel Strom	-20	-33	-55	-44	12
Kernenergie	331	600	657	449	0
Insgesamt	152	331	362	287	16
	Szenario LZ60				
Steinkohlen	99	154	106	137	146
Braunkohlen	-20	-161	-155	-268	-271
Mineralöle	0	1	1	3	5
Naturgase	-191	-279	-460	-603	-566
Außenhandel Strom	-20	-27	-94	-113	-135
Kernenergie	331	698	1248	1697	1697
Insgesamt	199	386	646	853	876

Quelle: eigene Berechnungen

kaum zu erwarten. Dagegen sprechen allein schon die Anforderungen der konventionellen Luftreinhaltevorschriften. Hinzu kommt, dass der Ersatz von kohlenstoffarmen durch kohlenstoffreiche Energieträger in der Regel an den Einsatz von Kapital gebunden ist und deshalb nicht nur von den Preisdifferenzen zwischen den Energieträgern, sondern auch von den Kapitalkosten dieser Alternativen abhängt.

Lediglich in der Stahlindustrie, genauer im Hochofen ist eine Resubstitution kohlenstoffreicher Energiequellen möglich. Denn im Hochofen können innerhalb der verfahrenstechnischen Grenzen alle kohlenstoffhaltigen Energieträger als Reduktionsmittel eingesetzt werden. Die konkreten Einsatzverhältnisse variieren dann in Abhängigkeit von den jeweiligen Energiepreisen. Der bei Laufzeiten von 40 bzw. 60 Jahren zu erwartende Rückgang der CO₂-Preise begünstigt vor allem die kohlenstoffreichen Energieträger Kohle und Koks. Folglich nimmt im Vergleich zum Basisszenario der Einsatz von Kohle und Koks zu und der Einsatz von schwerem Heizöl im Hochofen entsprechend ab.

Endenergieverbrauch und nichtenergetischer Verbrauch ergeben unter Berücksichtigung des Umwandlungseinsatzes und des Umwandlungsverbrauchs den Primärenergieverbrauch im Inland. Die durch die längeren Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke induzierten Strukturänderungen im Umwandlungseinsatz der Stromerzeugung sind dabei so dominant, dass sie auch die Änderungen im Primärenergieverbrauch prägen (vgl. Tabelle 35). Die Verdrängung von Erdgas durch

Tabelle 36: Bilanz der CO₂-Emissionen, Abweichungen gegenüber dem Basisszenario in Mio. t, 2010 bis 2030

	2010	2015	2020	2025	2030
	Szenario LZ40				
Elektrizitätswirtschaft	-11,3	-18,2	-13,1	-1,8	2,8
Übrige Emittenten	0,9	1,9	3,3	2,6	0,7
Insgesamt	-10,4	-16,3	-9,8	0,8	3,5
	Szenario LZ60				
Elektrizitätswirtschaft	-3,8	-19,7	-34,0	-51,8	-49,4
Übrige Emittenten	0,3	2,4	5,0	7,3	9,3
Insgesamt	-3,5	-17,3	-29,0	-44,5	-40,1

Quelle: eigene Berechnungen

Kernenergie und die Ausweitung der Stromexporte sind die hervorstechenden Änderungen im Primärenergieverbrauch.

Einen ähnlich dominanten Einfluss haben die strukturellen Auswirkungen in der Stromerzeugung auf die CO₂-Emissionen – allein die Minderungserfolge der längeren Laufzeiten verringern – wie in Abschnitt 2.4 dargestellt - die CO₂-Emissionen um bis zu 50 Mio. t. Die realwirtschaftlichen Produktions- und Beschäftigungseffekte sind demgegenüber mit steigenden CO₂-Emissionen verbunden, so dass per Saldo zwar zusätzliche Emissionsminderungen erzielt werden können, diese jedoch im Szenario LZ 60 die Minderungen in der Stromerzeugung um fast 20 % verringern (vgl. Tabelle 36).

Fazit

Die Kernenergie erfüllt im gegenwärtigen Stromerzeugungssystem der Bundesrepublik Deutschland eine wichtige ökonomische und ökologische Funktion. Die ökonomische Bedeutung kommt u.a. darin zum Ausdruck, dass die Kernkraftwerke eine kontinuierliche Erzeugung zu relativ geringen Kosten erlauben, die zudem wenig sensibel auf die zum Teil erratischen Preissprünge an den Weltenergiemärkten reagieren. Gleichzeitig trägt die Nutzung der Kernenergie als CO₂-freie Erzeugungsoption zum Klimaschutz bei. Demgegenüber stehen Akzeptanzprobleme aufgrund der Entsorgungs- und Störfallproblematik.

Um die letzteren Risiken zu begrenzen ist am 27. April 2002 das „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ (Ausstiegsgesetz) in Kraft getreten. Seitdem ist der Bau neuer Kernkraftwerke in Deutschland nicht mehr zulässig und die Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen auf eine Reststrommenge von 2.623 TWh, gerechnet ab dem 1. Januar 2000, begrenzt. Bei unveränderter Erzeugung wird die Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland daher im Jahre 2023 beendet sein.

Seit der Verabschiedung des Ausstiegsgesetzes haben sich einige Rahmenbedingungen der zukünftigen Energieversorgung weiter entwickelt. Auf europäischer Ebene wird die zunehmende Vernetzung der Energiesysteme vorangetrieben. Die deutschen Stromerzeuger müssen sich in Zukunft verstärkt im internationalen Wettbewerb behaupten. Mit dem europäischen Zertifikatehandel ist zudem ein neues Instrument zur Verwirklichung klimapolitischer Ziele implementiert worden, welches sich über den CO₂-Preis direkt auf die Fahrweise von Kraftwerken und Kraftwerksinvestitionen auswirkt. Hinzu kommt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie einen zusätzlichen Ersatzbedarf von mehr als 20.000 Megawatt Kraftwerksleistung verursacht, der sich zusammen mit dem ohnehin anstehenden Ersatz alter Anlagen auf Basis Stein- und Braunkohle in der Summe auf rund 40.000 Megawatt in den nächsten 15 Jahren kumuliert.

Daher stellt eine zeitlich weniger restriktive oder unbefristete Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke eine energiepolitische Handlungsoption dar, die zusätzliche Spielräume bei der Kraftwerkserneuerung wie auch bei der Entwicklung fortschrittlicher Techniken zur Stromerzeugung sowohl auf Basis fossiler wie auch regenerativer Energiequellen eröffnet. Hinzu kommen elektrizitätswirtschaftliche und klimaschutzbedingte Überlegungen, die insbesondere vor dem Hintergrund steigender CO₂- und Strompreise an Bedeutung gewinnen.

Auf den letztgenannten Aspekt konzentriert sich die vorliegende Untersuchung, wobei selbstverständlich ist, dass die Entscheidung über die Länge der Laufzeiten wie generell die Nutzung der Kernenergie nicht nur eine Frage der energiewirtschaftlichen Kosten- und Preiseffekte und daraus abgeleitet der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen ist, sondern auch grundlegende gesellschaftliche Wertvorstellungen und Risikoabwägungen berührt, die über die hier im Vordergrund stehenden ökonomischen und klimaschutzbedingten Folgen einer längeren Laufzeit von Kernkraftwerken hinausgehen. Daher kann eine generelle Handlungsempfehlung hinsichtlich der Nutzung der Kernenergie aus dieser Studie nicht abgeleitet werden.

Gleichwohl erlaubt die vorliegende Untersuchung eine Bewertung der ökonomischen und Klimaschutzbedingten Auswirkungen längerer Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke, über die mittels der heute verfügbaren quantitativen Analysemethoden Aussagen abgeleitet werden können. Dazu zählen Auswirkungen auf die Entwicklung der Struktur und Kosten der Stromerzeugung, CO₂-Emissionen, Strompreise, Energiekosten, Wachstums-, Produktions- und Beschäftigungseffekte sowie Energieimporte. Dabei ist für die vorliegende Analyse der Hinweis von Bedeutung, dass die genannten Einzeleffekte nicht isoliert voneinander ermittelt, sondern in einem iterativen Prozess aufeinander abgestimmt und zu einem konsistenten Gesamtbild zusammengefasst wurden.

Die Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung lassen den Schluss zu, dass eine längere Nutzung der bestehenden Kernkraftwerke sowohl einen nennenswerten Beitrag zur Verringerung der CO₂-Emissionen wie auch zur Entlastung der Strompreise (gegenüber Basisszenario mit Laufzeitbegrenzung) und damit zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft leisten kann.

Eine Nutzung der Kernkraftwerke von 40 Kalenderjahren bedeutet, dass das letzte KKW gegenüber geltender Regelung nicht 2023, sondern erst 2029 vom Netz geht. Allein diese Variante (LZ 40) hat schon einen erkennbaren Einfluss auf die Strompreise. Der Anstieg der Strompreise im Basisszenario bis auf 43 €/MWh kann auf 39 €/MWh begrenzt werden. Dieser gegenüber Basisszenario reduzierte Kosten- und Preisanstieg wird begleitet von einem maßvollen strukturellen Wandel in der Elektrizitätserzeugung: Zum einen werden neue Kraftwerke auf Basis Braunkohle durch den um ca. sechs Jahre verschobenen Beginn der Stilllegungen der Kernkraftwerke 6 bis 10 Jahre später errichtet als im Basisszenario. Zum anderen bewirkt der niedrigere CO₂-Preis, dass durch die zusätzliche Kernenergiestromerzeugung gegenüber Basisszenario hauptsächlich Erzeugung aus Erdgaskraftwerken vermieden wird und gleichzeitig die Steinkohleverstromung gegenüber Basisszenario steigt. Dadurch kann der Import von Erdgas um bis zu 9 % gegenüber Basisszenario reduziert und damit die Abhängigkeit von den Preisschwankungen auf den Weltenergiemärkten abgemildert werden.

Der verringerte Anstieg der CO₂- und Strompreise reduziert die Stromkosten im Vergleich zum Basisszenario um bis zu 2,7 Mrd. € jährlich und bedeutet insbesondere für stromintensive Prozesse gegenüber Basisszenario eine Kostenentlastung. Allerdings ist dieser Effekt nicht von Dauer, da ab dem Jahr 2020 die CO₂- und Strompreise sich wieder dem Niveau des Basisszenarios annähern. Deshalb nimmt die sektorale Produktion und Beschäftigung in den ersten Jahren zwar zu – bis zum Jahr 2020 sind nicht nur in der Energieversorgung, sondern in allen Bereichen der gewerblichen Wirtschaft im Vergleich zum Basisszenario knapp 17.400 zusätzliche Arbeitsplätze vorhanden –, mit der Annäherung der Strompreise an die Entwicklung im Basisszenario schwächt sich der positive Kostenentlastungseffekt jedoch allmählich ab. Dies überträgt sich über die intermediären Liefer- und Leistungsverflechtungen auf die gesamte Wirtschaft und lässt das Bruttoinlandsprodukt zunächst schneller wachsen als im Basisszenario. Ab dem Jahr 2020 unterscheiden sich die Wachstumsraten der beiden Szenarien kaum noch, so dass auch die mit der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung verknüpften Faktoren wie das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte, die staatlichen Einnahmen und Ausgaben einen ähnlichen Verlauf nehmen.

Eine Laufzeit der Kernkraftwerke von 60 Kalenderjahren hat demgegenüber einen langfristig anhaltenden Effekt auf die CO₂- und Strompreise, auf die Wettbewerbsposition der deutschen Unternehmen auf den heimischen Märkten und den Auslandsmärkten und das gesamtwirtschaftliche Wachstum und die Beschäftigung.

So kann der Anstieg der CO₂-Preise bis 2030 real gegenüber dem Basisszenario halbiert werden, und die Strompreisentwicklung verläuft gegenüber Basisszenario auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Begleitet wird dieser Kosten- und Preiseffekt wiederum von einem strukturellen Umbau des Kraftwerksparks, der im Vergleich zu einer Laufzeit von 40 Kalenderjahren noch stärker ausgeprägt ist und sich über einen längeren Zeitraum erstreckt. Denn die Laufzeit von 60 Kalenderjahren hat zur Folge, dass in dem hier betrachteten Zeitraum die Kapazität der Kernkraftwerke (bis auf Obrigheim und Stade) vollständig erhalten bleibt, bis 2030 deshalb bis zu 20 GW weniger Ergaskraftwerke als im Basisszenario benötigt werden und der darüber hinausgehende Ersatz- und Neubaubedarf aufgrund des niedrigeren CO₂-Preises teilweise auch durch neue Steinkohlekraftwerke gedeckt wird. Damit verringert sich die Stromerzeugung aus Erdgas gegenüber Basisszenario um bis zu 117 TWh und der Import von Erdgas fällt gegenüber Basisszenario um rd. 20 % geringer aus.

Im Unterschied zur Laufzeit von 40 Kalenderjahren entfalten die Kostenimpulse einer längeren Laufzeit von 60 Kalenderjahren anhaltende reale Produktions- und Beschäftigungseffekte. Zunächst kann der Personalbestand in den bis 2030 unverändert weiter betriebenen Kernkraftwerken aufrechterhalten werden, so dass allein hierdurch der Abbau von rund 6.300 Arbeitsplätzen vermieden wird. Diesem Gewinn sind zwar die Arbeitsplatzverluste gegenzurechnen, die durch die längeren Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke in den ansonsten notwendigen Ersatzanlagen entstanden wären. Per Saldo überwiegt jedoch der positive Effekt, so dass allein in der Elektrizitätswirtschaft bis 2030 etwa 4.500 Arbeitsplätze erhalten werden können.

Eine vergleichbar positive Beschäftigungsbilanz weist das produzierende Gewerbe auf. Bis zum Jahr 2030 sind in diesen im internationalen Wettbewerb stehenden Sektoren rund 14.400 Arbeitsplätze mehr vorhanden als im Basisszenario. Bemerkenswert ist dabei weniger, dass bei einer Laufzeit von 60 Jahren die Beschäftigungseffekte am Ende des Untersuchungszeitraumes mehr als 6-mal so hoch sind wie bei einer Laufzeit von 40 Jahren, sondern dass diese zusätzlichen Arbeitsplätze vor allem im produzierenden Gewerbe, und hier insbesondere in den Investitionsgütersektoren entstehen. Rechnet man die unternehmensbezogenen Dienstleistungen noch hinzu, so entfällt rund die Hälfte des Arbeitsplatzeffektes auf die im nationalen und internationalen Wettbewerb stehenden Sektoren – ein Hinweis darauf, dass die Stromkosten nicht nur für die stromintensiven Bereiche ein Wettbewerbsfaktor sind.

Der gegenüber Basisszenario positive Produktions- und Beschäftigungseffekt ist nahezu zwangsläufig mit einem Anstieg der CO₂-Emissionen verbunden. Denn steigende Realeinkommen induzieren eine vermehrte Nachfrage nach hochwertigen Gebrauchsgütern wie Pkw, Wohneigentum oder auch Urlaubs- und Freizeitreisen, woraus steigende Energieverbräuche und CO₂-Emissionen folgen. Einschließlich der im gewerblichen Bereich induzierten Mehrmissionen, die ausschließlich der höheren Produktion geschuldet sind, erreicht der Anstieg

bis 2030 fast 10 Mio. t CO₂. Die durch längere Laufzeiten der Kernkraftwerke gegenüber Basisszenario erzielten Emissionsminderungen in der Stromerzeugung in Höhe von rund 50 Mio. t im Jahre 2030 werden dadurch um fast 20 % reduziert und erreichen im Saldo reichlich 40 Mio. t CO₂.

Zusammenfassend zeigen die dargestellten Ergebnisse, dass die Aufhebung der Laufzeitbeschränkung der deutschen Kernkraftwerke für die Energiewirtschaft und die übrigen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft (gegenüber Basisszenario mit Laufzeitbeschränkung) mit Kosten- und Preisentlastungen verbunden ist, die zu positiven Wachstums- und Beschäftigungseffekten führen. Durch längere Laufzeiten der KKW wird der Import von Erdgas reduziert, die Abhängigkeit von Preisschwankungen auf den Weltenergiemärkten verringert und es werden CO₂-Emissionen vermieden. Schließlich würde Zeit gewonnen, die notwendig ist, um bestehende Stromerzeugungstechniken auf Basis fossiler und regenerativer Energiequellen weiter zu entwickeln und die mit der Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele verbundenen Kosten zu begrenzen.

Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (Hrsg.): Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland (diverse Jahrgänge).
- Amtsblatt der Europäischen Union (2003): Entscheidung Nr. 1229/2003/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003, Amtsblatt Nr. L176 vom 15. Juli 2003.
- Atomgesetz (2002): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren vom 22. April 2002, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 26, S. 1351-1359.
- Bundesgesetzblatt (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 29. März 2000, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 13, S. 305-308.
- Bundesgesetzblatt (2004): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004, BGBl. I.
- Drasdo; P. (2001): Kosten der Endlagerung radioaktiver Abfälle. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 58. Oldenbourg Industieverlag.
- EU-Kommission (2004): Report from the Commission "Catching Up with the Community's Kyoto Target", under Decision 280/2004/EC, COM(2004) 818 final, Brussels, 20.12.2004.
- EWI/prognos (2005): Energiereport IV, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Oldenbourg Industieverlag, 2005.
- Hohmeyer, O./ Menges, R./ Schweiger, A. (2000): Arbeitsplatzeffekte einer integrierten Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg in Deutschland, Untersuchung im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Flensburg 2000.
- NEA/OECD (1999): Refurbishment Costs of Nuclear Power Plants, NEA/NDC/DOC(99)1, Nuclear Energy Agency and Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris, January 1999.
- SPD Bundestagsfraktion (2002) (Hrsg.): Ausstieg aus der Atomenergie, Informationen zum neuen Atomgesetz und zum Entschließungsantrag des Deutschen Bundestages zur Umsetzung des Atomausstiegs, Dokumente Nr. 07/02, www.spdfraktion.de (22.06.2005).

Anhang 1: Modelle zur Prognose der Entwicklung der Elektrizitätserzeugung

Das Modell CEEM

Modellcharakteristika

CEEM ist ein Investitions- und (langfristiges) Produktionsmodell, das den kostenminimalen Zubau an Stromerzeugungsoptionen (Kraftwerkspark) in Europa zur Deckung einer exogen gegebenen Last (und Wärmenachfrage in Deutschland) bei expliziter Berücksichtigung der KWK-Entwicklung in Deutschland und unter der Annahme des vollkommenen Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsmarkt bestimmt. Die zu minimierende Zielfunktion des Modells besteht aus den diskontierten, kumulierten Vollkosten (Kapital- und Erzeugungskosten) der betrachteten Technologien über alle Perioden des Modells. Mit Hilfe des Modells ist es unter anderem möglich, historisch bedingte Investitionszyklen zu berücksichtigen, die dazu führen, dass unterschiedlich große Teile des Kraftwerksparks zeitgleich erneuert werden müssen, was wiederum die Wettbewerbsbedingungen für die weiter bestehenden Kraftwerke entscheidend verändert.

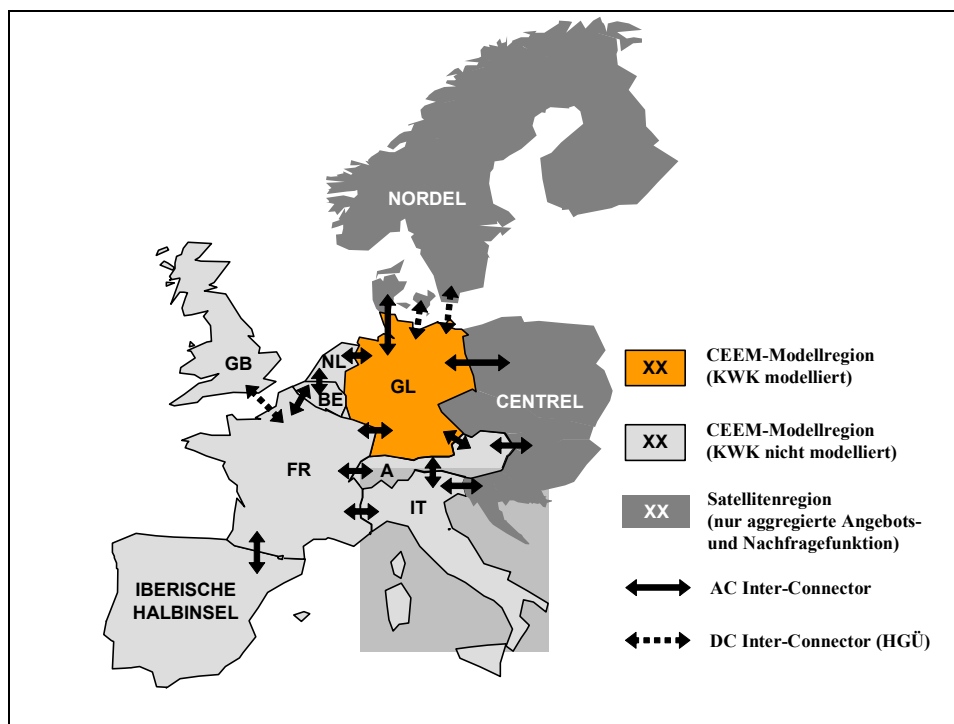
KWK-Anlagen erhalten eine Gutschrift für vermiedene Transportkosten im Netzbereich, da sie in der Regel an eine niedrigere Spannungsebene angeschlossen sind als Kondensationskraftwerke, sowie eine Wärmegutschrift. Die Wärmegutschrift entspricht den vermiedenen Brennstoffkosten in einem reinen Heizkessel. Damit wird unterstellt, dass sich aus der Differenz von Wärmeverkaufspreis und Wärmegutschrift für die KWK die sonstigen Kosten der Wärmenetze, wie Wärmeverteilungskosten, Overhead und Vertrieb, bestreiten lassen.

CEEM ist ein Angebotsmodell. Strom- und Wärmenachfrage (in Deutschland) werden exogen vorgegeben und als preisunelastisch angenommen. In allen Regionen wird die jeweilige Last um die nicht modellierte ‚must-run‘-Erzeugung (KWK-Produktion [außerhalb Deutschlands] und Erzeugung aus regenerativen Energien) unter Berücksichtigung der ‚must-run‘-Erzeugungsstruktur reduziert.

Die Entwicklung der KWK-Erzeugung und -Kapazität in Deutschland kann beispielsweise unter der Annahme des vollkommenen Wettbewerbs oder durch Berücksichtigung der gesetzlichen Fördermechanismen für KWK-Anlagen modelliert werden.

Regionale Auflösung

Die Regionen Deutschland/Luxemburg, Belgien, Niederlande, Frankreich, Großbritannien, Italien, Österreich/Schweiz und Spanien/Portugal sind die im Detail modellierten Kernregionen (Abbildung 9). In diesen Regionen werden Kraftwerkspark und Kraftwerkseinsatz optimiert. Zwischen diesen Regionen ist die Übertragung von Strom im Rahmen der zur Verfügung stehenden Kuppelleitungskapazitäten (NTC-Werte) möglich. Die Übertragungsmengen sowie der Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten werden modellendogen bestimmt. Nordeuropa (Nordel) sowie Mittel-/Osteuropa (Centrel) sind als Satellitenregionen erfasst, ohne Kraftwerkspark und Kraftwerkseinsatz modellendogen zu bestimmen.

Abbildung 9: Regionale Modellstruktur

Zeitliche Auflösung

Der Optimierungshorizont des Modells beträgt 60 Jahre. Der Kraftwerkspark wird dabei in Fünfjahresschritten angepasst. Auf Grund des Endwertproblems sind Prognosen nur für die Jahre 2005, 2010, ..., 2030 nutzbar. Die zeitliche Auflösung des Modells innerhalb eines Jahres umfasst drei Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) mit je 4 Lastfällen (Grundlast, untere Mittellast, obere Mittellast, Spitzenlast). Dabei wird jeder Realisation der stündlichen, jährlichen Lastganglinie ein Lastniveau zugeteilt. Daraus wird die jährliche Dauer des jeweiligen Lastfalls ermittelt.

Zielfunktion

Die Zielfunktion besteht aus dem Barwert aller Kosten (Gesamtkosten), vermindert um die Gutschrift für vermiedene Transportkosten im Netz und die Wärmegutschrift. Die Gesamtkosten setzen sich aus Kapitalkosten für die Errichtung von Kraftwerken, Personalkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten und den variablen Kosten aller Erzeugungstechnologien zusammen. Hinzu kommen Kosten für Stromimporte aus den Satellitenregionen, Kosten des elektrischen Netzzubaus sowie eventuell anfallende Übertragungsnetzentgelte für das Überschreiten nationaler Grenzen (cross-border-tariffs).

Technologien

Folgende Erzeugungstechnologien werden innerhalb des Modells nach Baujahren in Fünfjahresschritten und Regionen unterschieden (Tabelle 37).

Tabelle 37: Unterscheidung der Erzeugungstechnologien im CEEM-Modell

Kondensationskraftwerke	Steinkohlenkraftwerke
	Verbundkraftwerke (Steinkohle-/Gas-Feuerung)
	Braunkohlenkraftwerke
	Gas-GuD-Kraftwerke
	Gasturbinenkraftwerke
	Ölkraftwerke
	Kernkraftwerke
	Laufwasserkraftwerke
	Pumpspeicherkraftwerke
KWK-Anlagen (auf Basis von Erdgas, Steinkohle, Braunkohle und Heizöl)	Entnahmekondensationskraftwerke
	Gegendruckkraftwerke
	Gasturbinenheizkraftwerke
	Blockheizkraftwerke

Sämtliche Technologien werden durch eine Reihe von technisch-wirtschaftlichen Merkmalen charakterisiert. Innerhalb einer Technologie, und damit für alle Altersklassen gleich, sind

- Technische Lebensdauer,
- Durchschnittliche saisonale Verfügbarkeit,
- Sonstige variable Kosten und
- Betriebswirtschaftlicher Abschreibungszeitraum.

Zusätzlich nach Altersklassen, und damit Jahr der Inbetriebnahme, differenziert werden

- Elektrischer Wirkungsgrad,
- Spezifische Investitionskosten,
- Spezifische Personalkosten sowie
- Spezifische Instandhaltungs- und Wartungskosten.

Für die KWK-Anlagen werden weiterhin, nach Technologie und Altersklassen differenziert, folgende Daten hinterlegt:

- Stromkennziffer bei maximaler Wärmeauskopplung für Entnahmekondensations-technologien,
- Konstante Stromkennziffer für alle anderen KWK-Technologien,
- Stromverlustkennziffer für Entnahmekondensationstechnologien.

Input und Output

Neben den oben genannten technisch-wirtschaftlichen Merkmalen der Erzeugungstechnologien gehen eine Reihe weiterer exogener Parameter in das Modell ein. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten Inputs und Outputs.

Tabelle 38: Wichtige Inputs und Outputs im CEEM-Modell

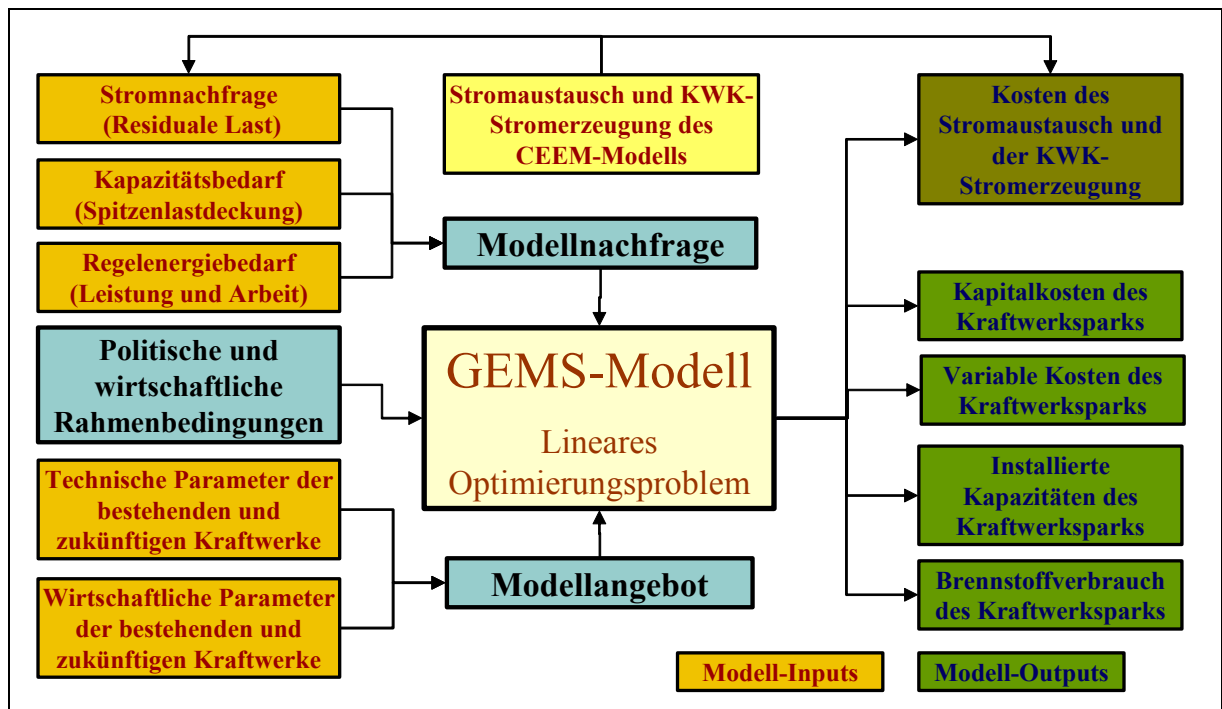
Inputs	Regionale Ganglinien der Stromnachfrage, Ganglinie der Wärmenachfrage für typische Wärmeversorgungsgebiete in Deutschland
	Bestand an Erzeugungstechnologien und Kuppelleitungskapazitäten
	Technisch-wirtschaftliche Merkmale der Erzeugungstechnologien (siehe oben)
	Regionale Brennstoffpreise
	Übertragungsnetzentgelte (cross-border-tariffs)
	Steuern auf Brennstoffe und Strom
	Kalkulationszinssatz (derzeit 10%)
Outputs	Veränderung der Erzeugungskapazitäten bis 2030
	Stromproduktion nach Erzeugungstechnologie im jeweiligen Lastfall
	Wärmeproduktion nach KWK-Technologie und Wärmeversorgungsgebiet im jeweiligen Lastfall
	Veränderung der Kuppelleitungskapazitäten
	Stromimporte und –exporte zwischen den Modellregionen
	Brennstoffeinsatz
	CO ₂ -Emissionen
	Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung

Das Modell GEMS

Hintergrund und Modellstruktur

GEMS (German Electricity Market Simulation) ist ein Investitions- und Einsatzmodell des deutschen Kraftwerksparks. Das Modell ermittelt simultan die kostenminimalen Entscheidungen bezüglich der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks (Kraftwerksstilllegungen und -zubau) sowie den Einsatz der Kraftwerke zur Lastdeckung und Bereitstellung von Regel-/Reserveenergie. Das GEMS-Modell ist ein Angebotsmodell, das die technischen und wirtschaftlichen Parameter des bestehenden Kraftwerksparks und zukünftiger Kraftwerke im Detail berücksichtigt. Technische Beschränkungen beim Einsatz der Kraftwerke, wie z.B. Mindestteillastbedingungen, Anfahrtszeiten, Lastgradienten und Revisionsanforderungen, werden über Nebenbedingungen im Modell erfasst. Die zu deckende Last, die notwendigen Regel-/Reserveenergieanforderungen und die zur saisonalen Spitzenlastdeckung vorzuhaltenden Kraftwerkskapazitäten werden als Anforderungen an den Kraftwerkspark vorgegeben. Sie werden in Abhängigkeit von Annahmen über die Entwicklung der Nachfrage, des Ausbaus der installierten WEA-Leistung, der Stromeinspeisung anderer Erneuerbarer Energien sowie des Stromaustausches Deutschland mit seinen Nachbarländern und der Stromerzeugung der wärmegeführten KWK-Anlagen in Deutschlands bestimmt. Für die Ermittlung der zur saisonalen Spitzenlastdeckung notwendigen, verfügbaren Kraftwerkskapazität und zur Bestimmung der Regel-/Reserveenergieanforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark werden Simulationsmodelle vorgeschaltet. Die zu deckende residuale Last ergibt sich aus einer Kurve der Gesamtlast abzüglich der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, der wärmegeführten KWK-Anlagen und des Stromaustausches Deutschlands mit seinen Nachbarländern sowie der Stromeinspeisung aus WEA an Land und Offshore. Für die WEA-Einspeisung werden auf Grund der hohen Volatilität drei unterschiedliche Niveaus pro Jahreszeit unterstellt. Die Struktur des GEMS-Modells (Modell-Inputs und Modell-Outputs) ist in Abbildung 10 dargestellt.

