

Kommentierung des Szenariorahmens NEP 2030

Freiburg, 22.02.2016

Autorinnen und Autoren

Franziska Flachsbarth
Öko-Institut e.V.

Christoph Heinemann
Öko-Institut e.V.

David Ritter
Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	3
1. Einordnung des Szenariorahmens 2030	5
2. Stellungnahmen zu Fragestellungen des Begleitdokuments der BNetzA	5
2.0. Mehrparametervariation	5
2.1. Konventioneller Kraftwerkspark	6
2.2. Erzeugung von Erneuerbaren Energien	6
2.3. Stromverbrauch	7
2.4. Flexibilisierung und Speicher	8
2.5. Klimaschutzziele	10
2.5.1. Einbeziehung eines Szenarios, das die Klimaschutzziele nicht vollständig erreicht	10
2.5.2. Wahl des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der nationalen CO ₂ -Ziele	10
2.6. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel	11
2.7. Sensitivitäten	12
3. Wahl der Szenariojahre	13
4. Klimaschutzziele II: Bestimmung der maximal zulässigen CO₂-Emissionen des Stromsektors	13
Literaturverzeichnis	15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Angenommene Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen in den Szenarien	9
---	---

1. Einordnung des Szenariorahmens 2030

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben am 10.01.2016 den Szenariorahmen 2030 veröffentlicht. Dieser weist gegenüber den vorangehenden Szenariorahmen wesentliche Neuerungen auf:

- Der Turnus zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP) wurde von einjährig auf zweijährig umgestellt.
- Die Zieljahre wurden an die Zieljahre des TYNDPs angepasst, so dass der Betrachtungshorizont nicht länger 10 bzw. 20 Jahre, sondern 14 bzw. 19 Jahre beträgt.
- Alle Szenarien berücksichtigen die Klimaschutzziele der Bundesregierung für die Jahre 2030 bzw. 2035.
- Flexibilitätsoptionen werden explizit und in größerem Umfang berücksichtigt.
- Die prognostizierte Stromnachfrage wird zwischen den 3 Szenarien stärker variiert als bisher und wird dem entsprechend als unsicherheitsbehafteter angesehen.

Die ÜNB und die Bundesnetzagentur (BNetzA) haben im Szenariorahmen bzw. im erstellten Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens explizit um Stellungnahmen gebeten. Im Zuge dessen soll in der vorliegenden Stellungnahme auf einige dieser Aspekte eingegangen werden. Insbesondere in Bezug auf die Frage nach dem Bedarf an weiteren Sensitivitätsrechnungen werden Vorschläge geäußert.

Insgesamt zeigt sich in der Ausgestaltung des Szenariorahmens, dass Stellungnahmen berücksichtigt werden und Transparenz einen wichtigen Stellenwert hat. Während sich die Informationsweitergabe im 1. Szenariorahmen noch auf ein achtseitiges Dokument beschränkte, sind die vermittelten Informationen nun auf ca. 120 Seiten wesentlich ausführlicher und klarer dargestellt.

2. Stellungnahmen zu Fragestellungen des Begleitdokuments der BNetzA

In diesem Kapitel wird entsprechend der Kapitel des Begleitdokuments der BNetzA zu den dort aufgeworfenen Fragen – wenn erforderlich – Stellung genommen.

2.0. Mehrparametervariation

Die BNetzA stellt die Frage, ob die durch eine Mehrparametervariation erzielte optimierte Gestaltung der Szenarien den Nachteil der erschwerten Ableitung des Einflusses einzelner Inputparameter ausgleiche.

Der Netzausbaubedarf Deutschlands soll so bestimmt werden, dass das Netz der zukünftigen, vorwiegend regenerativen Stromeinspeisung gerecht wird. Zur Erreichung dieses Ziels existiert der Prozess des Netzentwicklungsplans (NEP), in dem der Netzausbaubedarf gewissenhaft und darüber hinaus transparent determiniert werden soll.

