

## **Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025 des Netzentwicklungsplan Strom 2015 vom 30. April 2014**

Richard Ihlenburg

Pao-Yu Oei

Judith Paeper

Felix Reitz

Thure Traber

Christian von Hirschhausen

Richard Weinhold

Berlin, den 23.06.2014

### **Zusammenfassung**

Kritisch bewerten wir die Verkleinerung des Szenario-Trichters, welchen wir als methodischen Rückschritt sehen. Die Kopplung der Laufzeit von Braunkohlekraftwerken an die Genehmigung anliegender Tagebaue ist insb. aus Klimaschutzgründen nicht nachvollziehbar und deutet in eine der Energiewende entgegengesetzte Richtung; dies gilt auch für den im Szenario A vorgesehenen Zubau von zwei Braunkohlekraftwerken. Positiv sehen wir den Vorschlag der BET Aachen zur Bestimmung von konsistenten Szenarien auf Basis von variablen Eingangsgrößen.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Diese Stellungnahme wurde im Rahmen der von der Stiftung Mercator geförderten Projekte „EE-Netze“ sowie „Masmie - Modellierung für die Energiewende“ erstellt; der übliche Disclaimer gilt auch hier.

---

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Spreizung der Szenarien.....	1
3	Zukünftige Ausgestaltung der Szenarien.....	1
4	Methodik konventionelle Erzeugung.....	2
4.1	Allgemeine Einschätzung .....	2
4.2	Steigerung der Braunkohlekapazitäten im Vergleich zu früheren Netzentwicklungsplänen.....	4
4.3	Laufzeitverlängerung alter und ineffizienter Braunkohlekraftwerke in NRW geplant .....	6
5	Ausbaupfade für Erzeugung von Erneuerbaren Energien.....	9
6	Verbrauch und Jahreshöchstlast.....	9
7	Regionalisierung der EE-Erzeugung .....	9
8	Kappung von EE-Einspeisespitzen .....	9
9	Sensitivitäten .....	10
10	Weitere Anmerkungen.....	10
11	Referenzen.....	11

---

## 1 Einleitung

Vorweg bedanken wir uns bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Möglichkeit der Stellungnahme zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplan 2015. Wir begrüßen weiterhin das zur Verfügung gestellte Begleitdokument und den angebotenen Workshop zum Szenariorahmen 2025. Nach intensiver Prüfung des von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorgelegten Entwurfs mussten wir feststellen, dass die von den ÜNBs vorgeschlagenen Entwicklungspfade nicht zufriedenstellend zu bewerten sind. Im Folgenden werden wir auf die konkreten Fragestellungen des Begleitdokumentes eingehen, um anschließend eine weiter reichende Stellung zu dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zu beziehen.

## 2 Spreizung der Szenarien

Die geringere Spreizung des Szenario-Trichters impliziert, dass die Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der zukünftigen EE-Erzeugerleistungen als gering eingeschätzt wird und verhältnismäßig gut prognostiziert werden kann. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass ein Szenario nicht den Charakter einer Prognose aufweist und ein zu enger Szenario-Trichter nicht den möglichen Lösungsraum abbilden kann, der durch politische Entscheidungen nach dieser Legislaturperiode verändert werden könnte. Darüber hinaus kann ein zu schmaler Trichter zu Pfadabhängigkeiten führen, die es zu vermeiden gilt. Wir empfehlen deshalb an dem Konzept eines Szenario-Trichters mit ausreichender Breite festzuhalten.

## 3 Zukünftige Ausgestaltung der Szenarien

Der zur Diskussion gestellte Vorschlag<sup>2</sup> der BET Aachen (im Auftrag der Agora Energiewende) stellt die Transportaufgabe und dessen direkte Einflussfaktoren in den Mittelpunkt ihrer Betrachtung. Auf Basis der Identifikation von direkten Einflussfaktoren (Deskriptoren) und einer anschließenden Untersuchung ihrer Wirkbeziehung werden konsistente Szenarien erstellt, die gleichberechtigt in der Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Im Gegensatz zum aktuellen Verfahren des Netzentwicklungsplans wird so ein breiteres Feld von möglichen Entwicklungen abgedeckt. Aus diesem Grund ist aus unserer Sicht der Vorschlag der BET eine Verbesserung des derzeitigen Verfahrens und sollte von der BNetzA genauer geprüft werden. Die in diesem Zusammen-

---

<sup>2</sup> BET (2014)

---

hang vorgestellte Methode der Rückwärtsplanung mit zeitlicher Priorisierung von Ausbaurvorhaben bietet eine geeignete Möglichkeit zur Bewertung von Leitungen im Hinblick auf einem zukünftig vollständig auf Erneuerbaren Energien basierendem Energiesystem. Als kritisch bewerten wir bei dem BET Vorschlag die intransparente Identifikation und Bewertung der Deskriptoren von einem Expertenkreis sowie die Realisierung aller vorgeschlagenen Ausbaurvorhaben unabhängig von ihrer tatsächlichen Notwendigkeit.

Der Vorschlag der BNetzA, die beiden Eingangsgrößen EE-Erzeugerleistung und konventionelle Erzeugerleistung um eine oder mehrere weitere Eingangsvariablen zu erweitern, ist somit insgesamt als sinnvoll einzustufen. Dabei sind die Auswahl von wirklichen Einflussfaktoren auf die Transportaufgabe sowie die Bewertung der inneren Konsistenz und der Plausibilität entscheidende Kriterien bei der Erstellung von neuen Szenarien. Besonders sinnvoll erscheinen uns die Deskriptoren Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, als entscheidende Einflussfaktoren für die Erzeugungskosten konventioneller Kraftwerke und die Laststruktur, als Vereinigung verschiedener technischer Entwicklungen (Speicherlösungen, E-Mobilität) und Demand-Side Management. Unabhängig von der Wahl der Szenarien sollte nur die Schnittmenge der identifizierten Ausbaurmaßnahmen gewählt werden, anstatt wie bei der Wahl der Vereinigungsmenge alle Ausbaurvorhaben zu realisieren.

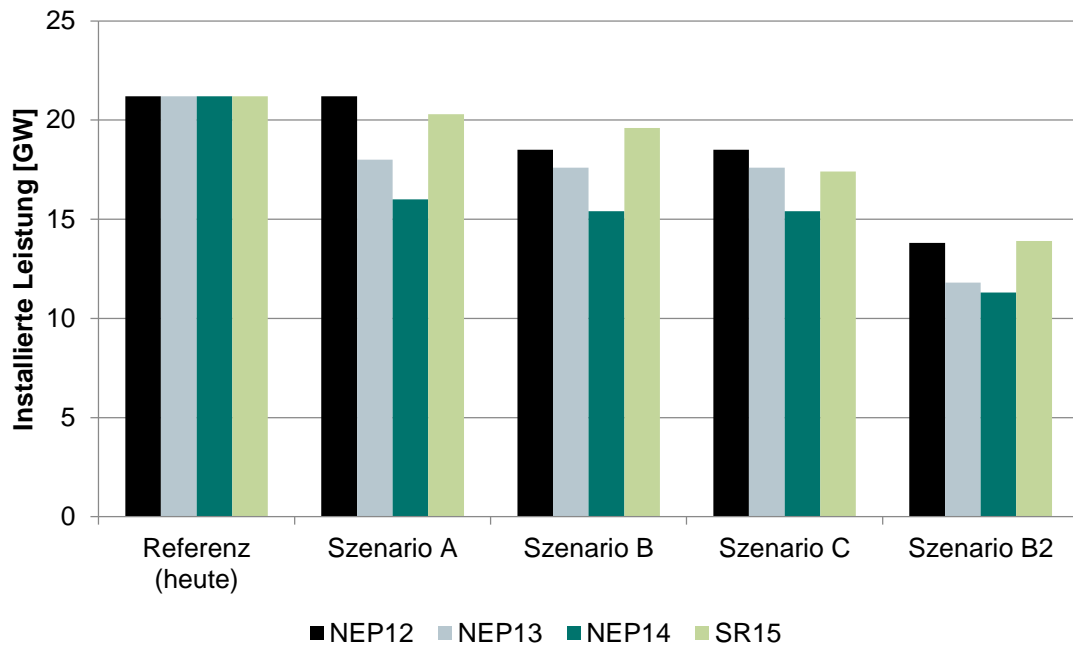
## **4 Methodik konventionelle Erzeugung**

### **4.1 Allgemeine Einschätzung**

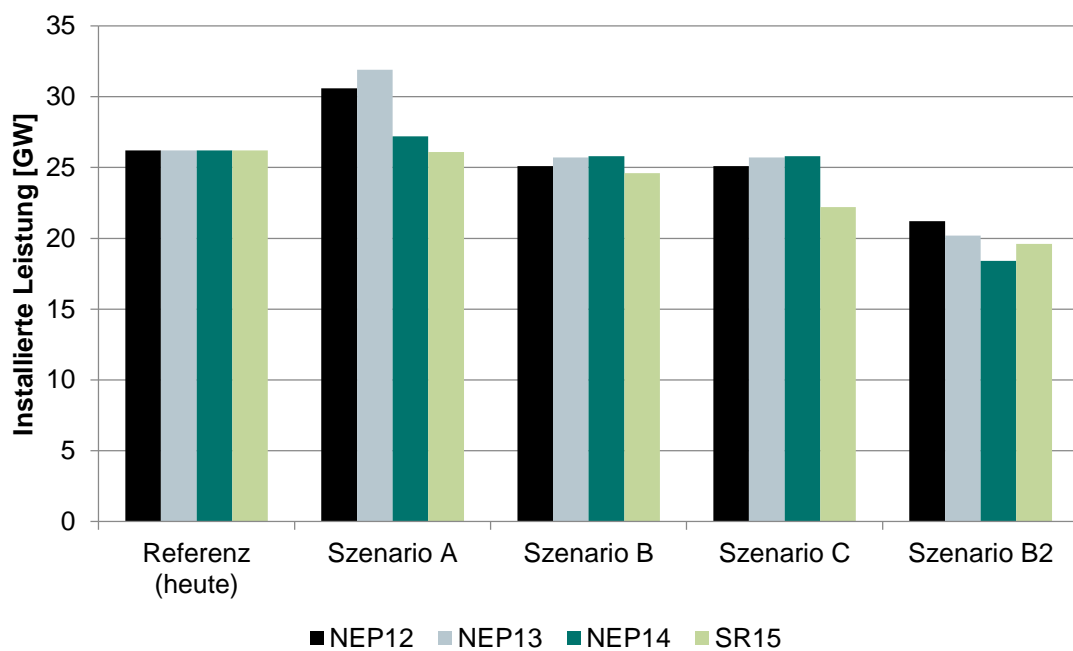
Das Dokument setzt auf eine stärkere Nutzung der Braunkohle und schränkt dafür relativ umweltfreundliche Erdgaskraftwerke zukünftig stärker ein. Damit legen die Übertragungsnetzbetreiber ohne ersichtliche Not einen Energiemix vor, welcher nicht mit den von der Bundesregierung angestrebten mittelfristigen Klimaschutzzielen kompatibel ist. Die Annahmen im neuen Szenariorahmen 2015 zur konventionellen Erzeugung weisen, im Hinblick auf die Erzeugungskapazitäten von Braunkohlekraftwerken, starke Abweichungen zu den letzten Netzentwicklungsplänen auf (s. Abbildung 1). Dies wird von den Übertragungsnetzbetreibern damit begründet, dass Braunkohlekraftwerke über die gesamte Dauer der Tagebaugenehmigung betrieben werden. Die Erzeugungskapazitäten für Steinkohle und Gas im Szenario A und B weichen nur unwesentlich von den angenommenen Kapazitäten der letzten Netzentwicklungspläne ab. Hingegen werden in Szenario C die Lebensdauer von konventionellen Kraftwerken

um 5 Jahre verringert und unrentable Kraftwerke vorzeitig aus dem Marktmodell genommen. Dadurch ergeben sich bei Steinkohle und Gas wesentlich geringere Erzeugungskapazitäten (s. Abbildung 2, Abbildung 3)

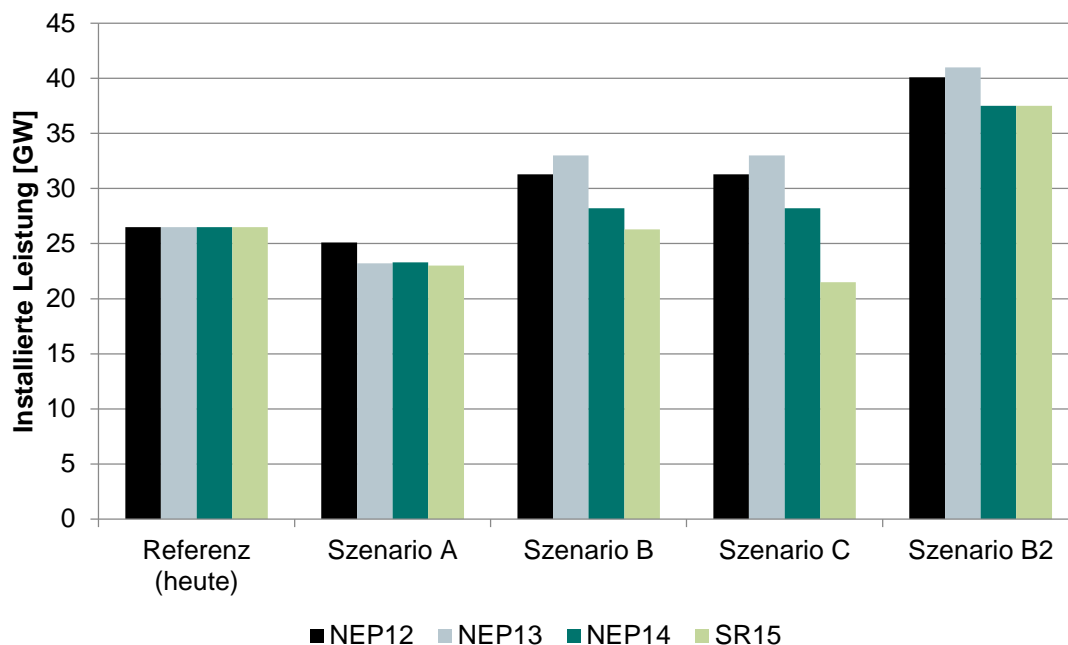
**Abbildung 1: Vergleich der Erzeugungskapazitäten für Braunkohlekraftwerke gemäß NEP12/13/14 und Szenariorahmen 15**



**Abbildung 2: Vergleich der Erzeugungskapazitäten für Steinkohlekraftwerke gemäß NEP12/13/14 und Szenariorahmen 15**



**Abbildung 3: Vergleich der Erzeugungskapazitäten für Erdgaskraftwerke gemäß NEP12/13/14 und Szenariorahmen 15**



Die Verringerung der Lebensdauer von konventionellen Kraftwerken um 5 Jahre wird ohne jegliche Begründung angenommen. Die bisherige pauschal angenommene Betriebsdauer von 50 Jahren bemisst sich nach der erfahrungsgemäßen Lebensdauer eines Kraftwerks. Da bundesweit über die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert wird - eine genaue Ausgestaltung jedoch noch nicht fest steht – ist eine gegenteilige Entwicklung, im Hinblick auf Gaskraftwerke, ebenfalls denkbar.

## 4.2 Steigerung der Braunkohlekapazitäten im Vergleich zu früheren Netzentwicklungsplänen

Im Bereich der konventionellen Kraftwerkskapazitäten ist insbesondere die Trendwende zu - gegenüber früheren Szenariorahmen - steigenden Braunkohlekapazitäten bemerkenswert: Im neuen Szenariorahmen wird vorgeschlagen für die Laufzeit der Braunkohlekraftwerke nicht wie bisher 50 Jahre anzunehmen, sondern sie stattdessen an die Genehmigungszeiten der Tagebaue zu koppeln. Hierdurch ergeben sich in den einzelnen Szenarien Erhöhungen der Braunkohlekapazitäten von 2,6 – 4,3 GW für 2025 und 2,0 GW für 2035 (s. Abbildung 1) gegenüber den NEP-Werten von 2014. Die genaue Aufschlüsselung der im Szenariorahmen 2015 zusätzlichen Braunkohle-Kraftwerkskapazitäten wird in Tabelle 1 aufgezeigt. Eine konsistente Auswahl der Kraftwerksblöcke auf Basis der Kopplung der Kraftwerke an die Tagebaue ist nicht erkennbar. Alles deutet darauf hin, dass die Nutzung veralteter Kraftwerke verlängert werden

soll. Das Szenario A beinhaltet darüber hinaus den Neubau von je einem Braunkohlekraftwerk im Rheinland (Niederaußem) bzw. in Mitteldeutschland (Profen).

**Tabelle 1: Zusätzliche Braunkohlekraftwerkskapazitäten im Szenariorahmen 2015 im Vergleich zum NEP 2014.**

BNetzA-ID	Kraftwerk	Kapazität	Baujahr	SR	SR	SR	SR
				2025A	2025B	2035B	2025C
BNA0122	Boxberg N	465 MW	1979			x	
BNA0123	Boxberg P	465 MW	1980			x	
BNA0196	Deuben	67 MW	1936 <sup>3</sup>		x		
BNA0292	Frechen/Wachtberg	118 MW	1959		x		
BNA0313	Frimmersdorf P	284 MW	1966		x		
BNA0314	Frimmersdorf Q	278 MW	1970	x	x		
BNA0696	Neurath A	277 MW	1972	x	x		x
BNA0697	Neurath B	288 MW	1972	x	x		x
BNA0698	Neurath C	292 MW	1973	x	x		x
BNA0699	Neurath D	607 MW	1976			x	
BNA0700	Neurath E	604 MW	1976			x	
BNA0707	Niederaußem H	648 MW	1974	x	x	x	x
BNA0708	Niederaußem G	653 MW	1974	x	x	x	x
BNA1025	Weisweiler E	312 MW	1965		x		
BNA1026	Weisweiler F	304 MW	1967		x		
BNA1027	Weisweiler G	590 MW	1974	x	x		x
BNAP057	BoAplus L	1100 MW	2018	x			

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf SR (2015) und NEP (2014).<sup>4</sup>

Des Weiteren ist unklar, von welchen Tagebauen die ÜNBs ausgehen, welches deren rechtlicher Status ist und wie laufende Klageverfahren in der Laufzeit abgebildet sind. So hat die rot-grüne Landesregierung von NRW im März 2014 mitgeteilt, dass mit Garzweiler II erstmals ein Tagebau verkleinert werden soll; dadurch müssten rund 1.400 Anwohner in der Ortslage Holzweiler nicht umgesiedelt werden. Zudem kündigte die Landesregierung an, bis 2015 eine neue Leitentscheidung zur Braunkohle vorlegen

<sup>3</sup> Retrofit 1991

<sup>4</sup> Weitere kleinere Kraftwerke < 50 MW werden nicht abgebildet.

---

zu wollen. Bei einer frühzeitigen Konzentration auf den Tagebau Hambach könnte sogar eine vorzeitige Stilllegung des Tagebau Garzweiler II noch vor Erreichen der A61 möglich sein; dies würde die Abaggerung von bis zu 3.000 Einwohnern sowie die Verlegung der Autobahn einsparen. In den neuen Bundesländern laufen ebenfalls Auseinandersetzungen um den Aufschluss neuer Tagebaue (Welzow-Süd TF II in Brandenburg, Nochten II in Sachsen) bzw. deren Erweiterung (Vereinigtes Schleenheide in Sachsen). Durch die Garzweiler-Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts aus dem Jahr 2013 hat sich die Situation geändert: Im Gegensatz zum letzten Jahrhundert kann die Gewinnung von Energiebodenschätzen in Zeiten der Energiewende nicht mehr mit „Gemeinwohlerwägungen“ begründet werden, welches schwere Eingriffe in das Grundrecht auf Eigentum (Art 14 GG) rechtfertigen würde (Ziehm, 2014). Auch das Argument der Arbeitsplatzsicherung kann nicht mehr als Grund für die Fortführung der Braunkohlewirtschaft dienen: Bereits heute arbeiten in den beteiligten Bundesländern (NRW, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt) mehr Beschäftigte im Bereich erneuerbarer Energien als im Braunkohlegeschäft; von Letzteren sind über 70% älter als 40 Jahre alt und würden somit parallel zum Auslaufen der Braunkohleverstromung in den Ruhestand gehen.

### **4.3 Laufzeitverlängerung alter und ineffizienter Braunkohlekraftwerke in NRW geplant**

Bei genauer Betrachtung der zusätzlichen Braunkohlekraftwerkskapazitäten ergibt sich, dass der Szenariorahmen hauptsächlich die Laufzeiten der 300 MW Kraftwerksblöcke in Nordrhein-Westfalen (NRW) verlängert. Diese Blöcke sind 40-48 Jahre alt, haben Wirkungsgrade von 32-37%<sup>5</sup> und emittieren 1,2-1,3 kg CO<sub>2</sub>/kWh.<sup>6</sup> Dies steht im direkten Widerspruch zu dem im Januar 2013 vom nordrhein-westfälischen Parlament verabschiedeten Klimaschutzgesetz. Das Klimaschutzgesetz in NRW schreibt eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von ursprünglich 344 Mio. t (Vergleichsjahr 1990) auf höchstens 258 Mio. t im Jahr 2020 und auf 68,8 Mio. t im Jahr 2050 vor. Die Braunkohleverstromung ist mit derzeit 85 Mio. t für 28% der Gesamtemissionen von NRW verantwortlich. Der Stromsektor müsste, aufgrund der zu erwartenden geringeren Beiträge anderer Sektoren (insbesondere Verkehr und Industrie), überproportionale Ein-

---

<sup>5</sup> 2006 wurde bei dem Block G im Kraftwerk Weisweiler eine Vorschaltgasturbine eingebaut, die den Wirkungsgrad verbessert.

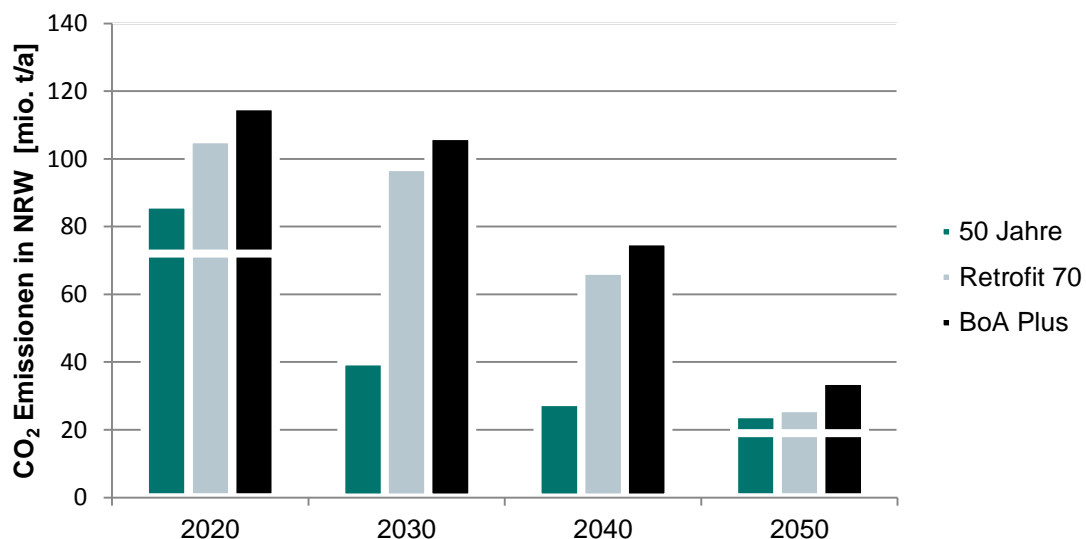
<sup>6</sup> RWE (2010)



sparmaßnahmen erzielen, um die angestrebten Ziele des Klimaschutzgesetzes zu erreichen. Eine proportionale Emissionsvermeidung des Braunkohlesektors auf 72 Mio. t im Jahr 2020 sowie auf 19 Mio. t im Jahr 2050 ist somit nur die Untergrenze des Einsparbedarfs. Die Abbildung 4 analysiert inwiefern diese Obergrenzen des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes des Braunkohlesektors in NRW unter drei verschiedenen Annahmen eingehalten werden kann.

1. Das erste Szenario geht davon aus, dass alle Blöcke nach einer Laufzeit von 50 Jahren stillgelegt werden.
2. Basierend auf Forderungen von RWE und den Annahmen des neuen Szenariorahmens wird in einem zweiten Szenario untersucht, wie sich derzeit diskutierte Retrofitmaßnahmen für weitere 20 Betriebsjahre auf den gesamten CO<sub>2</sub>-Ausstoß auswirken würden.
3. Der Neubau von BoA Plus am Standort Niederaußem wird im dritten Szenario für das Jahr 2020, analog zu dem neuen Szenario A des Szenariorahmens angenommen. Zusätzlich dazu erfolgen die im zweiten Szenario beschriebenen Retrofitmaßnahmen.

**Abbildung 4: CO<sub>2</sub> Emissionen der Braunkohleverstromung in NRW unter verschiedenen Annahmen**



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Landesregierung Nordrhein-Westfalen (2013) und SR 2015.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Die angenommenen Volllaststunden für Braunkohle entsprechen dem NEP 2014.

---

Die Berechnungen zeigen, dass keines der drei Szenarien die Obergrenze des proportionalen Einsparbedarfs von 72 Mio. t im Jahr 2020 sowie von 19 Mio. t im Jahr 2050 einhält. Solch eine unterproportionale Einsparung im Braunkohlesektor würde deutliche höhere Vermeidungskosten in den anderen Sektoren erfordern, falls die Reduktionsziele eingehalten werden sollen. Insbesondere weitere Retrofitmaßnahmen und Neubaupläne führen dagegen zu einer zwangsweisen Nichterfüllung des Klimaschutzplans.

Neben den Klimaschutzzielen von NRW und der sinkenden gesellschaftlichen Akzeptanz der Braunkohle existieren noch weitere Argumente, die gegen die größeren Braunkohlekraftwerkskapazitäten im Jahr 2025 und im Jahr 2035 sprechen. Insbesondere ist der steigende CO<sub>2</sub>-Preis aufzuführen, der die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Braunkohlekraftwerke in Frage stellt. In diesem Zusammenhang möchten wir darauf hinweisen, dass die angenommenen CO<sub>2</sub>-Preise im Szenariorahmen im Vergleich zu anderen Studien (s. Energy Roadmap 2050<sup>8</sup>) konservativ sind. Des Weiteren ist anzumerken, dass die angenommenen Retrofitmaßnahmen, die in allen Szenarien berücksichtigt werden, von RWE noch nicht bestätigt wurden. Daneben ist die Berücksichtigung von BoAplus L gemeinsam mit den gleichzeitigen Retrofitmaßnahmen der 300 MW Blöcke in Szenario A nicht wahrscheinlich. Gerade in der momentanen Diskussion um Kohleausstieg und Energiewende sind Annahmen zu höherer Kohleverstromung unrealistisch.

Im Szenariorahmen ist die Rede von einer bedarfsgerechten Braunkohleverstromung. Fakt ist jedoch, dass im Jahresschnitt permanent rund 3 GW des erzeugten Stroms exportiert und meist zu Niedrigpreisen an der Börse verkauft werden. Der Begriff der bedarfsgerechten Verstromung ist somit nicht einleuchtend. Insgesamt kann somit die Kopplung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten an die Tagebaue als nicht akzeptabel eingestuft werden. Wir plädieren deshalb für die Aufrechterhaltung der alten Regelung, dass Kraftwerke spätestens nach Erreichen ihrer technischen Nutzungsdauer (bzw. später ihrer fehlenden Wirtschaftlichkeit) aus dem Marktmodell des NEP genommen werden.

---

<sup>8</sup> European Commission (2011)

---

## **5 Ausbaupfade für Erzeugung von Erneuerbaren Energien**

Entsprechend der Bewertung der Breite des Szenario-Trichters bildet ein konkreter Ausbaupfad auf Basis der aktuellen EEG-Novelle nur unzureichend die Unsicherheit der Zukunft ab. Die Bundesländerziele zum Ausbau der EE sollten weiterhin die Grundlage des Szenario C bilden und durch den Zielkorridor des Bundes nicht gedeckelt werden. Der EE-Ausbaukorridor nach dem EEG ist nicht ausreichend, um die Energiewende zeitnah umzusetzen. Die ambitionierten Ziele der Bundesländer sind ernst zu nehmen. Die Landkreise und Länder sind der Motor der Energiewende, die durch die Akzeptanz und das Engagement der Bürger vor Ort vorangetrieben werden kann. Wir halten es diesbezüglich für sinnvoll, höhere Ausbauziele weiterhin zu berücksichtigen.

## **6 Verbrauch und Jahreshöchstlast**

Bei den Eingangsgrößen Verbrauch und Jahreshöchstlast sehen wir aktuell keinen Handlungsbedarf. Diese beiden Eingangsgrößen können jedoch in einer neuen Methode als variable Eingangsgrößen relevant für ein konsistentes Szenario sein.

## **7 Regionalisierung der EE-Erzeugung**

Die neue FfE Regionalisierungsmethodik von Erneuerbaren Energien<sup>9</sup> ist eine wissenschaftlich fundierte Erweiterung und Verbesserung der alten Methodik. Die detaillierte Potenzialanalyse und die Berücksichtigung der historischen Ausbaudynamik sind positiv zu bewerten.

## **8 Kappung von EE-Einspeisespitzen**

Die Integration der letzten Kilowattstunde ist nicht zielführend bei der Erreichung einer kosteneffizienten Realisierung eines auf erneuerbaren Energien basierendem Energiesystems. Wir halten es demnach für wichtig, die Kappung von Einspeisespitzen und in der Netzberechnung zu berücksichtigen und so den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Die im Sensitivitätenbericht 2014 festgelegten 2,5% der Jahresenergiemenge im Übertragungsnetz sind unserer Meinung nach nicht ausreichend, um eine abschließende Aussage über die potentielle Verringerung des Netzausbaubedarfes zu treffen. Grundlegende Fehler der Sensitivitätsanalyse waren die ausschließliche Betrachtung von Neuanlagen (ab 2015), die Nichtberücksichtigung von Verteilnetz-Anlagen im Redispatch-Modell und die knotenscharfe Limitierung auf 2,5%. Trotz der stark limitierten

---

<sup>9</sup> FfE (2014)

---

Betrachtung konnten dennoch rund 15% der Maßnahmen aus dem NEP 2014 nicht bestätigt werden. Dies führt zu dem Schluss, dass die Kappung der Einspeisespitzen der Erneuerbaren Energien ein Bestandteil bei der Reduzierung des Netzausbaubedarfes ist und dementsprechend im Verfahren des Netzentwicklungsplans berücksichtigt werden sollen.