Abbildung 10: Struktur des GEMS-Modells



Durch die Konzentration des GEMS-Modells auf die Stromerzeugung in Deutschland ist es möglich, eine hohe zeitliche Auflösung mit einem langen Betrachtungszeitraum zu verbinden. Für die adäquate Berücksichtigung von täglichen, wöchentlichen und saisonalen Lastschwankungen sowie einer simultanen Betrachtung von regulärem Strommarkt und Regel-/Reserveenergiemarkt ist eine hohe zeitliche Auflösung zwingend notwendig. Die lange Lebensdauer von Kraftwerken macht zugleich einen langen Betrachtungszeitraum erforderlich, um Investitionsentscheidungen adäquat abbilden zu können.

Das GEMS-Modell ist als lineares Optimierungsproblem in der Programmiersprache GAMS formuliert, wobei die Zielfunktion des Modells aus dem Barwert aller zukünftigen Kosten (Investitions-, Reparatur- und Wartungskosten sowie variable Kosten der Stromerzeugung) besteht. Diese wird unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen, die sich aus technischen und wirtschaftlichen Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes sowie politischen Rahmenbedingungen ergeben, minimiert. Das Modell besitzt im Referenzfall (ohne Lastmanagement) bei einem Betrachtungszeitraum bis 2050³⁰ über 1 Mio. Einzelgleichungen und über 1,4 Mio. Variablen.

³⁰ Auf Grund des Endwertproblems für den am Ende des Betrachtungszeitraums existierenden Kraftwerkspark werden bei einem Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050 nur Ergebnisse bis zum Jahr 2020 ausgewertet.

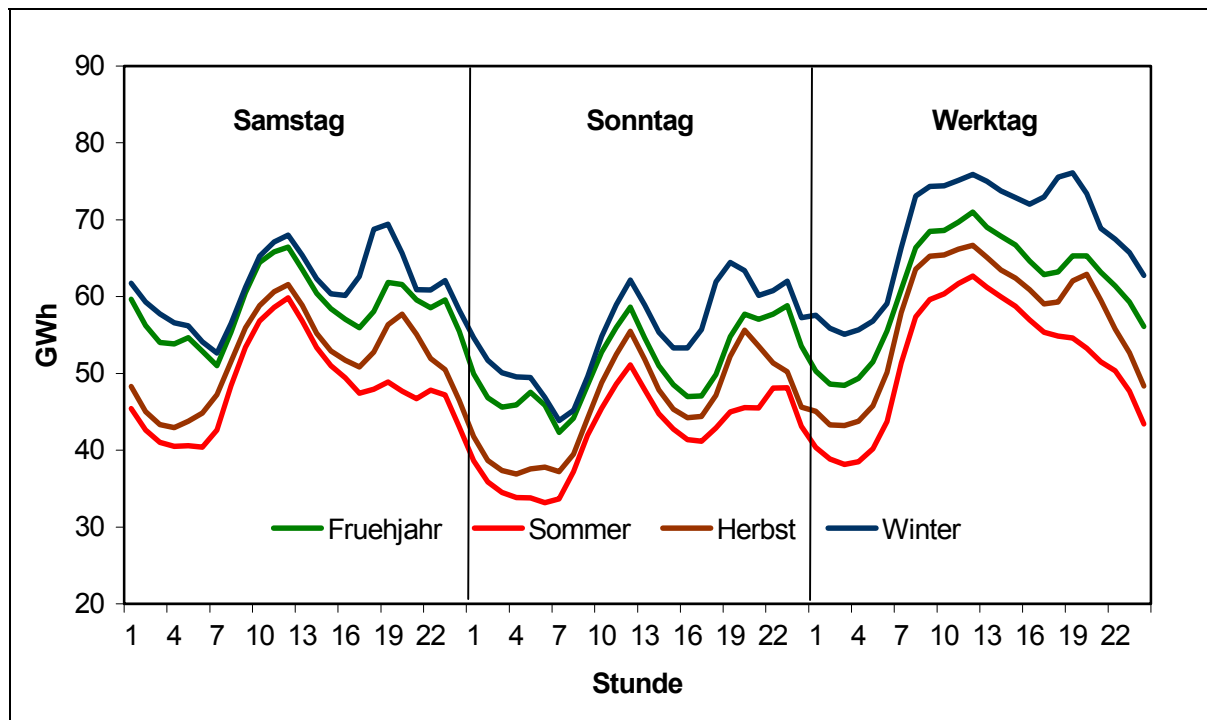
Anforderungen an den thermischen Kraftwerkspark und die Speicherkraftwerke in Deutschland

Bestimmung der residualen Modelllast

Die Ermittlung der durch thermische Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu deckenden Last verfolgt das Ziel, sowohl die täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen der Last als auch deren chronologische Reihenfolge abzubilden.

Die täglichen, wöchentlichen und saisonalen Schwankungen der Last sind beispielhaft in Abbildung 11. Die saisonalen Lastkurven unterscheiden sich neben dem Niveau auch in der Struktur. So haben Wintertage grundsätzlich zwei Lastspitzen, wobei die absolute Lastspitze zum Teil am Abend auftritt, während sich ein typischer Sommertag (Werktag) durch eine ausgeprägte Mittagsspitze charakterisieren lässt. Von strukturellen Unterschieden zwischen den Freitagen wird im Rahmen dieser Untersuchungen abstrahiert.

Abbildung 11: Saisonale, wöchentliche und tägliche Lastschwankungen (Beispiel)



Jedes Modelljahr wird durch vier Jahreszeiten abgebildet, wobei die 12 Monate jeweils gemäß der Ähnlichkeit der Laststruktur (z.B. Anzahl der Lastspitzen) und der Lasthöhe einer Jahreszeit zugeordnet werden. Dieses führt zu folgender Einteilung der Monate zu den Jahreszeiten:

- Der Winter umfasst die vier Monate November, Dezember, Januar und Februar.
- Der Frühling besteht aus den beiden Monaten März und April.
- Der Sommer umfasst die vier Monate Mai, Juni, Juli und August.
- Der Herbst besteht aus den beiden Monaten September und Oktober.

Jedes Modelljahr beginnt mit einem Frühjahr und endet mit einem Winter. Die Dauer jeder Jahreszeit wird über die durchschnittliche Anzahl der Wochen in der Jahreszeit erfasst.

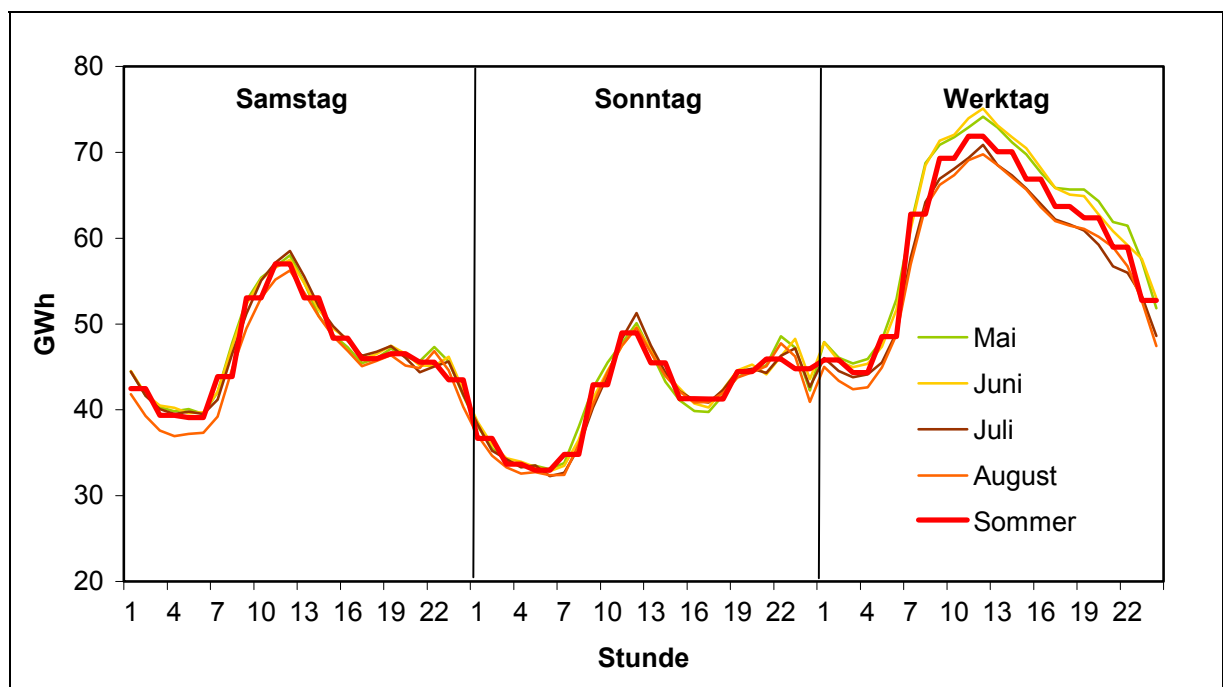
Jede Jahreszeit wird wiederum durch eine repräsentative Woche mit drei unterschiedlichen Tagestypen abgebildet:

- Der Tagestyp „Werktag“ bildet die Tage Montag bis Freitag ab, wenn es sich nicht um Feiertage handelt, und kommt annahmegemäß 4,8-mal je repräsentativer Woche vor.
- Der Tagestyp „Samstag“ steht ausschließlich für den Samstag einer repräsentativen Woche und kommt daher genau 1-mal je Modellwoche vor.
- Der Tagestyp „Sonntag“ bildet sowohl Sonntage als auch Feiertage ab. Dieser Tagestyp kommt entsprechend der Anzahl der jährlichen Feiertage je repräsentativer Woche 1,2-mal vor.

Für die Berücksichtigung der sequentiellen Abfolge der Lastperioden wird unterstellt, dass einem Samstag ein Werktag, einem Sonntag ein Samstag und einem Werktag ein Werktag vorausgeht.

Jeder Tagestyp wird durch 12 Lastperioden, die jeweils eine Dauer von zwei Stunden haben, abgebildet. Um die sequentielle Reihenfolge der Stunden zu berücksichtigen, wird jeweils der Mittelwert aus zwei aufeinander folgenden Stunden gebildet. Diese Approximation erlaubt es, die wesentlichen Schwankungen der Lastkurve im Modell abzubilden. Das Ergebnis ist beispielhaft für die vier Sommermonate – Mai, Juni, Juli und August – in Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 12: Approximation der stündlichen, monatlichen Last (Beispiel)



Für zukünftige Jahre wird eine Nachfragesteigerung über eine Skalierung der Lastkurven berücksichtigt, wobei neben der Veränderung der jährlichen Nachfrage auch eine Verschiebung der Anteile des saisonalen, wöchentlichen und täglichen Verbrauchs möglich ist. Die zu deckende Jahresnachfrage enthält dabei den Stromverbrauch der Endverbraucher und Netzver-

luste. Der Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke wird nicht berücksichtigt, da dieser modellendogen bestimmt wird.

Das GEMS-Modell optimiert die Kraftwerkskapazitäten in Deutschland, die unter reinen Wirtschaftlichkeitsaspekten bei der Stromerzeugung zugebaut und eingesetzt werden. Andere Stromerzeugungsoptionen, die nicht in Abhängigkeit der Last eingesetzt werden und deren Stromerzeugung im Wesentlichen von anderen Aspekten bestimmt wird, sind über eine Reduktion der zu deckenden Gesamtlast berücksichtigt und werden mit einer entsprechenden (erwarteten) Einspeisestruktur vorgegeben.

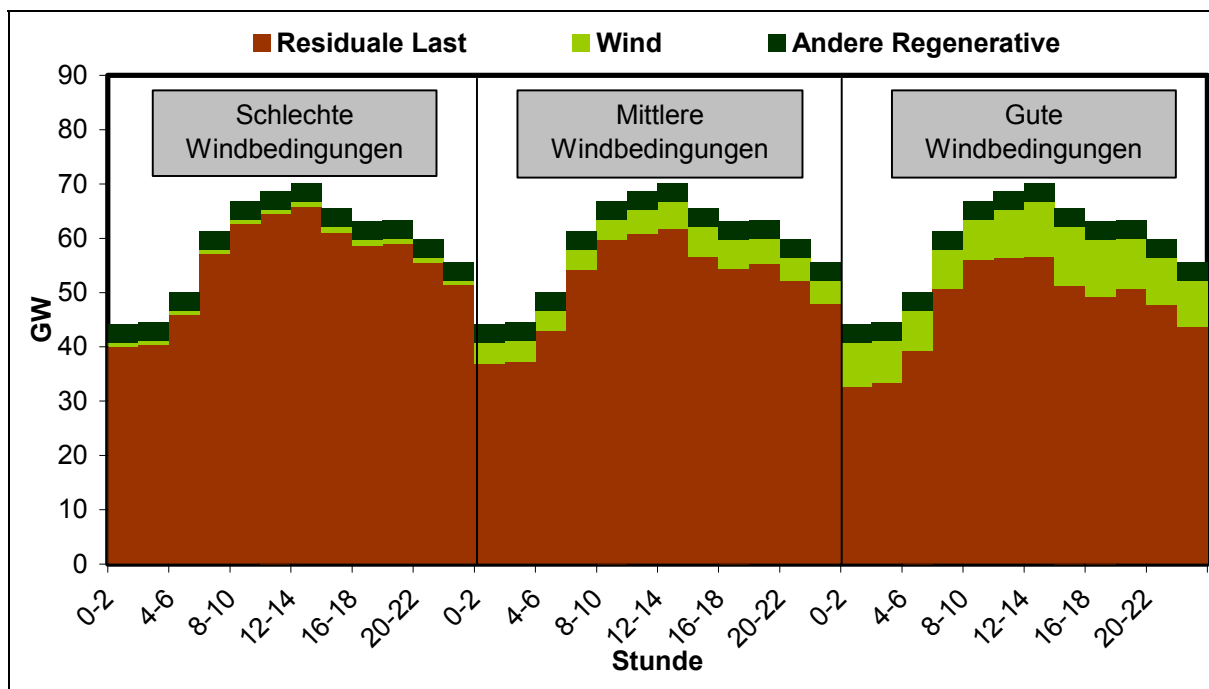
Dieses Vorgehen wird für Stromeinspeisung auf Basis von Erneuerbaren Energien gewählt, bei denen entweder auf Grund einer fixen Einspeisevergütung keine Anreizmechanismen gegeben sind, in Abhängigkeit der Last eingesetzt zu werden oder bei denen die Stromerzeugung (z.B. bei Windkraftanlagen, Laufwasserkraftwerken und Photovoltaikanlagen) im Wesentlichen von meteorologischen Bedingungen abhängt.

Für Biomasseanlagen, Laufwasserkraftwerke, Geothermiekraftwerke sowie Photovoltaikanlagen wird eine für jede Jahreszeit konstante Einspeisung unterstellt, da entweder die kurzfristigen Schwankungen der Erzeugung im Aggregat, wie bei Biomasseanlagen und Laufwasserkraftwerken, relativ klein sind oder die Bedeutung für das Gesamtsystem, wie bei Photovoltaikanlagen, in absehbarer Zeit gering bleiben wird.

Für die Stromerzeugung auf Basis Windkraft ist ein anderes Vorgehen notwendig. Zum einen ist ein wesentliches Charakteristikum der WEA-Einspeisung, dass sie auf Grund der Veränderungen von Windbedingungen auch kurzfristig starken Schwankungen unterworfen ist. Zum anderen ist bereits heute die volatile WEA-Einspeisung für den Kraftwerkseinsatz von großer Bedeutung und die Auswirkungen der volatilen WEA-Einspeisung auf das Gesamtsystem werden sich durch erwartete WEA-Leistungszuwächse an Land und Offshore weiter erhöhen. Daher müssen Schwankungen der winddargebotsabhängigen WEA-Einspeisung auch innerhalb der Jahreszeiten berücksichtigt werden. Zur Bestimmung der residualen Modelllast werden drei unterschiedliche Einspeiseniveaus der installierten WEA für jede Jahreszeit unterstellt, die auf Basis von historischen Stromeinspeisedaten Onshore und der erwarteten Offshore-Einspeisestruktur ermittelt werden. Um die Windstromeinspeisung sowohl für durchschnittliche, als auch für gute und schlechte Windbedingungen mit einem repräsentativen Charakter zu bestimmen, werden für jede Jahreszeit die stündlichen Mittelwerte von 20 % der Tage mit der geringsten Windenergieeinspeisung, von 20 % der Tage mit der höchsten Windenergieeinspeisung und den verbleibenden 60 % der Tage mit mittleren Windenergieeinspeisungen ermittelt. Bei der Bestimmung der residualen Last wird sowohl die Dauer des jeweiligen Windenergieeinspeiseniveaus als auch die von der Gesamtlast abzuziehende Energiemenge je Stunde berücksichtigt. Entsprechend dem Vorgehen bei der Last werden aus den stündlichen Werten Mittelwerte für eine zwei Stunden dauernde Lastperiode ermittelt.

