

Dr.-Ing. George Milojevic
Hauptgeschäftsführer

DEBRIV
Deutscher Braunkohlen-
Industrie-Verein e.V.
Berlin – Köln

Herrn
Peter Franke
Vizepräsident der
Bundesnetzagentur
Im Tulpenfeld 4
53113 Bonn

BNetzA	
09. Juli 2012	
JG	VPräsF

6

tz
92

5. Juli 2012
Mi120705

Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2012

Sehr geehrter Herr Franke,

der erste Netzentwicklungsplan bedeutet eine neue Dimension für die stromwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland. Auch wenn das Ziel zunächst ist, den Ausbaubedarf der Stromnetze festzustellen, resultieren aus den dahinterliegenden Annahmen und Rechnungen möglicherweise mittelbar erhebliche Auswirkungen auf die Struktur der Stromversorgung.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Aussagen der Bundesnetzagentur von hohem politischem Gewicht sind, selbst dann, wenn sie konditioniert sind oder im Rahmen von Szenariobetrachtungen erfolgen.

Beigefügt ist die Stellungnahme des DEBRIV. Ohne auf die Einzelheiten einzugehen, ist nach unserer Einschätzung besonders wichtig, dass in den Planungen möglichst nur solche Elemente als Lösungen eingesetzt werden, die technisch robust und möglichst wirtschaftlich sind. Dazu gehört in Deutschland die Braunkohle. Deutlicher werden sollte, dass die Braunkohle heute - d.h. bis 2022 - und morgen - d.h. bis 2032 - belastbare Beiträge leisten kann.

Insbesondere der für 2032 angenommene starke Rückgang der Erzeugungskapazität Braunkohle ist unverständlich (NEP, Tabelle 3 - Seite 28). Zu diesem Zeitpunkt werden große Gas- und Steinkohlekapazitäten ausgewiesen, die aus der heutigen Kenntnis heraus nicht nachvollziehbar sind. Wie die Stellungnahme und die beigefügte Studie des IER - Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlennutzung in Deutschland - zeigen, wird sich die Braunkohle voraussichtlich auch zu diesem Zeitpunkt am Markt durchsetzen.

Selbst wenn man die in Tabelle 3 ausgewiesenen Erzeugungskapazitäten 2032 nur als „indikativ“ bezeichnet, erfolgt mit dieser brennstoffspezifischen Darstellung eine Vorfestlegung, die mit großen Unsicherheiten versehen ist und ein missverständliches Signal gibt. Die in Summe für konventionelle Kraftwerke ausgewiesene Kapazität von rd. 75 GW netto ist plausibel, der tatsächliche Technologie- und Brennstoffmix ist allerdings heute nicht zuverlässig vorausszusagen und wird sich am Markt einstellen. Angeregt wird, die konventionellen Kapazitäten in Höhe von 75 GW en bloc auszuweisen.

Der Netzentwicklungsplan wird vermutlich zukünftig auch eine Rolle in der Braunkohlenplanung der Länder spielen. Sie wissen aus Ihrer Tätigkeit in NRW, wie bedeutsam eine schlüssige energiewirtschaftliche und energiepolitische Argumentation ist. Auf diesem Feld könnten von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Werte – auch wenn es nur auf Annahmen beruhende Modellergebnisse sind – als staatliche Planvorgaben interpretiert werden und die Planungsprozesse negativ beeinflussen.

Wir bitten Sie, unsere Anregungen bei den Beratungen und der konkreten Ausformulierung der Texte zu berücksichtigen.

Mit freundlichen Grüßen und Glückauf



Anlage

Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

In der folgenden Tabelle sind die installierten Nettoleistungen pro Energieträger für Deutschland in den drei Szenarien für 2022 und dem Szenario für 2032 nach Genehmigung durch die BNetzA dargestellt.

TABELLE 3: SZENARIORAHMEN – ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

	Installierte Nettoleistungen [GW]				
	2010 Referenz	2022 Szenario A	2022 Szenario B	2032 Szenario B	2022 Szenario C
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	21,2	18,5	13,8	18,5
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9,0	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
SUMME KONV. KW	101,8	91,1	89,1	87,3	89,1
Laufwasser	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
Andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
SUMME EE	56,3	115,6	129,8	174,7	149,0
SUMME ERZEUGUNG	158,1	206,7	218,9	262,0	238,1

Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom, BNetzA

Stellungnahme DEBRIV zu

Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 vom 30.05.2012

Inhalt:

Zusammenfassung	2
1. Vorbemerkung	3
2. Zum Charakter des Netzentwicklungsplans	3
3. Zum Szenariorahmen	5
3.1 Zum Spannungsfeld EE-Kapazitäten und Markt	
3.2 Zur Bedeutung konventioneller Erzeugungskapazitäten bei der Integration EE im Strommarkt	
3.3 Beitrag der Braunkohle	
4. Anregungen und Anmerkungen zum Netzentwicklungsplan im Zeithorizont 2022	8
4.1 Bedeutung der Braunkohle – Steinkohlen- und Gaskapazitäten für die Versorgungssicherheit (Anlage B-1)	
4.2 Wettbewerbsposition der Braunkohle (Anlage B-2)	
4.3 Integration fluktuierender Leistung durch flexible Kraftwerke (Anlage B-3)	
4.4 Deutscher Stromerzeugungsmix im Rahmen EU-weiter CO ₂ -Minderungsziele (Anlage B-4)	
4.5 Zu den Annahmen im Rahmenszenario (Anlage B-5)	
4.6 Gesamt- und Regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle (Anlage B-6)	
5. Anregungen und Anmerkungen zum Netzentwicklungsplan - Ausblick bis 2032	11

Zusammenfassung:

Die Bundesregierung strebt an, die durch den Kernenergieausstieg entstehende Stromlücke vorwiegend durch erneuerbare Energien zu schließen. Das vorrangige Ziel des Netzentwicklungsplans ist, den Ausbaubedarf im Bereich Stromnetze zu definieren.

Der bis 2022 geplante Umbau der Stromerzeugung wird technisch und ökonomisch nur zu bewältigen sein, wenn hinsichtlich der Lösungsoptionen nicht frühzeitig eine Verengung erfolgt, indem die planende Netzagentur oder die politischen Entscheider die „Gewinner“ im Sinne von Vorgaben definieren. Wünschenswert und sachgerecht ist ein Such- und Entwicklungsprozess, bei dem sich die Betroffenen auch kritisch mit den Randbedingungen und Annahmen befassen und sich mit Lösungsbeiträgen in den Prozess einbringen. Erforderlich ist bei der angekündigten Fortschreibung des Netzentwicklungsplans, offen zu sein und ggf. Änderungen vorzunehmen.

Im Hinblick auf die deutsche Situation in Europa ist zunächst zu fragen, wie die konkurrierenden Ziele Binnenmarkt für Strom und Förderung der Erneuerbarer Energien ausgewogen angestrebt werden können. Erforderlich ist schon im Zeithorizont 2022 eine Diskussion darüber, wie die Förderung der Erneuerbaren Energien binnenmarktkonform auch im europäischen Kontext ausgestaltet werden kann.

Vor dem Hintergrund der Annahmen zu Kapazitäten, Stromverbrauch und Netzlast wird deutlich, dass die konventionellen Kraftwerke in Summe essentiell bleiben. Die für konventionelle Kraftwerke in 2022 ausgewiesene installierte Nettoleistung ist einerseits Garant für stromwirtschaftliche Stabilität und andererseits erforderlich, weil damit auch zum Ende des Betrachtungszeitraums in 2022 noch 60-65% der Stromarbeit (kWh) erzeugt werden. Dies sollte im Netzentwicklungsplan klar angesprochen werden.

In keinem Fall dürfen die im Szenariorahmen/Erzeugungskapazitäten ausgewiesenen Werte als staatliche Planvorgabe für die Struktur des Kraftwerksparks missverstanden werden. Auch die an anderer Stelle genannten Werte für die Ausnutzung von Kapazitäten und die Stromerzeugung bzw. den Mix beim Brennstoffeinsatz können nur indikativ und unverbindlich sein. Dies sollte im Netzentwicklungsplan deutlich gemacht werden.

Insbesondere wird angeregt, die in Tabelle 3 NEP für 2032 für Braunkohle, Gas und Steinkohle gesondert ausgewiesenen Kapazitäten zusammengefasst darzustellen. So bleibt die notwendige Größenordnung von rund 75 GW_{netto} für den konventionellen Kraftwerkspark in 2032 erkennbar. Der zukünftige Technologie- und Brennstoffmix lässt sich heute nicht zuverlässig voraussagen. Die Ausdifferenzierung nach Technologien und Brennstoffen wird sich aufgrund unternehmerischer Entscheidungen am Markt einstellen. Daher sollte der NEP hier offen sein und missverständliche Vorfestlegungen vermeiden.

1. Vorbemerkung

Gemäß § 12 a des Energiewirtschaftsgesetzes erstellt die Bundesnetzagentur einen Netzentwicklungsplan. Auf Grundlage des am 7. Dezember 2011 genehmigten Szenariorahmens haben die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf für den Netzentwicklungsplan 2012 am 30. Mai vorgelegt und das öffentliche Konsultationsverfahren eingeleitet, an dem sich DEBRIV beteiligt.

Nach Einschätzung der Braunkohlenindustrie sollte der Netzentwicklungsplan (NEP) nicht nur das benennen, was zukünftig sein soll, beispielsweise welche Leitungen gebaut werden müssen. Erforderlich ist auch, darzustellen, welche Beiträge zur Versorgungssicherheit und kostengünstiger Strombereitstellung die heute und in Zukunft zu betreibenden Braunkohlen-, Steinkohlen- und Gaskraftwerke leisten müssen. Es sollte der Eindruck vermieden werden, dass mit dem Ausgleich der Versorgungsbeiträge der Kernenergie bis 2022 das Energiesystem bereits eine grundlegende Umgestaltung erfahren hätte, die die heute bestehenden oder zu modernisierenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten verzichtbar machen würden. Selbst wenn das „Neue“ im Zentrum steht, sollte deswegen die Grundlage, auf der die Entwicklung stattfindet, und das Zusammenwirken bzw. die Abhängigkeit der EE-Stromerzeugung vom konventionellen Stromerzeugungssystem klarer herausgearbeitet werden.

2. Zum Charakter des Netzentwicklungsplans

Der Netzentwicklungsplan 2012 zielt vorrangig darauf ab, die für die Integration der erneuerbaren Energien notwendigen Investitionen im Bereich der Stromnetze zu ermitteln. Der Planungshorizont umfasst die nächste Dekade bis 2022. Auf das folgende Jahrzehnt bis 2032 wird ein Ausblick gegeben. Auch wenn der Netzausbau im Zentrum steht, darf die energiepolitische Dimension und Kraft nicht unterschätzt werden, welche die Aussagen der Netzagentur als obere Bundesbehörde entwickeln.

Diese Stellungnahme ist als Beitrag in einem iterativen Prozess zu verstehen, bei dem im Zusammenspiel zwischen den staatlichen Behörden und privaten Akteuren des Stromsektors kostengünstige und robuste Lösungspfade zur Erreichung der politisch vorgegebenen Ziele entwickelt werden. Der vorgesehene Planungshorizont von 10 Jahren ist hinsichtlich der Aussagenschärfe plausibel, wenngleich auch in diesem Zeitraum unvorhergesehenes eintreten kann.

Wie bereits durch die Begriffe „Szenariorahmen“ und „Marktsimulation“ angedeutet, steht der Netzentwicklungsplan eher für einen gestaltenden Ansatz. Im Zentrum steht das politische Ziel, die durch den Ausstieg aus der Kernenergie entstehende Lücke möglichst durch den Ausbau erneuerbarer Energien zu schließen. Der von der Netzagentur genehmigte Szenariorahmen berücksichtigt konkrete Vorhaben, beispielsweise zum zeitlichen Ablauf beim Kernenergieausstieg oder zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Daneben stehen Bereiche, die nicht bindenden politischen Vorgaben unterworfen sind, sondern sich marktorientiert im Rahmen des Energie- und Umweltrechts entwickeln. Wichtige Stichworte in diesem Zusammenhang sind der EU-Binnenmarkt für Strom sowie die europäischen Regelungen zur Verminderung der CO₂-Emissionen, insbesondere das europäische Cap and Trade System für CO₂.

Fazit: Der bis 2022 geplante Kernenergieausstieg wird technisch und ökonomisch nur zu bewältigen sein, wenn hinsichtlich der Lösungsoptionen nicht frühzeitig eine Verengung erfolgt, indem die planende Netzagentur oder die politischen Entscheider die „Gewinner“ im Sinne von Vorgaben definieren. Wünschenswert und sachgerecht ist also ein Such- und Entwicklungsprozess, bei dem sich die Betroffenen auch kritisch mit den Randbedingungen und Annahmen befassen und sich mit Lösungsbeiträgen in den Prozess einbringen. Erforderlich ist bei der angekündigten Fortschreibung des Netzentwicklungsplans, offen zu sein und ggf. Änderungen vorzunehmen.

3. Zum Szenariorahmen

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans basiert auf den von der Bundesnetzagentur im Dezember 2011 genehmigten Szenariorahmen. Aus Sicht der Braunkohleindustrie sind die in Tabelle 3: „Szenariorahmen-Erzeugungskapazitäten“ auf Seite 28 NEP getroffenen Annahmen von besonderer Bedeutung.

3.1 Zum Spannungsfeld EE-Kapazitäten und Markt

Tabelle 3 NEP zeigt, dass im deutschen Strommarkt bei stromwirtschaftlichen Projektionen zwei Bereiche zu unterscheiden sind, nämlich

- die durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bestimmten Segmente und
- der im Wesentlichen durch die europäischen Regeln gestaltete wettbewerbliche Strommarkt.

Der durch das EEG geprägte Teil des Strommarktes umfasst heute annähernd 20 % der Erzeugung; angestrebt wird eine Ausweitung auf 35 bis 40 % bis 2022. Im Umkehrschluss folgt daraus, dass der freie Strommarkt zunehmend eingeschränkt wird.

Das Gesetz zur Förderung der erneuerbaren Energien wurde als Instrument der Technologieförderung konzipiert. Es entwickelt sich allerdings zunehmend in eine Richtung, bei der der Binnenmarkt beeinträchtigt wird. Nach Einführung des EU-ETS kann das EEG nicht mehr mit Beiträgen zur CO₂-Minderung begründet werden. Im genehmigten Szenariorahmen bekommt es allerdings eine weit darüber hinausgehende Funktion zugewiesen, nämlich, die Struktur der Erneuerbaren Energieerzeugung zu prägen. Seinem Charakter entsprechend – Einspeisevorrang, feste Vergütung für bestimmte Zeiträume – bedeutet dies allerdings, dass die Eingriffe in den Binnenmarkt bei wachsendem Umfang zunehmen. Im Extremfall, d.h. 100 % Erneuerbare Energie im Rahmen eines deutschen EEG kann kein Anbieter aus anderen EU-Mitgliedstaaten, aber auch aus Deutschland, Strom aus anderen Quellen in Deutschland absetzen, der Binnenmarkt wäre nicht mehr gewährleistet. Folglich bedeutet die im NEP bis 2022 auf 35 – 40 % ausgewiesene steigende Quantität von EEG-Strom eine neue Qualität.

Die vom europäischen Binnenmarkt ausgehenden Restriktionen für die isolierte Definition eines nationalen Energiemixes sind noch nicht hinreichend untersucht. Wie eine binnenmarktkonforme Integration und Förderung erneuerbarer Energien aus-

sehen kann, ist bis heute nicht einmal in Konturen erkennbar. Schon im Zeitraum bis 2022 wird die deutsche Strompolitik maßgeblich durch die Lösung dieser Frage mitbestimmt werden.

Fazit: Im Hinblick auf die deutsche Situation ist deswegen zunächst zu fragen, wie die konkurrierenden Ziele Binnenmarkt für Strom und Förderung der Erneuerbarer Energien ausgewogen angestrebt werden können. Erforderlich ist schon im Zeithorizont bis 2022 eine Diskussion darüber, wie die Förderung der Erneuerbaren Energien binnenmarktkonform auch im europäischen Kontext wettbewerbfähig ausgestaltet werden kann.

3.2 Zur Bedeutung konventioneller Erzeugungskapazitäten bei der Integration EE im Strommarkt

Die in Tabelle 3 NEP dargestellte Summe EE-Kapazitäten zeigt für alle Szenarien deutlich ansteigende Werte. Unterstellt wird, dass diese Kapazitäten in Deutschland und im Rahmen einer Regelung errichtet werden, die sich auf das EEG bzw. auf ein modifiziertes Förderregime stützt. Nur vor dem Hintergrund der sehr spezifischen und differenzierten Fördermechanismen, die ausschließlich in Deutschland wirken, besitzt das Spektrum der dargestellten Werte für die EE-Kapazität als Planungsgrundlage Plausibilität.

Unbenommen dieser Feststellung macht Tabelle 3 deutlich, dass im Zeitraum bis 2022 zwei parallele Systeme entstehen, wobei das konventionelle System essentiell ist, weil damit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden muss und das erneuerbare System additiv ist, weil hierdurch ganz überwiegend nur Stromarbeit und keine gesicherte Leistung verfügbar gemacht wird.

Fazit: Vor dem Hintergrund der Annahmen zu Stromverbrauch und Netzlast wird deutlich, dass die konventionellen Kraftwerke in Summe essentiell bleiben. Die für konventionelle Kraftwerke ausgewiesene installierte Nettoleistung ist einerseits Garant für stromwirtschaftliche Stabilität und andererseits erforderlich, weil damit auch zum Ende des Betrachtungszeitraums in 2022 noch 60-65% der Stromarbeit (kWh) erzeugt werden. Dies sollte im Netzentwicklungsplan klar angesprochen werden.

3.3 Beitrag der Braunkohle

Für die Braunkohle wird in Tabelle 3 NEP ausgehend von einer installierten Nettoleistung von 20,2 GW in 2010 für 2022 eine Größenordnung von 18,5 GW (Szenario B und C) bzw. 21,2 GW (Szenario A) ausgewiesen. Im Ausblick auf das Jahr 2032 werden 13,8 GW genannt. Hinter diesen Werten verbergen sich Annahmen über die Lebensdauer von Kraftwerken, Stilllegungen und Neubauten. Ohne dies im Einzelnen an dieser Stelle zu diskutieren ist festzustellen, dass diese „mögliche Entwicklung“ von den zugrundgelegten Annahmen abhängt. Die tatsächlich im Jahr 2022 oder 2032 verfügbare Braunkohlekraftwerksleistung wird das Ergebnis von Investitions- bzw. Stilllegungsentscheidungen der Unternehmen sein, die hierüber im Rahmen der relevanten rechtlichen und ökonomischen Parameter entscheiden werden.

Anzusprechen sind auch die Aussagen zu den Bundesländerbilanzen der Energiemengen (Abb. 21, 22, 23, 124) sowie zur Ausnutzung der Kraftwerke (Abb. 29). Hinsichtlich des Mixes im Bereich Braunkohle, Steinkohle und Erdgas wird die tatsächliche Entwicklung von vielen Parametern abhängen. Insbesondere die tatsächliche Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, aber auch Einspeiserestriktionen nehmen Einfluss auf den Markt, an dem sich der Mix aus Erdgas, Braun- und Steinkohle einstellen wird.

In diesem Zusammenhang ist auf die Studie „Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland“ des IER vom Januar 2012 zu verweisen. Dort wird der Beitrag der Braunkohle zur Stromversorgung als konstant bzw. leicht steigend eingeschätzt (Anlage A)¹.

Fazit: In keinem Fall dürfen die im Szenariorahmen/Erzeugungskapazitäten ausgewiesenen Werte als staatliche Planvorgabe für die Struktur des Kraftwerksparks missverstanden werden. Auch die an anderer Stelle genannten Werte für die Ausnutzung von Kapazitäten und die Stromerzeugung bzw. den Mix beim Brennstoffeinsatz können nur indikativ und unverbindlich sein. Dies sollte im Netzentwicklungsplan deutlich gemacht werden.

¹ Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch die Studie „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“, die das EWI Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln im Auftrag des BMWI erstellt und im April 2012 veröffentlicht hat.

4. Anregungen und Anmerkungen zum Netzentwicklungsplan im Zeithorizont 2022

Im nachfolgenden Abschnitt werden aus Sicht der Braunkohle wichtige Aspekte im Netzentwicklungsplan Zeithorizont 2022 angesprochen. Es werden konkrete Anregungen formuliert, deren Erläuterung in den Anlagen erfolgt.

4.1 Bedeutung der Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskapazitäten für die Versorgungssicherheit (Anlage B-1)

Ergänzung auf Seite 10, Ende Absatz 4: *„Dies macht den Leitungstransport über größere Entfernungen zu den Verbrauchszentren notwendig und führt zu hohen Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke, deren Synchronleistung für die Stabilität der Netze gleichwohl unverzichtbar bleibt.“*

Ergänzungen auf Seite 83, Kapitel 5.3.1 Begriffsdefinition nach Satz eins: *„Bereitgestellt wird die Wirk- und Blindleistung von Synchronmaschinen.“*

Ergänzungen auf Seite 86: Der Terminus „Synchronmaschinen“ sollte erläutert werden: *„Synchronmaschinen – Insbesondere Kohle- und Gaskraftwerke – gewährleisten die Netzstabilität, indem sie Wirk-, Regel- und Blindleistung bereitstellen. Hinsichtlich Frequenz und Spannungshaltung, Blindleistung und Kurzschlussstromerkennung ist der Betrieb einer Mindestkapazität an Synchronmaschinen erforderlich. Diese Mindestkapazität wird für Deutschland – Netzlast 40.000 bis 80.000 MW – auf eine Größenordnung von 10.000 bis 20.000 MW geschätzt. Diese Leistung kann nicht aus wenigen Anlagen kommen, die in Vollast laufen und/oder regional konzentriert sind. Vielmehr ist es wichtig, viele und im Netz verteilte Anlagen möglichst im Teillastbetrieb verfügbar zu haben.“*