Das Ziel der regenerativen Energieversorgung kann auf unterschiedliche Weisen erreicht werden. Ebenso ist der Entwicklungspfad unsicherheitsbehaftet. Um der Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung planerisch gerecht zu werden, ist es erforderlich, verschiedene Szenarien in Betracht zu ziehen und ein allen wahrscheinlichen Szenarien genügendes Netz zu bestimmen. Um wahrscheinliche Szenarien zu entwickeln, ist es erforderlich, mehrere Parameter zwischen den Szenarien zu variieren.

Es ist nicht die Aufgabe des NEPs, einen Erkenntnisgewinn über die Auswirkungen einzelner Inputparameter für den Netzausbau zu generieren, sondern vielmehr, einen Wahrscheinlichkeitsraum bezüglich möglicher zukünftiger Entwicklungen abzudecken. Aufgrund dessen ist die Entwicklung innerhalb des Szenariorahmens 2030, dass die Anzahl und Variation bestimmter Inputparameter zwecks einer Plausibilitätssteigerung der Szenarien erhöht wurde, zu begrüßen.

Sofern bekannt ist, dass ein Inputparameter starken Einfluss auf die Ergebnisse nimmt, dessen Variation die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien erschwert und seine Entwicklung einer hohen Unsicherheit unterliegt (z.B. die stark reduzierte Nachfrage in Szenario A 2030), kann es dienlich sein, dem Szenario eine Sensitivitätsrechnung beizufügen, in der dieser Inputparameter konstant zum Szenario B gehalten wird.

2.1. Konventioneller Kraftwerkspark

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen zu angedachten oder durchgeführten Neuerungen in den Annahmen bzgl. des konventionellen Kraftwerksparks.

Die Ermittlung der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer für konventionelle Kraftwerke erscheint angemessen. Es wird begrüßt, dass die Betriebsdauer von Braunkohleanlagen weiterhin nicht an die Größe bzw. das verbleibende Potenzial der Tagebaue gekoppelt ist. Der Umgang mit ggf. fälligen Ersatzneubauten von KWK-Anlagen erscheint plausibel. Die Anhebung der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Gaskraftwerken von 35 auf 40 Jahre ist aus unserer Sicht empirisch begründet.

Aufgrund ihrer Rolle für den deutschen Strommarkt ist es aus unserer Sicht ebenfalls richtig, die ausschließlich in das deutsche Stromnetze einspeisenden, im Ausland stehenden Pumpspeicheranlagen im nationalen Kraftwerkspark zu berücksichtigen.

Die angedachte, aber nicht angewandte Überlegung, die Betriebsdauer von konventionellen Kraftwerken ausschließlich von einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung abhängig zu machen, ist nach unserer Einschätzung einerseits bereits durch die tatsächliche Kraftwerksstilllegung nach Ablauf der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer partiell abgebildet. Darüber hinaus ist fraglich, ob die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerkes allein aus den Strommarkterlösen hergeleitet werden soll. Es ist denkbar, dass ein Kraftwerk zusätzliche Erlöse generiert, z.B. Vergütungen durch seinen Beitrag zur Sicherheitsbereitschaft.

2.2. Erzeugung von Erneuerbaren Energien

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen zu den vorgeschlagenen Zuordnungen des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.

Die Abschätzung des zukünftigen Anteils Erneuerbarer Energien auf Basis der politischen Rahmenbedingung des EEG 2014 (EEG, vom 21.07.2014) kann für Wind und PV entweder basierend auf den Nettozubau- Vorgaben des EEG- Ausbaukorridors oder basierend auf dem Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch vorgenommen werden. Sofern von einer konstanten Nachfrage ausgegangen wird, stimmen beide Vorgehensweisen relativ gut miteinander überein.