Die entsprechenden Ergebnisse dieses Vorgehens sind in Abbildung 13 dargestellt.

Abbildung 13: Residuale Last in Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung



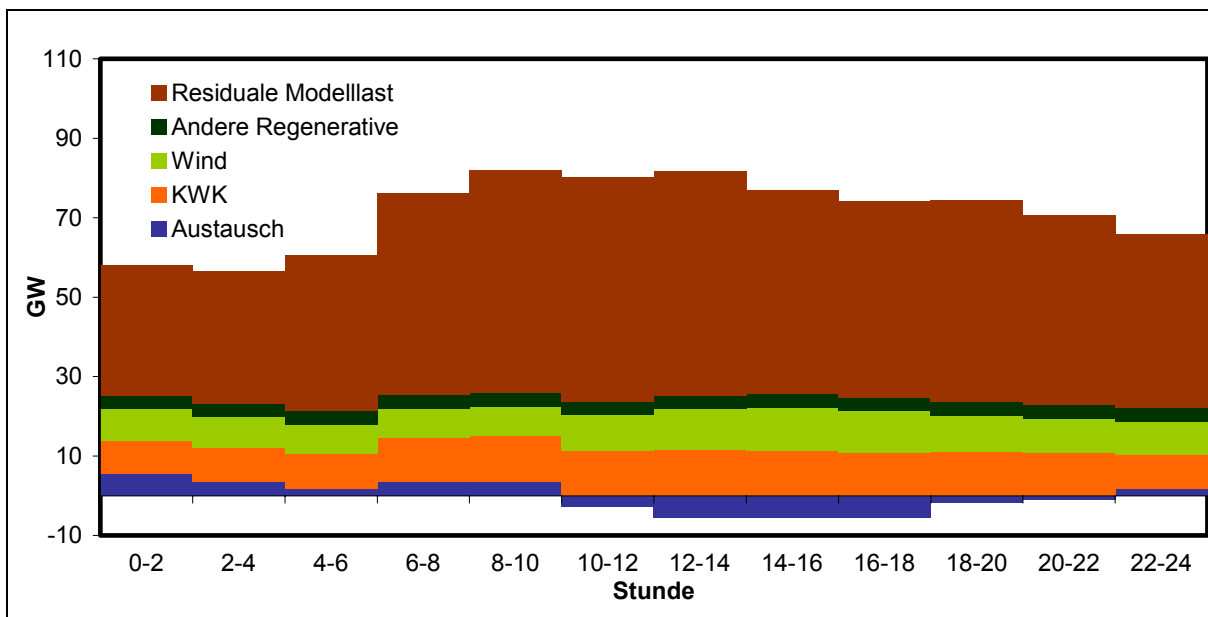
Über die Berücksichtigung der Anzahl der Monate je Jahreszeit, der Anzahl der unterschiedlichen Tagestypen je Woche und der Wahrscheinlichkeit des Windenergieeinspeiseniveaus ergibt sich die Dauer jeder Lastperiode im Modelljahr:

Tabelle 39 : Dauer eines Lastniveaus in Stunden pro Jahr

		Schlechte Windbedingungen	Mittlere Windbedingungen	Gute Windbedingungen
Frühjahr	Samstag	3,5	10,4	3,5
	Sonn- und Feiertag	4,2	12,5	4,2
	Werktag	16,7	50,1	16,7
Sommer	Samstag	7,0	20,9	7,0
	Sonn- und Feiertag	8,3	25,0	8,3
	Werktag	33,4	100,1	33,4
Herbst	Samstag	3,5	10,4	3,5
	Sonn- und Feiertag	4,2	12,5	4,2
	Werktag	16,7	50,1	16,7
Winter	Samstag	7,0	20,9	7,0
	Sonn- und Feiertag	8,3	25,0	8,3
	Werktag	33,4	100,1	33,4

Der Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern und die Stromerzeugung der wärmegeführten KWK-Anlagen in Deutschland werden im GEMS-Modell über eine Kopplung mit dem ebenfalls am EWI entwickelten CEEM-Modell berücksichtigt. Wie bei der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energien wird dieses durch eine Reduktion (Stromimporte und Stromerzeugung aus wärmegeführten KWK-Anlagen) bzw. eine Erhöhung (Stromexporte) der durch thermische Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu deckenden Last erfasst.

Abbildung 14: Schematische Darstellung der residualen Modelllast des GEMS-Modells für einen Werktag im Sommer

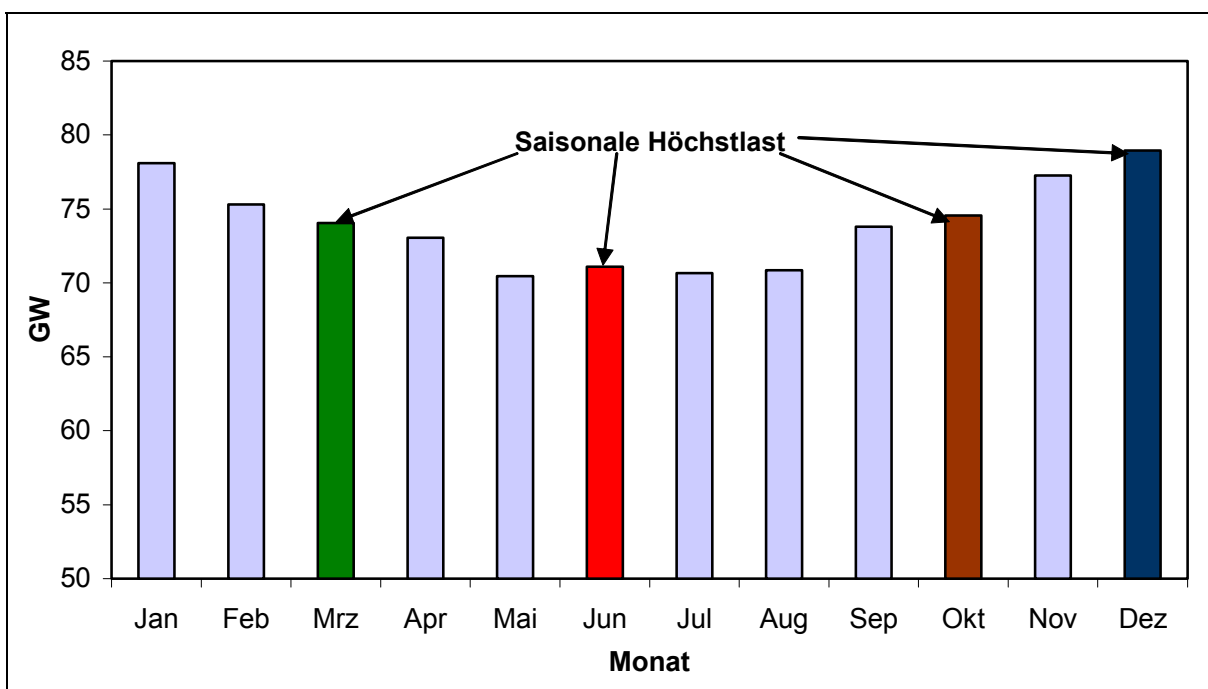


Festlegung der notwendigen, verfügbaren Modellkapazitäten

Neben der Deckung der Last müssen die inländischen Kraftwerke die jeweilige saisonale Höchstlast zu einem gegebenen Niveau der Versorgungssicherheit decken können.

Die saisonale Höchstlast entspricht der maximalen Höchstlast aus den Monaten, die in die entsprechende Jahreszeit fallen. Die saisonale Höchstlast für zukünftige Jahre kann entweder mit dem Anstieg der durchschnittlichen saisonalen Last oder bei zusätzlichen Informationen über die Entwicklung der saisonalen Höchstlast mit einem eigenen Faktor skaliert werden.

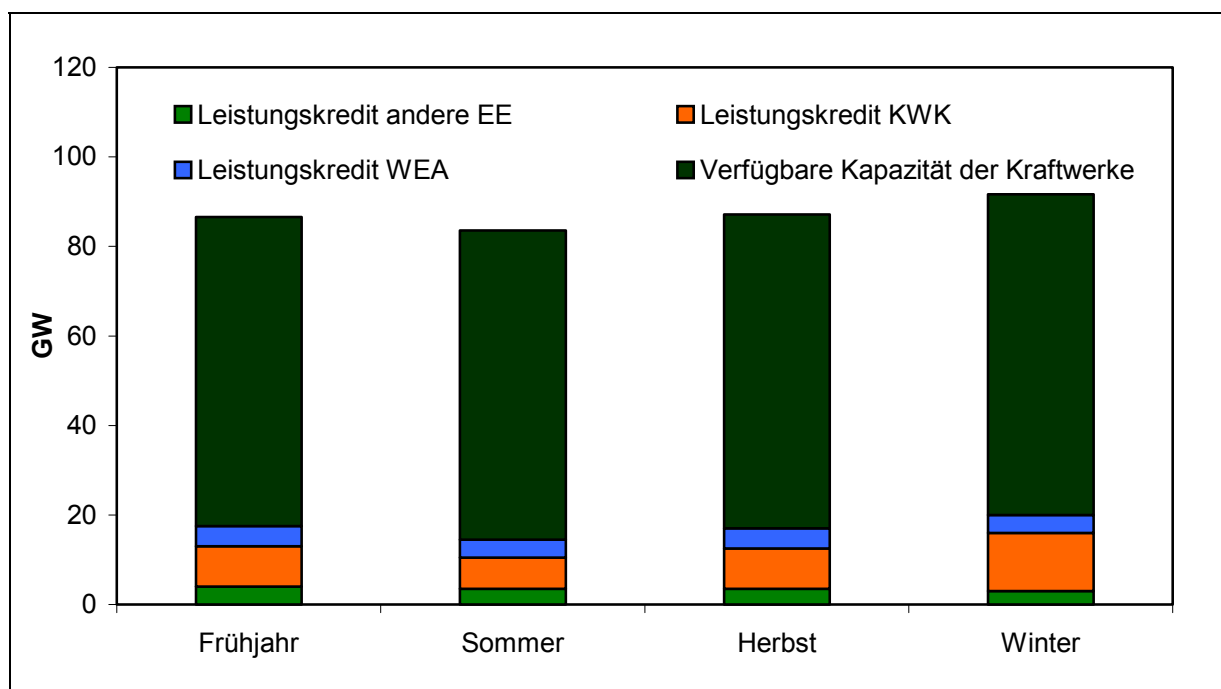
Abbildung 15: Saisonale Höchstlast



In Anlehnung an die Leistungsbilanzvorschau der allgemeinen Stromversorgung wird den Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien ein Leistungskredit gegeben. Für Laufwasserkraftwerke, Biomasseanlagen, Photovoltaikanlagen und Geothermiekraftwerke wird die durchschnittliche saisonale Stromeinspeisung als Leistungskredit angesetzt. Für wärmegeführte KWK-Anlagen wird ein entsprechendes Vorgehen gewählt. Der Leistungskredit der Windkraftanlagen wird entsprechend den Ergebnissen des Simulationsmodells CREDIT-WEA berücksichtigt. Der Leistungskredit der im GEMS-Modell nicht berücksichtigten Stromerzeugungsanlagen wird von der saisonalen Spitzenlast abgezogen, so dass der Anteil der saisonalen Höchstlast bleibt, der durch die Modellkraftwerke (thermische Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) gedeckt werden muss. Ebenfalls auf Basis der Ergebnisse des Simulationsmodells CREDIT-WEA wird die zusätzlich notwendige, thermische Kraftwerksleistung, die der Absicherung von stochastischen Kraftwerksausfällen dient, festgelegt.

Dieses ergibt schließlich die Leistung der thermischen Kraftwerke sowie der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, die zu jeder Jahreszeit planmäßig zur Verfügung stehen muss (Installierte Leistung abzüglich Leistung in Revision). Dabei sind Kapazitäten, die für Systemdienstleistungen (inkrementelle Regelleistung) der ÜNB vorgehalten werden müssen, zu berücksichtigen.

Abbildung 16: Notwendige, verfügbare Leistung der Kraftwerke zur Deckung der saisonalen Höchstlast (Beispiel)

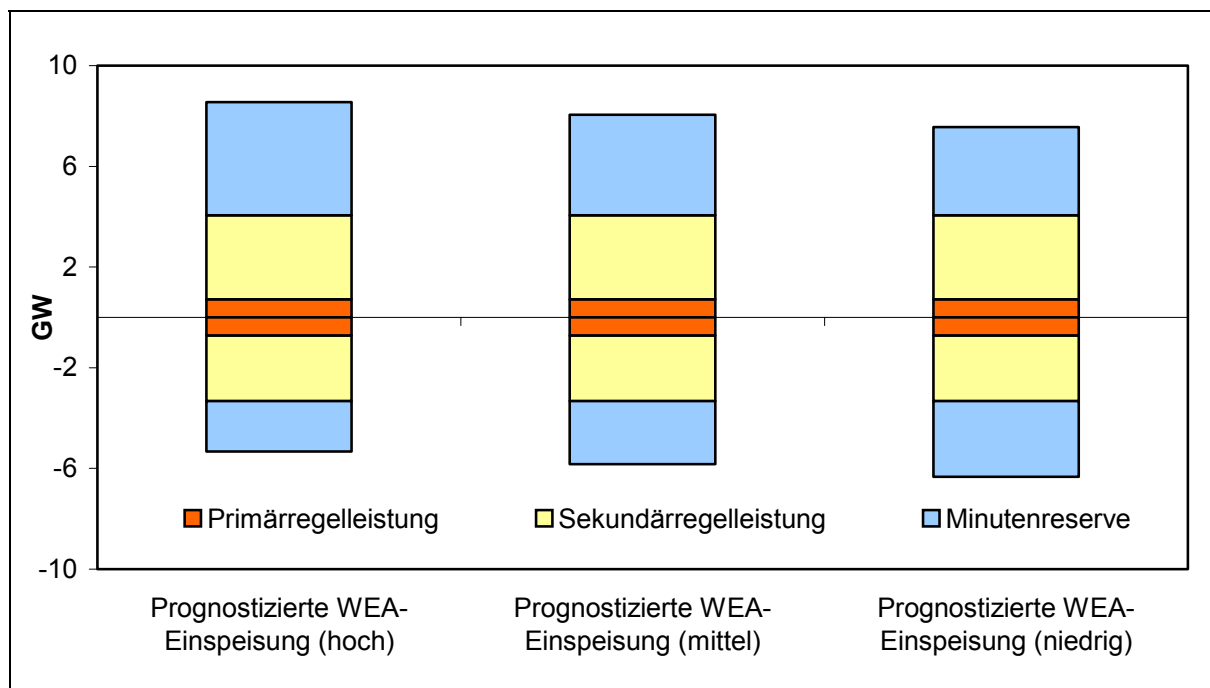


Regelenergieanforderungen

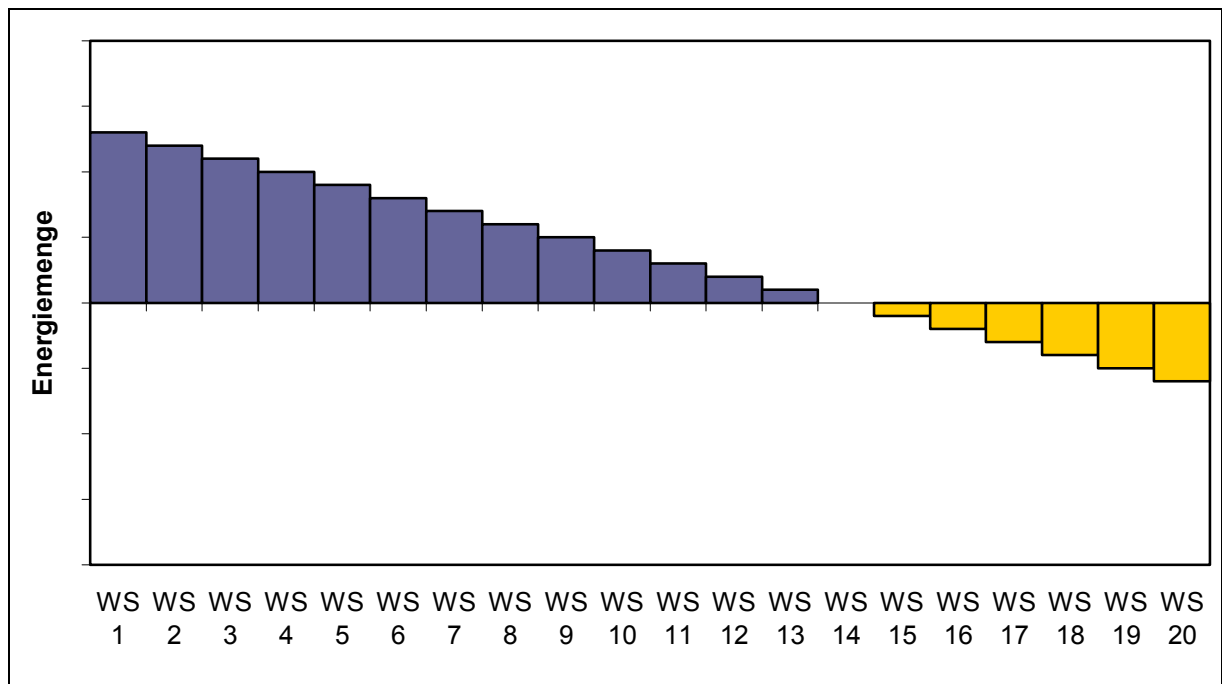
Bei der Deckung der residualen Last müssen die thermischen Kraftwerke sowie die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu jedem Zeitpunkt ausreichend Regelleistungskapazitäten vorhalten, die den Anforderungen bezüglich der Geschwindigkeit der Veränderung der Leistungsanpassung genügen müssen. Im Modell werden inkrementelle und dekrementelle Pri-

märregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden. Für jede Regelenergieart wird eine Leistung vorgegeben, wobei die Höhe der vorzuhaltenden Minutenreserve von der Jahreszeit und der prognostizierten Windenergieeinspeisung abhängt. Die Höhe der vorzuhaltenden inkrementellen und dekrementellen Minutenreserve wird mit dem Simulationsmodell BALANCE-WEA bestimmt und hängt insbesondere von der installierten WEA-Leistung und der prognostizierten WEA-Einspeisung ab. Exemplarisch ist die notwendige Regelleistungsvorhaltung in Abhängigkeit der prognostizierten WEA-Einspeisung in Abbildung 17 dargestellt.