Ergänzung auf Seite 136, 6.3.3 Fazit bei Punkt 3: *„Bereitgestellt wird diese durch Synchronmaschinen, die über das gesamte Netzgebiet verteilt sein müssen.“*

4.2 Wettbewerbsposition der Braunkohle (Anlage B-2)

Ergänzung auf Seite 10, Absatz 2, nach Satz 1: *„[Diese Vorgaben der europäischen und nationalen Ziele bilden den ordnungspolitischen Rahmen der sogenannten Energiewende und leiten einen weitreichenden Umbau der nationalen Energieversorgung und deren Infrastruktur ein.] Unbenommen einer Förderung der erneuerbaren Energien bleibt hierbei der marktwirtschaftliche und wettbewerbliche Charakter des Stromsektors erhalten.“*

4.3 Integration fluktuierender Leistung durch flexible Kraftwerke (Anlage B-3)

Ergänzung auf Seite 24 im Kasten am Seitenende, Absatz Szenario B (Leitszenario) nach Satz 3 sowie auf Seite 26 in Absatz 4: *[Darüber hinaus wird ein Anstieg der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken prognostiziert, um die notwendige Flexibilität im elektrischen System zu gewährleisten.] Grund hierfür sind weniger technische Vorteile von Gas- gegenüber modernen Kohlenkraftwerken als vielmehr der Stand der politischen Debatte.“*

Ergänzungen auf Seite 26 in Absatz 1, Zeile 4: Hier sollte zum besseren Verständnis „Erdgaskraftwerke“ durch „Gasturbinen“ ersetzt werden.

Auf Seite 49, am Ende von Absatz 5 Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten: *„Ein Flexibilitätsvorteil zwischen modernen Braun- bzw. Steinkohlenkraftwerken und GuD-Anlagen ist jedoch nicht vorhanden.“*

4.4 Deutscher Stromerzeugungsmix im Rahmen EU-weiter CO₂-Minderungsziele (Anlage B-4)

Ergänzung auf Seite 148 zu Beginn von Absatz 2: *„Der deutsche Stromsektor unterliegt nicht nur der nationalen, sondern auch der europäischen Legislative. Der Netzentwicklungsplan zeigt Wege auf, wie das deutsche Stromnetz ausgebaut werden muss, um der deutschen wie der europäischen Gesetzgebung zu genügen. Er versteht sich jedoch nicht als Masterplan in Bezug auf die politische Gestaltung des Strommarktes oder nationaler Erzeugungskapazitäten.“*

4.5 Zu den Annahmen im Rahmenszenario (Anlage B-5)

In den Abbildungen 9 und 10 werden die Szenarienergebnisse für die Kraftwerksleistung nach Bundesländern dargestellt. Offensichtlich ist die Kapazität der Braunkohlenblöcke in Boxberg (2.476 MW) nicht Sachsen, sondern Brandenburg zugeordnet worden.

Die Daten müssen entweder berichtigt werden oder falls dies für die Netzkonfiguration erforderlich sein sollte, entsprechend kommentiert und begründet werden.

Zu hinterfragen sind die Annahmen des Szenariorahmens in Bezug auf die Auslastung der Windenergie onshore. Sie lag im Durchschnitt der letzten zwölf Jahre bei unter 1.600 Volllaststunden pro Jahr und soll in den nächsten zehn Jahren auf über 2.100 Std/a steigen. Das erscheint wenig plausibel.

4.6 Gesamt- und Regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle (Anlage B-6)

Der Netzentwicklungsplan zielt darauf, die Voraussetzungen für die Integration der steigenden EE-Stromerzeugung zu schaffen. Die Braunkohle ist der einzige wettbewerbsfähige, subventionsfreie heimische Energieträger, der in größeren Mengen in Deutschland bereitgestellt wird. Sie wird sich auch in Zukunft dem Wettbewerb stellen. Die Braunkohlennutzung bleibt aus Gründen der Versorgungssicherheit und aus struktur- und beschäftigungspolitischen Gründen wichtig.

Die zuständigen Landesbehörden haben in allen Revieren Rechtssicherheit für den Betrieb der Tagebaue geschaffen. Damit wird die Braunkohle einen wichtigen und stabilen Beitrag zur kostengünstigen Stromerzeugung leisten. Für eine selbst tragende wirtschaftliche Entwicklung der Braunkohlenindustrie sind konsistente und kalkulierbare Rahmenbedingungen im internationalen Kontext erforderlich. An eine Kapazitätsausweitung wird dabei nicht gedacht.

Gewinnung und Nutzung erfolgen im Einklang mit den in Deutschland gültigen hohen Umwelt- und Sozialstandards. Elektrizitätswirtschaft und Braunkohlenbergbau haben erhebliche Vorleistungen für die Modernisierung von Kraftwerken und Tagebauen erbracht oder sich dazu verpflichtet. Seit 1990 sind die CO₂-Emissionen aus der Braunkohle um rund 50% zurückgegangen. Im Rahmen der Erneuerung und

Modernisierung des Kraftwerksparks werden die Energieeffizienz und die Flexibilität kontinuierlich weiter steigen. In Mitteldeutschland und in der Lausitz wird i.W. zum Kapazitätserhalt über Anschlussfelder gesprochen. Der Versorgungsbeitrag der Braunkohle ist damit in allen Revieren bis weit über 2032 hinaus gesichert.

5. Anregungen und Anmerkungen zum Netzentwicklungsplan – Ausblick bis 2032

Noch weit mehr als im Zeithorizont 2022 muss man sich bei Betrachtungen der Dekade 2022/32 auf Annahmen stützen. Naturgemäß werden die Annahmen unsicherer und damit verringert sich auch die Aussagegenauigkeit bzw. die Eintrittswahrscheinlichkeit. Szenarien sind zwar wichtige Instrumente, um mögliche Entwicklungslinien darzustellen und zu bewerten, verwechselt werden darf dies allerdings nicht mit Planungen oder Prognosen.

Ein wesentliches Problem, das nach 2022 zunehmend auftritt und für das noch keine Lösung besteht, ist die Frage, wie die saisonalen Schwankungen in einem noch stärker durch Erneuerbare Energien geprägten Stromversorgungssystem bewältigt werden. Schon 2022 werden die EE-Kapazitäten deutlich über der typischen Lastbandbreite von 40.000 bis 60.000/70.000 MW liegen. Die Versorgungssicherheit kann jedoch nur durch entsprechende konventionelle Kapazitäten gewährleistet werden. Die Netzstabilität ist selbst bei hoher EE-Einspeisung davon abhängig, dass hinreichend viel synchronisierte und regelungsfähige Erzeugungsanlagen am Netz sind. Um die Netzstabilität in Deutschland zu gewährleisten, wird der Bedarf an regelungsfähiger Erzeugungskapazität auf eine Größenordnung von 15.000 bis 20.000 MW geschätzt, die immer am Netz bleiben müssen. Diese Leistung kann nicht durch wenige Anlagen zur Verfügung gestellt werden, die in Volllast betrieben werden. Erforderlich sind Anlagen über das ganze Netzgebiet verteilt und möglichst in Teillast verfügbar zu haben. Damit ist die Aufnahmefähigkeit des Stromsystems für EE-Strom eingeschränkt auf die Differenz zwischen Netzlast einerseits sowie Mindesteinspeisung synchronisierter und regelbarer Leistung andererseits.

