

Herrn  
Peter Franke  
Vizepräsident der Bundesnetzagentur  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

9. November 2015  
mi151109b.docx

## **1. Entwurf Netzentwicklungsplan 2025 vom 30. Oktober 2015**

Sehr geehrter Herr Franke,

die Bundesnetzagentur hat am 19. Dezember 2014 den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025 genehmigt. Die Genehmigung des Szenariorahmens enthält u. a. abweichend vom Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Annahmen zu einer fixen Betriebsdauer von Braunkohlenkraftwerken und zusätzliche Vorgaben bzgl. der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromerzeugungssektor.

Die Bundesnetzagentur hat im August 2015 die Frist für die Vorlage des Netzentwicklungsplans Strom 2025 verlängert und als Grund dafür die politischen Vereinbarungen der Parteivorsitzenden vom 1. Juli 2015 benannt. Zur Entscheidung vom 1. Juli 2015 gehört, dass 2,7 GW netto Braunkohlenkapazitäten in eine Kapazitätsreserve überführt werden sollen.

Das Bundeskabinett hat am 4. November 2015 den Entwurf des Strommarktgesetzes und den Entwurf zur Kapazitätsreserveverordnung, insbesondere die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlenkraftwerken, beschlossen. Es besteht jetzt Klarheit, wann welche Anlagen konkret in die Reserve überführt und später stillgelegt werden. Darüber hinaus gibt es keine Festlegungen seitens der Kraftwerksbetreiber in absehbarer Zeit zusätzliche Braunkohlenkapazitäten stillzulegen. Damit lässt sich die im Bereich Braunkohle an den großen Standorten installierte Erzeugungsleistung für das Jahr 2025 bestimmen (Anlagen 1 und 2).

Die Tabelle 1 aus der Genehmigung vom 19. Dezember 2014: „Installierte Erzeugungslleistung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast und Vorgaben zur Marktmodellierung“ ist damit bzgl. der installierten Erzeugungslleistung Braunkohle überholt (Anlage 3).

Wenn man das Referenzjahr 2013 mit 21,2 GW installierter Erzeugungslleistung Braunkohle zugrunde legt und davon 2,7 GW abzieht, lauten die Werte für das Jahr 2025 in allen Szenarien 18,5 GW. Dies ist ein deutlicher Unterschied zu den Angaben in Tabelle 1, die für das Szenario A 14,2 GW sowie für die Szenarien B1/B2 12,6 GW sowie für das Szenario C 10,2 GW in 2025 ausweisen.

Obwohl mit Unsicherheit behaftet, sind auch die für das Szenario B1 und B2 für das Jahr 2035 dargestellten Werte deutlich zu tief. Man kann davon ausgehen, dass zu diesem Zeitpunkt die Standorte Weisweiler und Jänschwalde wegen Erschöpfung der Kohlenvorräte in den dazugehörigen Tagebauen geschlossen wurden. Die nach der jetzt verabredeten Stilllegung in Jänschwalde verbleibenden Kapazitäten liegen bei 1,86 GW netto. Die Leistung in Weisweiler liegt bei 1,8 GW netto. In Summe sind dies rd. 3,7 GW. Zieht man diese 3,7 GW von dem Wert für 2025 (18,5 GW) ab, dann ergibt sich eine verbleibende Nettolistung von 14,8 GW für das Jahr 2035. Die bisher angenommene Außerbetriebnahme ausschließlich auf Grundlage einer theoretisch vorgegebenen Betriebszeit für Anlagen (40/45/50 Jahre) ist verfehlt und entspricht nicht einer wahrscheinlichen Entwicklung.

Mit Datum vom 30. Oktober 2015 haben die Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf Netzentwicklungsplan 2025 vorgelegt, der auf der Tabelle 1 der Genehmigung vom 19. Dezember 2014 basiert, die allerdings aufgrund der politischen Entwicklung überholt ist (Anlage). Dies gilt insbesondere für die Braunkohlenkapazitäten im Jahr 2025.

Wie oben erläutert, wird nach Einschätzung des DEBRIV im 1. Entwurf Netzentwicklungsplan 2025 die nach § 12a EnWG geforderte Bandbreite wahrscheinlicher stromwirtschaftlicher Entwicklungen im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung nicht angemessen dargestellt.