Abbildung 17: Notwendige Regelleistungsvorhaltung (Beispiel)



Neben der Vorhaltung der Regelleistungskapazitäten muss auch der Abruf bei eintretenden Abweichungen (Saldo aus Abweichungen der geplanten von der tatsächlichen Erzeugung und der geplanten von der tatsächlichen Entnahme) im Modell berücksichtigt werden. Da der Regelenergieabruf auf Grund seiner Stochastik nicht deterministisch festgelegt werden kann, wird im Modell ein probabilistischer Ansatz gewählt. Dabei wird unterstellt, dass die vorzuhaltende Regelleistung in jeder Modellperiode zu verschiedenen Höhen mit jeweils zugehörigen Wahrscheinlichkeiten abgerufen wird. Die entsprechenden Wertepaare für Minutenreserve werden ebenfalls mit dem Simulationsmodell WEA-BALANCE ermittelt.

Abbildung 18: Wahrscheinlichkeiten des Regelenenergieabrufs (Beispiel)

Die Summe über die Wahrscheinlichkeiten WS 1 bis WS 20 in Abbildung 18 entspricht dabei 100 %. Durch dieses Vorgehen ist sichergestellt, dass bei der Bereitstellung der Regelleistungskapazitäten neben den technischen Anforderungen sowohl die Opportunitätskosten für die Leistungsvorhaltung als auch die tatsächlich entstehenden Kosten (Erzeugungskosten) für den Abruf von inkrementeller Regelenenergie bzw. Einsparungen für den Abruf von dekrementeller Regelenenergie adäquat berücksichtigt werden können.

Die exakte Modellierung ist abhängig von den Annahmen bezüglich des Ausgleichs der Prognosefehler der WEA-Einspeisung und wird im Verlauf der Studie entsprechend angepasst. Dieses gilt insbesondere bezüglich der Berücksichtigung von Stunden- bzw. Dauerreserve.

Kapazitätsentwicklung und Einsatz der thermischen Kraftwerke sowie der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Die Kapazitätsentwicklung und der Einsatz der thermischen Kraftwerke sowie der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke erfolgt unter dem Kriterium der Kostenminimierung. Dabei werden Restriktionen, die sich aus den technischen Eigenschaften der Kraftwerke und politischen Rahmenbedingungen ergeben, berücksichtigt. Restriktionen beim Einsatz der Kraftwerke auf Grund von Netzengpässen innerhalb Deutschlands, werden zunächst nicht weiter berücksichtigt.

Thermische Kraftwerke

Installierte und verfügbare Kapazitäten der thermischen Kraftwerke

Die installierte Kraftwerksleistung der thermischen Kraftwerke zu Beginn des Betrachtungszeitraums wird auf Basis der bestehenden Kraftwerksblöcke ermittelt, die in der EWI-Kraftwerksdatenbank mit den wesentlichen technischen und ökonomischen Parametern sowie dem Baujahr erfasst sind. Dabei werden sechs Kraftwerkstechnologien unterschieden:

- Kernkraftwerke,
- Braunkohlenkraftwerke,
- Steinkohlenkraftwerke,
- Gas-GuD-Kraftwerke,
- Öl- und gasbefeuerte Gasturbinen,
- Öl- und gasbefeuerte Kondensationskraftwerke.

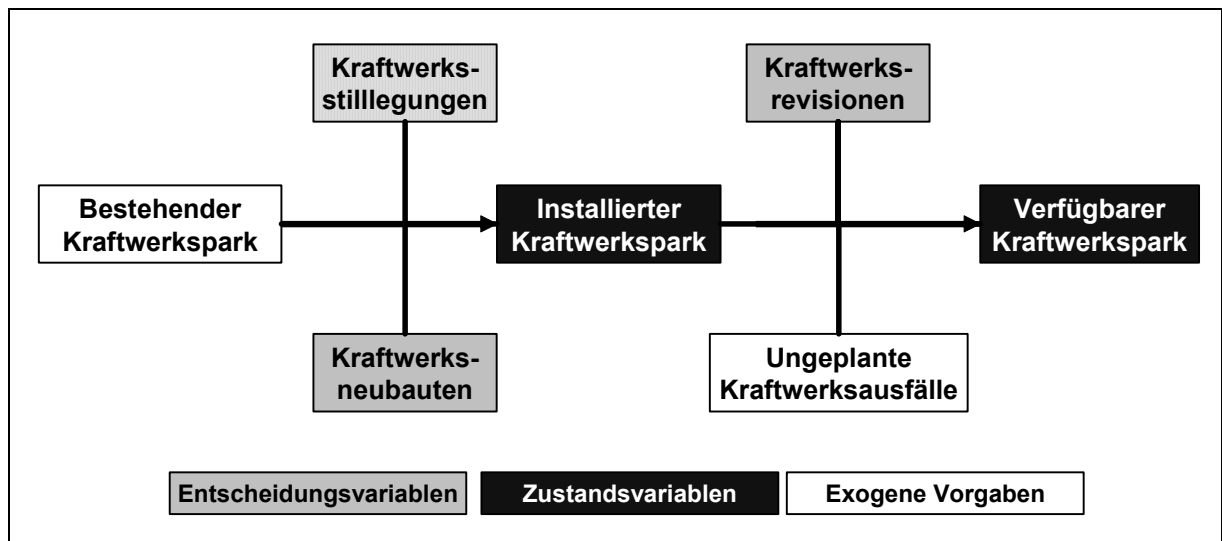
Die installierte Netto-Leistung dieser Kraftwerkstechnologien wird nach Baujahren in Vintage-Klassen zusammengefasst und mit repräsentativen technischen und ökonomischen Parametern für die einzelnen Vintage-Klassen in das GEMS-Modell eingelesen.

In zukünftigen Jahren werden die bestehenden Kraftwerke nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer oder auf Grund von zusätzlichen Informationen (geplante Stilllegungen vor Ablauf der technischen Lebensdauer) stillgelegt. Daneben können Kraftwerke vorzeitig stillgelegt werden, wenn sie ihre Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie fixe Personalkosten durch die kurzfristigen Deckungsbeiträge auf dem regulären Strommarkt und/oder dem Regelenergiemarkt nicht erzielen können. Investitionskosten für bestehende Kraftwerke sind für diese Entscheidung nicht relevant, da sie als versunkene Kosten anzusehen sind. Als Ersatz für Kraftwerksstilllegungen und/oder für Kapazitätserhöhungen können neue Kraftwerke gebaut werden, für die jeweils technische und ökonomische Parameter hinterlegt sind. Der installierte Kraftwerkspark in jedem Modelljahr ergibt sich aus den bestehenden Kraftwerken abzüglich der stillgelegten Kraftwerke zuzüglich der Kraftwerksneubauten. Die Kraftwerksneubauten sowie die vorzeitige Stilllegung von Kraftwerken aus wirtschaftlichen Erwägungen werden modellendogen bestimmt.

Tabelle 40: Technische Parameter heutiger und zukünftiger Kraftwerke

Parameter	Beschreibung
Kapazität	Installierte elektrische Nennleistung (netto) in MW.
Wirkungsgrad	Elektrischer Netto-Wirkungsgrad (Verhältnis Netto-Erzeugung zu Brutto-Brennstoffeinsatz im laufenden Betrieb bei Nennleistung) in %.
Technische Mindestlast	Teillast, mit der Kraftwerke mindestens betrieben werden müssen in % der Nenn-Leistung.
Anfahrsgeschwindigkeit	Dauer eines Anfahrvorgangs bei Kaltstart bis zur Netzsynchroisation in Stunden.
Wirkungsgradverlust bei Teillast	Wirkungsgradverlust bei Erzeugung im Teillastmodus in Prozentpunkten.
Lastgradient	Geschwindigkeit der Erhöhung der Leistung im laufenden Betrieb in % der Nennleistung je Minute.
Regelenergiefähigkeit	Qualifikation für die Erbringung unterschiedlicher Regelenergiearten als 0-1-Parameter.
Abkühlverhalten	Parameter, der in eine Abkühlfunktion eingeht.
Revisionsdauer	Durchschnittliche Dauer der Revision in Monaten.
Ausfallwahrscheinlichkeit	Durchschnittliche Nicht-Verfügbarkeit von Kraftwerken auf Grund von ungeplanten Ausfällen (Unterscheidung disponibel/ nicht disponibel) in % der Nennleistung.
Technische Lebensdauer	Maximale Dauer des Kraftwerksbetriebs bis zur Stilllegung in Jahren.

Auf Grund von Kraftwerksrevisionen und ungeplanten Kraftwerksausfällen (disponibel und nicht disponibel) steht die gesamte installierte Kraftwerksleistung nicht in jeder Jahreszeit vollständig zur Verfügung. Für jede Kraftwerkstechnologie und Vintage-Klasse werden auf Basis von historischen Werten durchschnittliche, jährliche Revisionsdauern vorgegeben, die von den Kraftwerken eingehalten werden müssen. Dabei wird modellendogen bestimmt, in welcher Jahreszeit die Revisionen für die jeweilige Kraftwerkstechnologie/Vintage-Klasse vorgenommen werden. Dadurch wird die geplante verfügbare Leistung bestimmt, die mit einem Faktor um ungeplante, disponible Kraftwerksausfälle verringert wird. Die ungeplanten, nicht disponiblen Kraftwerksausfälle werden nicht berücksichtigt, da diese durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden müssen.

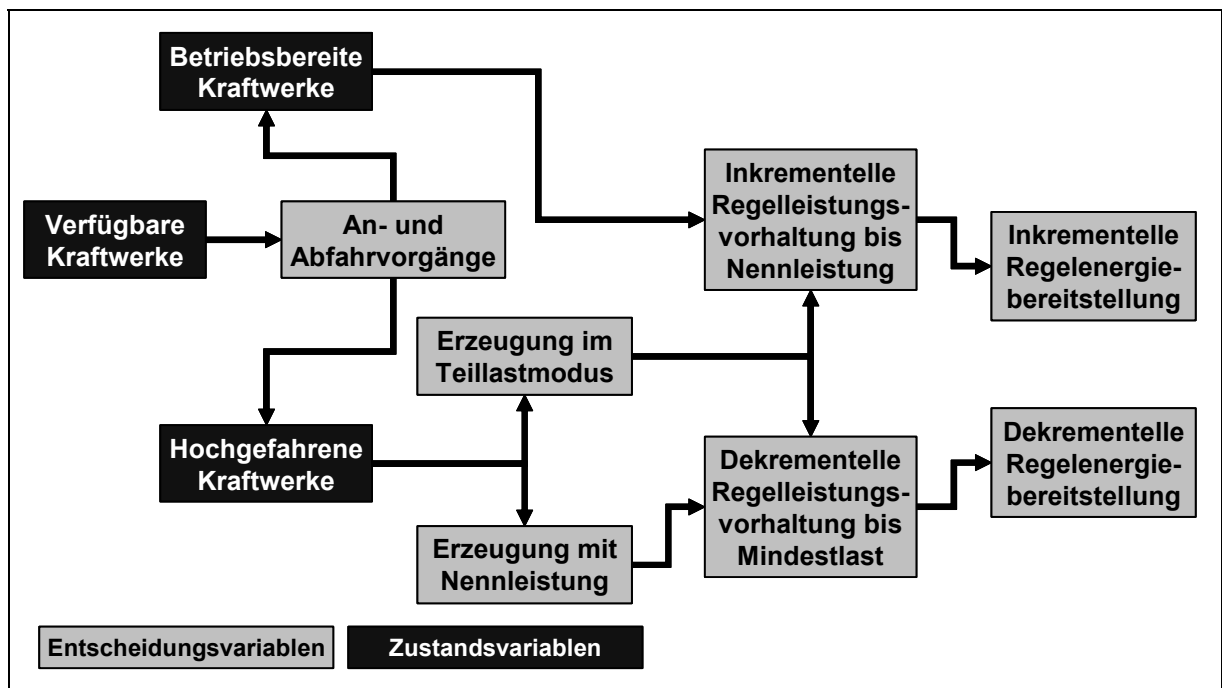
Abbildung 19: Installierte und verfügbare Kraftwerkskapazitäten

Betriebszustände und Einsatzweise der thermischen Kraftwerke

Die verfügbaren Kraftwerke können drei unterschiedliche Betriebszustände annehmen. Erstens können sie stillstehen, da sie in der entsprechenden Periode nicht benötigt werden oder für die Regellenergiebereitstellung vorgehalten werden. Zweitens können Kraftwerke mit ihrer Nennleistung auf dem regulären Strommarkt erzeugen. Drittens können sie im Teillastmodus Strom erzeugen, wobei die Mindestlast der jeweiligen Kraftwerkstechnologie/Vintage-Klasse nicht unterschritten werden darf. Für die beiden zuletzt genannten Betriebszustände müssen die Kraftwerke zuvor hochgefahren werden. Die Anfahrtdauer der Kraftwerke ist dabei von der Stillstandszeit abhängig.³¹

Die verfügbaren Kraftwerke können sowohl für die Stromerzeugung auf dem regulären Strommarkt als auch für die Bereitstellung von inkrementeller und dekrementeller Regelleistung/-energiearbeit genutzt werden, wobei für jede Einsatzweise bestimmte Betriebszustände notwendig sind und die Einsatzmöglichkeiten von den technischen Eigenschaften der Kraftwerke abhängen. Einen Überblick über die Betriebszustände und Einsatzweisen von thermischen Kraftwerken gibt Abbildung 20.

³¹ Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes auf eine Mindestbetriebsdauer ist nicht notwendig, da diese auf Grund der Kostenparameter automatisch eingehalten wird.

Abbildung 20: Betriebszustände und Einsatzweise von planmäßig verfügbaren Kraftwerken

Kraftwerke, die auf dem regulären Strommarkt nicht erzeugen, können inkrementelle Regelleistung bis zur Nennleistung anbieten, wenn die Dauer des Anfahrvorgangs und der Lastgradient dieses zulassen. Im GEMS-Modell können inkrementelle Primär- und Sekundärregelung nicht von diesen Kraftwerken bereitgestellt werden. Inkrementelle Minutenreserve kann ausschließlich von Gasturbinen in Betriebsbereitschaft angeboten werden. Hochgefahrte Kraftwerke, die im Teillastmodus erzeugen, können sowohl inkrementelle als auch dekrementelle Regelleistung zwischen Nennleistung und Mindestlast bereitstellen. Kraftwerke, die mit Nennleistung produzieren, können dekrementelle Regelleistung anbieten. Im Bedarfsfall wird die inkrementelle und dekrementelle Regelleistung abgerufen.

Beschränkung der Erzeugung von thermischen Kraftwerken

Für Braunkohle gibt es aufgrund mangelnder Verfügbarkeit des Energieträgers Restriktionen bzgl. des Brennstoffeinsatzes.