## **9 Sensitivitäten**

Wie bereits angemerkt stellt der Sensitivitätenbericht 2014 nur unzureichend das wirkliche Potenzial der Kappung von EE-Einspeisespitzen dar. Wir schlagen in diesem Zusammenhang eine erneute Betrachtung unter Berücksichtigung einer erhöhten Jahresenergiemenge (>3%) von alten Anlagen (auch vor 2015) und zusätzlich von Anlagen im Verteilnetz vor. Weitere zu untersuchende Sensitivitäten stellen der CO<sub>2</sub>-Preis, die Verfügbarkeit von großen Speichertechnologien, eine geringere Verbraucherlast, die Laststeuerung durch DSM und die Möglichkeit der integrierten Planung von Erzeugungskapazitäten dar. Die benannten Parameter können auch als variable Eingangsgröße bzw. als Deskriptoren Bestandteil eines neuen, konsistenten Szenarios sein.

## **10 Weitere Anmerkungen**

Neben den zur Diskussion gestellten Fragen aus dem Begleitdokument der BNetzA möchten wir auf weitere Punkte aufmerksam machen, die Verbesserungspotential aufweisen. Im aktuellen NEP-Verfahren und Szenariorahmen wurden nicht alle Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzausbaubedarfes berücksichtigt. So findet die Möglichkeit der integrierten Planung von regionalisierten Erzeugungskapazitäten oder Speichern zur Reduzierung des Netzausbaus keine Berücksichtigung in den vorgelegten Szenarien. Des Weiteren finden mögliche europäische Entwicklungen nur unzureichend Einzug in den Szenariorahmen 2025. Die Szenarien aus dem SOAF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast) sind mit starken Unsicherheiten belastet und nationale Szenarien, wie das vierte Szenario „Nouveau mix“ aus dem französischen Netzentwicklungsplan<sup>10</sup> mit 40 GW Wind, 30 GW Photovoltaik und lediglich 40 GW Kernkraft, werden nur ungenügend im deutschen Szenariorahmen berücksichtigt.

Dementsprechend reicht die alleinige Berücksichtigung der europäischen Szenarien aus dem SOAF nicht aus, um mögliche Entwicklungen in unseren Nachbarländern ab-

---

<sup>10</sup> RTE (2013)

---

zubilden. Wir empfehlen diesbezüglich auch nationale Trendszenarien unserer Nachbarländer stärker in die Szenarien des NEP einzuarbeiten. Grundsätzlich ist anzumerken, dass Klimaschutzziele, trotz der politischen und gesellschaftlichen Zielsetzung der Energiewende, eine untergeordnete Rolle in der Szenariobildung einnehmen. Dies gilt insbesondere für Klimaziele der Länder, welche teilweise in direktem Widerspruch zur prognostizierten Kohleverstromung stehen. Gerade diese ambitionierten Ziele der Länder sind Voraussetzung für eine zeitnahe Umsetzung der Energiewende. Abschließend möchten wir darauf hinweisen, dass der jährliche Rhythmus zur Erstellung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplan sehr knapp gefasst ist; wir plädieren für einen zweijährigen Rhythmus.

## 11 Referenzen

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 16. April 2014.

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2014): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 30. April 2014.

BET (2014): Methoden der Netzentwicklung. Methodischer und quantitativer Vorgehensvorschlag zur Weiterentwicklung der Planung des Übertragungsnetz-Ausbaus. Aachen, vorläufige Fassung, 23. April 2014.

BNetzA (2014): Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2025. Bonn, 12. Mai 2014.

European Commission (2011): Energy Roadmap 2050: Impact assessment and scenario analysis. Brüssel, 15. Dezember 2011.

FfE (2014): Impulsvortrag Regionalisierung der erneuerbaren Energien. Tobias Schmid. Workshop zum Entwurf des Szenariorahmens NEP2015, Berlin – 28. Mai 2014.

Landesregierung Nordrhein-Westfalen (2013): Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in Nordrhein-Westfalen. Vom 29. Januar 2013. Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Nordrhein-Westfalen - Nr. 4 vom 6. Februar 2013

RTE (2013): Schéma décennal de développement du réseau - Édition 2013. Paris, 15. November 2013.

---

RWE (2010): Entwicklung und Stand der Technik in der Braunkohlenverstromung.  
Dr. Armin Eichholz - Leiter Sparte Braunkohlenkraftwerke. 2. Nachbarschaftsforum, Pulheim – 26. Januar 2010.

Ziehm, Cornelia (2014): Neue Braunkohlentagebaue und Verfassungsrecht – Konsequenzen aus dem Garzweiler-Urteil des Bundesverfassungsgerichts, Kurzgutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen, Mai 2014, Berlin