Nachvollziehbar ist allerdings, dass mit Blick auf den dringend notwendigen Netzausbau der gesamte bereits in 2014 gestartete Prozess nach dem 1. Juli 2015 nicht auf Start zurückgesetzt werden konnte. Hinzu kommt, dass der erforderliche Netzausbau nach allgemeiner Einschätzung nicht ursächlich durch den Betrieb der Braunkohlenkraftwerke bedingt ist, sondern durch die Notwendigkeit, den im Norden von Deutschland erzeugten erneuerbaren Strom in den Süden leiten zu können. In diesem Sinn kann der Netzentwicklungsplan 2025 als Arbeitsgrundlage für das Bedarfsgesetz zum Netzausbau dienen.

Allerdings eignen sich die verwendeten Szenarien in keinem Fall für aussagekräftige Marktsimulationen. Gebeten wird, das in geeigneter Form im endgültigen Netzentwicklungsplan Strom 2025 anzusprechen.

Im Hinblick auf den Szenariorahmen Strom 2016 sind allerdings Anpassungen in der Kraftwerksliste bzw. in Tabelle 1 zwingend erforderlich. Die von der BNetzA im Dezember 2014 vorgegebenen Betriebszeiten – 40/45/50 Jahre – für Braunkohlenkraftwerke sind zur Beschreibung der wahrscheinlichen stromwirtschaftlichen Entwicklung ungeeignet und sollten nicht mehr zugrunde gelegt werden. Gerade die Vereinbarung zur Stilllegung von Blöcken im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft zeigt, dass von längeren Laufzeiten der Braunkohlenkraftwerksblöcke auszugehen ist; ohne diese Vereinbarung wären alle Blöcke weiter am Netz geblieben. Angemessen ist es daher, die politischen Entscheidungen vom 1. Juli 2015 mit einer Herangehensweise zu kombinieren, bei der die spezifischen Verhältnisse in der Braunkohlenindustrie berücksichtigt werden.

Die für die Braunkohlenindustrie bestimmende räumliche und technische Verknüpfung zwischen den Tagebauen und Kraftwerken ermöglicht standortspezifische Aussagen zu einer wahrscheinlichen Betriebszeit. Dies wurde in der Stellungnahme des DEBRIV zum Entwurf des Szenariorahmens Netzentwicklungsplan 2014 ebenso erläutert, wie die Verknüpfung der Außerbetriebnahme von vier 300 MW-Blöcken am Standort Niederaußem mit der Inbetriebnahme von BoAplus.

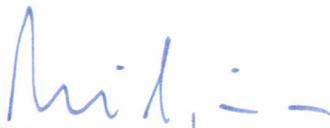
Dem angesprochenen Mangel kann und sollte im Szenariorahmen 2016 abgeholfen werden, indem zumindest ein Szenario vorgegeben wird, das an den politischen Entscheidungen vom 1. Juli 2015 und an den wahrscheinlichen Entwicklungen der Braunkohlenkapazitäten orientiert ist. Hierzu ist auf den Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Szenariorahmen Strom 2014 sowie der Stellungnahme des DEBRIV zu verweisen. Damit wäre eine Modellbetrachtung als Grundlage für die Diskussion und Entscheidungsfindung verfügbar, die die Potenziale der heimischen Braunkohle angemessen darstellt.

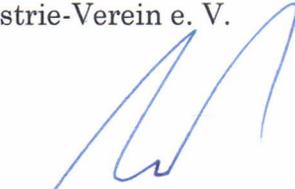
DEBRIV befürchtet, dass durch die erneute Wiederholung von unrealistischen und falschen Kapazitätsangaben für Braunkohlenkraftwerke im Szenariorahmen Strom 2016 eine unangemessene und negative Vorprägung in der Energiedebatte erfolgt. In diesem Sinn wird nachdrücklich angeregt, den Fächer der Annahmen im Szenariorahmen 2016 unter Berücksichtigung der wahrscheinlichen Entwicklung in der Braunkohlenindustrie zu gestalten.

Dieses Schreiben ist als Ergänzung der Stellungnahme des DEBRIV zum Entwurf Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 vom 18. Juni 2014 zu verstehen. In diesem Sinn ist es öffentlich.

Für die notwendige Erörterung der Einwendungen stehen die Unterzeichner gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen und Glückauf  
Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.