Für Braunkohlenkraftwerke wird ein maximaler, jährlicher Brennstoffverbrauch, der sich durch die Förderkapazität der Braunkohlengruben ergibt, festgelegt. Die Stromerzeugung aus Braunkohlenkraftwerken wird somit beschränkt, wobei durch Wirkungsgradverbesserungen eine Erhöhung der Stromproduktion dieser Kraftwerke möglich ist.

Kosten von thermischen Kraftwerken

Die zu minimierende Zielfunktion besteht aus den gesamten Kosten aller im Optimierungszeitraum anfallenden Kostenarten, die auf das Basisjahr abdiskontiert werden. Bei den thermischen Kraftwerken bestehen diese aus den Kapitalkosten, den Reparatur- und Wartungskosten, den Personalkosten, den Brennstoffkosten, weiteren erzeugungsabhängigen Kosten für Betriebsmittel und Arbeitskräfte sowie den Kosten, die durch Anfahrvorgänge der Kraftwerke verursacht werden.

Tabelle 41: Kostenarten von thermischen Kraftwerken

Kostenart	Kostenentstehung	Kostenperiode
Investitionskosten	Zubau von Kraftwerken	Kosten zu Beginn des Jahres
Reparatur- und Wartungskosten	Betriebsbereitschaft der installierten Kraftwerke	Jährliche Kosten
Personalkosten	Betriebsbereitschaft der installierten Kraftwerke	Jährliche Kosten
Anfahrkosten	Anfahren von Kraftwerken	Lastperiode
Brennstoffkosten	Stromerzeugung der Kraftwerke	Lastperiode
Sonstige variable Kosten	Stromerzeugung der Kraftwerke	Lastperiode
Kosten für Wirkungsgradverluste in Teillast	Stromerzeugung der Kraftwerke in Teillast	Lastperiode

Für den Zubau von Kraftwerken fallen Investitionskosten an. Annahmegemäß sind diese spezifische Investitionskosten für die schlüsselfertige Bereitstellung, die komplett zu Beginn der Periode anfallen, in der die Kapazität zum ersten Mal zur Verfügung steht. Kapitalkosten bestehender Kraftwerke sind für zukünftige Entscheidungen nicht relevant und werden daher nicht weiter berücksichtigt.

Für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft fallen Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie fixe Personalkosten an, die für die installierten Kapazitäten gezahlt werden müssen. Diese gehen als jährliche Kosten unabhängig von der Stromerzeugung der Kraftwerke in die Zielfunktion ein. Bei vorzeitiger Stilllegung eines Kraftwerks können diese Kosten eingespart werden.

Der Anfahrvorgang eines Kraftwerks verursacht Kosten, die sich in Brennstoffkosten und Abnutzungskosten unterteilen lassen. Diese hängen über eine Abkühlfunktion von der Stillstandszeit vor dem Anfahrvorgang ab.

Bei der Stromerzeugung fallen Brennstoffkosten an, die vom eingesetzten Brennstoff und vom Wirkungsgrad des Kraftwerks abhängen. Des Weiteren entstehen Kosten für Betriebsmittel, erzeugungsabhängige Abnutzungskosten und Arbeitskosten. Beim Teillastbetrieb werden zusätzliche Brennstoffkosten auf Grund von Wirkungsgradverlusten berücksichtigt.

Für die Vorhaltung von Regelleistung fallen keine direkten Kosten an, da es sich um Opportunitätskosten handelt, die indirekt über andere Modellgleichungen berücksichtigt werden. Direkte Kosten entstehen beim Abruf der vorgehaltenen Regelleistung. Beim Abruf von positiver Regelleistung aus Kraftwerken in Teillast fallen Stromerzeugungskosten an. Für den Abruf inkrementeller Regelleistung aus Gasturbinen fallen zusätzlich Anfahrkosten an. Für dekrementelle Regelleistung aus thermischen Kraftwerken sind Kostenreduzierungen zu berücksichtigen, da weniger Brennstoff verbraucht wird. Sowohl beim Abruf von dekrementeller als auch von inkrementeller Regelleistung sind zusätzliche Kostenveränderungen zu be-

rücksichtigen, die sich über die Veränderung der Teillasterzeugung und damit verbundenen Wirkungsgradveränderungen ergeben.

Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Installierte und verfügbare Kapazitäten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Der Bau von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland ist durch den Mangel an geeigneten Standorten, langen Planungszeiten und der genehmigungsrechtlichen Problematik mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Im GEMS-Modell ist daher ein (modellendogener) Zubau an weiteren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland nicht möglich. In Szenarienrechnungen können die bestehenden Kapazitäten allerdings erhöht werden, so dass grundsätzlich eine Abschätzung des Wertes neuer Speicher- und/oder Pumpspeicherkraftwerke möglich ist. Da diese Kraftwerke in der Regel eine lange Lebensdauer haben und Repowering-Maßnahmen im Vergleich zu Kraftwerksneubauten geringe Kosten verursachen, wird im GEMS-Modell angenommen, dass Stilllegungen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken im Betrachtungszeitraum ebenfalls nicht erfolgen. Somit wird die installierte Kapazität konstant gehalten. Die Revisionszeiten und ungeplanten Stillstandszeiten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind im Vergleich zu thermischen Kraftwerken gering. Der verfügbare Anteil der Leistung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in jeder Jahreszeit wird auf Basis von historischen Werten vorgegeben und ist nicht Teil des Optimierungskalküls.

Betriebszustände und Einsatzweise der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind grundsätzlich drei Typen zu unterscheiden:

- Speicherkraftwerke,
- Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss und
- Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss.

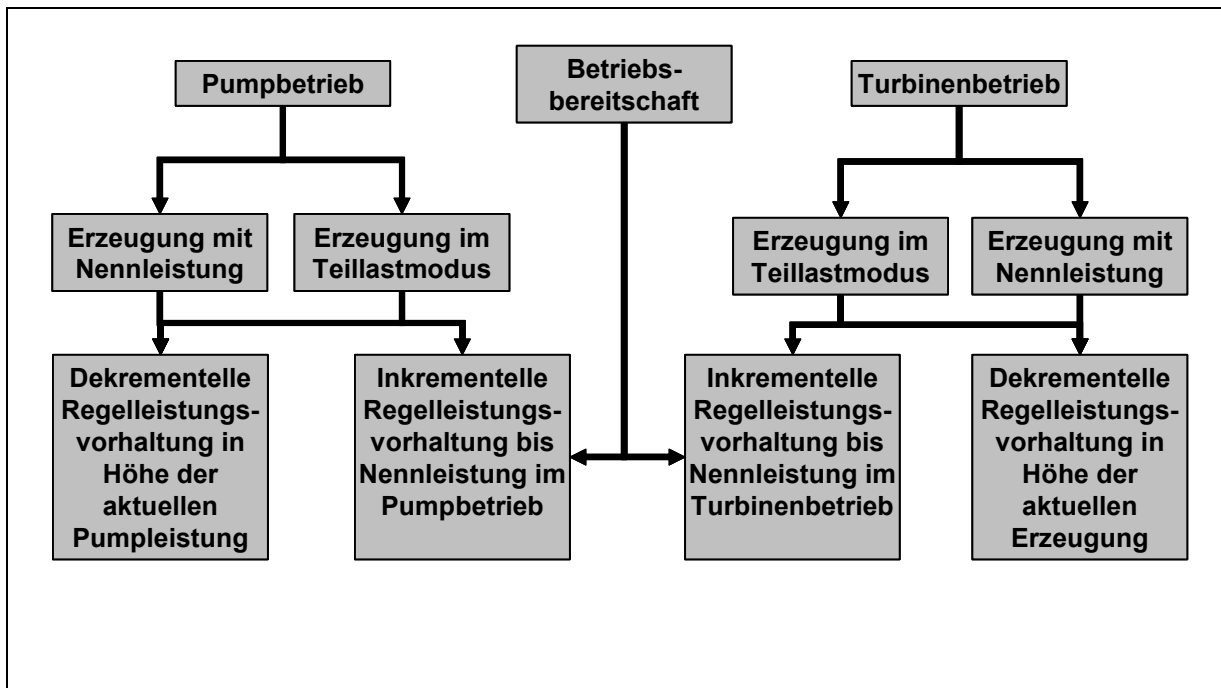
Im GEMS-Modell werden alle drei Typen identisch behandelt, wobei die Pumpleistung der Speicherkraftwerke auf Null gesetzt wird und Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss ausschließlich die zuvor gepumpte Energiemenge zur Stromerzeugung nutzen können.

Die Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss schließt die Modellierung der anderen beiden Typen mit ein und wird im Folgenden beschrieben.

Die Pumpspeicherkraftwerke können drei Betriebszustände annehmen: Erstens können sie stillstehen. Zweitens können sie vom Unterbecken Wasser in das Oberbecken pumpen, wobei die Pumpen annahmegemäß auch mit einem Teil ihrer Leistung und maximal mit der Nennleistung im Pumpbetrieb arbeiten können. Dieses verursacht zusätzlichen Stromverbrauch, der von den anderen Kraftwerken gedeckt werden muss. Drittens können die (Speicher- und) Pumpspeicherkraftwerke im Turbinenbetrieb Strom erzeugen, wobei die Stromerzeugung maximal auf die Nennleistung im Turbinenbetrieb beschränkt ist. Anfahrvorgänge und eine Mindestteillastbedingung, wie bei thermischen Kraftwerken werden nicht unterstellt, da diese

für Pumpspeicherkraftwerke (im Modell) nicht relevant sind. Pumpspeicherkraftwerke können wie thermische Kraftwerke auf dem regulären Strommarkt und auf dem Regelenergiemarkt eingesetzt werden. Die Möglichkeiten des Einsatzes in Abhängigkeit des Betriebszustandes sind in Abbildung 21 dargestellt.

Abbildung 21: Betriebszustände und Einsatzweise von Pumpspeicherkraftwerken



Ausgleich der Energiebilanz und das Speichervolumen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Die Stromerzeugung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken hat im Vergleich zu thermischen Kraftwerken sehr geringe variable Kosten, die im Modell vernachlässigt werden können. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist die Stromerzeugung unter Berücksichtigung des regulären Strommarktes sowie des Regelenergiemarktes auf ein Energiebudget beschränkt, das zum einen durch natürliche Zuflüsse zum Speicherbecken und zum anderen durch die geleistete Pumarbeit im regulären Strommarkt und auf dem Regelenergiemarkt bestimmt wird. Die natürlichen Zuflüsse werden auf Grundlage von historischen Werten festgelegt. Die Energiemenge aus geleisteter Pumarbeit, die für die Stromerzeugung genutzt werden kann, wird modellendogen bestimmt. Dabei sind der Stromverbrauch der Kraftwerke im Pumpbetrieb über eine entsprechende Lasterhöhung sowie der Energieverlust zwischen Verbrauch der Pumpspeicher und Erzeugung der Pumpspeicher (Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke) im Modell berücksichtigt. Neben dem Ausgleich der Energiebilanz der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ist beim Einsatz das Speichervolumen zu beachten. Die maximalen Speichermengen ergeben sich aus dem nutzbaren Energiegehalt der Speicher, wobei dieser durch das Stauziel und das Absenkeziel determiniert wird. Durch die Berücksichtigung der chronologischen Reihenfolge der Lastperioden ist es möglich, den Inhalt des Speichers auf das maximale Speichervolumen zu beschränken.

Anhang 2: Modelle zur Analyse der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Wirkungen

Überblick

Um die Auswirkungen von Veränderungen der Laufzeiten der bestehenden Kernkraftwerke auf die sektorale und gesamtwirtschaftliche Entwicklung abschätzen zu können, wird auf ein Modellsystem zurückgegriffen, in dem energiewirtschaftliche sowie sektorale und gesamtwirtschaftliche Zusammenhänge abgebildet sind. Die einzelnen Elemente dieses Systems sind ein Struktur-, ein Energie- und ein Emissionsmodell. Es versteht sich von selbst, dass aus Platz- und Zeitgründen eine vollständige Darstellung dieser einzelnen Modelle an dieser Stelle nicht möglich ist³². Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich vielmehr auf jene konstruktiven Merkmale, die für die Simulationsrechnungen von wesentlicher Bedeutung sind. Grundsätzlich dient das Modellsystem dazu, die Wechselwirkungen von Energieverbrauch, Schadstoffemissionen, hier insbesondere von traditionellen und klimarelevanten Schadstoffen, und Wirtschaftsentwicklung abzubilden. Entsprechend dieser Aufgabenstellung können drei Teile identifiziert werden:

- Das Energiemodell, in dem in Anlehnung an das Schema der Energiebilanz die verschiedenen Stufen der Energieversorgung von der Primärenergie bis zum endgültigen Endverbrauch abgebildet und modellmäßig erfasst werden;
- Das nach 60 Sektoren (vgl. Übersicht A1 im Anhang) differenzierte Strukturmodell, das in Anlehnung an das Verflechtungsschema einer Input-Output-Tabelle die reale Güternachfrage und die Preisbildung in sektoraler Gliederung abbildet;
- Das Emissionsmodell, mit dem zum gegenwärtigen Zeitpunkt die mit dem Verbrauch und der Umwandlung von Energie verbundenen Schadstoffemissionen, der Flächenverbrauch sowie die Kosten einzelner Vermeidungstechniken berechnet werden können.

Grundsätzlich sind die Modelle als ökonometrische Modelle konzipiert, der Gebietsstand für das sektorale Strukturmodell ist bis 1994 das Gebiet der alten Bundesländer, ab 1995 Deutschland insgesamt. Der Stützbereich für die ökonometrischen Analysen hängt von der Verfügbarkeit der Daten ab, er reicht in einzelnen Teilen des Strukturmodells – insbesondere in der Vorleistungsverflechtung – nur bis zum Jahr 1991, im Energiemodell ist der größte Teil bis zum Jahr 1998 geschätzt. Alle Modelle werden für Prognosen bis zum Jahr 2030 genutzt.

Das Strukturmodell umfasst in seiner gegenwärtigen Form 3278 Gleichungen, der größte interdependente Block besteht aus 1708 Gleichungen, das Energiemodell 1598 Gleichungen, das Emissionsmodell 767 Gleichungen und das Modell zur Bestimmung der Flächennutzung gegenwärtig 283 Gleichungen, wobei der Flächenverbrauch nach den Kategorien der Flä-

³² Zu Einzelheiten vgl. BUTTERMANN, H.G., B. HILLEBRAND, E. HÖDL und M. OBERSTRASS (1992), Ein integriertes makroökonomisches Input-Output-Modell für die Bundesrepublik Deutschland. Modellkonzeption und Simulationsexperimente. *Arbeitspapiere des Fachbereichs Wirtschaftswissenschaft der Bergischen Universität – Gesamthochschule Wuppertal*, Wuppertal, sowie M. OBERSTRASS (1999), Ein makroökonomisches Modell zur Abbildung des Zusammenhangs von Strukturwandel und Umweltbelastung, Berlin, Verlag für Wissenschaft und Forschung. Zu Modellerweiterungen und Simulationsstudien vgl. Frohn, J., P.Chen, B. Hillebrand et. al. (2003), Wirkungen umweltpolitischer Maßnahmen – Abschätzungen mit zwei ökonometrischen Modellen, Berlin et. al., Springer.

chennutzungsstatistik einerseits, nach der Gliederung des Energie- und Strukturmodells andererseits erklärt wird.

Im sektoralen Strukturmodell werden insbesondere alle Steuersätze, Sozialversicherungstarife, ferner die Welthandelsentwicklung und die Importpreise exogen vorgegeben. Zu den wichtigsten exogenen Variablen des Energiemodells gehören insbesondere der Rohölpreis und der Wechselkurs des Euro gegenüber dem Dollar. Zum anderen rechnen dazu die von staatlichen Institutionen festgelegten speziellen Verbrauchsteuersätze (Mehrwertsteuer, Mineralöl- und Erdgassteuer). Schließlich gehören zu diesem Block auch solche Kennziffern, die die technischen Merkmale spezieller Verbrauchs- oder Umwandlungsprozesse charakterisieren, sich jedoch einer modellendogenen Beeinflussung weitgehend entziehen wie etwa die Wärmedurchgangskoeffizienten der Wärmeschutzverordnung.

Energiemodell

Ziel des Energiemodells ist zum einen die realitätsnahe Erklärung des Energieverbrauchs und des Energieangebots, zum anderen die Ermittlung der Energiekosten als Teil der sektoralen Kostenstrukturen, der Energieausgaben als Teil der Gesamtausgaben der privaten Haushalte. Diese Zielsetzung kommt deutlich in der formalen Struktur des Modells, in der Wahl der Erklärungsansätze und insbesondere in der gewählten Gliederungstiefe zum Ausdruck. Denn die sektorale Gliederung entspricht mit geringfügigen Modifikationen im Bereich der energieintensiven Wirtschaftsbereiche der Systematik der Input-Output-Rechnung, die Unterscheidung nach vierzehn Energieträgern weitgehend der Systematik der Energiebilanz. (vgl. Übersicht A2 im Anhang).

Energie stellt kein homogenes Gut dar, sondern unterscheidet sich zum Teil erheblich nach Einsatzbereichen und Verwendungszwecken. Um diesen Unterschieden gebührend Rechnung zu tragen, werden im Modell fünf Teilbereiche unterschieden:

- die energieintensiven Sektoren,
- die energieextensiven Sektoren,
- der gewerblichen Verkehr (Schienen-, gewerblicher Straßen-, Luftverkehr, Küsten- und Binnenschifffahrt) und
- die privaten Haushalte (Raumwärme und Kraftstoffe),
- der Handel, das Gewerbe und die Dienstleistungen.

Eine besondere Funktion besitzen sektorale und gesamtwirtschaftliche Größen. Sektorale Produktionswerte, Erzeuger- und Konsumgüterpreise oder auch das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte stellen für die Nachfrage nach Energie exogene Größen dar. Andererseits beeinflussen Energieverbräuche und -preise über die Energiekosten bzw. Energieausgaben die sektorale Preisbildung und damit die sektorale Entwicklung und das Ausgabeverhalten der privaten Haushalte, so dass dieser Variablenblock nur für das Energiemodell im engeren Sinn als exogen zu betrachten ist, im Zusammenwirken mit dem Strukturmodell jedoch endogen bestimmt wird.

In den energieintensiven Produktionsprozessen ist bei der Erklärung des Faktoreinsatzes zwischen kurz- und langfristigen Aspekten zu unterscheiden. Energieintensive Produktionspro-

zesse sind kurzfristig annähernd linear-limitational. Der Energieverbrauch variiert proportional zur Produktion. Auf lange Sicht ist das Verhältnis der Faktoren zueinander zwar variabel, Substitutions- und Einsparprozesse benötigen jedoch Zeit, sondern erfordern in der Regel auch einen vermehrten Einsatz an Sachkapital. Die Variabilität des Kapitalstocks ist für die Effizienz des gesamten Produktionsprozesses von entscheidender Bedeutung, da in dem hier angewendeten Konzept des faktorgebundenen technischen Fortschritts der Verbrauch von Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen sowie von Energie und Arbeit von der Umschichtung des Kapitalstocks gesteuert wird. Der Strukturwandel des Produktionsapparates zu effizienteren Anlagen ist damit die Voraussetzung dafür, dass die Effizienz der übrigen Produktionsfaktoren erhöht werden kann. Der Kapitalstock und seine Entwicklung in der Zeit sind demnach die zentralen Elemente des Modells.

Formal wird der Zusammenhang zwischen variabler Faktornachfrage und Kapitaleinsatz im Rahmen eines „vintage“-Modells³³ abgebildet, in dem der Kapitalstock als Aggregat vorausgegangener Investitionsentscheidungen definiert wird. Die einzelnen Investitionsjahrgänge sind durch die in ihnen inkorporierte Technik charakterisiert, die sich in Form spezifischer Verbräuche der einzelnen variablen Faktoren messen lassen (Marginalkonzept). Auf kurze Sicht besteht zwischen dem Kapitaleinsatz und den übrigen Faktoren ein nahezu komplementäres Verhältnis, eine Variation der Faktoreinsatzmengen (z.B. Energie) ist allenfalls über eine Variation der Auslastung einzelner Produktionsanlagen möglich. Preisinduzierte Substitutionsvorgänge sind nach dieser Modellvorstellung nur bis zum Zeitpunkt der Realisierung einer Investitionsentscheidung möglich. Ist die Entscheidung für eine Produktionstechnik gefallen, können hingegen annähernd fixe Inputkoeffizienten für die variablen Faktoreinsatzmengen angenommen werden.

Dass dieser Ansatz auch bei vergleichsweise homogenen Produktionsprozessen erhebliche Anforderungen an die empirische Basis stellt, zeigt das Beispiel der Zementproduktion. Denn in der Zementproduktion wurde der Vintage-Ansatz in der Weise konkretisiert, dass der Kapitalstock und seine Veränderung differenziert nach Ofentechniken und Mahlanlagen abgebildet werden. Unterschieden werden im Bereich des Brennprozesses die Ofentypen

- Zyklonvorwärmer- (ZY),
- Rostvorwärmer- (RO),
- lange Trocken- (TR)
- Schacht- (SC) und
- Nassöfen (NA).

Mit diesen einzelnen Ofentechniken sind nicht nur jeweils spezifische Faktoreinsätze, sondern auch unterschiedliche Produktionsmöglichkeiten verbunden, die zu unterschiedlichen Produk-

³³ Die theoretischen Wurzeln dieses Ansatzes liegen bei Johansen und Salter. Zu Einzelheiten vgl. L. Johansen, *Production Functions, An Integration of Micro, Short Run and Long Run Aspects*. Amsterdam und London 1972; W.E.G. Salter *Productivity and Technical Change*. 2nd Edition, Cambridge 1966; L. Johansen, *Substitution versus Fixed Coefficients in Theory of Economic Growth: A Synthesis*. „Econometrica“, New Haven, CT, vol. 27 (1959), S. 157ff.

tionskosten und Faktorverbräuchen führen. Entscheidungskriterium für die Wahl einer Ofentechnik sind neben der potentiellen Leistung und der zu erwartenden Zementproduktion die langfristigen Produktionskosten, die sich formal aus der Addition aller über die voraussichtliche Lebensdauer des Zementofens berechneten Kostenfaktoren einschließlich der aus der Investition resultierenden Kapitalkosten ergeben.

Im Gegensatz zu den energieintensiven Bereich der Grundstoffproduktion hat der Verbrauch von Energie in den übrigen Sektoren des Verarbeitenden Gewerbes nicht nur eine geringere Bedeutung, sondern auch eine andere Funktion. Strom dient vor allem zum Antrieb von Produktionsaggregaten und Maschinen, die übrigen Energieträger werden weniger zur Erzeugung hoher Prozesstemperaturen als vielmehr im Niedertemperaturbereich eingesetzt. Darüber hinaus ist das Einsatzspektrum der Energieträger mit Ausnahme von Strom in vielen Sektoren nahezu identisch, so dass auch wegen des geringen Verbrauchs feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe sowie Fernwärme zu einem Aggregat Wärmeenergie zusammengefasst werden. Die genannten Energieträger sind von ihren physikalisch-chemischen Eigenschaften und von den technologischen Gegebenheiten in den betrachteten Sektoren her prinzipiell alle in der Lage, den gestellten Anforderungen zu genügen. Der Wärmemarkt ist daher durch eine ausgeprägte Substitutionskonkurrenz zwischen den Energieträgern gekennzeichnet. Anders ist die Situation bei der Nutzung von Antriebsenergie; hier wird die Nachfrage (nahezu) ausschließlich durch Strom gedeckt. Eine Substitution durch andere Energieträger ist weitgehend ausgeschlossen.

Die Energiebilanz weist den Verbrauch von Energie zu Verkehrszwecken zwar getrennt nach Verkehrsträgern, jedoch nicht nach einzelnen Verbrauchergruppen aus. Eine Differenzierung zwischen gewerblichem und privatem Verbrauch ist jedoch im Ansatz des RWI insoweit erforderlich, als die Verkehrsausgaben der privaten Haushalte ein wichtiger Bestandteil der Konsumausgaben insgesamt sind. Die Unterschiede in den technischen Standards, den ökonomischen Einflussfaktoren sowie den ökologischen Wirkungen legen darüber hinaus eine Differenzierung nach Personen- und Gütertransport nahe. Insgesamt wird der Energieverbrauch zu Verkehrszwecken damit nach drei Kategorien differenziert: Personen- und Gütertransport, gewerbliche und private Nutzung, Verkehrsträger.

Auch wenn jede dieser Verbrauchskategorien spezifische Besonderheiten aufweist, wird der Energieverbrauch formal stets ähnlich definiert. Er ergibt sich aus der Multiplikation einer

- Ausstattungs-,
- spezifischen Verbrauchs- und
- Nutzungskomponente.

Die erste Komponente charakterisiert den zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhandenen Kapitalstock, die zweite die technische Beschaffenheit der Kapitalgüter, die dritte die ökonomisch bestimmte Nutzung.

Der Energieverbrauch von Handel, Gewerbe und Dienstleistungen ist vergleichsweise heterogen. Diese Gruppe von Energieanwendern unterscheidet sich nicht nur hinsichtlich des Verbrauchsniveaus und seiner -struktur, sondern vor allem auch im Hinblick auf die

Verbrauchs determinanten. Energie wird zur Beheizung von Gebäuden (z.B. Banken, Versicherungen) zum Antrieb von Maschinen (z.B. Landwirtschaft, Handel) oder auch als Produktionsfaktor zur Bereitstellung von Dienstleistungen (z.B. Gaststätten) verwendet. Entsprechend unterschiedlich sind die Ansätze zur Erklärung des Energieverbrauchs. Der Kraftstoffverbrauch der Landwirtschaft beispielsweise wird in Abhängigkeit vom Bestand an Ackererschleppern und dessen jährlicher Nutzung, der Verbrauch von Energie zu Wärmeezwecken in Abhängigkeit vom Bestand an gewerblichen Bauten (gemessen durch das preisbereinigte Bruttobauvermögen) sowie die Kosten der Wärmebereitstellung erklärt. Dem Energieverbrauch der übrigen Sektoren, insbesondere Dienstleistungsbereichen sowie öffentlichen Körperschaften, liegt ein traditioneller Erklärungsansatz zugrunde, der neben trendmäßigen Entwicklungen auch die Energiepreise explizit berücksichtigt.

Strukturmodell

Das Strukturmodell kann als ein vollständig integriertes System zur Erklärung der sektoralen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung charakterisiert werden. In Anlehnung an das Verflechtungsschema einer Input-Output-Tabelle lassen sich folgende Teilsysteme identifizieren:

- ein güterwirtschaftliches Output-System, in dem die Endnachfrage und die intermediären Lieferungen abgebildet werden;
- ein Preismodell, in dem die sektoralen Stückkosten aus dem Zusammenwirken von verschiedenen Kostenkomponenten (Arbeit, Kapital, Vorleistungen) und staatlichen Belastungen oder Entlastungen (indirekte Steuern oder Subventionen) erklärt und die Preise der einzelnen Güter bzw. Gütergruppen nach Verwendungsbereichen differenziert bestimmt werden;
- eine Kapitalbestands- und Potentialrechnung, in der sektorale Bruttoausrüstungs- und Bruttobauvermögen sowie Produktionskapazitäten und Auslastungsgrade erklärt werden,
- ein Arbeitsmarktmodell, in dem auf gesamtwirtschaftlicher Ebene das Arbeitsangebot festgelegt wird und auf sektoraler Ebene die Arbeitsvolumina, durchschnittlichen Arbeitszeiten, Zahl der Beschäftigten, Arbeitsproduktivitäten, Lohnsätze und Bruttoeinkommen aus unselbständiger Arbeit erfasst werden,
- ein Umverteilungsmodell, mit dem im wesentlichen das Steuer-, Sozialversicherungs- und Transfersystem abgebildet wird, um daraus die Einnahmen und Ausgaben des Staates sowie das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte bestimmen zu können.

Das Preismodell erklärt die nach 60 Produktgruppen differenzierten Güterpreise der Vorleistungsnachfrage sowie der Endnachfragekomponenten Konsum, Ausrüstungsinvestitionen und Ausfuhren von Waren und Dienstleistungen. Bei der Erklärung der Preise wurden im Sinne der Vollkostentheorie in erster Linie „cost-push“- , aber auch „demand-pull“- Elemente verwendet. Von der „cost-push“-Seite werden die Güterpreise durch die Stückkosten sowie die Importpreise determiniert. Die „demand-pull“-Komponente wird berücksichtigt, indem die Annahme eines konstanten Aufschlagsatzes aufgegeben wird und stattdessen ein flexibler „mark-up“ eingeführt wird, dessen Höhe von einer sektoralen Nachfragevariablen abhängt.

Als zentrale Variable beeinflussen die sektoralen Herstellungskosten über die „cost-Push“-Seite das Preismodell. In Anlehnung an die Input-Output-Tabelle, wo jede Spalte die Kostenstruktur eines Wirtschaftszweiges repräsentiert, ergeben sich die sektoralen Stückkosten als

Summe der auf den Bruttoproduktionswert bezogenen Aufwendungen für produzierte Produktionsfaktoren zuzüglich den Aufwendungen für Primärinputs in Form originärer Produktionsfaktoren sowie den kalkulatorischen Aufwendungen für die sektoralen Abschreibungen plus den Zahlungen von indirekten Steuern minus den empfangenen Subventionen des jeweiligen Sektors.

Die Stückkosten sind vollständig in das Input-Output-Modell integriert: Sie sind einerseits von Veränderungen in der Faktornachfragestruktur und den zugehörigen Preisen abhängig, bestimmen aber andererseits die Güterpreise auf den genannten Märkten selbst. Die wesentliche Verbindung zwischen dem Preis- und dem Mengengerüst des Modells wird damit über die sektoralen Stückkosten hergestellt.

Für die Erklärung der Konsum- und Ausrüstungsinvestitionsgüterpreise werden neben den sektoralen Stückkosten als zweite „cost-push“-Variable auch die Importpreise herangezogen. Die Importpreise stellen die Preise der zu den im Inland erzeugten Waren und Dienstleistungen konkurrierenden ausländischen Erzeugnisse dar. Die Gleichungen für die Konsum- und Ausrüstungsinvestitionsgüterpreise enthalten außerdem sektorale Nachfragevariablen zur Abbildung des „demand-pull“-Effektes.

Die sektoralen Exportpreise hängen zum einen von den sektoralen Stückkosten, zum anderen jedoch auch von der Wechselkursentwicklung ab, da Verschiebungen der Wechselkursrelationen in der Regel eine Korrektur der Exportpreise in heimischer Währung nach sich ziehen. Eine Aufwertung der D-Mark beispielsweise hätte je nach Preiselastizität der Nachfrage entsprechende Exporteinbußen zur Folge, die sich nur durch entsprechende Preisanpassungen in heimischer Währung auffangen lassen.

Das realwirtschaftliche Nachfragesystem zerfällt in insgesamt vier voneinander unabhängige Blöcke – dem System der sektoralen Energie-, Material- und Dienstleistungsverbräuche, dem Konsummodell, dem Investitionsmodell sowie dem Exportmodell. Die Nachfrage auf diesen einzelnen Märkten ergibt in der Summe die gesamte Güterverwendung. Zieht man von diesen Größen die in ebenfalls 60 Gütergruppen gegliederten Importe ab, erhält man die Produktion der inländischen Sektoren.

Es würde über den Rahmen dieses zusammenfassenden Überblicks hinausgehen, die gewählten Schätzansätze im einzelnen darzustellen. Grundsätzlich ergeben sich die sektoralen Energie-, Material- und Dienstleistungsinputs jedoch aus ähnlich detaillierten Vorstudien, wie sie bereits bei der Erklärung der Energienachfrage der energieintensiven Sektoren dargelegt wurden. Der allgemeine Ansatz, die sektorale Vorleistungsnachfrage in Abhängigkeit von der Produktion, den relativen Preisen und dem technischen Fortschritt zu erklären, wird insofern den sektoralen Produktionsbedingungen entsprechend modifiziert.

Die Nachfrage der privaten Haushalte nach Konsumgütern ist die weitaus stärkste Komponente in der gesamten Endnachfrage. Insofern beeinflusst das Konsummodell in besonderer Weise Stabilität, Simulations- und Prognoseeigenschaften des Gesamtmodells. Die Art des gewählten Schätzansatzes und damit die Wahl der Parameter im Konsummodell stützt sich auf die traditionelle Nachfragetheorie. Bei gegebener Präferenzordnung (Nutzenfunktion) sind die

optimalen Verbrauchsmengen eine Funktion der Güterpreise aller Güter und des Einkommens.

