



2

Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Deutschland

Primärenergiegewinnung

Im Jahr 2014 wurden in Deutschland 178,2 Mio. t Braunkohle gewonnen. Diese Fördermenge entspricht einem Heizwert von 55,2 Mio. t Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Damit ist die Braunkohle zu 42 % an der Primärenergiegewinnung in Deutschland beteiligt.

Des Weiteren trugen folgende Energieträger zur inländischen Primärenergiegewinnung bei: Erneuerbare Energien mit 49,6 Mio. t SKE, Erdgas mit 11,0 Mio. t SKE, Steinkohle mit 7,8 Mio. t SKE, Mineralöl mit 3,6 Mio. t SKE sowie sonstige Energieträger mit 5,2 Mio. t SKE. Die gesamte inländische Energiegewinnung belief sich 2014 auf 132,4 Mio. t SKE. Sie deckte 30 % des Primärenergieverbrauchs, der 446,2 Mio. t SKE betrug.

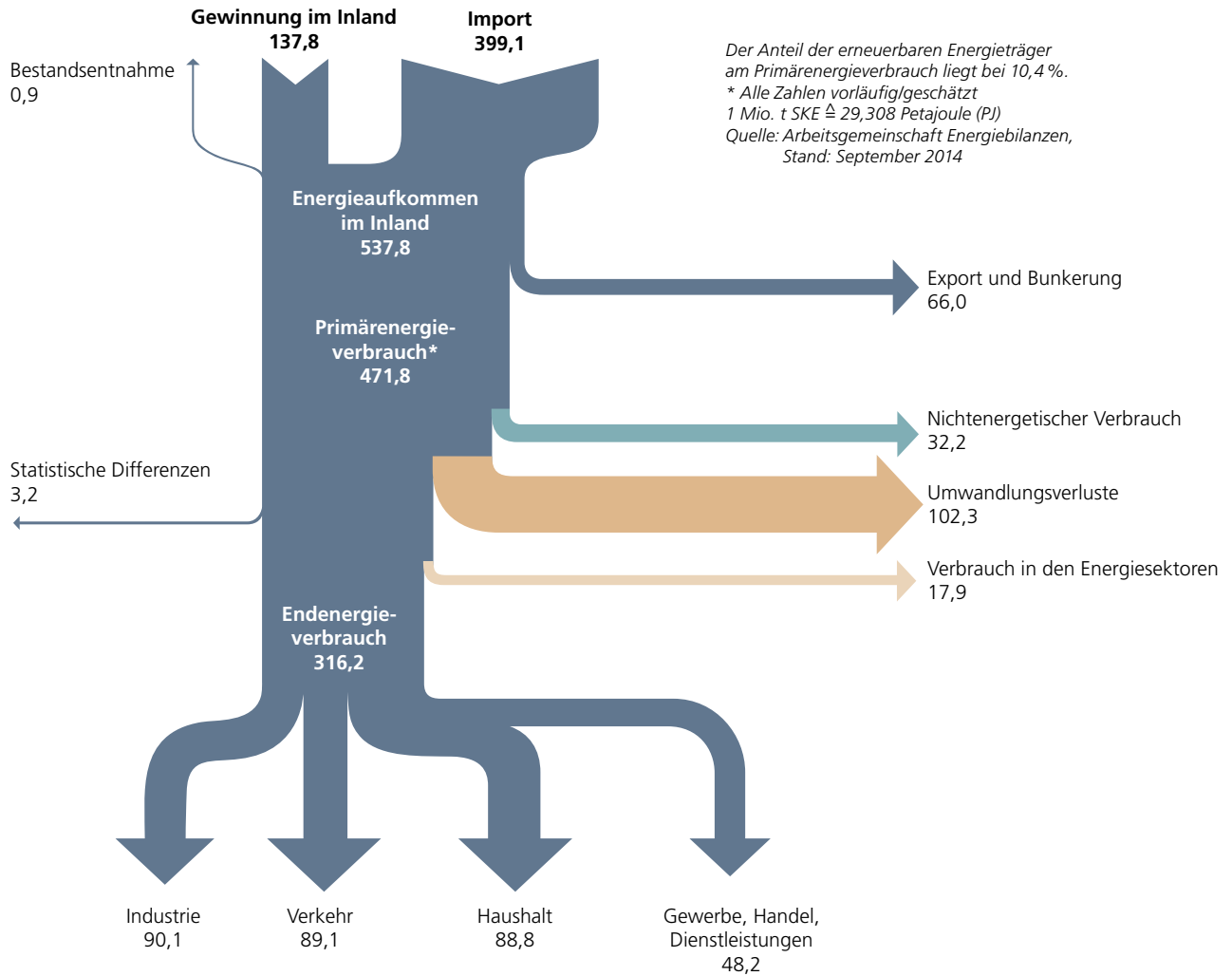
Energieeinfuhren

Dies macht deutlich, dass Deutschland 70 % des Primärenergieverbrauchs durch die Einfuhr von Energieträgern decken muss.

Eine überproportional hohe Importquote von 98 % besteht bei Mineralöl, dem – gemessen am gesamten Verbrauch – bedeutendsten Energieträger. Rund 90 % des Erdgasverbrauchs werden durch Lieferungen aus dem Ausland gedeckt. Bei Steinkohle beträgt der Einfuhranteil 86 %. Demgegenüber sind Braunkohle sowie erneuerbare Energien in vollem Umfang der Inlandsgewinnung zuzurechnen.

Bei Kernenergie besteht zwar mit 100 % statistisch die höchste Einfuhrabhängigkeit. Gleichwohl kann der Kernenergie angesichts der in Deutschland vorgehaltenen Brennstoffvorräte mit mehrjähriger Reichweite und eines hohen inländischen Wertschöpfungsanteils unter dem Gesichtspunkt

Energieflussbild 2013 für die Bundesrepublik Deutschland in Mio. t SKE



der Versorgungssicherheit der gleiche Stellenwert beigemessen werden wie heimischen Energien. Bei entsprechender Berücksichtigung der Kernenergie, die auch international üblichen Konventionen entspricht, reduziert sich die Energieimportquote für das Jahr 2010 auf 60 %.

Der Primärenergieverbrauch (PEV) an Braunkohle lag 2014 bei 53,6 Mio. t SKE. Dies entspricht einem Anteil von 12,0 % am gesamten PEV der Bundesrepublik Deutschland von 446,2 Mio. t SKE. Damit steht Braunkohle in der deutschen Energieverbrauchsbilanz hinter Mineralöl (35,0 %), Erdgas (20,5 %) und Steinkohle (12,6 %) an vierter Stelle. Erneuerbare Energien halten 11,1 %. Auf Kernenergie entfallen 8,1 % und auf sonstige Energieträger (einschließlich Stromaustauschsaldo) 0,7 %.

Der PEV lässt sich in drei Bestandteile gliedern: Der Endenergieverbrauch, mit den Bereichen Verkehr, Industrie sowie Haushalte, Handel und Dienstleistungen, macht etwa 67 % des PEV aus. Der Energiesektor (Kraftwerke, Fernheizwerke, Raffinerien) ist mit 26 % am PEV beteiligt. Auf den nichtenergetischen Verbrauch (zum Beispiel Einsatz von Mineralölprodukten als chemische Rohstoffe,

Koks in Hochöfen, Bitumen im Straßenbau) entfällt ein Anteil von 7 % (Angaben jeweils für 2013).

Rolle der Braunkohle im Stromerzeugungsmix

Die Kraftwerke sind der wichtigste Einsatzbereich der Braunkohle. 2014 wurden 159,1 Mio. t aus inländischer Förderung an Kraftwerke und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung abgesetzt. Das entsprach 89 % der gesamten Gewinnung. Die Brutto-Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung betrug 2014 auf Braunkohlenbasis rund 152,5 Mrd. kWh.

Neben den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2014 wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,7 Mio. t marktgängige Produkte, wie Brikett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Die Stromerzeugung in Grubenkraftwerken erreichte 2,7 Mrd. kWh. In Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus wurden 2014 insgesamt 0,6 Mrd. kWh Strom erzeugt.

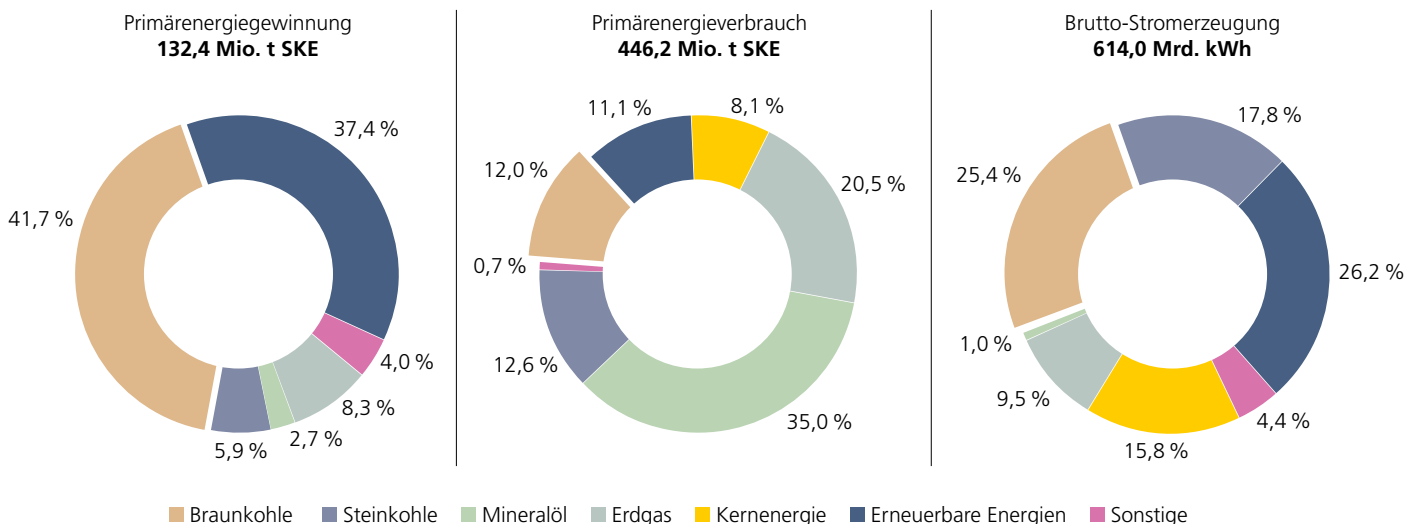
Kraftwerke auf Braunkohlenbasis erzeugten im Jahr 2014 insgesamt rund 156 Mrd. kWh Strom. Jede vierte in Deutschland erzeugte Kilowattstunde Strom basiert auf dem Einsatz heimischer Braunkohle. Sie hielt damit 2014 den zweithöchsten Anteil unter allen Energieträgern an der deutschen Stromversorgung. Angesichts des Ausstiegs aus der Kernenergie bis Ende 2022 und der Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland im Jahr 2018 gewinnt der Bodenschatz Braunkohle als einziger heimischer Energieträger, der subventionsfrei gefördert, verstromt und veredelt werden kann, dabei zudem in ausreichender Menge verfügbar ist, an Bedeutung. Im Einzelnen sind die Zukunftsaussichten der Braunkohle vor dem Hintergrund folgender Perspektiven in der Stromerzeugung zu sehen:

- Der Brutto-Stromverbrauch in Deutschland hatte im Jahr 2014 mit 578,5 Mrd. kWh praktisch die gleiche Höhe wie im Jahr 2000. Es wird für die Zukunft von einer fortgesetzten Stabilisierung auf diesem Niveau ausgegangen.
- Vor dem Hintergrund der nuklearen Katastrophe in Japan hatten die Bundesregierung und die Ministerpräsidenten der Bundesländer mit Kernkraftwerken am 14. März 2011 beschlossen, die sieben ältesten Kernkraftwerke mit bis einschließlich 1980 erfolgter Inbetriebnahme sowie das Kernkraftwerk Krümmel mit unmittelbarer Wirkung für drei Monate vom Netz zu nehmen und herunterzufahren. Von der Abschaltung im Sinne der Regelung dieses Moratoriums waren acht Kernkraftwerke mit einer Nettoleistung von insgesamt 8.422 MW erfasst. Mit dem

Dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 wurde geregelt, dass die Berechtigung zum Leistungsbetrieb spätestens mit Ablauf des 6. August 2011 für die Kernkraftwerke Biblis A, Neckarwestheim 1, Biblis B, Brunsbüttel, Isar 1, Unterweser, Philippsburg 1 und Krümmel erlischt. Ferner regelt das Gesetz, dass schrittweise bis 2022 vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland verzichtet wird.

- Nach dem zum 1. Januar 2011 in Kraft getretenen EU-Ratsbeschluss über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke und der im Juli 2011 vorgenommenen Streichung der sogenannten Revisionsklausel im Steinkohlenfinanzierungsgesetz ist das Auslaufen des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 unumkehrbar geworden. Zur Jahresmitte 2012 war das Bergwerk Saar stillgelegt worden. Zum Jahresende 2012 wurde mit der Schließung des Bergwerks West der Steinkohlenbergbau am Niederrhein beendet. Als nächstes ist im Jahr 2015 die Stilllegung von Auguste Victoria vorgesehen. Die letzten beiden Bergwerke – dies sind Prosper Haniel und Ibbenbüren – werden bis Ende des Jahres 2018 stillgelegt.
- Bereits heute werden mehr als vier Fünftel des Aufkommens an Steinkohle durch Lieferungen aus dem Ausland bereitgestellt. Der Ersatz der wettbewerbsfähigen heimischen Braunkohle durch Importsteinkohle wäre mit einer Verlagerung von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen ins Ausland verbunden.

Die Braunkohle in der Energiewirtschaft Deutschlands 2014



Angaben vorläufig, z. T. geschätzt

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Stand: März 2015

- Die Stromerzeugung aus Erdgas in Deutschland hat sich seit 2010 deutlich verringert. Grund sind die höheren Brennstoffeinsatzkosten im Vergleich zu Steinkohle und Braunkohle. Öl spielt in der deutschen Stromerzeugung keine Rolle.
- Durch erneuerbare Energien wurden 2014 rund 28 % des Bruttoinlandverbrauchs an Strom gedeckt.

Die Bundesregierung strebt gemäß Koalitionsvertrag vom 27. November 2013 bis 2035 eine Erhöhung des Anteils auf 55 bis 60 % an. Da erneuerbare Energien aber nicht gesichert verfügbar sind, werden auch bei weiter steigenden Anteilen konventionelle Reservekapazitäten zur jederzeitigen Absicherung der Stromversorgung benötigt. Neben Steinkohle und Gas spielt hier auch die Braunkohle eine wichtige Rolle.

Vor dem dargelegten Hintergrund ist ein mittel- und längerfristig starker Beitrag der subventionsfreien heimischen Braunkohle zur deutschen Energieversorgung geboten.

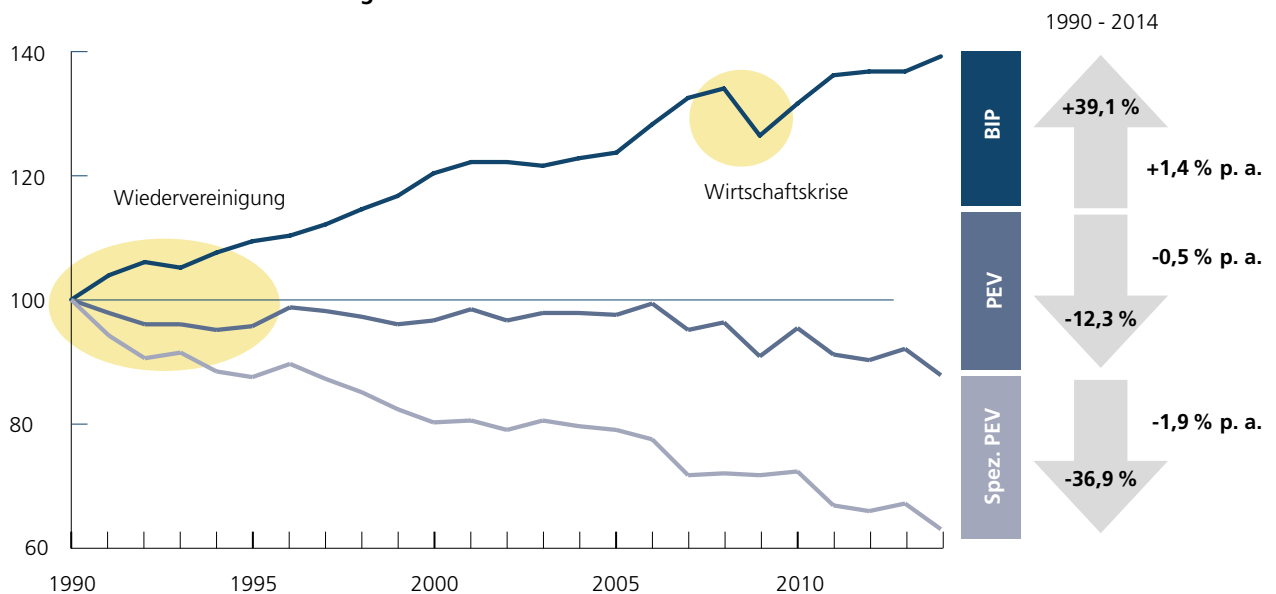
Perspektiven der deutschen Energieversorgung

Die deutsche Bundesregierung hatte am 28. September 2010 ein „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ beschlossen. Gemäß diesem Konzept wird angestrebt, den Primärenergieverbrauch in

Deutschland bis 2050 gegenüber 2008 zu halbieren und den Stromverbrauch im gleichen Zeitrahmen um ein Viertel zu senken und die Emissionen an Treibhausgasen gegenüber dem Stand im Jahr 1990 um 80 bis 95 % zu reduzieren. Der Beitrag erneuerbarer Energien zum Bruttoendenergieverbrauch soll auf 60 % bis 2050 erhöht werden. Zu den weiteren im Energiekonzept verankerten Zielen gehört, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80 % bis 2050 zu steigern. Der Kohle wird langfristig eine flankierende Rolle bei der Deckung der Energienachfrage beigemessen. Das gilt für die Braunkohle ebenso wie für die Steinkohle. Die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung läuft gemäß dem Dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 Ende 2022 aus.

Die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bei dem Konsortium PROGNOSE AG/Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) beauftragte Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ untersucht und prognostiziert innerhalb eines konsistenten gesamtwirtschaftlichen Rahmens die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. In einem Trendszenario dieser im Juni 2014 vorgelegten Prognose wird die Entwicklung bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Ergänzend zeigt ein Zielszenario, was erforderlich ist, um die von der Bundesregierung im Energiekonzept definierten Ziele zu erreichen. Die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Konsequenzen werden ebenfalls analysiert.

Wirtschaftswachstum und Energieeffizienz



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
Stand: März 2015

Bewertung der Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ aus Sicht der Braunkohle

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichte im Juni 2014 das von EWI, GWS und Prognos erstellte Gutachten „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“. Dargestellt wird die wahrscheinliche energiewirtschaftliche Entwicklung bis zum Jahr 2030 (Referenzprognose) unter Berücksichtigung einer weiter verschärfte Energie- und Klimaschutzpolitik sowie bestehender Hemmnisse für deren Umsetzung. Die Prognose wird ergänzt um einen Ausblick bis 2050 (Trendszenario). Doch was sagen die Ergebnisse des Gutachtens über die zukünftige Nutzung der größten einheimischen Energiequelle – Braunkohle – aus? Dem soll im Folgenden nachgegangen werden.

Sensitivitätsrechnungen, bei denen Preise variiert oder verstärkte Klimaschutzanstrengungen, im Wesentlichen sind das höhere CO₂-Preise, unterstellt werden, zeigen dass die Ergebnisse der Studie [1] robust sind. In den Rahmendaten wird u. a. unterstellt, dass die Integration der Weltwirtschaft bis 2050 weiter voranschreitet. Die deutsche Wirtschaft wächst den Annahmen der Studie zufolge um 1 % p. a. Gebremst wird das Wachstum durch die rückläufige Bevölkerungsentwicklung.

Wichtige Ergebnisse aus Sicht der Braunkohlenindustrie

Fossile Energien bilden auch langfristig die Basis der Energieversorgung. Die realen Weltmarktpreise für Energierohstoffe steigen im Betrachtungszeitraum nur moderat an. Interessant ist, dass die Preisschere von Erdgas und

Kohle sich über die Zeit nicht schließen soll, d. h. die Kohle wird gerade im Stromsektor als hoch wettbewerbsfähig eingeschätzt. Die verfügbare Kapazität konventioneller Erzeuger im Stromsektor kann wegen des geringen Beitrags gesicherter Leistung aus fluktuierenden Quellen nur geringfügig abnehmen (Tab. 1).

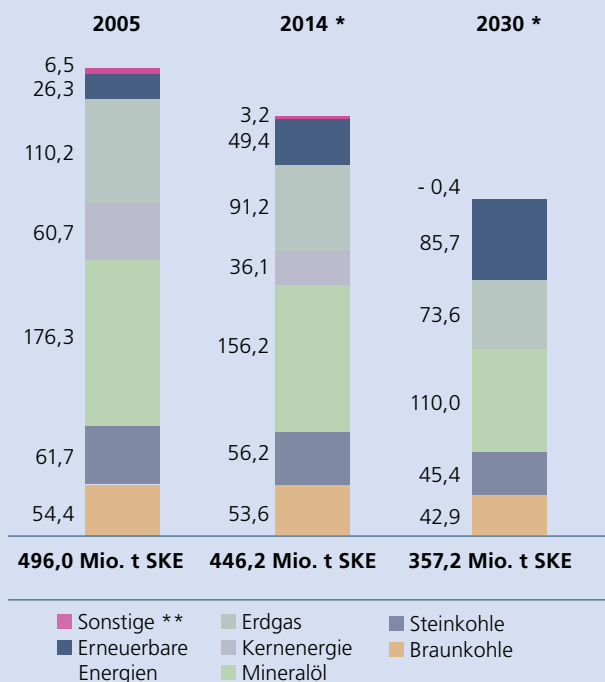
Der Studie lässt sich entnehmen, dass sich effiziente Braunkohlenkraftwerke aufgrund hoher Wirkungsgrade und geringer Brennstoffkosten auch langfristig im Wettbewerb behaupten. Reinvestitionen werden für alle Erzeugungsarten auf Grundlage von durchschnittlichen technischen und ökonomischen Parametern angenommen: Der Reinvestitionszyklus für Kohlekraftwerke beträgt z. B. 45 und der für Gaskraftwerke 25-30 Jahre. Ein Fuel-Switch zwischen Kohle und Gas zeichnet sich zunächst nicht ab. Die deutsche Braunkohle erweist sich vorerst als robust gegenüber CO₂-Preissteigerungen. Erst zwischen 2030 und 2040 nimmt der Anteil der Braunkohlenstromerzeugung gemäß der Annahme stark steigender CO₂-Preise sowie zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich ab (Tab. 2) [2]. Ein großtechnischer Einsatz von CCS erscheint nicht wahrscheinlich. Die prognostizierten Volllaststunden für Braunkohlenkraftwerke sinken moderat. Eine deutlich höhere Auslastung von Gaskraftwerken wird nicht erwartet (Tab. 3).

Der Bruttostromverbrauch verfehlt das im Energiekonzept der Bundesregierung definierte, aber in der Koalitionsvereinbarung nicht wiederholte, Einsparziel (-10 % bis 2020 und -25 % bis 2050, ggü. 2008 mit einer Absenkung um 7 % bzw. 10 %) deutlich. Dahinter steht vor allem eine Neueinschätzung der industriellen Entwicklung. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird nach 2020 zunehmend grenzüberschreitend organisiert.

Die CO₂-Preise bleiben bis 2020, aufgrund der Überschussmengen, zunächst auf einem moderaten Niveau [3]. Nach 2020 – bedingt durch die Verknappung der Zertifikate auf europäischer Ebene und gedämpft durch die Kopplung der europäischen mit internationalen Klimaschutzanstrengungen – wird ein Anstieg der CO₂-Preise erwartet (Tab. 4).

Für 2020 wird eine CO₂-Minderung gegenüber 1990 um 36 % prognostiziert. Damit wird das im Energiekonzept der Bundesregierung formulierte Reduktionsziel von 40 % nicht erreicht, aber auch nicht deutlich verfehlt [4].

Primärenergieverbrauch in Deutschland



* vorläufig/Prognose

** einschließlich Stromaustauschsaldo

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, BMWi Energieprognose 2014 (Referenzprognose), Abweichungen in den Summen durch Rundungen
Stand: März 2015

Referenzprognose versus Zielszenario

Da die Referenzprognose, welche die bestehende und sich zukünftig weiter verschärfende Energie- und Klimaschutzpolitik sowie bestehende Hemmnisse berücksichtigt, die Erreichung der Ziele des Energiekonzepts nicht bestätigt, wurde darüber hinaus ein Zielszenario modelliert. Es zeigt, was erforderlich wäre, um diese Ziele zu erreichen.

Wesentlich für die Zielerreichung wäre die zusätzliche Steigerung der Energieeffizienz und damit einhergehend ein deutlich geringerer Stromverbrauch. Stromimporte und eine sinkende Kohlenstromerzeugung wären weitere Elemente, die dazu beitragen könnten, die CO₂-Bilanz zu entlasten.

Zielszenario nicht wahrscheinlich

Das Zielszenario ist aus Sicht der Autoren nicht wahrscheinlich. „Aufgrund der Einbettung des deutschen in den europäischen Strommarkt, und da das Hauptsteuerungsinstrument zur Emissionsbegrenzung (EU ETS) ein europäisches ist, lässt sich eine wirksame Klimaschutzpolitik nur eingeschränkt auf nationaler Ebene umsetzen.“ [5] Die Gutachter vertreten die Meinung, dass die „zunehmende Öffnung des europäischen CO₂-Regimes hin zu internationalen Klimaregimen hilft, um Zielkonflikte zwischen Klimaschutz und internationaler Wettbewerbsfähigkeit sowie Carbon Leakage zu begrenzen und die gesellschaftliche Akzeptanz von Klimaschutz zu erhalten.“ [6]

Tab. 1

Bruttoleistung von Kohle- und Gaskraftwerken in Referenzprognose bzw. Trendszenario 2011-2050 in GW [7]

Bruttoleistung [GW]	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	30	24	23	25	20	19
Braunkohle	25	22	19	19	16	5
Gas	24	17	31	30	36	48

Tab. 2

Bruttostromerzeugung von Kohle- und Gaskraftwerken in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011-2050 in TWh [8]

Bruttostromerzeugung [TWh]	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	112	106	101	109	57	52
Braunkohle	150	156	143	140	104	31
Gas	83	47	61	64	97	106

Tab. 3

Durchschnittliche Volllaststunden von Kohle- und Gaskraftwerken in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2020-2050 [9]

	Referenzprognose			Trendszenario	
	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	4 423	4 466	4 346	2 840	2 679
Braunkohle	7 205	7 503	7 443	6 662	6 401
Gas	2 772	1 972	2 186	2 671	2 221

Tab. 4

Reale CO₂-Zertifikatspreise in Referenzprognose bzw. Trendszenario, 2011-2050 in €/t CO₂ [10]

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
CO ₂ -Zertifikatspreis (€/t CO ₂) [reale Preise, Basis 2011]	13	10	25	40	65	76

Tab. 5

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Referenzprognose, Trend- und Zielszenario, 2011-2050 in TWh [11]

	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Bruttostromerzeugung [TWh]											
Steinkohle	112	106	101	109	57	52	45	44	32	11	6
Braunkohle	150	156	143	140	104	31	147	119	113	64	20
Gas	83	47	61	64	97	106	54	62	47	59	45
Heizöl	7	1	1	1	2	2	1	1	1	2	2
Kernenergie	108	63	0	0	0	0	63	0	0	0	0
Speicher	6	5	5	1	0	7	6	4	1	1	5
Lauf- und Speicherwasser	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Windkraft	49	100	124	143	150	209	116	141	155	163	214
onshore	48	83	90	107	112	136	92	99	111	116	150
offshore	1	17	35	36	39	73	24	42	44	46	64
PV	20	56	61	67	72	73	57	63	70	74	75
Biomasse	33	52	53	52	50	48	54	53	63	59	60
Sonstige Brennstoffe	25	14	15	15	15	14	14	15	15	15	14
Gesamtsumme	609	618	582	612	565	561	576	518	516	466	459
Exportsaldo	6	41	18	53	19	7	23	-9	7	-17	-16
Bruttostromverbrauch (BSV)	603	577	564	559	546	554	553	527	509	483	475
Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien	124	234	265	289	299	356	254	282	314	323	375
Anteil erneuerbarer Energien am BSV	21 %	41 %	47 %	52 %	55 %	64 %	46 %	53 %	62 %	67 %	79 %

Tab. 6

Bruttoleistung nach Energieträgern in Referenzprognose, Trend- und Zielszenario, 2011-2050 in GW [12]

Bruttoleistung [GW]	2011	Referenzprognose			Trendszenario		Zielszenario				
		2020	2025	2030	2040	2050	2020	2025	2030	2040	2050
Steinkohle	30	24	23	25	20	19	24	23	21	16	16
Braunkohle	25	22	19	19	16	5	20	17	17	16	5
Gas	24	17	31	30	36	48	17	28	25	26	35
Heizöl	6	5	2	2	1	0	5	2	2	1	0
Kernenergie	13	8	0	0	0	0	8	0	0	0	0
Speicher	11	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Lauf- und Speicherwasser		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Windkraft	29	43	50	59	62	85	50	57	64	67	89
onshore	29	38	40	48	51	64	43	45	51	54	70
offshore	0	5	10	11	11	21	7	12	13	13	18
PV	25	57	62	68	72	75	58	63	70	75	78
Biomasse	5	9	8	7	8	8	9	8	10	11	12
Sonstige Brennstoffe	6	2	2	3	3	3	2	2	3	3	3
Gesamtsumme	175	198	208	223	230	255	206	212	223	227	249
Anteil erneuerbarer Energien		57 %	59 %	62 %	64 %	67 %	59 %	62 %	66 %	69 %	73 %

Anmerkungen

[1] Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C.: *Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose*. Projekt Nr. 57/12;

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Basell/Köln/Osnabrück 2014.

Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=644920.html>

[2] Nicht angesprochen wird, dass die Braunkohlenstandorte Weisweiler (rd. 2.000 MW; rd. 16 TWh in 2013) und Jänschwalde (rd. 3.000 MW; rd. 24 TWh in 2013) gegen 2030 außer Betrieb gehen und nur in Jänschwalde ggf. Ersatz (in Höhe von 1.000 MW) vorgesehen ist.

[3] Das Backloading hat diesbezüglich nur einen geringen Einfluss.

[4] Zur Bewertung dieser Abweichung lohnt ein Blick auf die Genese des 40 % CO₂-Minderungsziels der Bundesregierung.

2007 verpflichtet sich die Europäische Union bis 2020 zu einer gemeinschaftlichen Treibhausgasmindeung von 20 % ggü. 1990, 30 % bei Zustandekommen eines internationalen Klimaabkommens. Deutschland sah ein Reduktionsziel von 30 % vor, das bei Erhöhung des EU-Ziels auf 40 % angehoben werden sollte. Mit dem Energiekonzept 2010 beschloss die Bundesregierung vor dem Hintergrund der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke eine Minderung um 40 %. Diese Vorgabe wurde allerdings ein halbes Jahr später, als der Kernenergieausstieg beschlossen wurde, nicht revidiert. Durch den Kernenergieausstieg hätte das Ziel um etwa 8 %-Punkte auf -32 % reduziert werden müssen.

[5] Fn. [1], S. 3.

[6] Fn. [1], S. 426.

[7] Fn [1], S. 223.

[8] Fn. [1], S. 213.

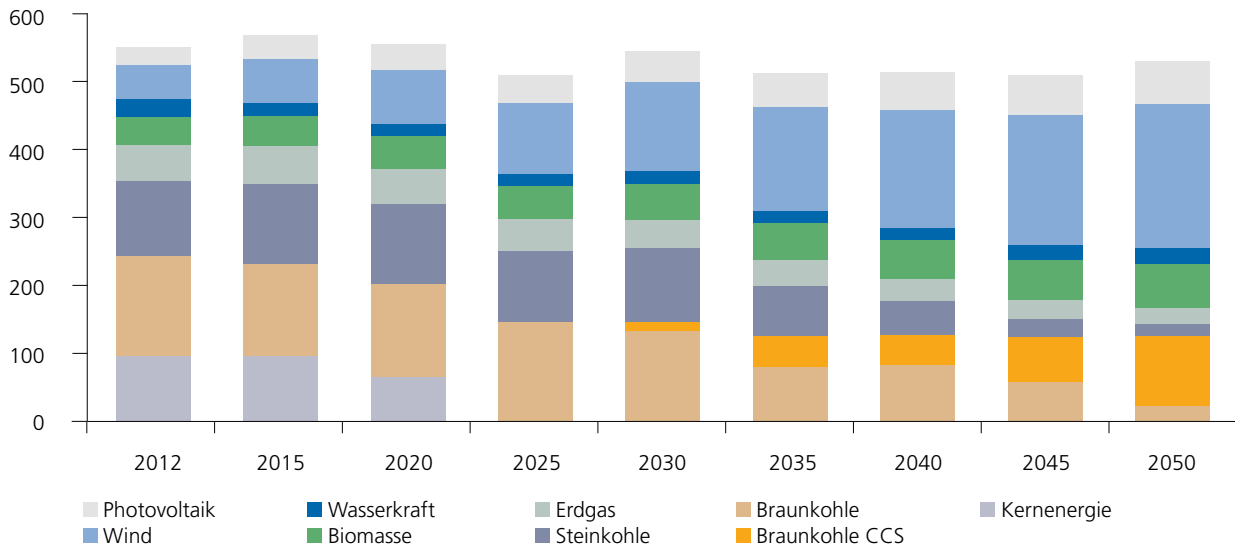
[9] Fn. [1], S. 225.

[10] Fn. [1], S. 426.

[11] Fn. [1], S. 294.

[12] Fn. [1], S. 300.

Netto-Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern von 2012 bis 2050 in TWh



Quelle: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), *Zukünftige Rolle der Braunkohle im Energiemix – Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohle nach 2030*, Stuttgart
Stand: Mai 2015

Aktuelle Prognose zur Braunkohlennutzung

Das **Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart** hat im Mai 2015 eine Studie zur **Zukünftigen Rolle der Braunkohle im Energiemix – Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle nach 2030** vorgelegt.

Braunkohle ist ein Energieträger, der mit einer hohen heimischen Wertschöpfung eine hohe Versorgungszuverlässigkeit erreicht und im heutigen Energiesystem eine bedeutende Rolle einnimmt. Diese wird durch andere Energieträger in Deutschland in dieser Form schwierig zu ersetzen sein. Aufgrund der mit der Nutzung verbundenen vergleichsweise hohen Klimagasemissionen und den Umweltauswirkungen wird der weitere Einsatz derzeit jedoch kontrovers diskutiert. Daher wird mit dieser Studie untersucht, welche Rolle die Braunkohle unter welchen Rahmenbedingungen in der Zukunft übernehmen kann, wenn die Einhaltung von Klimaschutzzielein ein wichtiges Kriterium darstellt.

Hierzu wird für ein Referenzszenario die Entwicklung der Nettostromerzeugung nach Energieträgern, im Speziellen der Braunkohle, im Zeitraum 2015 bis 2050 analysiert. Die Szenarien basieren auf modellexogen vorgegebenen Energieträgerpreisen für Brennstoffe, CO₂-Minderungspfaden, der zukünftigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie weiteren Annahmen zu energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland und den Nachbarländern. Neben dem Referenzszenario, das sich an Annahmen des WEO der IEA und den aktuellen Zielen der Bundesregierung zu Erneuerbaren und Klimaschutz für 2030 und 2050 anlehnt, werden zwei Szenariovarianten aufgezeigt: weniger ambitioniertes Klimaschutzziel, europäisch harmonisierter EE-Ausbau. Abschließend erfolgt eine volkswirtschaftliche

Analyse zur Bedeutung der Braunkohle. Die Studie fokussiert auf ökonomische Aspekte, Akzeptanz und Umweltfragen werden nicht betrachtet.

Unter den getroffenen Annahmen und gewählten Eingangsgrößen des Referenzszenarios wird die Nettostromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland, bei Möglichkeit zum intensiven Einsatz der CCS-Technologie, im Jahr 2050 mit 124 TWh (84 % der Erzeugung in 2012) nur geringfügig unterhalb des in den letzten Jahren erreichten Niveaus liegen. Der CCS-Anteil der Braunkohle an der gesamten Stromerzeugung aus Braunkohle würde dann zur Mitte des Jahrhunderts in Deutschland bei 83 % liegen. Der Zubau von Braunkohlekraftwerken mit CCS zeigt, dass der Einsatz der CCS-Technologie bei unterstelltem CO₂-Minderungspfad für eine mögliche langfristig weitere Nutzung der Braunkohle wesentlich ist.

In diesem Szenario wird, bei leicht gesunkener Stromnachfrage, insbesondere Steinkohle und Gas aufgrund ihrer schlechteren Wettbewerbsposition in der Stromerzeugung durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen 80 % Anteil in 2050 verdrängt.

Die in der Studie ausgeführten Szenariovarianten zeigen, dass der Einsatz der Braunkohle unmittelbar von den getroffenen Rahmenbedingungen abhängt. Ohne CCS Technologie ist die Braunkohlennutzung für die Stromerzeugung ab 2030 vor allem vom geltenden Emissionsminderungsziel abhängig. In diesem Fall hätte die Braunkohle nur noch bei einem im Vergleich zum Referenzszenario moderateren Minderungsziel für 2050 von minus 60 % gegenüber 1990, z. B. wenn kein internationales Klimaschutzabkommen erreicht werden könnte, mit 96 TWh in 2050 noch eine relevante Rolle für die Stromerzeugung.

Ein Rückgang der Braunkohlennutzung durch unterbleibende Investitionen oder bei Verzicht auf CCS hätte im Zeitraum 2030-2050 im Vergleich zum Referenzfall im Trend negative Auswirkungen auf die Strompreise und damit auch entsprechende volkswirtschaftliche Effekte auf die Produktion und Beschäftigung der mit dem Energiesektor verbundenen Unternehmen, speziell in der stromintensiven Industrie.

Fazit der IER Studie

Unter den gegebenen Annahmen des Referenzszenarios wird gemäß der Studie die Nettostromerzeugung aus Braunkohle im Zeitraum bis 2050 auf einem hohen Niveau bleiben, das nur leicht unterhalb der gegenwärtig realisierten Höhe liegt. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass CCS kosteneffizient genutzt werden kann. Szenarien mit geringerer Nutzung von Braunkohle führen zu höheren Strompreisen, die in der Tendenz zu einer höheren Belastung der volkswirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit führen.

Aktuelle Studie zur Bedeutung einer bezahlbaren und sicheren Stromversorgung für den Industriestandort Deutschland

Das **Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW)** hat im Mai 2015 eine Studie zur **Bedeutung einer bezahlbaren und sicheren Stromversorgung für den Industriestandort Deutschland** vorgelegt.

In der Studie wird auf Basis der Daten des Statistischen Amtes der EU (Eurostat), die Entwicklung der deutschen Industriestrompreise seit 2004 analysiert und mit internationalen Industriestrompreisen verglichen. Außerdem wird untersucht, welche Zusammenhänge zwischen der Strompreisentwicklung der letzten Jahre und der Veränderungen im Eigenverbrauch und der wirtschaftlichen Performance von Industrieunternehmen bestehen und welche gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen drohen.

Aus den Daten der Eurostat ergibt sich, dass die Strompreise der Industrie in allen Verbrauchergruppen seit 2004 gestiegen sind. Diese Entwicklung ist nicht so sehr von marktwirtschaftlichen Treibern abhängig – die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb sind in den letzten 10 Jahren relativ konstant geblieben sind – sondern wird maßgeblich von Abgaben und Steuern bestimmt. Diese staatlich induzierten Kostenkomponenten haben sich im selben Zeitraum erheblich erhöht, was hauptsächlich auf die steigende EEG-Umlage zurückzuführen ist. In der Folge verschlechtert sich für die Mehrheit der deutschen Unternehmen die Wettbewerbsposition, insbesondere solcher, die international agieren und somit Preissteigerungen nicht zwangsläufig weiterreichen können. Mit Industriestrompreisen von 16,9 US Cent/kWh (Quelle: IEA/2013) nimmt die deutsche Industrie weltweit eine Spitzenposition in der Liga der hohen Strompreiszahler ein. Im Vergleich: US-amerikanische Firmen zahlen im Mittel nur etwa 40 % des deutschen Industriestrompreises.

Entgegen der weitläufigen Ansicht, dass Industrieunternehmen überwiegend einen Befreiungsschutz bei der Zahlung der EEG-Umlage genießen, zeigt die Verbraucherstatistik, dass Großverbraucher und damit annahmegemäß Unternehmen, die von der EEG-Vergütung befreit sind, nur einen sehr kleinen Teil des industriellen Sektors darstellen: Insgesamt genießen nur etwa 4 % der Industrieunternehmen die Befreiung der EEG-Umlage.

Die EEG-Umlage als treibende Kostenkomponente liefert zudem einen plausiblen Erklärungsansatz für die seit 2003 kontinuierlich gestiegene Anzahl der eigenerzeugenden Unternehmen, da die Eigenstromversorgung bisher von der Umlage befreit war und damit preisdämpfende Wirkung entfaltet.

Betroffen von der Strompreisentwicklung ist insbesondere die stromintensive Industrie – bspw. in den Bereichen Chemie und Metallerzeugung. Durchschnittlich wurde in diesen Branchen seit 2000 jährlich nur etwa 90 % der Abschreibungen refinanziert. Ein vergleichbares Bild ergibt sich für die Bruttowertschöpfung stromintensiver Unternehmen. Die Energiekosten sind zweifelsohne nicht der einzige, jedoch ein maßgeblicher Grund für Investitionsentscheidungen dieser Verbrauchergruppe.

Da energieintensive Großunternehmen nicht isoliert agieren, sondern über verschiedene Wertschöpfungsstufen mit anderen Unternehmen und Sektoren verbunden sind, kann eine Verschlechterung ihrer Wettbewerbssituation auch zu erheblichen negativen Effekten für weitere, verbundene Unternehmensgruppen führen; bei zunehmenden Direktinvestitionen im Ausland geht zudem verstärkt die Innovationskraft der energieintensiven Unternehmen in Deutschland verloren.

Aber auch für die weniger stromintensive Industrie ist die angespannte Preissituation mit Unsicherheiten verbunden. Dies gilt umso mehr, als dass dieser Bereich kein Umlageprivileg genießt, was für den überwiegenden Teil der deutschen Industrie zutreffend ist.

Fazit der IW Studie

Die Studie schließt mit dem Appell, auf eine verlässliche Energiepolitik hinzuwirken, die vor allem der stromintensiven Industrie den Erhalt ihrer Wettbewerbsfähigkeit ermöglichen und somit den wirtschaftlichen Standort in Deutschland insgesamt stärken soll.

Studie zu Versorgungssicherheit bei Energierohstoffen

Das **Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW)** und **IW Consult GmbH** haben im Mai 2015 ein Gutachten zur **Versorgungssicherheit bei Energierohstoffen** vorgelegt. In der Studie werden die für Deutschland bei Energierohstoffen bestehenden Versorgungsrisiken im internationalen Vergleich untersucht. Dies geschieht vor dem Hintergrund

der globalen Angebots- und Nachfragesituation. Die Analyse richtet sich auf die langfristige Verfügbarkeit und den Bedarf an Energierohstoffen und bezieht – neben Deutschland – fünf weitere Staaten in die Betrachtung ein. Das sind Frankreich, Italien, USA, Japan und China.

Um eine Vergleichbarkeit der Situation zwischen diesen sechs Ländern herzustellen, ist ein Energierohstoffrisikoindex entwickelt worden. Dieser zur Messung des Versorgungsrisikos entwickelte Index misst mit sieben Indikatoren vier verschiedene Dimensionen des Versorgungsrisikos. Die Werte dieser Indikatoren werden für einzelne Rohstoffe sowie für die genannten Länder bestimmt und für eine aggregierte Betrachtung der Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen auf eine vergleichbare Basis normiert.

Die im Rahmen des Sechs-Ländervergleichs vorgenommenen Berechnungen zeigen, dass – bezogen auf den Primärenergieverbrauch – die Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen in Italien und in Frankreich am größten sind. Japan und Deutschland liegen im Mittelfeld. Die USA und China weisen die geringsten Risiken auf. Risikosteigernd wirkt die Importabhängigkeit bei Energierohstoffen. Mit höheren

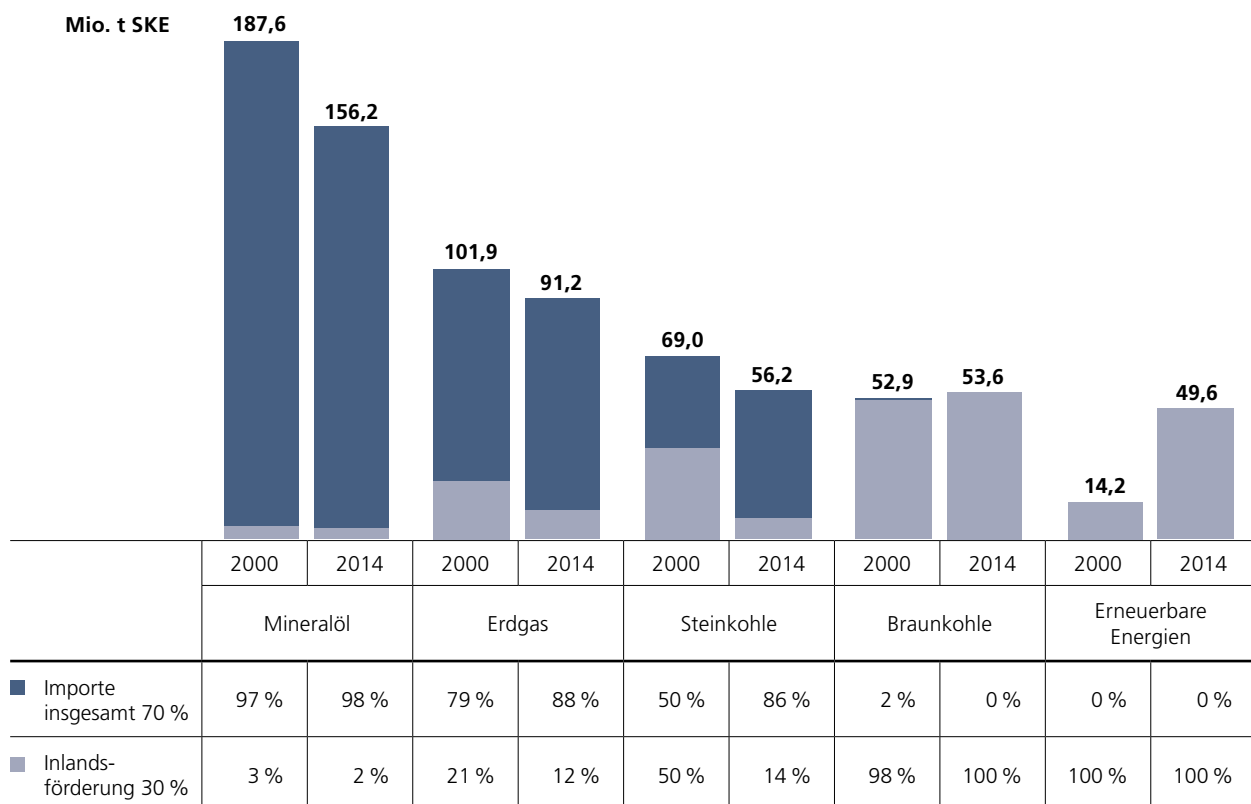
Importanteilen gehen zudem größere Risiken bei anderen in die Betrachtung einbezogenen Komponenten einher, wie zum Beispiel Investoren- und Konfliktrisiken sowie die Konzentration der Importe auf eine geringe Zahl von Herkunftsländern. Die günstige Risikoeinstufung der USA und von China bei der Versorgung mit Energierohstoffen erklärt sich maßgeblich durch deren geringe Importabhängigkeit.

Die Nutzung der Braunkohle trägt maßgeblich dazu bei, dass Deutschland – trotz der hohen Importabhängigkeit bei Öl, Erdgas und Steinkohle – in dem vorgenommenen Sechsländervergleich im Mittelfeld liegt. Zusätzlich reduziert der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen in Deutschland, weil die erneuerbaren Energien einige Risikomerkmale der fossilen Energien nicht teilen: Importrisiken und die Erschöpfbarkeit der Ressourcen entfallen nach heutigem Stand der Technik.

Fazit der IW/IW Consult Studie

Die Studie kommt für Deutschland zu dem Ergebnis, dass „eine Kombination von Braunkohle und erneuerbaren Energieträgern für die Stromerzeugung als risikominimierende Strategie“ angesehen werden kann.

Anteil der Inlandsförderung am Primärenergieverbrauch Deutschland 2000 und 2014 *



* Vorläufig; (Prozentzahlen als Anteile der jeweiligen Inlandsgewinnung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet)
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
Stand: März 2015

Der Unterschied zwischen Kapazität und Erzeugung (Leistung und Arbeit)

In der Öffentlichkeit wird viel über den Ersatz konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien gesprochen, vor allem über den Ausbau von Kapazitäten. Weniger Beachtung finden die Auslastung und die tatsächliche Stromerzeugung. Dabei macht das einen entscheidenden Unterschied.

Die Abbildungen zeigt Kapazität, Erzeugung und Auslastung der deutschen Kraftwerke im Jahr 2014. Kernkraft- und Braunkohlenkraftwerke sowie Biomasseanlagen weisen eine hohe Volllaststundenzahl auf. Sie liefern Grundlast, die ständig benötigt wird. Einem niedrigen Anteil an der Leistung steht ein hoher Anteil an der Stromerzeugung gegenüber. Steinkohle- und Gaskraftwerke sind zwar auch in der Lage, bei Bedarf mit Volllast betrieben zu werden, werden aber aufgrund ihrer relativ hohen Brennstoffkosten eher dazu genutzt, die Mittel- und Spitzenlast abzudecken.

Wind und Photovoltaik produzieren mit starken Schwankungen abhängig von der Witterung und nicht wenn der Strom gebraucht wird. Einem hohen Anteil an der Leistung steht ein vergleichsweise kleiner Anteil an der Stromerzeugung gegenüber. Speicherlösungen zum Ausgleich dieser Schwankungen werden in absehbarer Zeit nicht wirtschaftlich zu finden sein. Das Jahr 2014 war mit rund 1.500 Volllaststunden ein unterdurchschnittlich Windjahr. Im Durchschnitt der vergangenen 14 Jahre lag die jährliche Volllaststundenzahl beim Wind seit 2000 bei rund 1.600 h/a in einer Schwankungsbreite von rund 1.400 h bis 1.800 h.

Da Wind- und Photovoltaik absoluten Einspeisevorrang besitzen, entspricht ihre Erzeugung ihrer Leistungsfähigkeit. Pumpspeicher dienen im Wesentlichen dazu, Spitzen und Überschüsse im Tagesverlauf auszugleichen.

Energiewirtschaftlich geht es in den kommenden zehn Jahren im Wesentlichen darum, die Kernenergie zu ersetzen (Anteil an der Stromerzeugung 2014 rund 16 %). Das soll vorrangig durch den Ausbau der erneuerbaren Energien geschehen. Hierzu wird aber, wie die Abbildung zeigt, ein Vielfaches der bisherigen Kernkraftkapazität benötigt, um auf die gleiche Erzeugung zu kommen. Wenn im Jahr 2022 etwa 35 bis 40 % des verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen, dann ist einerseits viel geleistet. Andererseits aber werden Braun- und Steinkohle- sowie Gaskraftwerke nicht nur deshalb weiterhin gebraucht, weil ihre Kapazitäten jederzeit voll abrufbar sind, sondern auch weil ihre Erzeugung zur Gewährleistung der jederzeitigen Versorgungssicherheit benötigt werden wird. Auch dann, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint.

Jahresvolllaststunden * 2014

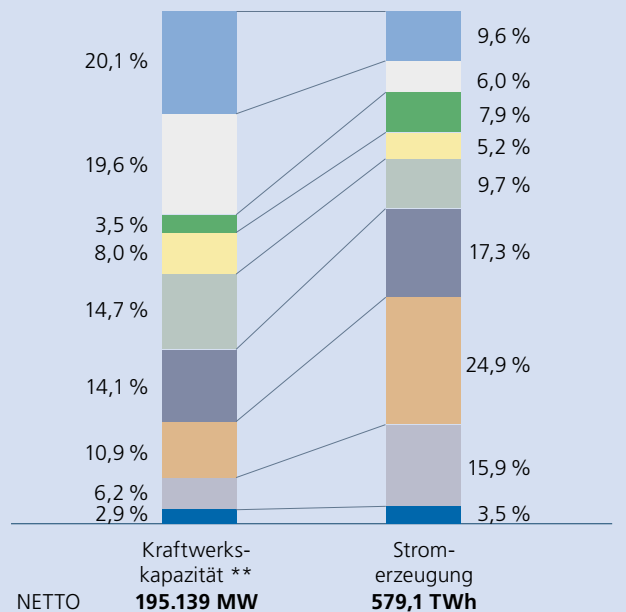
Gesamte Elektrizitätswirtschaft

Photovoltaik	940
Pumpspeicher	990
Öl	1.170
Wind	1.520
Erdgas	1.980
Lauf- und Speicherwasser	3.590
Steinkohle	3.700
Biomasse	6.170
Braunkohle	6.780
Kernenergie	7.620

* vorläufig, bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt
 Quelle: BDEW
 Stand: März 2015

Kapazität und Erzeugung 2014 *

Gesamte Elektrizitätswirtschaft



■ Wind
■ Photovoltaik
■ Biomasse und sonstige Erneuerbare Energien
■ Öl, Pumpspeicher und Sonstige
■ Erdgas
■ Steinkohle
■ Braunkohle
■ Kernenergie
■ Wasserkraft (ohne Psp.)

* vorläufig
 ** zum 31. Dezember 2014
 Quelle: BDEW
 Stand: März 2015