Aus technischen Gründen wird man bei sehr hoher EE-Erzeugung entweder zunehmend EE-Anlagen abregeln müssen oder man wird darauf angewiesen sein, Überschussmengen an EE-Strom in die Nachbarländer abzuleiten. Gesprochen wird auch über große Stromspeicher, beispielsweise unter der Überschrift „Power to Gas“, oder

große neue Verbundsysteme, beispielsweise mit Norwegen. Viele dieser Lösungen sind heute allerdings nur Blaupausen, deren technische Robustheit, aber insbesondere deren Kosten, schwer abzuschätzen sind. In jeden Fall muss davor gewarnt werden, in längerfristige Szenarien Technologien oder Lösungen einzubauen, die nur auf dem Papier existieren bzw. die noch zu entwickeln sind und deswegen ihre technische und ökonomische Reifepfung noch nicht absolviert haben. In diesem Kontext werden wettbewerbsfähige, zuverlässige und gleichermaßen flexible Braunkohlenkraftwerke eine wichtige Rolle spielen (siehe Anlage A).

Fazit: Angeregt wird, die in Tabelle 3 NEP für 2032 für Braunkohle, Gas und Steinkohle gesondert ausgewiesenen Kapazitäten zusammengefasst darzustellen. So bleibt die notwendige Größenordnung von rund 75 GW_{netto} für den konventionellen Kraftwerkspark in 2032 erkennbar. Der zukünftige Technologie- und Brennstoffmix lässt sich heute jedoch nicht zuverlässig voraussagen. Die Ausdifferenzierung nach Technologien und Brennstoffen wird sich aufgrund unternehmerischer Entscheidungen am Markt einstellen. Daher sollte der NEP hier offen sein und missverständliche Vorfestlegungen vermeiden.

7 Anlagen

Anlage A: Studie: IER Stuttgart - Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland. Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden

Anlage B-1: Bedeutung der Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskapazitäten für die Versorgungssicherheit.

Anlage B-2: Wettbewerbsposition der Braunkohle.

Anlage B-3: Integration fluktuierender Leistung durch flexible Kraftwerke.

Anlage B-4: Deutscher Stromerzeugungsmix im Rahmen EU-weiter CO₂-Minderungsziele.

Anlage B-5: Zu den Annahmen im Rahmenszenario.

Anlage B-6: Die Bedeutung der Braunkohle für die deutsche Volkswirtschaft.

DEBRIV Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Anlage B-1

Bedeutung der Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskapazitäten für die Versorgungssicherheit

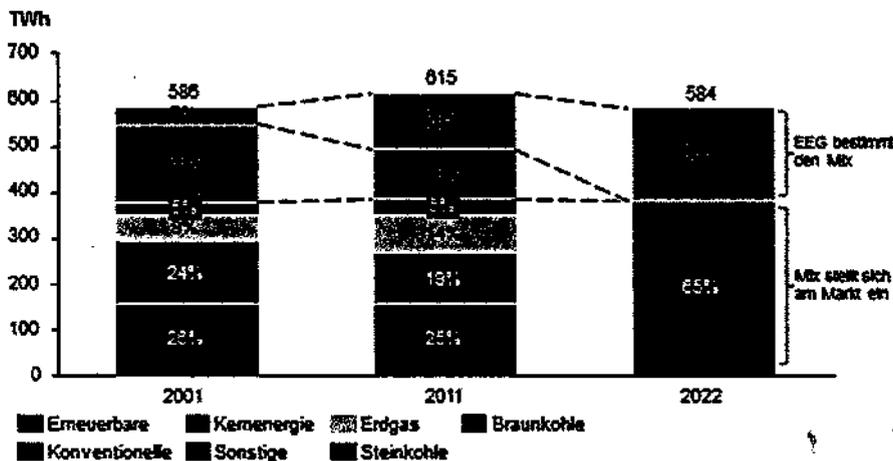
Die Entscheidung, die Nutzung der Kernenergie hierzulande bis zum Jahr 2022 zu beenden ist die maßgebliche stromwirtschaftliche Randbedingung der kommenden Dekade. Hieraus ergeben sich zwei Fragen:

- a) Wie wird die Kernenergie quantitativ ersetzt?
- b) Was bedeutet das Ausscheiden der Kernenergie für die Netzstabilität?

a) Wie wird die Kernenergie quantitativ ersetzt?

Im Jahr 2011 produzierte die Kernenergie rund 18% des Stroms in Deutschland. Die erneuerbaren Energien kamen auf rund 20%. Wenn bis 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien im Bereich Strom auf 35 bis 40 % erhöht wird und im gleichen Zeitraum die Kernenergie wegfällt, bedeutet das stromwirtschaftlich im Wesentlichen nichts anderes, als dass der von der Kernenergie geleistete Versorgungsbeitrag mengenmäßig ersetzt wird. Das zeigt der Strommix in Deutschland für die Jahre 2001, 2011 und der Ausblick auf 2022.

Strommix in Deutschland 2001/2011/2022



DEBRIV
Bundesverband Braunkohle

Der mengenmäßige Beitrag von Gas sowie Braun- und Steinkohle bleibt hiervon unberührt. Die in Deutschland verfügbaren Braunkohlen-, Steinkohlen- und Gaskraftwerke bleiben für die Gewährleistung der Stromversorgung weiter unverzichtbar. Sie werden 2022 noch etwa 60 - 65% des benötigten Stroms liefern.

b) Was bedeutet das Ausscheiden der Kernenergie für die Netzstabilität?

Verbunden mit der Integration von volatiler Wind- und Photovoltaik-Leistung und großer zusätzlicher Strommengen stellt sich die Frage der Frequenz- und Spannungshaltung sowie die Erkennbarkeit von Kurzschlussströmen.

Synchronmaschinen – Kern-, Kohle-, Gaskraftwerke – gewährleisten die Netzstabilität, indem sie Wirk-, Regel- und Blindleistung bereitstellen. Wind- und Photovoltaikanlagen haben, auch wenn sie über Umrichter Drehstrom erzeugen, nicht die Eigenschaften von Synchronmaschinen.

Mit der Integration der EE-Leistung in das Stromversorgungssystem sind also zwei Fragen verknüpft.

Zunächst müssen konventionelle Kraftwerke immer dann verfügbar sein, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint. In diesem Kontext sind die Laständerungen zu betrachten, die im Bereich Wind und Photovoltaik auftreten können. Stichworte hierzu sind „Größter Viertelstunden und Stundensprung“. Dabei sind die Gradienten bei Anstieg und Abfall der Leistung zu betrachten. Wenn konventionelle Kapazitäten hochgefahren werden, steigt der Anteil der Synchronmaschinen an der Last und damit die Netzstabilität.

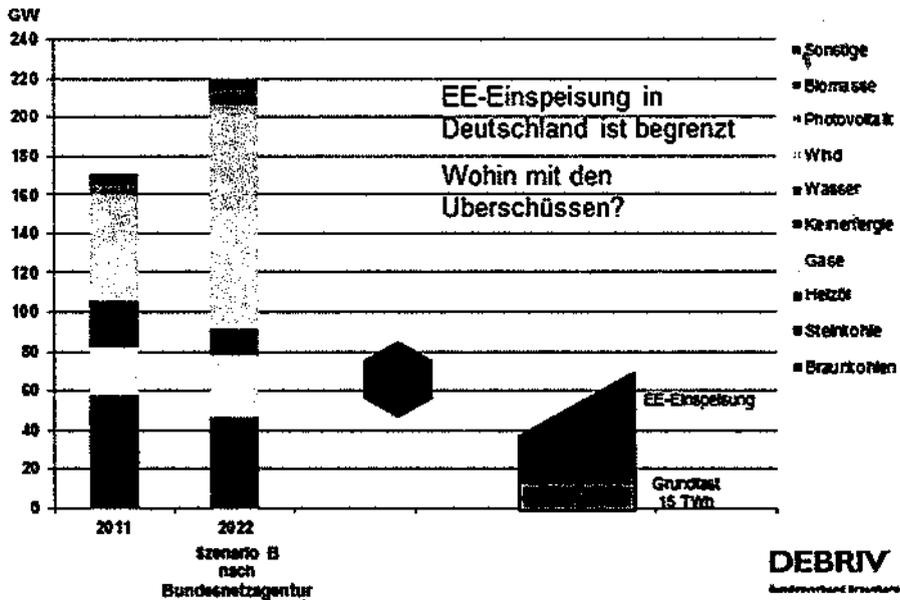
Wenn aber in großem Umfang nicht synchronisierte Leistung ins Netz eingespeist wird, ist zu fragen, wie dann die Systemstabilität gewährleistet werden kann. In diesem Fall müssen die synchronisierten Erzeugungseinheiten zwar in ihrer Last zurückgenommen werden, hinsichtlich Frequenz und Spannungshaltung, Blindleistung und Kurzschlussstromerkennung bleibt aber der Betrieb einer Mindestkapazität erforderlich. Diese Mindestkapazität wird für Deutschland – Netzlast 40.000 bis 80.000 MW – auf eine Größenordnung von 10.000 bis 20.000 MW geschätzt. Diese Leistung kann aber nicht aus wenigen Anlagen kommen, die in Volllast laufen und/oder regional konzentriert sind, sondern es ist erforderlich, viele und im Netz gut/richtig verteilte Anlagen möglichst im Teillastbetrieb verfügbar zu haben. Dies bedeutet, dass über das gesamte Bundesgebiet gesehen Braunkohlen-, Steinkohlen- und Gaskraftwerke immer am Netz bleiben müssen. Damit ist die Aufnahmefähigkeit des Stromsystems für EE-Strom eingeschränkt auf die Differenz zwischen Netzlast einerseits sowie Mindesteinspeisung synchronisierter und regelbarer Leistung andererseits.

Die Braunkohle wird in diesem Rahmen wertvoller.

Der Energiemix im nicht EE-Sektor unterliegt keiner politischen Präferenz sondern stellt sich am Markt ein. Die Rolle der heimischen Braunkohle wird durch die verfügbaren Kohlevorräte, den Kraftwerkspark sowie die Wettbewerbsposition zu Steinkohle und Gas bestimmt.

Insgesamt sind gut 20.000 MW Braunkohlenkraftwerke verfügbar. Dieser Wert ist im Zusammenhang mit der Netzlast zu bewerten, die sich in einer Spannbreite von 40.000 bis 80.000 MW bewegt. Gerade weil Deutschland aus der Kernenergie aussteigt, ist Grundlast knapp.

Kapazitäten – Grundlast und Netzstabilität



Wenn in großem Umfang Stromerzeugung von nicht hinreichend regelungsfähigen und nicht synchronisierten Erzeugungsanlagen ins Netz eingespeist wird, stellt sich die Frage, wie die Systemstabilität gewährleistet werden kann. Dabei geht es um die Frequenz und Spannungshaltung sowie die Erkennbarkeit von Kurzschlussströmen.

DEBRIV Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Anlage B-2

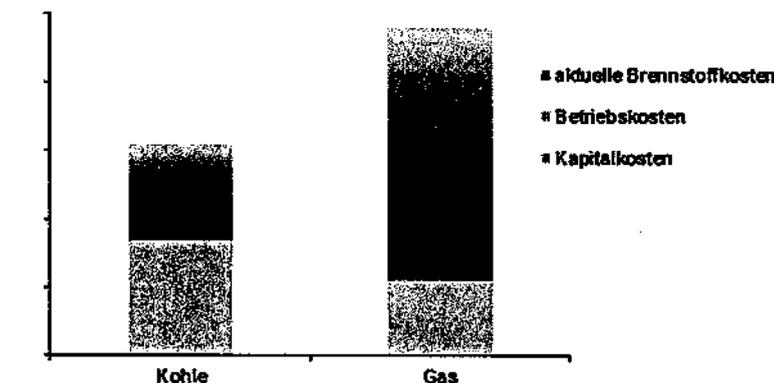
Wettbewerbsposition der Braunkohle

Die Öl-, Gas- und Steinkohlenpreise sind aktuell hoch. Sie lagen im Verlauf des vergangenen Jahres real höher als während der Ölkrisen in den 70er Jahren. Aufgrund der starken Nachfrage in Asien wird kein signifikanter Rückgang der Preise erwartet. Das stärkt die Position der Braunkohle im Energiemix in Deutschland. Andererseits muss man feststellen, dass beim heutigen Energiepreisniveau sehr große Reserven an Öl, Gas und Kohle wirtschaftlich gewonnen werden können. Eine spürbare Angebotsverknappung ist beim jetzigen Preisniveau kaum vorstellbar. Daher erwartet die IEA eine Stabilisierung der Preise auf dem aktuellen Niveau.

Gas- und Braunkohlenkraftwerke unterscheiden sich bei ihren Investitions- und Betriebskosten deutlich. Wie die Grafik zeigt, sind Braunkohlenkraftwerke zwar teurer in der Investition, dafür aber signifikant günstiger zu betreiben. Diese Unterschiede bei den Brennstoffkosten führen dazu, dass Braunkohlenkraftwerke im Vergleich zu Gaskraftwerken immer günstiger werden, je höher ihre Auslastung ist.

Tendenz Erzeugungskosten neuer Kraftwerke ohne CO₂-Kosten

€ct/kWh



Quelle: DEBRIV

DEBRIV
Bundesverband Braunkohle

Der aktuelle Preis für Erdgas frei Kraftwerk liegt bei 3,1ct/kWh_{Erdgas}¹. Unterstellt man für moderne Gaskraftwerke einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 50%, ergeben sich Brennstoffkosten von 6,2ct/kWh_{Strom}. Wird Gas in nicht in großen GuD-Anlagen, sondern in kleinen und flexiblen Gasturbinen verstromt, sinkt der Wirkungsgrad auf rund 30%, woraus sich Brennstoffkosten von über 9ct/kWh_{Strom} ergeben. Hinzu zu rechnen sind dann noch die Kosten für Bau und Betrieb der Gaskraftwerke, die Verwaltungs- und Vertriebskosten der Produzenten sowie deren Gewinn. Der Preis für Grundlastenergie lag 2011 an der europäischen Strombörse EEX jedoch bei nur etwa 5,5ct/kWh_{Strom}, also deutlich unter den Brennstoffkosten von Gaskraftwerken.

Hieraus ergibt sich ein deutlicher Wettbewerbsvorteil für die Braunkohle, die auch bei aktuellen Börsenpreisen in der Lage ist, wirtschaftlich und sicher Strom zu produzieren.

¹ 256€/ t SKE. Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft. Stand 25.06.2012.

DEBRIV Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Anlage B-3

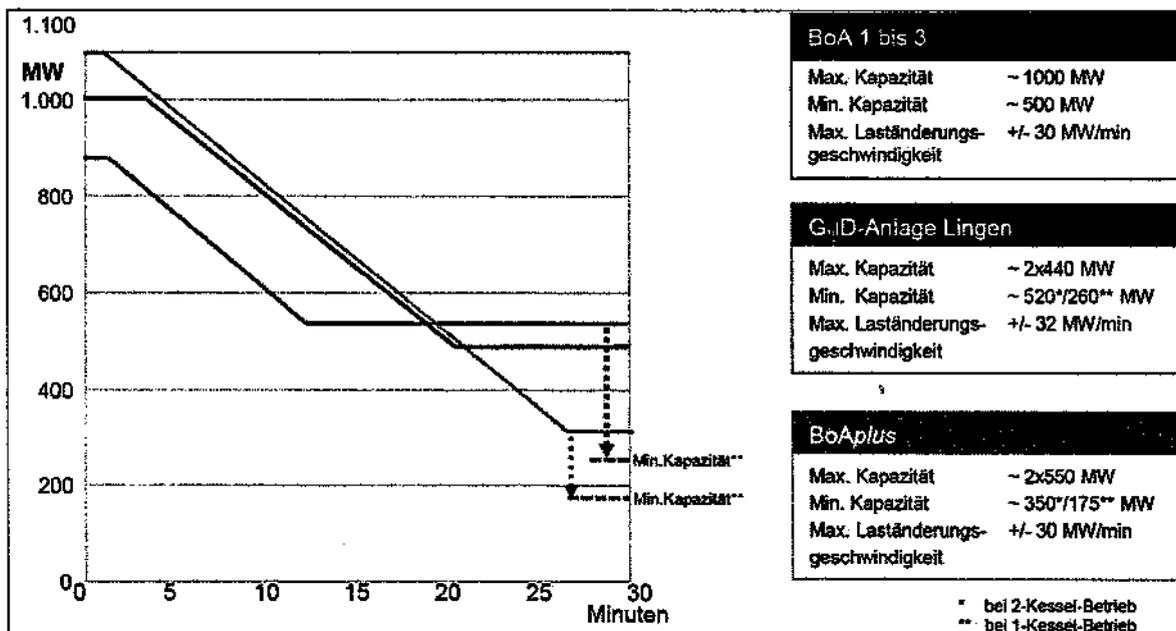
Integration fluktuierender Leistung durch flexible Kraftwerke

Große Veränderungen beim Betrieb von Netzen und Kraftwerken ergeben sich durch den absoluten Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien. Durch den Ausbau der Wind- und Solarenergie und die stark schwankende Einspeisung verändert sich die Ganglinie der wetterunabhängigen Kraftwerke. Verlangt wird ein gesteigertes Maß an Flexibilität. In der öffentlichen Debatte wird häufig hervorgehoben, dass Gaskraftwerke für dieses neue Lastprofil besonders geeignet seien. Es wird vordergründig ein Gegensatz Gas - Braunkohle konstruiert.

Zunächst wird übersehen, dass zwischen modernen Braunkohlenkraftwerken und GuD-Anlagen kaum Unterschiede in Bezug auf Regelbereich und Geschwindigkeit der Laständerung bestehen. Die Grafik zeigt, dass die bestehenden BoA-Anlagen im rheinischen Revier vergleichbare Kennzahlen aufweisen, wie die moderne GuD-Anlage Lingen (Baujahr 2009). Die nach der Einheit zwischen 1996 – 2000 errichteten Braunkohlenkraftwerke Boxberg, Schwarze Pumpe, Lippendorf und Schkopau können ebenfalls großen Laständerungen schnell folgen.

Selbst die acht 500 MW-Blöcke mit zwei Kesseln im Lausitzer Revier, die in den 80er Jahren ans Netz gingen, sind bemerkenswert flexibel und können in einer Bandbreite zwischen 180 MW und 500 MW wirtschaftlich Strom erzeugen. Durch technische Modifizierung soll im Extremfall eine Mindestlast von 90 MW möglich werden. Auch die sechs 600 MW-Blöcke im Rheinland wurden bzw. werden durch Retrofit flexibler.

Flexibilitätsvergleich konventioneller Kraftwerke

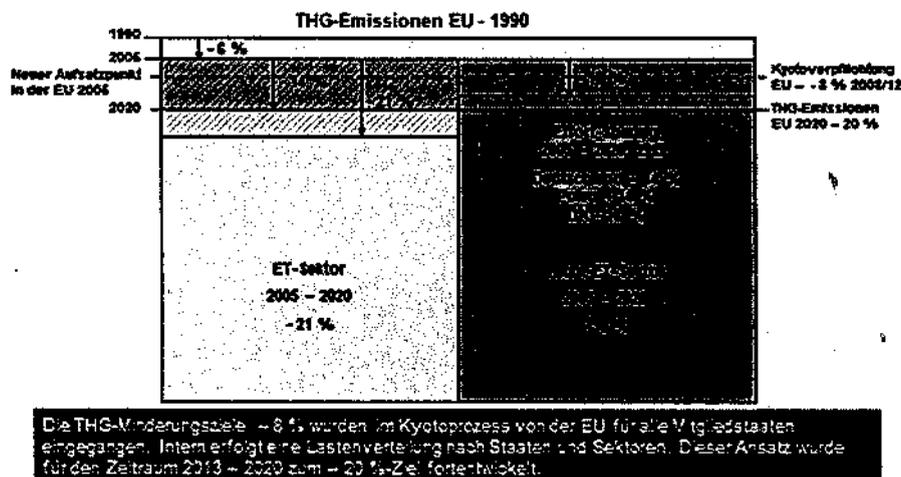


DEBRIV Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Anlage B-4

Deutscher Stromerzeugungsmix im Rahmen EU-weiter CO₂-Minderungsziele

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie 2009/29/EG legt ein einheitliches absolutes europaweites Emissionsbudget für große Anlagen der Industrie und der Energiewirtschaft (z. B. Braunkohlenkraftwerke) fest. Dieses EU-cap bedeutet, dass die europaweite Menge der CO₂-Emissionen aus den o. g. Anlagen bereits heute abschließend definiert ist. In der Emissionshandelsrichtlinie ist auch festgeschrieben, dass dieses europaweite cap ab 2010 um jährlich 1,74 % verringert wird, so dass sich in Europa für 2020 eine Reduzierung der CO₂-Emissionen im Bereich des Emissionshandels gegenüber 2005 um 21 % ergibt.

EU und nationale THG-Minderungsziele Das - 20 %-Ziel – Basis 1990



DEBRIV
Bundesverband Braunkohle

Die Emissionshandelsrichtlinie legt zudem fest, dass auch über 2020 hinaus die jährlichen Emissionsreduzierungen um 1,74 % fortgesetzt werden. D. h., auch über 2020 hinaus ist die Menge der CO₂-Emissionen aus emissionshandlungspflichtigen Anlagen bereits heute festgelegt.

Da die absolute Menge der europäischen CO₂-Emissionen feststeht und es im Emissionshandel keine Rolle spielt, an welchem Ort die Emissionen erfolgen, würden zusätzliche nationale Reduktionsziele oder CO₂-Emissionsgrenzwerte nicht zu einer Verringerung von CO₂-Emissionen führen. Sofern ein Anlagenbetreiber aufgrund nationaler Vorgaben weniger CO₂ emittieren dürfte, sind zwei Fälle zu unterscheiden. Bei kostenloser Zuteilung kann er, z. B. in der energieintensiven Industrie, die überschüssigen Zertifikate (=Emissionsrechte) an den Betreiber einer anderen Anlage in jedem Mitgliedstaat verkaufen. Dann ist dieser Betreiber berechtigt, die entsprechende CO₂-Menge zu emittieren. Wenn der Anlagenbetreiber die Emissionsrechte ersteigern muss, z. B. Kraftwerke, würde er weniger Emissionsrechte erwerben, was zum gleichen Ergebnis führt, weil ein anderer Betreiber diese Emissionsrechte dann erwerben kann. Die absolute Menge der CO₂-Emissionen bliebe also in jedem Fall gleich.

DEBRIV Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Anlage B-5

Zu den Annahmen im Rahmenszenario

a) Zuordnung der Kraftwerksleistung nach Bundesländern

In den Abbildungen 9 und 10 werden die Szenarienergebnisse für die Kraftwerksleistung nach Bundesländern dargestellt. Offensichtlich ist die Kapazität der Braunkohlenblöcke in Boxberg (2 476 MW) nicht Sachsen, sondern Brandenburg zugeordnet worden.

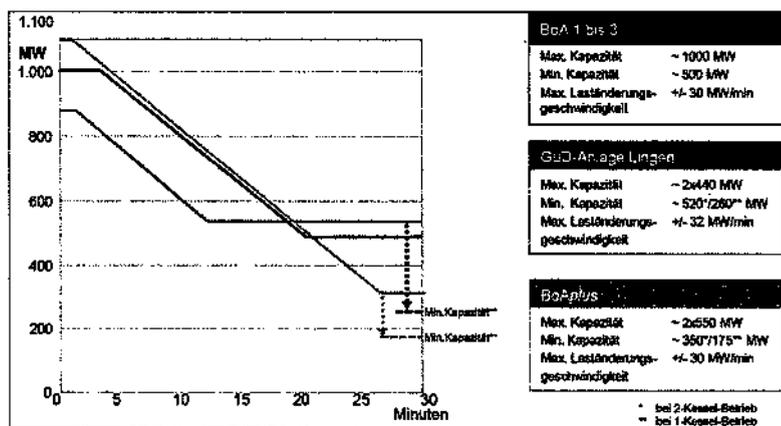
Die Daten müssen entweder berichtigt werden oder falls dies für die Netzkonfiguration erforderlich sein sollte, entsprechend kommentiert und begründet werden.

b) Zu den erwarteten Volllaststundenzahlen

Zu hinterfragen sind die Annahmen des Szenariorahmens in Bezug auf die Auslastung der Windenergie onshore. Sie lag in den letzten zwölf Jahren bei 1.571 Volllaststunden pro Jahr und soll in den nächsten zehn Jahren auf über 2.100 Std/a steigen.

Weshalb in den nächsten zehn Jahren durch verbesserte Technik und größere Anlagen eine derart erhebliche Steigerung eintreten soll bleibt offen. Der Blick auf die vergangenen zehn Jahre macht hier skeptisch: obwohl die Windenergie eine steile Lernkurve durchlief, die Anlagenhöhe deutlich zunahm und vorrangig im windreichen Norden der Republik gebaut wurde, gelang es nicht, die Volllaststundenzahl kontinuierlich zu steigern. Vielmehr sank die Volllaststundenzahl 2010 auf 1358 Std/a. Durchschnittlich erreichten Windenergieanlagen onshore in den vergangenen zwölf Jahren 1571 Std./a. Eine Entkoppelung von Windangebot und Volllaststundenzahl ist nicht absehbar.

Flexibilitätsvergleich konventioneller Kraftwerke



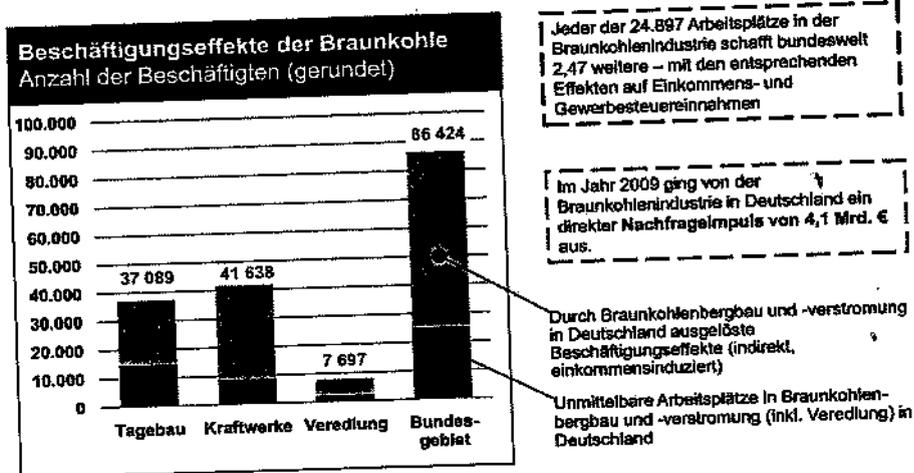
04.07.2012

DEBRIV Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan Anlage B-6

Die Bedeutung der Braunkohle für die deutsche Volkswirtschaft

Die deutsche Braunkohlenindustrie hat ihren wirtschaftlichen Beitrag zur deutschen Volkswirtschaft durch ein renommiertes Forschungsinstitut berechnen und bewerten lassen. Unter Einbeziehung aller in Gewinnung, Verstromung und Veredlung tätigen Unternehmen des Wirtschaftszweiges ermittelte das EEFA-Institut (Münster und Berlin) alle direkten Leistungen der deutschen Braunkohlenindustrie. Im Rahmen einer aufwändigen Input-Output-Analyse konnten unter Einschluss vor- und nachgelagerter Sektoren zusätzlich alle indirekten Effekte des Wirtschaftszweiges auf Wirtschaft, Konsum und Beschäftigung in Deutschland mit hoher Zuverlässigkeit abgeschätzt werden. Damit liegen nicht nur zuverlässige Angaben über die energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle vor, sondern auch valide Daten zur wirtschaftlichen Leistung des Wirtschaftszweiges. Nach den Berechnungen des EEFA-Instituts lag der durch die deutsche Braunkohlenindustrie 2009 ausgelöste Produktionswert bei insgesamt 8,1 Milliarden Euro (Mrd. Euro). Die Beschäftigungswirkung des Wirtschaftszweiges umfasste im Berichtsjahr mehr als 86.000 Arbeitsplätze. Die deutsche Braunkohlenindustrie ist damit energie- und gesamtwirtschaftlich ein wichtiger Sektor innerhalb der deutschen Volkswirtschaft mit beträchtlichen Auswirkungen auf vor- und nachgelagerte Wirtschaftsbereiche.

Wertschöpfung in Deutschland: Die Braunkohle sichert fast
86 500 Arbeitsplätze



Quellen: eigene Berechnungen; Studie EEFA: Bedeutung der Braunkohlenindustrie in Deutschland – sektorale Beschäftigungs- und Produktionseffekte, 2011.

DEBRIV

Bundesverband Braunkohle

Wenn man die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten von Braunkohle und Erdgas hinsichtlich der Wertschöpfung betrachtet, zeigt sich, dass bei Erdgas 75% der Wertschöpfung außerhalb Deutschlands und der EU stattfindet. Die heimische Braunkohle dagegen wird in Deutschland gewonnen und verarbeitet. Die Unternehmen der Braunkohlenindustrie zahlen in Deutschland Steuern, vergeben hier Aufträge an regionale Firmen und in Deutschland.