Die Nachfrage nach einzelnen homogenen Gütern steht am Ende eines über mehrere Stufen (Utility-tree) ablaufenden Entscheidungsprozesses. Im ersten Schritt wird das verfügbare Einkommen auf Konsum und Ersparnis aufgeteilt. Im zweiten Schritt wird der Konsum insgesamt den neun Ausgabearten

- Nahrungsmittel,
- Bekleidung,
- Wohnung,
- Energie,
- Haushalt,
- Gesundheit,
- Verkehr,
- Ausstattung,
- Freizeit

zuteilt; diese daraus errechneten Ausgabenaggregate stellen die Einkommensrestriktion für die weitere Differenzierung der Nachfrage nach einzelnen Gütern dar, die im dritten Schritt ermittelt wird. Die Summation der Nachfrage nach Gütern innerhalb der einzelnen Ausgabekategorien ergibt schließlich die nach den 60 Sektoren des Strukturmodells differenzierte Nachfrage der privaten Haushalte.

Bei der Quantifizierung der Faktoren, die die Ausgabenentscheidung der privaten Haushalte bestimmen, ist zu berücksichtigen, dass kurzfristig unveränderliche Größen wie beispielsweise der Bestand an langlebigen Gebrauchsgütern, die tatsächlichen oder kalkulatorischen Ausgaben für Mieten oder vertraglich festgelegte Ausgaben die zeitnahe Dispositionsfreiheit des Konsumenten einschränken. Dieser Effekt wird über einen exogen ermittelten Basisverbrauch erfasst, der sich etwa bei langlebigen Konsumgütern oder bei den Ausgaben für Energie aus einer Ausstattungs-, einer technisch determinierten Verbrauchs- und einer verhaltensbedingten Nutzungskomponente zusammensetzt. Der reale Basisverbrauch spiegelt diese kurzfristig nicht beeinflussbaren Ausgaben wider. Zieht man von dem gesamten Konsumbudget der privaten Haushalte die Summe der zu jeweiligen Preisen bewerteten Basisverbräuche ab, erhält man den sogenannten Überschusskonsum, der kurzfristig disponibel ist und entsprechend den Präferenzen der privaten Haushalte sowie der Entwicklung der relativen Preise auf einzelne Konsumausgaben aufgeteilt wird.

Während die Konsumausgaben aufgrund ihres hohen Anteils an der gesamten Endnachfrage die sektorale und gesamtwirtschaftliche Entwicklung bestimmen, prägen die Investitionen aufgrund ihres dualen Charakters die Dynamik des Modells. Investitionen stellen nämlich auf der einen Seite – ähnlich wie die Konsumnachfrage – Güterkäufe dar, die die sektorale Produktion unmittelbar beeinflussen. Auf der anderen Seite belasten Investitionen über kalkulatorische Abschreibungen die sektoralen Kostenstrukturen und Preisentwicklungen. Dieser duale

Charakter wird im Strukturmodell vollständig abgebildet. Die sektorale Nachfrage nach Investitionsgütern ist als Summe aus Ausrüstungs- und Bauinvestitionen definiert. Die Bauinvestitionen setzen sich wiederum aus den gewerblichen und staatlichen Bauten und den Wohnungsbauinvestitionen zusammen. Während die staatlichen Bauinvestitionen exogen vorgegeben sind, ergeben sich alle übrigen Komponenten aus Verhaltensgleichungen, in denen Akzeleratoransätze mit neoklassischen Ansätzen zur Faktorsubstitution kombiniert werden. Eine besondere Aufmerksamkeit erhält dabei die Abbildung der Erwartungsbildung von zukünftigen Produktions- und Faktorpreisentwicklungen. Der Einfluss der Investitionen auf die sektoralen Produktionskosten wird über die kalkulatorischen Abschreibungen erfasst. Ausgehend von einer nach Anlagegütern differenzierten durchschnittlichen Nutzungsdauer ergeben sich spezifische Abschreibungsbeträge, die wichtiger Bestandteil der sektoralen Herstellungskosten sind. Diese Zusammenhänge werden im Strukturmodell mit Hilfe von definitorischen Beziehungen abgebildet.

Das Exportmodell erklärt die Ausfuhr der 60 Gütergruppen. Dabei wird ein globaler Ansatz verwendet; auf eine Differenzierung der Exporte nach Abnehmerländern oder Regionen wird im Hinblick auf die Datenproblematik, die dazu notwendige umfangreiche Erweiterung der Gleichungszahl im Modell und nicht zuletzt wegen der mit dem gewählten Schätzansatz hinreichend guten Ergebnisse verzichtet.

Die Exporte insgesamt sind die Summe der Waren- und Dienstleistungsexporte. Die Warenexporte werden mit Hilfe eines modifizierten Exportnachfragemodells erklärt, das auf dem Ansatz von Houthakker und Magee³⁴ basiert. Allgemein sind die Warenexporte darin eine Funktion der Sozialproduktentwicklung in den Empfängerländern sowie der Wettbewerbssituation des liefernden Landes im Vergleich zu allen exportierenden Nationen insgesamt. Als Indikator für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung wird der Index der Weltexporte verwendet, die Wettbewerbssituation beschreibt ein sektorspezifisches Austauschverhältnis, das als Quotient aus Export- und Importpreisen ermittelt wird. Die Dienstleistungsexporte lassen sich mit diesem Ansatz nicht befriedigend erklären. Zum einen ist die Preisentwicklung und damit die Wettbewerbsfähigkeit nicht hinreichend exakt quantifizierbar, zum anderen sind Dienstleistungsexporte häufig Serviceleistungen für bereits getätigte oder noch ausstehende Warenexporte. Aus diesen Überlegungen lässt sich ableiten, dass die Warenexporte zu einem erheblichen Teil die Ausfuhr von Dienstleistungen z.B. aus dem Bereich des Transportwesens, der Banken und Versicherungen bestimmen.

³⁴ Vgl. Houthakker, H.S. and Magee, Stephen P., *Income and Price Elasticities in World Trade; The Review of Economics and Statistics*; May 1969; S. 111-125. Die doppelt logarithmische Funktionsform wurde aufgrund ihrer einfachen Interpretationsfähigkeit hinsichtlich der Elastizitäten von Houthakker und Magee ausgewählt. Vgl. dazu Houthakker/Magee (1969); S. 111. Eine Erweiterung des dort beschriebenen Ansatzes durch die Berücksichtigung zyklischer Einflüsse lieferten Haynes Stephen E./Stone, Joe A.; *Secular and Cyclical Responses of U.S. Trade to Income: An Evaluation of Traditional Models*; in: *The Review of Economics and Statistics*; 1983; S. 87-95. Zum Begriff des „traditionellen Exportnachfragemodells“ und allgemein zur ökonomischen Schätzung von Exportnachfragefunktionen vgl. Scheiper, Ulrich; *Die sektoralen Importe und Exporte der Bundesrepublik Deutschland. Eine ökonomische Analyse unter Berücksichtigung flexibler Funktionsformen*; Schriften zur angewandten Ökonometrie; Heft 13; Frankfurt/Main 1984, S. 97ff.

Das Strukturmodell erfasst in der derzeitigen Version die Importe nach 60 Produktgruppen und zumindest drei Verwendungszwecken (Zwischennachfrage, Privater Verbrauch, Anlageinvestitionen). Bei ihrer Erklärung ist zwischen komplementären und substitutiven Einfuhren zu unterscheiden. Während komplementäre Importe vor allem von der Produktion der jeweiligen Abnehmer im Inland abhängen, dürften substitutive Einfuhren von den relativen Preisen mitbestimmt werden. In die Importfunktionen sind einerseits Nachfrageelemente und andererseits Preiselemente – als Ausdruck des Wettbewerbs zwischen inländischen und importierten Gütern gleicher Art – aufgenommen. Als Nachfragegröße wurde entweder die gesamte inländische Nachfrage nach diesem Produkt oder, falls die Importe schwerpunktmäßig einem Verwendungszweck zugeordnet werden konnten, ein spezielles Nachfrageaggregat oder eine sektorale Produktion ausgewählt. Die Substitutionseffekte konnten mit Hilfe sektoraler Preisrelationen erfasst werden.

Das Umverteilungsmodell besteht im wesentlichen aus zwei Teilsystemen. Zum einen werden die wichtigsten Komponenten der Staatseinnahmen und –ausgaben sowie die Staatsverschuldung erklärt; in einem zweiten Block wird die Entstehung des verfügbaren Einkommens der privaten Haushalte aus den im Input-Output-System erfassten Bruttoeinkommensgrößen abgeleitet. Das Umverteilungsmodell stellt dadurch die Verbindung von der Einkommensentstehung zur Endnachfrage her.

Umweltteil

Mit dem Emissionsmodell in seiner bisherigen Form wird eine möglichst vollständige Bilanzierung aller ökologischen Wirkungen von Energieverbrauch und Energieumwandlung angestrebt. Dabei werden die Emissionen nach den traditionellen Luftschadstoffen Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxiden (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), Staub sowie flüchtige organische Verbindungen einerseits, nach den klimawirksamen Spurengasen Distickstoffoxid (N₂O), Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) andererseits unterschieden. Darüber hinaus werden die Reststoffe bei der Verstromung von Stein- und Braunkohle (Asche, Gips), die radioaktiven Emissionen beim Betrieb der Kernkraftwerke sowie die ungenutzte Abwärme der Stromerzeugung insgesamt ermittelt.

Die Emissionsbilanzen für die genannten Schadstoffe (E_j) lassen sich in der Regel aus der Multiplikation von geeignet definierten Emissionskoeffizienten (EK_{jk}), die den Ausstoß von Schadstoff j im Prozess k charakterisieren, und Verbrauchs- (VE_k):

$$E_j = EK_{j1} * VE_1 + EK_{j2} * VE_2 + \dots + EK_{jn} * VE_n$$

bzw. Umwandlungsvolumina (UE_k)

$$E_j = EK_{j1} * UE_1 + EK_{j2} * UE_2 + \dots + EK_{jn} * UE_n$$

errechnen. Die Emissionskoeffizienten sind dabei als durchschnittliche Größen zu verstehen, die sich bei solchen Sektoren, denen eine detaillierte Kapitalstocksrechnung zugrunde liegt, aus den Emissionskoeffizienten der einzelnen Investitionsjahrgänge und deren Anteil am gesamten Anlagenbestand zusammensetzt. Für den Verkehrsbereich werden die Emissionen darüber hinaus noch nach Straßenkategorien unterschieden, wobei diese wiederum mit den

bereits erwähnten Fahrtzwecken verknüpft werden. Von besonderer Bedeutung für die Veränderung der Emissionskoeffizienten sind umweltrechtliche Vorschriften beispielsweise die Großfeuerungsanlagenverordnung, die TA-Luft oder die Kleinf Feuerungs- bzw. Heizungsanlagenverordnung, die über spezifische Standards mit den jeweiligen Emissionskoeffizienten verknüpft werden.

Über die rekursiv nachgeschaltete Bilanzierung der Emissionen enthält das Umweltmodell jedoch eine Vielzahl von Kostensätzen, die die zusätzlichen Investitionen in Techniken zur Verringerung der Emissionen oder zur Vermeidung ganzer Emissionsbündel beschreiben. Dazu gehören insbesondere die Techniken zur Nutzung der regenerativen Energiequellen im Haushalts- und Kleinverbrauchsbereich sowie im Energieangebot sowie Kosten der Verringerung des Energieeinsatzes zur Raumwärmeerzeugung.

Anhang 3: Daten zu den Abbildungen**Tabelle 42: Entwicklung der installierten Kapazität nach Technologien im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 1)**

	2010	2015	2020	2025	2030
	GW				
Kernenergie	16,3	12,0	5,4	0,0	0,0
Braunkohle	17,5	21,3	22,6	23,4	24,7
Steinkohle	20,2	17,4	13,3	11,7	7,7
Gas-GuD	3,9	3,6	7,9	12,8	12,1
Gasturbine	7,7	10,6	13,3	13,0	16,7
Öl	5,4	5,1	4,8	4,7	4,5
Speicher	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9
Steink. KWK	3,6	3,6	3,6	2,1	0,3
Braunk. KWK	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Erdgas KWK	19,3	24,4	26,1	27,3	26,8
Öl KWK	0,3	0,7	0,7	0,6	0,5
WEA	24,2	28,0	31,9	36,2	39,0
Sonstige	11,9	12,8	13,4	13,9	14,5
Summe	138,8	147,8	151,4	154,1	155,4

Tabelle 43: Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 2)

	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh				
Kernenergie	125,2	91,6	41,1	0,0	0,0
Braunkohle	131,9	158,5	170,2	175,7	180,8
Steinkohle	103,7	76,6	63,1	47,6	27,9
Gas-GuD	7,4	5,8	29,8	49,5	40,5
Gasturbine	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0
Öl	3,1	2,9	2,8	2,7	2,5
Speicherwasser	8,4	8,7	8,6	8,4	8,2
Verbrauch PS	-11,4	-11,8	-11,7	-11,3	-11,0
Austausch	-36,1	-33,5	-27,2	-9,7	2,2
Steinkohle KWK	24,0	24,5	24,9	15,0	1,8
Braunkohle KWK	4,0	3,9	3,9	3,5	3,5
Erdgas KWK	102,4	125,1	132,9	137,9	144,6
Öl KWK	1,3	1,7	1,8	1,6	1,4
WEA	42,5	54,0	65,0	80,3	91,3
Sonstige	53,2	56,7	59,0	60,8	63,9
Summe	559,6	564,7	565,0	562,1	557,5

Tabelle 44: Entwicklung des Brennstoffverbrauchs der konventionellen Kraftwerke im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 3)

	2010	2015	2020	2025	2030
	TWh				
Kernenergie	379,3	277,5	124,6	0,0	0,0
Braunkohle	350,2	399,1	410,3	411,2	412,2
Steinkohle	299,0	222,6	181,6	139,0	88,7
Gas-GuD	15,5	11,4	54,5	88,0	72,3
Gasturbine	0,0	0,1	2,2	0,2	0,0
Öl	26,6	24,3	22,2	20,5	19,1
Steinkohle KWK	60,1	61,1	62,4	36,5	2,5
Braunkohle KWK	6,7	6,6	6,6	5,4	5,4
Erdgas KWK	138,3	169,2	175,3	183,9	194,7
Öl KWK	3,0	3,7	3,9	3,6	3,0
Sonstige	75,3	70,1	65,0	61,3	58,1
Summe	1354,1	1245,8	1108,7	949,7	856,0

Tabelle 45: Entwicklung der CO₂-Emissionen der konventionellen Kraftwerke in Deutschland im Basisszenario, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 4)

	2010	2015	2020	2025	2030
	Mio. t				
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	142,3	162,2	166,8	167,1	167,5
Steinkohle	100,0	74,5	60,7	46,5	29,7
Gas-GuD	3,1	2,3	11,0	17,7	14,6
Gasturbine	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0
Öl	7,1	6,5	5,9	5,5	5,1
Steinkohle KWK	20,1	20,4	20,9	12,2	0,8
Braunkohle KWK	2,7	2,7	2,7	2,2	2,2
Erdgas KWK	27,9	34,1	35,3	37,1	39,2
Öl KWK	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Summe	303,3	302,9	304,0	288,5	259,2

Tabelle 46: Entwicklung der mengengewichteten Strompreise auf dem Großhandelsmarkt, 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 6)

	2010	2015	2020	2025	2030
	€/MWh				
Basisszenario	34,7	36,9	43,3	43,5	43,9
Szenario LZ 40	32,6	34,4	39,0	41,2	44,1
Szenario LZ 60	33,1	34,1	36,9	35,6	35,4

Tabelle 47: Reale und nominale Kosteneffekte der Laufzeitvariationen in Mio. €; 2010 bis 2030 (siehe Abbildung 7)

	2010	2015	2020	2025	2030
	real				
Szenario LZ40	-912	-1.053	-1.719	-858	98
Szenario LZ60	-677	-1.170	-2.586	-2.981	-3.054
	nominal				
Szenario LZ40	-1.162	-1.656	-2.696	-1.488	188
Szenario LZ60	-864	-1.656	-4.053	-5.155	-5.798

**Tabelle 48: Reale Nachfrageeffekte der Laufzeitvariationen in Mio. €, 2010 bis 2030
(siehe Abbildung 8)**

	Szenario LZ40	Szenario LZ60	
	Ersatz	Ersatz	Nachrüstungen
2005	-330	-330	
2006	-330	-423	
2007	-140	-635	
2008	-246	-190	
2009	57	338	
2010	151	531	
2011	-77	177	
2012	-703	-1026	
2013	-873	-903	
2014	-1101	-1196	291
2015	-1038	-995	291
2016	-933	-1303	700
2017	-427	-972	916
2018	82	-668	551
2019	800	348	555
2020	816	456	220
2021	649	465	319
2022	383	-707	319
2023	404	-1341	313
2024	165	-1049	1637
2025	0	-1021	1324
2026	215	-430	342
2027	497	-114	342
2028	826	-208	683
2029	672	-243	1007
2030	215	-127	324