  
(Dr. Milojevic)

  
(Maaßen)

Anlagen

# Braunkohlenkraftwerke im Rheinland Bundesnetzagentur 2015 (Kapazitäten – Netto)

Standort/Kapazität	Block	Kapazität	Inbetriebnahme	Alter	Bemerkung
Weisweiler Netto: 1.800 MW Brutto: 2.052 MW Stilllegung um 2030 nach Erschöpfung Kohlenvorräte Tagebau Inden	E	312	1965	50	
	F	304	1967	48	* Überführung in Sicherheitsbereitschaft
	G	592	1974	41	
	H	592	1975	40	
Niederaußem Netto: 3.430 MW Brutto: 3.669 MW	C	294	1965	50	
	D	297	1968	47	
	E	295	1970	45	1. Oktober 2018 *
	F	299	1971	44	1. Oktober 2018 *
	G	653	1974	41	
	H	648	1974	41	
	BoA 1 (K)	944	2002	13	
Frimmersdorf Netto: 562 MW Brutto: 635 MW	P	284	1966	49	1. Oktober 2017 *
	Q	278	1970	45	1. Oktober 2017 *
Neurath Netto: 4.168 MW Brutto: 4.414 MW	A	277	1972	43	
	B	288	1972	43	
	C	292	1973	42	1. Oktober 2019 *
	D	607	1975	40	
	E	604	1976	39	
	BoA 2	1.050	2012	3	
BoA 3	1.050	2012	3		

Anlage zum Schreiben BNetzA vom 9. November 2015

# Braunkohlenkraftwerke in Mitteldeutschland und in der Lausitz Bundesnetzagentur 2015 (Kapazitäten – Netto)

Standort/Kapazität	Block	Kapazität	Inbetriebnahme	Alter	Bemerkung
Jänschwalde Netto: 2.790 MW Brutto: 3.000 MW Stilllegung gegen 2030, Ersatz durch Neubau, wobei Kapazität noch offen.	A	465	1981	34	
	B	465	1982	33	* Überführung in Sicherheitsbereitschaft
	C	465	1984	31	
	D	465	1985	30	
	E	465	1987	28	1. Oktober 2019 *
	F	465	1989	26	1. Oktober 2018 *
Schwarze Pumpe Netto: 1.500 MW Brutto: 1.600 MW	A	750	1997	18	
	B	750	1998	17	
Boxberg Netto: 2.430 MW Brutto: 2.575 MW	N	465	1979	36	
	P	465	1980	35	
	Q	857	2000	15	
	R	643	2012	3	
Lippendorf Netto: 1.750 MW Brutto: 1.840 MW	R	875	2000	15	
	S	875	2000	15	
Schkopau Netto: 900 MW Brutto: 980 MW	A	450	1996	19	
	B	450	1996	19	
Buschhaus Netto: 352 MW Brutto: 390 MW		350	1985	30	1. Oktober 2016 *

Anlage zum Schreiben BNetzA vom 9. November 2015

## I.

1. Dem Netzentwicklungsplan 2025 und dem Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 sind folgende Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung zu Grunde zu legen:

Installierte Erzeugungsleistung [GW]							
Energieträger	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B1 2025	Szenario B1 2035	Szenario B2 2025	Szenario B2 2035	Szenario C 2025
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,9	40,7	29,5
Öl	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6	12,7	8,6
sonstige konv. Erzeugung	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>101,1</b>	<b>79,6</b>	<b>77,3</b>	<b>77,5</b>	<b>77,3</b>	<b>77,5</b>	<b>67,4</b>
Wind Onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	63,8	88,8	59,0
Wind Offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	4,0	4,2	3,9
sonstige reg. Erzeugung	0,4	0,5	0,8	1,2	0,8	1,2	0,5
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>81,1</b>	<b>126,8</b>	<b>141,4</b>	<b>181,0</b>	<b>141,4</b>	<b>181,0</b>	<b>134,4</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>182,2</b>	<b>206,4</b>	<b>218,7</b>	<b>258,5</b>	<b>218,7</b>	<b>258,5</b>	<b>201,8</b>
Nettostromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch <sup>1</sup>	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast [GW]							
Jahreshöchstlast <sup>2</sup>	82,8	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	79,8
Marktmodellierung							
Vorgaben zur Marktmodellierung					Einhaltung einer maximalen CO <sub>2</sub> -Emmission von 187 Mio. t in 2025	Einhaltung einer maximalen CO <sub>2</sub> -Emmission von 134 Mio. t in 2035	Einhaltung einer maximalen CO <sub>2</sub> -Emmission von 187 Mio. t in 2025

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung, Nettostromverbrauch, Jahreshöchstlast und Vorgaben zur Marktmodellierung

<sup>1</sup> Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

<sup>2</sup> Inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz.