

Fahl, Ulrich; Förster, Georg

Book Part

Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg

Provided in Cooperation with:

ARL – Akademie für Raumentwicklung in der Leibniz-Gemeinschaft

Suggested Citation: Fahl, Ulrich; Förster, Georg (2007) : Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg, In: Gust, Dieter (Ed.): Wandel der Stromversorgung und räumliche Politik, ISBN 978-3-88838-056-3, Verlag der ARL - Akademie für Raumforschung und Landesplanung, Hannover, pp. 103-125

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/60134>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Georg Förster, Ulrich Fahl

Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung im Zusammenhang mit der Liberalisierung und dem Kernenergieausstieg

Gliederung

- 1 Einleitung
- 2 Rahmendaten
 - 2.1 Modelltechnische Annahmen
 - 2.2 Energiepolitik
 - 2.3 Sozioökonomische Rahmendaten
 - 2.4 Stromerzeugungskosten
 - 2.5 Entwicklung Stromverbrauch
- 3 Szenarienbeschreibung
 - 3.1 Allgemeines zu den Szenarien
 - 3.2 Das „Fossil“-Szenario
 - 3.3 Das „REG“-Szenario
 - 3.4 Vergleichende Darstellung von „Fossil“- und „REG“-Szenario
- 4 Auswirkungen auf die Stromnetze
 - 4.1 Installierte und gesicherte Windenergieleistung bis zum Jahr 2015
 - 4.2 Infrastrukturelle Auswirkungen auf die Stromnetze und die Kraftwerke
 - 4.3 Konsequenzen für den Stromnetzbetrieb
- 5 Fazit
- Literatur

1 Einleitung

Die Aufgabe dieses Beitrages besteht in der Darstellung der möglichen Veränderungen bei der Stromerzeugung infolge der Liberalisierung des Strommarktes und der Vereinbarung zum Ausstieg der Kernenergienutzung. Dabei sollen auch Aussagen bezüglich der Stromnachfrage gemacht werden, da diese wiederum einen entscheidenden Einfluss auf den Umfang der notwendigen Stromversorgung hat. Darüber hinaus werden noch Hinweise gegeben, welche Auswirkungen sich auf die Stromnetze ergeben. Damit dient dieser Beitrag als Informationsgrundlage für die weiterführenden Beiträge von Fromme und Tietz in diesem Band. Die wesentlichen Ergebnisse werden an Hand von zwei Szenarien für den Zeitraum bis zum Jahr 2050 beschrieben.

Der Sinn der beiden im Folgenden beschriebenen Szenarien liegt darin, die Bandbreite möglicher Entwicklung bei der Deckung des Strombedarfs aufzuzeigen. Das bedeutet, dass durch sie zwei denkbare Randpositionen dargestellt werden, die im Wesentlichen eine mehr zentral bzw. mehr dezentral orientierte Stromversorgung verkörpern. Dazwischen sind sämtliche Abstufungen vorstellbar. Mit den beiden Szenarien soll auch keine Wertung bezüglich einer wünschenswerten oder notwendigen Veränderung unseres derzeitigen Stromversorgungssystems vorgenommen werden. In diesem Kontext werden demnach auch keine Handlungsempfehlungen gegeben oder Kostenberechnungen durchgeführt.

Die nachfolgend aufgeführten beiden Szenarien entstammen größtenteils aus den Arbeiten der Enquetekommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ (Prognos; IER; WI 2002). Im gleichnamigen Abschlussbericht befindet sich eine Vielzahl weiterer potenzieller Entwicklungspfade zu mehr Nachhaltigkeit bei der Energieversorgung mit Angaben zu wirtschaftlichen und technischen Potenzialen sowie praktischen und politischen Handlungsoptionen. Da in dem hier vorliegenden Bericht die raumstrukturellen Auswirkungen in Folge möglicher Veränderungen innerhalb der Stromversorgung im Vordergrund stehen, gehen die Ergebnisse des Abschlussberichts der Enquetekommission weit über die hier benötigten Informationen hinaus.

2 Rahmendaten

2.1 Modelltechnische Annahmen

Der für die Szenariorechnungen verwendete Modellansatz simuliert einen vollständig wettbewerblich strukturierten Strommarkt innerhalb des gesamten Energiesystems der Bundesrepublik Deutschland. Die Investitionsentscheidungen werden unter der Maßgabe der langfristig niedrigsten Erzeugungskosten bei vollständiger Voraussicht getroffen (Brennstoffpreise der Zukunft sind zum Investitionszeitpunkt bekannt). Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt nach Maßgabe der niedrigsten variablen Betriebskosten (kurzfristige Grenzkosten). Das Modell ist ein 2-Punkt-Modell für Deutschland (West- und Ostdeutschland), sodass ein konkreter Ortsbezug in der Regel fehlt. Bezüglich der Netzentgelte wird ein von der Transportentfernung unabhängiger „Briefmarkentarif“ vorausgesetzt. Transportkosten für die Brennstoffe, die in der Stromerzeugung eingesetzt werden, werden für die Steinkohle und das Erdgas insoweit berücksichtigt, dass bei der Steinkohle zwischen küstennaher und küstenferner Verstromung (Schiffs-/Bahntransport) differenziert wird. Beim Erdgas ergeben sich die Transportkosten entsprechend der vorhandenen und zusätzlich benötigten Netzkapazitäten und den damit einhergehenden Kosten unter Berücksichtigung der Entwicklung des Gasverbrauchs in den übrigen Sektoren. Des Weiteren werden z. B. unterschiedliche Stromimportmöglichkeiten aus erneuerbaren Energien entsprechend der Herkunft (Norwegen, Island, Mittelmeerraum usw.) als Bezugsoptionen angeboten, die Stromerzeugung aus Windenergie wird sowohl offshore als auch onshore entsprechend der Windgeschwindigkeitsverteilung in unterschiedliche Klassen eingeteilt. Netzanbindungskosten sind hier jeweils mit in die Kostenbetrachtungen aufgenommen. Die Photovoltaik kann sowohl auf Freiflächen als auch auf Dachflächen jeweils mit zwei unterschiedlichen Technologien zum Einsatz kommen.

Für die Szenariorechnungen wird im Deutschland-Modell das Jahr 1990 als Basisjahr verwendet. Das erste Modelljahr ist das Jahr 1995, das auch zusammen mit Informationen für das Jahr 2000 als Grundlage für die Kalibrierung des Modells verwendet wurde. Dies bedeutet, dass das Modell für die beiden ersten berechneten Jahre 1995 und 2000 als Ergebnis nahezu exakt die Energiebilanz Deutschlands ausweist. Weitere Betrachtungsjahre sind 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050. Innerhalb dieser Stützjahre erfolgt eine weitere zeitliche Unterteilung in die vier Jahresperioden Sommer, Winter, Übergang und Höchstlast. Innerhalb der Perioden wird der typische Tag in fünf Zeitsegmente aufgeteilt. Die dabei verwendete Entwicklung der sozio-ökonomischen Rahmenannahmen sowie der Grenzübergangswerte für die Energiepreise ist in Tabelle 1 dargestellt (s. nächste Seite).

2.2 Energiepolitik

Sowohl die Energiepolitik als auch die Energieversorgung werden in zunehmendem Maß durch die Europäische Union beeinflusst. Dies betrifft insbesondere die Rahmengesetzgebung in der Wettbewerbs- und Umweltpolitik sowie die gemeinsame Führungsrolle im globalen Klimaschutzprozess. Die gemeinsamen Ziele wie ein funktionierender Binnenmarkt für Strom und Gas, der verstärkte Einsatz regenerativer Energiequellen, die Steigerung der Energieeffizienz sowie eine Reduzierung von Schadstoffemissionen erfordert zunehmend ein koordiniertes Handeln innerhalb der EU. Mit dem ab 2005 eingeführten EU-weiten Emissionshandel sowie durch vorgesehene Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit werden neue Handlungsfelder für eine europäische Energiepolitik offensichtlich. Trotz dieser Tendenzen werden die Strom- und Gasmärkte auch zukünftig national orientiert und organisiert bleiben, auch wenn die großen Energieversorgungsunternehmen weiterhin ihre Geschäftsfelder im internationalen Bereich ausweiten werden. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die eingeleitete Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte weiter voranschreitet und dass der von der Energiepolitik derzeit verfolgte Weg, über ordnungspolitische Vorgaben, gesetzliche Regelungen und steuerliche Maßnahmen in den Markt einzugreifen, auch weiterhin verfolgt wird.

In diesem Sinne werden ordnungspolitische Vorgaben, wie z. B. die Energieeinsparverordnung, den technischen Entwicklung angepasst und entsprechend verschärft. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gelten als gesetzliche Regelung zumindest bis zum Jahr 2010.

Der folgende Teil an Annahmen ist für die in Kapitel 3 beschriebenen Szenarien teilweise unterschiedlich.

Eine weitere Erhöhung der Ökosteuer über den derzeitigen Umfang hinaus wird ausgeschlossen. Die übrigen Energiesteuern (Mineralölsteuer, Erdgassteuer) werden dem Index der Lebenshaltungskosten angepasst, also real konstant gehalten. Für die Stein- und Braunkohle werden keine neuen oder zusätzlichen Schutzmaßnahmen ergriffen.

Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 11. Juni 2001 sowie der Novelle des Atomgesetzes vom 27. April 2002 aus. Demnach ist die Laufzeit der bestehenden

Mengenbezogene Veränderungen der Stromversorgung

Tab. 1: Sozioökonomische Rahmendaten für die Szenarien

Bevölkerung	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Einwohner in Mio.	82,2	82,2	82,1	80,8	77,9	67,8
Bruttoinlandsprodukt						
BIP (Mrd. EUR)	2.023	2.221	2.438	2.882	3.286	3.989
BIP pro Kopf (EUR)	24.611	27.019	29.695	35.668	42.182	58.835
Veränderungen p. a.	2005/2000	2010/2005	2020/2010	2030/2020	2050/2030	2050/2000
BIP (Mrd. EUR)	1,9 %	1,9 %	1,7 %	1,3 %	1,0 %	1,4 %
BIP pro Kopf (EUR)	1,9 %	1,9 %	1,8 %	1,7 %	1,7 %	1,8 %
Arbeitsmarktdaten						
	1998		2010	2020	2030	2050
Erwerbspersonenpotenzial	42,0	k.A.	42,7	41,0	36,9	34,0
Erwerbstätige	37,5	k.A.	37,6	37,2	34,9	32,2
Differenz	-4,4	k.A.	-5,0	-3,8	-2,0	-1,7
sektorale Wirtschaftsleistung (Struktur in %)						
	1998		2010	2020	2030	2050
Land- und Forstwirtschaft	1,3	k.A.	1,1	0,9	0,8	0,6
Bergbau	0,4	k.A.	0,2	0,1	0,1	0,1
Verarbeitendes Gewerbe	22,0	k.A.	21,5	21,3	20,7	19,6
Energie- und Wasserversorgung	2,2	k.A.	2,0	1,9	1,8	1,5
Baugewerbe	6,0	k.A.	5,3	4,8	4,3	3,3
Handel, Gastgewerbe, Verkehr	17,7	k.A.	18,3	18,7	19,2	19,7
Kreditinstitute, Versicherungen	5,2	k.A.	5,1	5,0	4,9	4,6
Sonstige Dienstleistungen	39,1	k.A.	41,5	43,1	44,8	48,2
Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung	6,3	k.A.	4,9	4,2	3,5	2,4
Insgesamt	100,0	k.A.	100,0	100,0	100,0	100,0
Wohnflächen						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Ein-/Zweifamilienhäuser (Mio. m ²)	1.880	2.016	2.155	2.425	2.493	2.356
Mehrfamilienhäuser (inkl. Nichtwohnggeb.) (Mio m ²)	1.428	1.505	1.578	1.717	1.738	1.616
Summe	3.308	3.521	3.733	4.142	4.231	3.972
Wohnfläche pro Kopf (m ²)	40,2	42,8	45,5	51,3	54,3	58,6
Verkehrsleistung						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Personenverkehr (Mrd. Pkm)	968,1	1.034,0	1.090,7	1.138,2	1.139,1	1.026,9
Güterverkehr (Mrd. tkm)	483,1	544,3	607,4	732,4	839,2	964,4
Energieträgerpreise (EUR/GJ)						
	2000	2005	2010	2020	2030	2050
Erdöl	2,81	3,18	3,56	4,31	5,06	6,57
Erdgas	2,15	2,50	2,84	3,52	4,2	5,57
Steinkohle	1,36	1,40	1,43	1,59	1,76	2,09

Kernkraftwerke beschränkt und es werden keine Genehmigungen mehr für die Neuerrichtung von Kernkraftwerken erteilt. Demnach wird die Kernenergie in dem Zeitraum nach 2020 keinen Beitrag mehr zur Stromerzeugung leisten.

Bezüglich der Verfügbarkeit von Erdgas und Erdöl bis zum Jahr 2050 wird davon ausgegangen, dass politisch bedingte Verknappungen nicht eintreten.

2.3 Sozioökonomische Rahmendaten

Den Szenarien wurde eine Reihe sozioökonomischer Rahmendaten zugrunde gelegt. Diese beziehen sich auf die langfristige demographische Entwicklung, das gesamtwirtschaftliche und sektorale Produktionswachstum, die Wohnflächenentwicklung, die Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie die Veränderung der Preise für die importierten fossilen Energieträger (Tabelle 1). Diese Rahmendaten werden für die Modellrechnung als Eingangsgrößen benötigt. Durch sie wird die Berechnung der Szenarien maßgeblich beeinflusst. Aus heutiger Sicht erscheint die Festlegung dieser Rahmendaten zumindest in ihrer jeweiligen tendenziellen Entwicklung, die für die Modellrechnung quantifiziert werden muss, als wahrscheinlich.

Bis zum Jahr 2050 wird von einem starken Rückgang der Bevölkerung in Deutschland ausgegangen. Das bedeutet, dass die Wohnbevölkerung von derzeit ca. 82 Millionen auf ca. 68 Millionen Menschen absinken wird. Im gleichen Zeitraum soll sich bei einem durchschnittlichen Wachstum von gut 1,3 %/a das Bruttoinlandsprodukt (BIP) nahezu verdoppeln. Damit würde das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf auf etwa das 2,4-fache steigen.

Die Wirtschaftsstrukturentwicklung ist gekennzeichnet durch eine Fortsetzung der Tendenz zur Ausweitung des tertiären Sektors. So werden sich der Anteil der Land- und Forstwirtschaft an der gesamten Bruttowertschöpfung langfristig mehr als halbieren und auch das Verarbeitende Gewerbe wird nur unterdurchschnittlich wachsen. Dagegen liegen die Wachstumsraten im Bereich Handel, Gastgewerbe, Verkehr und bei den sonstigen Dienstleistungsbereichen deutlich über dem Durchschnitt. Insgesamt steigt der Anteil der Dienstleistungssektoren an der gesamten Bruttowertschöpfung von etwa zwei Dritteln im Jahr 1998 auf rund drei Viertel zur Mitte des Jahrhunderts an.

Bei Fortsetzung des Trends einer steigenden Wohnfläche pro Einwohner (40,2 m² in 2000 und 58,6 m² in 2050) steigt die gesamte Wohnfläche bis 2030 weiter an, um dann im Zusammenhang mit der rückläufigen Bevölkerungszahl auf 3.970 Mio. m² im Jahr 2050 zurückzugehen. Damit ist die Wohnfläche am Ende des Betrachtungszeitraumes etwa 20 % größer als heute.

Die Entwicklung der Personenverkehrsleistung (Angabe in Personen-Kilometer, Pkm) wird ähnlich wie die Wohnflächenentwicklung von der Bevölkerungsentwicklung geprägt. Zunächst steigt die Personenverkehrsleistung von 968 Mrd. Pkm weiter auf etwa 1.140 Mrd. Pkm (+18 %) im Jahr 2020, um bis zum Jahr 2050 wieder auf 1.030 Mrd. Pkm zurückzugehen. Für die Güterverkehrsleistung wird eine deutlich stärkere Zunahme unterstellt, sodass sich bis zum Jahr 2050 die gesamte Güterverkehrsleistung etwa verdoppelt. Hier überlagern sich verschiedene Effekte wie die auf Grund zunehmender nationaler und internationaler Arbeitsteilung steigende Transportintensität und eine aufgrund des wirtschaft-

lichen Strukturwandels (wachsender Anteil des Dienstleistungssektors) rückläufige Transportintensität, die in der Summe dazu führen, dass die Güterverkehrsleistung sich parallel zum Bruttoinlandsprodukt entwickelt.

Eine weitere wichtige Vorgabe betrifft die mittel- und langfristige Entwicklung der (realen) Importpreise von Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Unterstellt wird ein kontinuierlicher Preisanstieg, der aufgrund der Ressourcensituation bei Erdöl und Erdgas mit durchschnittlich 1,7 bzw. 1,9 %/a etwa doppelt so hoch ausfällt wie bei der Steinkohle (0,9 %/a).

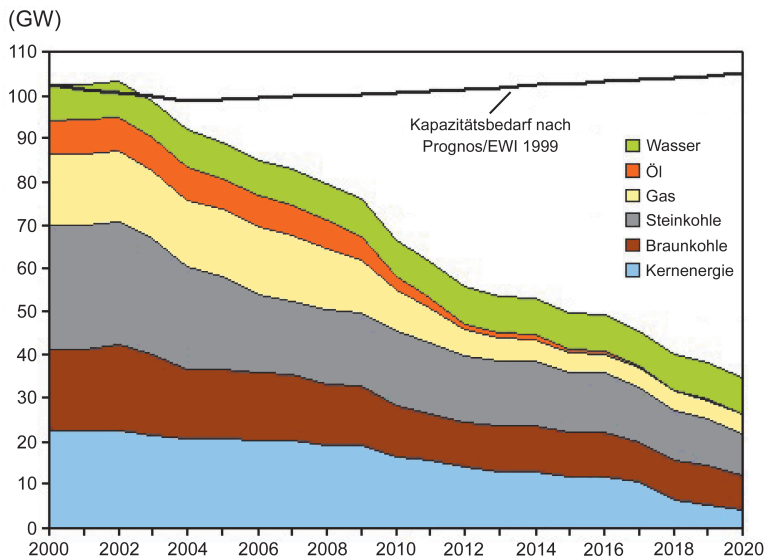
Am Ende des Betrachtungszeitraumes liegen die realen Importpreise von Erdöl bei 230 %, von Erdgas bei 260 % und von Steinkohle bei 150 % des heutigen Niveaus.

Prinzipiell bestehen in allen Bereichen der Energiewandlung und Energieanwendung Möglichkeiten der Energieeffizienzverbesserungen, wobei allerdings die Potenziale sowie die Kosten ihrer Erschließung durchaus unterschiedlich sein können. Hinzu kommt, dass effizienzsteigernde Maßnahmen bzw. effizientere Energietechniken in der Regel nur im Zuge von Erneuerungsmaßnahmen im Rahmen des Reinvestitionszyklus realisiert werden. Aus der Altersstruktur der bestehenden Kraftwerkskapazitäten ergeben sich somit die Ersatzkapazitäten, die entsprechend der zu dem Investitionszeitpunkt bestehenden Investitionskosten und den Energieträgerpreiserwartungen vorgenommen werden. Diese Neubaukapazitäten sind für die einzelnen Stromerzeugungsarten in Abb. 1 dargestellt.

2.4 Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen sind maßgeblich für die Entwicklung des Kraftwerksparks und die Struktur der Stromerzeugung in einem wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt verantwortlich. Diese wiederum werden bestimmt durch die Brennstoffkosten, den Wirkungsgrad des Kraftwerks, die sonstigen Betriebskosten und die Investitionskosten des Kraftwerks. Die technisch-ökonomischen Entwicklungen der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen sind in der Tabelle 2 und der Tabelle 3 dargestellt. Bei Windkraftanlagen und Kraftwerken zur Nutzung solarer Strahlungsenergie sind weiterhin die energieangebotsseitigen Beschränkungen relevant, die den Jahresenergieertrag begrenzen.

Abb. 1: Sterbelinie des öffentlichen Kraftwerksparks in Deutschland



Neben den in der Tabelle 2 und Tabelle 3 (s. S. 110) aufgeführten technisch-ökonomischen Daten der Anlagen sind für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Technologien auch Annahmen für die Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk relevant. Zur Orientierung sind in der Tabelle 4 (s. S. 111) mittlere Stromgestehungskosten der jeweiligen Kraftwerke in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung dargestellt. Ausgehend von den in Tabelle 1 vorgegebenen Grenzübergangswerten für Steinkohle und Erdgas werden für die Steinkohle mittlere Transportkostenaufschläge von 30 % sowie für das Erdgas mittlere Transportkosten von 0,02 Euro/kWh angenommen.

Die Tabelle 4 zeigt, dass bei einer Inbetriebnahme der Kraftwerke im Jahr 2010 die Reihenfolge in der Grundlaststromerzeugung (7500 h/a) bei den Stromgestehungskosten die Steinkohle-Kraftwerke vor den Erdgas- und Braunkohle-Kraftwerken liegen. Mit den wesent-

Tab. 2: Technisch-ökonomische Rahmendaten von Stromerzeugungsanlagen

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Steinkohle-Kondensations-KW					
Kapazität	MWel	700	750	800	900
Eta	%	45	47	51	52
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.202	1.099	971	946
Braunkohle-Kondensations-KW					
Kapazität	MWel	965	980	1.000	1.200
Eta	%	44,5	46	50	51
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.329	1.278	1.227	1.176
Erdgas GuD					
Kapazität	MWel	650	780	800	800
Eta	%	57,5	59,5	61,5	62,5
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	537	435	409	383
PV Kraftwerk					
Modulleistung (DB, STC)	kWp	592	562	562	562
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWp	5.113	2.940	1.278	971
Windenergiekonverter (Onshore)					
Leistung	kWp	1.000	2.000	3.000	3.000
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWp	1.058	741	716	690
Windenergiekonverter (Offshore)					
Leistung	kWp		20 x 3.000	20 x 4.000	20 x 4.000
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWp		920-1.023	844-936	767-854

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

Tab. 3: Technisch-ökonomische Rahmendaten von KWK-Anlagen

	Einheit	2000	2010	2020	2030
Erdgas-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	200	200	200	200
max. el. Wirkungsgrad	%	54	56	58	59
max. Wärmeauskopplung el. Wirkungsgrad	%	45	45	46	47
max. Wärmeauskopplung therm. Wirkungsgrad	%	44	44	43	42
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	615	583	552	522
Steinkohle-Entnahmekondensations-KWK					
max. el. Kapazität	MW	500	500	500	500
max. el. Wirkungsgrad	%	42,5	44	45	46
max. Wärmeauskopplung el. Wirkungsgrad	%	35	35	36	37
max. Wärmeauskopplung therm. Wirkungsgrad	%	53	53	52	51
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.110	1.104	1.099	1.094
Erdgas GuD-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	45	45,5	46	46,5
therm. Wirkungsgrad	%	45	44	44	43,5
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	562	511	486	455
Steinkohle-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	200	200	200	200
el. Wirkungsgrad	%	35	36	37	38
therm. Wirkungsgrad	%	50	51	51	51
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	1.227	1.222	1.217	1.212
Holz-Gegendruck-KWK					
el. Kapazität	MW	11,5	11,5	11,5	11,5
el. Wirkungsgrad	%	21	22	23	24
therm. Wirkungsgrad	%	64	65	65	65
spez. Investitionskosten ¹⁾	EUR/kWel	2.710	2.700	2.690	2.680

¹⁾ spez. Investitionskosten mit Bauherren-Eigenleistung; ohne Zinsen

lich verbesserten Braunkohle-Kraftwerken (Tabelle 2) stehen allerdings bereits ab 2020 sehr kostengünstige Optionen zur Verfügung. Die Steinkohle-Kraftwerke sind im Jahr 2030 im Grundlastbereich die zweitgünstigste Technologie mit deutlichem Abstand vor den Erdgas-Kraftwerken. 2050 machen sich die weiter steigenden fossilen Brennstoffpreise nochmals ungünstig für die Wettbewerbsposition insbesondere der Erdgas-Kraftwerke bemerkbar, so dass nun über den gesamten betrachteten Auslastungsbereich die Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen.

Tab. 4: Stromerzeugungskosten ausgewählter Kondensationskraftwerke in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme und der möglichen Auslastung in Cent₂₀₀₀/KWh_{el} (Orientierungswerte)

	Volllaststunden pro Jahr								
	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000
Inbetriebnahme 2010									
Steinkohle-Kondensations-KW	4,49	4,20	3,97	3,78	3,62	3,49	3,38	3,28	3,19
Braunkohle-Kondensations-KW	5,49	5,04	4,68	4,39	4,14	3,93	3,76	3,6	3,47
Erdgas GuD	3,86	3,74	3,64	3,56	3,49	3,43	3,38	3,34	3,30
Inbetriebnahme 2030									
Steinkohle-Kondensations-KW	4,37	4,11	3,90	3,73	3,59	3,47	3,37	3,28	3,20
Braunkohle-Kondensations-KW	4,55	4,24	3,98	3,77	3,60	3,45	3,33	3,22	3,12
Erdgas GuD	4,42	4,31	4,22	4,15	4,09	4,04	4,00	3,96	3,93
Inbetriebnahme 2050									
Steinkohle-Kondensations-KW	4,68	4,42	4,21	4,04	3,90	3,78	3,68	3,59	3,51
Braunkohle-Kondensations-KW	5,06	4,75	4,49	4,29	4,11	3,97	3,84	3,73	3,64
Erdgas GuD	5,26	5,15	5,07	4,99	4,93	4,88	4,84	4,80	4,77

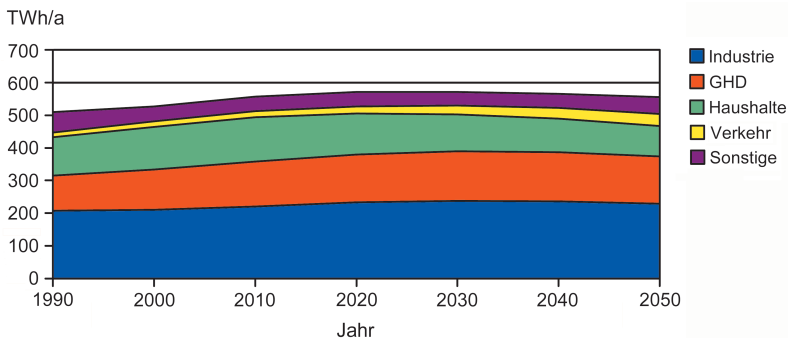
2.5 Entwicklung Stromverbrauch

Die Entwicklung des Stromverbrauchs ergibt sich aus den sozioökonomischen Rahmendaten. Dementsprechend wächst dieser zwischen 1998 und 2050 um ca. 6,8 % oder jahresdurchschnittlich um 0,13 %/a, zwischenzeitlich beträgt der Anstieg bis 2030 ca. 12,4 % (Abb. 2). Dabei erfolgt der Zuwachs hauptsächlich in den folgenden drei Sektoren:

- Industrie (durch z. B. zunehmende Automatisierung)
- Gewerbe/Handel/Dienstleistungen GHD (durch wachsende Bedeutung des Dienstleistungssektors und verstärkten Technikeinsatz in den jeweiligen Bereichen)
- Verkehr (durch steigende Anteile des Schienenverkehrs sowie den Einsatz von Strom als alternatives Antriebskonzept)

Demgegenüber steht ein langfristig rückläufiger Stromverbrauch bei den Haushalten sowohl im Wärmemarkt als auch bei den Elektrogeräten durch einen Rückgang der Bevölkerung sowie eine allgemeine Effizienzsteigerung bei den Haushaltsgeräten. Diese Entwicklung wird vermutlich gegen Ende des Betrachtungszeitraumes auf Grund der weiter steigenden fossilen Energieträgerpreise abgeschwächt, da Elektro-Wärmepumpen als Stromanwendungen dann wesentlich an Bedeutung hinzugewinnen könnten.

Abb. 2: Nettostromverbrauch nach Sektoren (TWh/a) von 1990 bis 2050



Die Entwicklung des Stromverbrauchs in Abb. 2 ist wegen der vorgegebenen sozioökonomischen Rahmendaten für beide Szenarien gleich. Eine Abweichung von dieser Stromverbrauchskurve sowohl nach oben als auch nach unten ist sicherlich vorstellbar. So wären beispielsweise in einem Szenario, das z. B. per Verordnung extreme Effizienzsteigerungen beinhaltet, geringere Stromverbräuche in einer Größenordnung von ca. 50 bis 70 TWh/a bis zum Jahr 2050 denkbar. Dieser Fall ist aber durch die beiden Randpositionen der zwei Szenarien abgedeckt, denn bei einem niedrigeren Stromverbrauch sind die raumstrukturellen Auswirkungen, die durch die beiden Szenarien repräsentiert werden, entsprechend geringer, da entsprechend weniger Stromerzeugungsanlagen benötigt werden. Auf der anderen Seite wäre eine deutliche Ausweitung des Stromverbrauchs, welche die Werte in Abb. 2 erheblich übertrifft, theoretisch auch möglich. Die Zuwächse würden dann durch erweiterte Stromanwendungen im Bereich der Prozess- und Raumwärme hervorgerufen werden. Aller-

dings wäre dies nur in Verbindung mit einem verstärkten Ausbau der Kernenergie realisierbar. Diese Möglichkeit soll jedoch hier nicht untersucht werden, weil der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in diesem Beitrag als nicht reversibel angenommen wird.

3 Szenarienbeschreibung

3.1 Allgemeines zu den Szenarien

Wie bereits oben erwähnt, sollen durch die im Folgenden beschriebenen beiden Szenarien lediglich Randpositionen eines möglichen Entwicklungsspektrums verdeutlicht werden. Somit sind diese auch als wertungsfrei anzusehen und es werden keine Aussagen bezüglich ihrer Eintretenswahrscheinlichkeit gemacht. Außerhalb dieses aufgezeigten Entwicklungsspektrums sind sicherlich weitere Szenarien vorstellbar. Ausgehend von dem heutigen Kenntnisstand sind diese jedoch sehr unwahrscheinlich bzw. die Nutzung der Kernenergie nach 2020 wird von vornherein ausgeschlossen. Daher werden solche Entwicklungsmöglichkeiten in diesem Beitrag nicht betrachtet.

Entsprechend den schwerpunktmäßig vertretenen Primär-Energieträgern zur Stromerzeugung sind die zwei Szenarien benannt worden. Demnach wird im „Fossil“-Szenario im Jahr 2050 der Strom zu ca. 75 % aus fossilen Energieträgern produziert. Das „REG“-Szenario geht von der Annahme aus, dass im Jahr 2050 der Strom vollständig aus regenerativen Energiequellen erzeugt wird. Aus der Art der Energieträger erbeben sich auch Konsequenzen für die Struktur der Stromerzeugung. Somit herrscht im „Fossil“-Szenario die zentrale Stromerzeugung vor, während im „REG“-Szenario kleinere dezentrale Stromerzeugungsanlagen die deutliche Mehrheit bilden.

3.2 Das „Fossil“-Szenario

Entsprechend seinem Namen liegt der Schwerpunkt bei diesem Szenario bei der Stromerzeugung mittels fossiler Primär-Energieträger (Erdgas, Stein- und Braunkohle) in Großkraftwerken (> 100 MW installierte Leistung). Folglich ist die Stromerzeugung im „Fossil“-Szenario verstärkt zentral orientiert (siehe auch Tabelle 9). Die Entwicklungen der Netto-Engpassleistung sowie der Netto-Strombereitstellung ergeben sich aus Abb. 3 und Abb. 4. Dabei wird unterstellt, dass ein ausgeglichener Stromaußenhandelsaldo vorliegt. Somit sind genügend Stromerzeugungsanlagen vorhanden, um die Stromversorgung innerhalb Deutschlands sicherzustellen.

Um der Fortschreibung der bisher eingeschlagenen Energiepolitik (Kapitel 2.2) bezüglich der Förderung regenerativer Energien Rechnung zu tragen, wurden entsprechende Anteile regenerativer Stromerzeugung (inkl. REG-Stromimport) am Nettostromverbrauch vorgegeben. Im Einzelnen sind dies mindestens 8 % im Jahr 2010, mindestens 10 % im Jahr 2020, mindestens 15 % im Jahr 2030 und mindestens 20 % im Jahr 2050. Zur Erfüllung dieser Quoten verzeichnen die Windenergie, die Photovoltaik sowie die Biomassen einen erheblichen Zuwachs. Die einzelnen Werte ergeben sich aus der Tabelle 5. Schließlich erhöht auch die Wasserkraft ihren Beitrag noch und nähert sich damit ihrer Potenzialgrenze weiter an. Sie ist aber dann unter den erneuerbaren Energiequellen nach der Windenergie nur noch diejenige mit dem zweitgrößten Anteil an der Nettostromerzeugung. Im Laufe des

Betrachtungszeitraumes steht mit der Stromerzeugung aus Geothermie eine Option mit im Zeitablauf stark sinkenden Investitionskosten und damit rückläufigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Der dadurch mögliche Ausbau der Geothermie ist ebenfalls aus Tabelle 5 ersichtlich. Insgesamt beträgt der Beitrag der regenerativen Energien an der Nettostromerzeugung im Referenzszenario in Deutschland ca. 21,0 % im Jahr 2050. Um zwischenzeitlich die vorgegebene REG-Quote an der Stromerzeugung einzuhalten, erfolgt in den Jahren 2020 mit 2,3 TWh/a und in 2030 mit 2,7 TWh/a ein Import von Windenergiestrom aus den Nachbarländern. Mit der Kostensenkung bei der Geothermie wird bis 2050 der REG-Stromimport wieder auf 0 TWh/a zurückgeführt (vgl. Tabelle 5).

Tab. 5: Entwicklung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern im „Fossil“-Szenario in TWh/a

	1995	1997	1998	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Wasserkraft	23,7	21,1	22,6	25,5	23,4	24,8	25,3	25,5	25,7
Windenergie	1,5	3,0	4,5	9,2	19,7	26,8	38,5	48,7	62,5
davon Onshore	1,5	3,0	4,5	9,2	17,3	19,5	23,1	23,3	25,0
Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	7,3	15,5	25,4	37,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7	1,4	4,3	9,1
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	2,6	2,4
Biomasse	0,1	0,2	0,2	0,3	2,7	3,7	5,8	6,8	8,2
Biogase	0,6	0,8	0,9	0,9	2,2	2,7	2,6	3,5	4,7
Energiepflanzen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
REG-Import	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	9,0	7,3	0,0
Summe	25,9	25,1	28,3	36,0	48,1	60,3	84,0	98,7	112,6

Auch für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) besteht seitens der Szenariokonstruktion eine Vorgabe, in welchem Ausmaß der KWK-Strom zur Stromerzeugung beitragen soll. Die entsprechenden Mindestanteile betragen 10 % im Jahr 2010, 15 % im Jahr 2020 und 20 % im Jahr 2050. Da gleichzeitig angenommen wird, dass auf Grund der derzeitigen KWK-Gesetzgebung in den nächsten Jahren ein Umbau und Ausbau bei der Kraft-Wärme-Kopplung stattfinden wird, ergibt sich, dass die vorgegebene Quote im Jahr 2010 mit 14,3 % mehr als erfüllt wird, während in den zukünftigen Jahren der Mindestanteil eine entscheidende Voraussetzung zum weiteren Ausbau der KWK-Stromerzeugung darstellt (Tabelle 6). Für die KWK verbessert sich zwar mit den steigenden Öl- und Gaspreisen die Position im Wärmemarkt, gleichzeitig stehen jedoch auf der Seite der Stromerzeugung mit den Stein- und Braunkohlekraftwerken Optionen mit niedrigen Stromgestehungskosten zur Verfügung. Eine KWK auf Erdgasbasis ist unter diesen Voraussetzungen nicht konkurrenzfähig. Bei den Steinkohle-KWK-Anlagen verbessert sich zudem aufgrund der technisch-ökonomischen Rahmenbedingungen zukünftig die Kondensationsstromerzeugung, nicht jedoch in selbem Maße die KWK-

Technologien (siehe Tabelle 3). Deshalb ist unter diesen Annahmen langfristig lediglich die Umsetzung des vorgegebenen KWK-Strommindestanteils im liberalisierten Markt zu erwarten. Hinsichtlich der Erzeugungsstruktur findet dabei zunehmend eine Verschiebung hin zum Erdgas sowie in stärkerem Ausmaß zu den erneuerbaren Energieträgern (insbesondere Biomasse) statt.

Tab. 6: Kraftwerkskapazitäten (netto) für das „Fossil“-Szenario

Netto-Engpassleistung [GW] „Fossil“-Szenario								
Primärenergieträger	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	31,2	31,0	29,9	24,1	29,6	35,1	29,2	26,3
Braunkohle	26,2	22,0	20,5	21,5	23,8	24,4	24,4	22,9
Heizöl	10,0	9,4	7,7	2,8	2,8	0,0	0,0	0,0
Erdgas	16,7	19,7	22,0	23,3	20,1	20,6	22,6	23,5
Kernenergie	24,1	22,8	21,3	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	8,6	8,9	8,9	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Wind	0,0	0,9	6,0	12,4	14,7	22,7	25,4	27,5
Photovoltaik	0,0	0,0	0,1	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
Biomasse/-gase	0,2	0,3	0,4	0,9	1,3	1,7	2,1	2,6
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	1,8	2,5	3,4
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,4
Andere Brennstoffe*	1,5	1,3	2,1	2,5	2,7	2,4	2,5	2,2
Summe	118,5	116,3	118,9	117,6	117,1	119,6	123,3	128,1
davon in Kraft-Wärme-Kopplung				27,3	28,2	31,0	35,2	36,6

* Im Wesentlichen sonstige Gase und Müll

Abb. 3: Entwicklung der Netto-Engpassleistung im „Fossil“-Szenario

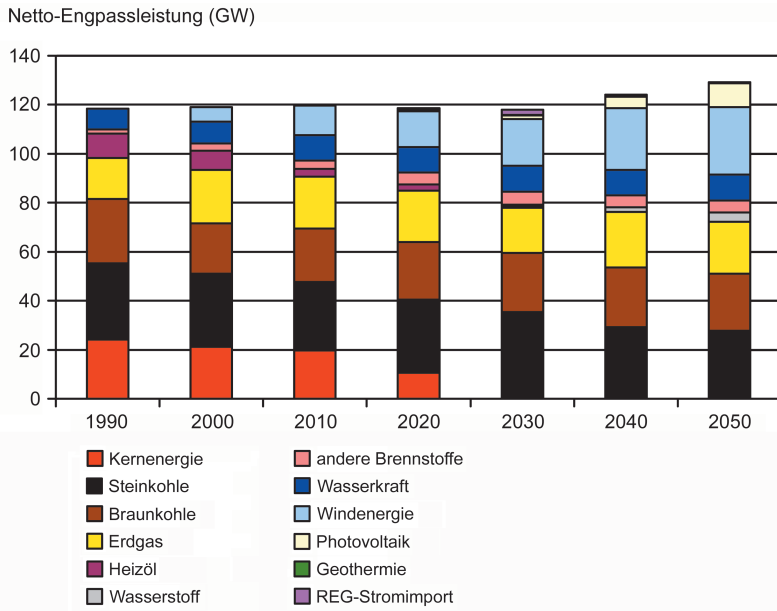
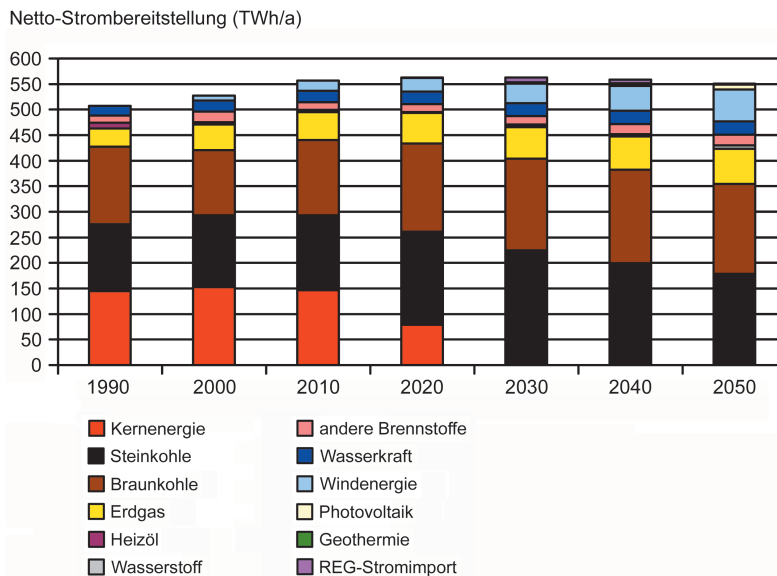


Abb. 4: Entwicklung der Netto-Strombereitstellung im „Fossil“-Szenario



Somit ergibt sich für das „Fossil“-Szenario, dass die vom Netz gehenden Kernkraftwerke, abgesehen von den vorgegebenen Mindestmengen an REG-Strom, im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke ersetzt werden. Dieses Ergebnis lässt sich an Hand der Modellrechnung erklären. Diese versucht, entsprechend den noch freien Handlungsmöglichkeiten außerhalb der Vorgaben für REG- und KWK-Strom, einen kostenoptimierten Lösungsansatz zu finden. Sollten gleichzeitig Bemühungen zum Klimaschutz notwendig sein, so erfolgt eine großtechnische Abtrennung des CO₂ bei den Kraftwerken und ein Transport sowie eine Depositionierung in leeren Erdgasfeldern bzw. Aquiferen in der Europäischen Union. Innerhalb der Vorgaben für REG- und KWK-Strom greift das Modell ebenfalls zuerst zu den kostengünstigeren Möglichkeiten der Stromerzeugung. Daraus erklärt sich beispielsweise der geringe Anteil an Photovoltaik-Strom (auch im „REG“-Szenario), da diese Technologie auch in Zukunft vergleichsweise teuer sein wird.

3.3 Das „REG“-Szenario

Dieses Szenario zeigt eine Entwicklung auf, die zu einer 100 %igen regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 führt. Dabei werden die folgenden REG-Strom-Quoten vorgegeben: 12,5 % in 2010, 30 % in 2020, 53 % in 2030, 70 % in 2040 und 100 % in 2050. Neben der Kernenergie werden alle fossilen Energieträger schrittweise aus dem Erzeugungsmix herausgenommen (Abb. 5 und Abb. 6). Um dieses Ziel zu erreichen, ist es u. a. erforderlich, erhebliche Mengen (bis zu 155 TWh/a in 2050) an REG-Strom bzw. an regenerativ erzeugtem Wasserstoff (für 125 TWh/a Stromerzeugung) zu importieren. Die Potenziale für einen REG-Stromimport sind in der Tabelle 7 zusammengestellt. Bei den heimischen regenerativen Energiequellen lassen sich bis zum Jahr 2050 die Potenziale der Windkraft (onshore mit 47,3 TWh/a und offshore mit 90,0 TWh/a, somit insgesamt 137 TWh/a), der Geothermie (41 TWh/a) und der Biomasse (49 TWh/a, davon 29,1 TWh/a feste Biomasse, 6,6 TWh/a Biogase und 13,3 TWh/a Energiepflanzen) kostengünstiger erschließen als das der Photovoltaik. Daher ist diese auch in dem „REG“-Szenario relativ schwach vertreten. Auch der REG-

Tab. 7: Potenziale für REG-Stromimport [TWh/a]

	2010	2030	2050
Wasserkraft (Skandinavien)	1,9	16,2	32,4
Wasserkraft (Russland)	0,0	0,0	76,5
Wind (Nachbarländer)	5,9	49,5	99,0
Biomasse (Nachbarländer)	3,2	27,0	54,0
Solarthermie (Nordafrika)	0	50,0	250,0
Summe	11,1	142,7	511,9

Abb. 5: Entwicklung der Netto-Engpasseleistung im „REG“-Szenario

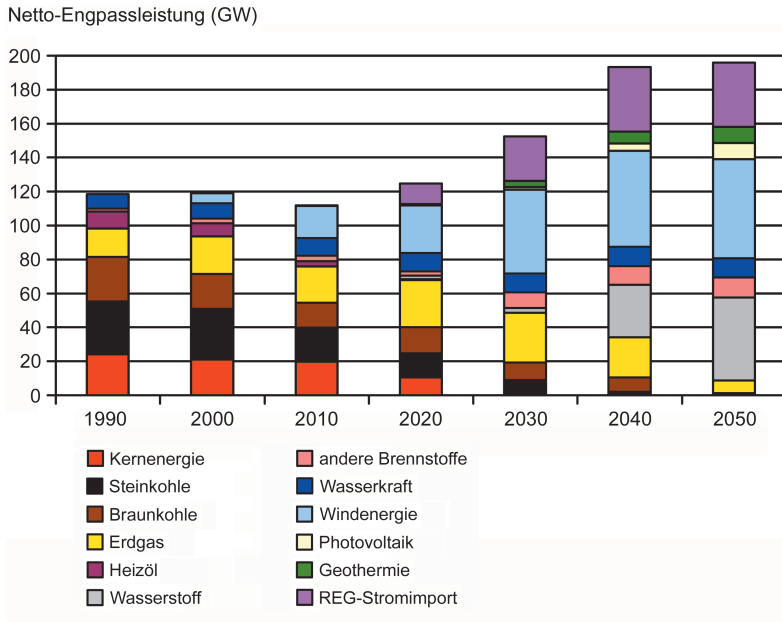
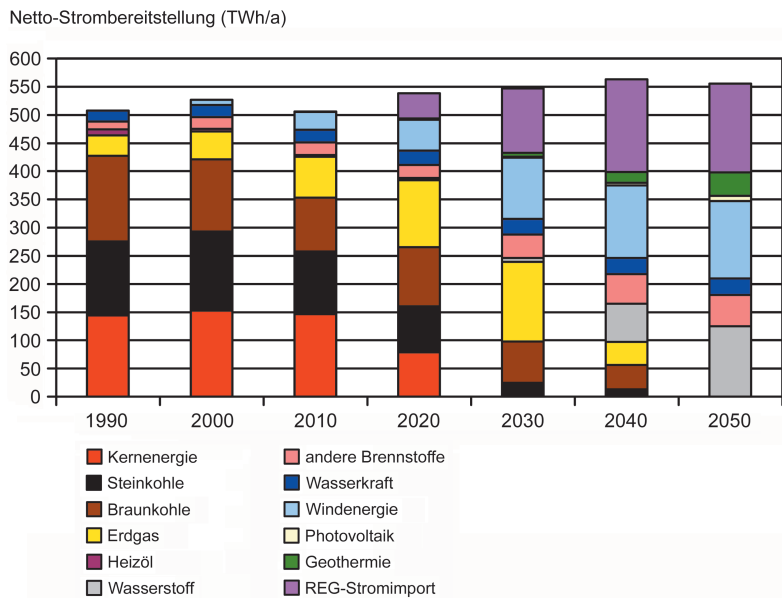


Abb. 6: Entwicklung der Netto-Strombereitstellung im „REG“-Szenario



Stromimport ist eine kostengünstigere Option als der verstärkte Ausbau der Photovoltaik. Die Wasserkraft wird vollends bis zu ihrer Potenzialgrenze von 25,5 TWh/a ausgebaut.

Bei der KWK-Stromerzeugung ist die installierte Leistung deutlich höher als im „Fossil“-Szenario (Tabelle 8 und Tabelle 6). Sie wird im Wesentlichen über Biomasse (feste biogene Brennstoffe und Biogas) und die Geothermie betrieben. Aber auch Brennstoffzellen mit ihrer kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung bei der Objektversorgung tragen mit zur Erhöhung der KWK-Stromerzeugung bei (Tabelle 9). Die Strombereitstellung erfolgt einschließlich der REG-Stromimporte und des Wasserstoffs zu einem Drittel in KWK-Anlagen.

Tab. 8: Kraftwerkskapazitäten (netto) für das „REG“-Szenario

Netto-Engpassleistung [GW] „REG“-Szenario								
Primärenergieträger	1990	1995	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	31,2	31,0	29,9	20,2	14,2	8,9	2,0	1,2
Braunkohle	26,2	22,0	20,5	14,7	15,2	10,5	8,5	0,2
Heizöl	10,0	9,4	7,7	2,9	0,7	0,0	0,0	0,0
Erdgas	16,7	19,7	22,0	21,3	27,8	29,1	23,6	7,4
Kernenergie	24,1	22,8	21,1	19,7	10,6	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	8,6	8,9	8,9	10,3	10,8	11,1	11,3	11,3
Wind	0,0	0,9	6,0	19,0	27,9	49,4	56,6	58,3
Photovoltaik	0,0	0,0	0,1	0,2	0,8	1,5	4,5	9,6
Biomasse/-gase	0,2	0,3	0,4	3,8	1,7	8,9	9,9	10,8
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,8	1,8	2,9	30,8	48,6
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,1	0,7	2,8	6,4	9,4
Andere Brennstoffe	1,5	1,3	2,1	3,5	1,5	1,4	1,3	1,3
REG-Stromimport	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	26,0	38,0	38,0
Summe	118,5	116,3	118,9	112,9	111,5	122,3	147,2	147,4
davon in Kraft-Wärme-Kopplung				25,1	29,0	32,9	62,8	67,3

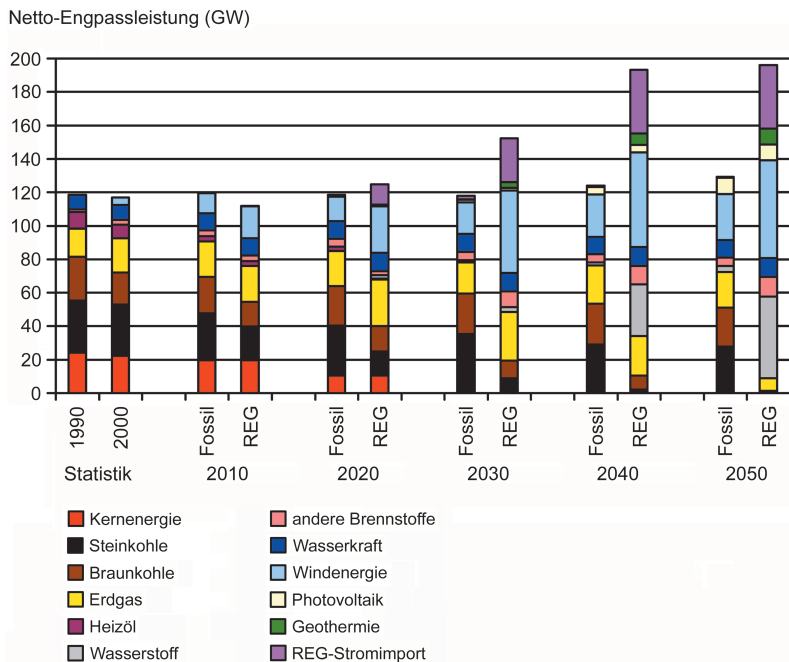
3.4 Vergleichende Darstellung von „Fossil“- und „REG“-Szenario

In den oben stehenden Ausführung wurde bereits dargestellt, dass unter dem hier relevanten Aspekt der raumstrukturellen Entwicklung das wichtigste Unterscheidungsmerkmal der beschriebenen Szenarien die zentral orientierte („Fossil“-Szenario) bzw. die eher dezentral orientierte („REG“-Szenario) Stromerzeugung ist. Besonders deutlich wird diese Differenz durch die unterschiedliche Entwicklung der Stromerzeugungsanlagen, wie sie in der Tabelle 9 dargestellt ist. Signifikant ist in diesem Zusammenhang auch die ungleiche Entwicklung der installierten Netto-Engpassleistung innerhalb der beiden Szenarien (Abb. 7). Im „REG“-Szenario wird eine deutlich höhere installierte Leistung für eine sichere Stromversorgung benötigt, da das Angebot an Wind- und Sonnenenergie starken Schwankungen unterliegt.

Tab. 9: Entwicklung der Anzahl von Stromerzeugungsanlagen im „Fossil“- und „REG“-Szenario bis zum Jahr 2050

	2000	2030		2050	
		Fossil	REG	Fossil	REG
Großanlagen	181	219	341	253	242
Fossil > 100 MW	161	147	103	138	4
Steinkohle		71	18	56	2
Braunkohle		30	13	29	0
Erdgas		46	72	53	2
Windpark Offshore (100 MW)		52	218	96	218
Wasser >100 MW	20	20	20	20	20
Mittelgroße Anlagen	630	566	618	364	686
Fossil > 10 MW	545	329	114	124	49
Wasser > 10 MW	85	90	95	90	95
Geothermie		4	55	7	189
Biomasse groß		143	353	143	353
Kleinanlagen	34.468	38.050	45.844	169.088	188.435
(ohne Photovoltaik)	18.773	14.531	22.324	15.298	34.645
BHKW fossil	2.188	359	72	53	72
Brennstoffz.	0	645	1.058	1.247	11.787
Wind Onshore	8.884	5.537	11.037	5.537	11.037
Wasser < 10 MW	5.572	6.702	6.978	6.702	7.500
Photovoltaik	15.695	23.519	23.519	153.790	153.790
Biomasse klein	1.308	1.288	3.179	1.760	4.250

Abb. 7: Entwicklung der Netto-Engpassleistungen im „Fossil“- und „REG“-Szenario



4 Auswirkungen auf die Stromnetze

Da die Windenergie mittelfristig das größte Potenzial besitzt, um die im oben stehenden „REG“-Szenario aufgezeigten Entwicklungen einleiten und umsetzen zu können, ihre Integration in das Stromnetz aber nicht unproblematisch ist, hat die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) eine Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (sog. dena-Netzstudie, [dena 2005]) in Auftrag gegeben. Die wesentlichen Aussagen und behandelten Gesichtspunkte dieser Studie sind im Folgenden kurz zusammengefasst. Darüber hinaus blieb eine Reihe weiterer Fragen zu den Auswirkungen auf die Stromnetze ungeklärt. Diese sollen in einer Anschlussstudie (dena-Netzstudie II) untersucht werden.

Ergänzend sei mit Blick auf den gesamten raumbedeutsamen Energiebereich, der auch den Wärme- und Kraftstoffmarkt einschließt, auf die im Auftrag des BMU erstellte Studie von Fritsche et al. 2004 hingewiesen, wonach die größten Wachstumspotenziale insgesamt mittelfristig (bis 2030) im Bereich der energetischen Biomassenutzung gesehen werden.

Zwar induziert die Windenergienutzung zweifellos die umfangreichsten Veränderungen der großtechnischen Infrastruktureinrichtungen, doch sind mit einer Ausweitung der energetischen Nutzung von Biomasse für die Gewinnung von Strom, Wärme und Kraftstoffen

die größten Veränderungen in der Fläche verbunden, da der Bedarf mit den für den Anbau von Energiepflanzen benötigten Flächen etwa hundertfach größer ist als der von Wind und Sonne. Zudem bietet gerade die energetische Nutzung von Biomasse besondere Potenziale zur Erschließung neuer regionaler Wertschöpfungsketten unabhängig von den großen Energieversorgungsunternehmen, sodass die Entwicklungen im Bereich der Bioenergie auch für die räumliche Politik und Planung eine besondere Relevanz haben und in weiteren raumwissenschaftlichen Arbeiten zum Thema Energie entsprechend berücksichtigt werden sollten, wie es z. B. auch im Beitrag von Tietz angesprochen wird.

4.1 Installierte und gesicherte Windenergieleistung bis zum Jahr 2015

Insgesamt wird in der dena-Netzstudie als sehr ambitioniertes Ziel unter weitestgehend positiven politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2015 eine installierte Windenergieleistung von 36 GW prognostiziert (davon 26,2 GW an Land und 9,8 GW off-shore). Allerdings stehen nur rund 6 % der erwarteten 36-GW-Windanlagenkapazität verlässlich zur Verfügung. Die konventionelle Kraftwerksleistung kann somit um maximal 2,3 GW sinken. Demzufolge müssen 94 % der Windenergieleistung durch konventionelle thermische Kraftwerke („Schattenkraftwerke“) abgesichert werden. Trotz Ausbaus der Windenergie muss damit auch langfristig konventionelle Kraftwerkskapazität in fast unveränderter Höhe zur Verfügung stehen. Die unmittelbare Folge ist die Minderauslastung dieser Kraftwerke. Die für Grund- und Mittellastfahrweise ausgelegten Kraftwerke werden in wachsendem Umfang aus ihrem bestimmungsgemäßen Betrieb in einen Lastfolgebetrieb mit schlechteren Wirkungsgraden gedrängt. Ein spezifisch höherer Brennstoffverbrauch mit entsprechend höheren CO₂-Emissionen ist die direkte Folge für die Umwelt.

4.2 Infrastrukturelle Auswirkungen auf die Stromnetze und die Kraftwerke

Durch den in Kapitel 4.1 prognostizierten Windkraftausbau bis zum Jahr 2015 müsste das Höchstspannungsnetz um insgesamt 850 km erweitert werden. Dies entspricht ca. 5 % des bestehenden Übertragungsnetzes. In Relation zu den Neubautätigkeiten in den vergangenen Jahren bedeutet dies eine ambitionierte Erweiterung, die außerdem noch zeitnah erfolgen müsste. Darüber hinaus wären noch Verstärkungen von ca. 300 km bestehender Netztrassenabschnitte notwendig sowie weitere technische Einrichtungen zur verbesserten Steuerung der Lastflüsse.

In Folge der im Norden Deutschlands konzentrierten Windanlagenkapazitäten wird es künftig zu noch stärkeren Stromflüssen von Nord nach Süd kommen. Dann müssen küstennahe vorhandene und evtl. neu errichtete Kraftwerke mit starken und häufigen Leistungseinenkungen rechnen. Bei Neubautscheidungen kann sich hierdurch die Notwendigkeit ergeben, hinsichtlich der Brennstofflogistik und der Kühlwasserbedingungen auf ungünstigere Standorte im Inland auszuweichen. Eine Verschlechterung der Wirkungsgrade von Kondensationskraftwerken hätte somit dauerhaft höhere CO₂-Emissionen zur Folge. Die Mehrkosten aus dem hierdurch verursachten höheren Brennstoffverbrauch konnten in der dena-Studie nicht ermittelt werden. Je nach Kraftwerksausbauszenario betragen die CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie 95 bis 168 Euro je t CO₂ im Jahr 2007 und sinken bis zum Jahr 2015 auf 41 bis 77 Euro je t CO₂.

4.3 Konsequenzen für den Stromnetzbetrieb

Um unvorhergesehene Veränderungen der Windenergieeinspeisung kurzfristig ausgleichen zu können, muss Minuten- und Stundenreserve als positive und negative Regel-/Reserveleistung bereitgestellt werden. Beispielsweise steigt der windbedingte Bedarf an positiver Regel-/Reserveleistung von heute rund 2.000 MW bis zum Jahr 2015 auf das Dreifache (max. 7.000 MW). Der steigende Regel-/Reserveleistungsbedarf führt zu hohen Anforderungen an die hierfür eingesetzten konventionellen Kraftwerke hinsichtlich ihrer Laständerungsgeschwindigkeiten, deren betriebliche und werkstofftechnische Aspekte noch genauer zu untersuchen sind. Diese konnten in der dena-Studie bisher nicht berücksichtigt bzw. nur durch grobe Abschätzungen erfasst werden. Die anstehende Erneuerung des Kraftwerksparks wird durch werkstoffseitige Zielkonflikte aus hohem Wirkungsgrad bei gleichzeitig hoher Flexibilität zusätzlich erschwert.

Die hohe lokale Netzbelastung aus dem Zusammenwirken der mit der Strommarktliberalisierung politisch gewollten Intensivierung europaweiter Stromhandelsaktivitäten und der Windeinspeisung veranlasst die Netzbetreiber bereits heute, in den Kraftwerkseinsatz einzugreifen (sog. Redispatch). Hierdurch entstehen zusätzliche Abweichungen vom optimalen Kraftwerkseinsatz und damit nicht unerhebliche Mehrkosten im System. Diese Mehrkosten konnten in der dena-Studie modellbedingt nicht erfasst werden. Der Umfang von Redispatch-Maßnahmen wird sich in Zukunft noch verschärfen, vor allem wenn eine zeitliche Koordination von Windausbau und Netzausbau unterbleibt. Begrenzend ist hier aufgrund der genehmigungsrechtlichen Hürden der Netzausbau. Verzögert sich der in der dena-Studie bis zum Jahr 2015 identifizierte Neubau von etwa 850 km neuer Trassen, nehmen damit die Versorgungsrisiken entsprechend zu. Zwischenzeitlich wird dadurch in vorbelasteten Netzregionen ein Erzeugungsmanagement (Regelung der Einspeisung) für neue Windenergieanlagen unumgänglich sein.

Es können schon heute unter bestimmten Last- und Windbedingungen nicht mehr die Sicherheitskriterien des europäischen Stromverbundes UCTE eingehalten werden. Damit besteht die Gefahr von großflächigen Spannungseinbrüchen, Kraftwerksausfällen und kritischen Netzzuständen mit erheblichen Risiken für die Versorgungssicherheit mit der Konsequenz von Stromausfällen. Nur wenn technische Maßnahmen im Netz und an Windenergieanlagen unverzüglich realisiert werden, lässt sich das Gefahrenpotenzial abwenden.

5 Fazit

Die Möglichkeiten, die sich für einen Kraftwerkspark zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 ergeben, zeigen einen breiten Entwicklungstrichter auf. Somit sind ganz unterschiedliche Welten möglich, die sich durch zwei Szenarien in ihren Randpositionen verdeutlicht lassen. Das „Fossil-Szenario“ verkörpert auf der einen Seite eine mehr zentral orientierte Stromversorgung, die infrastrukturell relativ ähnlich der heute vorhandenen ist. Sie stützt sich zu mehr als 75 % auf fossile Energieträger, weil die wegfallende Kernenergie im Wesentlichen durch Steinkohlekraftwerke ersetzt wird. Auf der anderen Seite liegt dem „REG-Szenario“ der Gedanke einer vollständig regenerativen Stromerzeugung mit schwerpunktmäßig dezentralen Erzeugungsanlagen zugrunde. Somit ist die Anzahl mittlerer und kleiner Stromerzeugungsanlagen viel größer als im „Fossil-Szenario“, während bei den Großanlagen (> 100 MW)

kaum noch fossile Kraftwerke, sondern nur noch Off-Shore-Windparks (Zusammenfassung mehrerer Windkraftanlagen zur einer Leistung von mehr als 100 MW) vorkommen. Insgesamt ist die installierte Kraftwerksleistung im „REG-Szenario“ mit ca. 200 GW auf Grund des fluktuierenden Energieangebots deutlich größer als die installierten 130 GW im „Fossil-Szenario“. Das „REG-Szenario“ im Jahr 2050 bedingt eine nahezu vollständige Umstrukturierung unserer heutigen Stromversorgung mit den entsprechenden Konsequenzen für die bisherigen Standorte!

Die stärksten räumlichen Auswirkungen für das zukünftige Zusammenspiel von Erzeugungsstruktur, Standortwahl und Netzen ergeben durch den geplanten Ausbau der Windenergie. Da sowohl im „Fossil“- wie auch im „REG“-Szenario ein erheblicher Ausbau der Windenergie vorausgesetzt wird, sind hierfür beträchtliche Ausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene notwendig. Andere regenerative Stromerzeugungsarten (z. B. Photovoltaik, Geothermie, Biomasse etc.) lassen sich mit weniger Aufwand in das bestehende Stromnetz integrieren. Für einen regenerativen Stromimport, wie er vom Umfang her im „REG-Szenario“ für das Jahr 2050 vorgesehen ist, müssten, je nach Herkunftsland, auch europaweit noch erhebliche Netzkapazitäten neu geschaffen werden (siehe auch Fromme und Tietz in diesem Band).

Literatur

- Blesl, M. (2002): Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. IER-Forschungsbericht Nr. 92, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.
- Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2004): Analyse der energiewirtschaftlichen Strukturen unter einem Kyoto-Regime in Europa. Studie im Auftrag der e.on Energie AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.
- Blesl, M.; Kempe, St.; Fahl, U.; Voß, A. (2004): Die Rolle der KWK und der Fernwärme in der deutschen Energieversorgung bis 2020. In: AGFW (Hrsg.): Pluralistische Wärmeversorgung, Schlussbericht, Frankfurt/Main.
- dena, Deutsche Energie-Agentur (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln.
- Ellersdorfer, I.; Blesl, M.; Fahl, U.; Kessler, A. (2004): Wettbewerb im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt – Analysen mit einem spieltheoretischen Modellansatz. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 28. Jg., Heft 1, S. 3-8.
- Ellersdorfer, I.; Blesl, M.; Traber, Th.; Fahl, U.; Kessler, A. (2003): Marktposition deutscher EVU im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 53. Jg., Heft 12, S. 788-793.
- Fahl, U.; Bickel, P.; Blesl, M.; Droste-Franke, B.; Ellersdorfer, I.; Rehl, T.; Remme, U.; Rout, U.; Voß, A. (2004): Entwicklung und Anwendung eines Integrated Assessment Modellinstrumentariums für die Analyse nachhaltiger Entwicklungen der Energieversorgung in Deutschland. Schlussbericht zum Vorhaben mit finanzieller Unterstützung des BMWA; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung; Stuttgart.
- Förster, G. (2002): Szenarien einer liberalisierten Stromversorgung. Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart.
- FORUM, Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (2004): Energiemodelle zum Klimaschutz in liberalisierten Energiemärkten. Die Rolle erneuerbarer Energieträger. LIT Verlag, Münster.

- Fritsche, U.; Dehoust, G.; Jenseit, W.; Hünecke, K.; Rausch, L.; Schüler, D.; Wiegmann, K.; Heinz, A.; Hiebel, M.; Ising, M.; Kabasci, S.; Unger, C.; Thrän, D.; Fröhlich, N.; Scholwin, F.; Reinhardt, G.; Gärtner, S.; Patyk, A.; Baur, F.; Bemann, U.; Groß, B.; Heib, M.; Ziegler, C.; Flake, M.; Schmehl, M.; Simon, S. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Schlussbericht zum Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP. Darmstadt et al.
- Prognos, IER und WI (2002): Szenarienerstellung, Endbericht an die Enquetekommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Prognos AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Basel, Stuttgart, Wuppertal.
- Remme, U.; Goldstein, G.; Schlenzig, Chr.; Schellmann, U. (2001): MESAP/TIMES – Advanced decision support for energy and environmental planning. In: Chameni, P.; Leisten, R. (Hrsg.): Operations Research Proceedings 2001, Springer-Verlag, Berlin, S. 59-66.