Bei einer Reduktion der Nachfrage kann der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch mit einem geringen Nettozubau erreicht werden, steigt die angenommene Stromnachfrage z.B. durch Sektorkopplung und die daraus resultierenden neuen Stromanwendungen, so kann ein EE-Ausbau erforderlich werden, der sich oberhalb des EEG-Ausbaukorridors befindet.

Gesetzlich vorgegeben sind Anteile für die Jahre 2025 und 2035, so dass die EE- Ausbauziele für das Szenariojahr 2030 ermittelt werden müssen. Zur Diskussion stehen zwei Verfahren, die beide am Anteil am Bruttostromverbrauch orientiert sind. Eine lineare Interpolation würde für das Szenariojahr 2030 einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch zwischen 47,5% und 52,2% ergeben. Die ÜNB schlagen einen nicht-linearen Ausbaupfad vor, der für das Szenariojahr 2030 eine Bandbreite zwischen 45% - 60% ermöglicht.

Aufgrund der Unsicherheit bezüglich des zukünftigen Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in 2030 und aufgrund der fehlenden Begründung, eine lineare Entwicklung dieses Anteils anzunehmen, ist die Anwendung der vorgeschlagenen, breiteren pauschalen Bandbreite der aus einer linearen Interpolation abgeleiteten Bandbreite vorzuziehen.

Zwei Argumente sprechen aber dafür, dass ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in 2030 von 45% nicht ambitioniert genug ist, um die sektorübergreifenden Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen. Hierzu ist es erforderlich, dass die aus neuen Stromanwendungen resultierende zusätzliche Stromnachfrage CO₂-neutral, d.h. ausschließlich aus regenerativen Erzeugungseinheiten, gedeckt wird. Dies bringt eine Erhöhung der definierten EE-Anteile mit sich. Auch das in der COP 21 vereinbarte 1,5°C-Ziel spricht dafür, dass eine Anvisierung höherer (in jedem Fall höher als 45%) EE-Anteile im Jahr 2030 angenommen werden könnte.

2.3. Stromverbrauch

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen zu der überarbeiteten Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs.

Die vorgeschlagene regionale und sektorspezifische Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs erscheint angemessen. Auch die Auswahl der unterschiedlichen Treiber und die Ableitung der Auswirkungen je nach Szenario für den Stromverbrauch sind im Szenariorahmen 2030 nachvollziehbar dargestellt.

Hinsichtlich der Transparenz ist es wünschenswert, den Anhang um regional disaggregierte Daten der ermittelten Nachfragen zu ergänzen.

Zur Einschätzung des Einflusses von Elektrofahrzeugen auf die Stromnachfrage, insbesondere den angenommenen Anteil der lastmanagementfähigen Elektrofahrzeuge vgl. Kapitel 2.4.

2.4. Flexibilisierung und Speicher

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen zu der Angemessenheit der Abbildung von Flexibilitätsoptionen und zum Bedarf an einer regional differenzierten Betrachtungsweise. Zudem wird um eine Einschätzung der beabsichtigten Berücksichtigung von Power-to-Gas und PV- Batteriespeichern gebeten.

Die Einbeziehung von Flexibilitätsoptionen in den Szenariorahmen 2030 stellt eine positive Weiterentwicklung des Szenariorahmens dar.

Es wird eine Unterteilung zwischen dem Lastmanagement von klassischen Stromanwendungen und dem von neuen Stromanwendungen vorgenommen. Unter die neuen Stromanwendungen fallen ausschließlich Elektromobilität und Wärmepumpen. Lastmanagementfähige klassische Stromanwendungen sind bestimmte Industrieprozesse (Lastabwurf und Lastverlagerung) sowie Lastverlagerungen im Haushalts- und GHD-Sektor.

Ein Anreiz für Lastabwurf und Lastverlagerung der klassischen Stromanwendungen wird im Zuge der Gesamtkostenminimierung in der Marktmodellierung gegeben. Bisher ist im Szenariorahmen noch keine Quantifizierung der szenariospezifischen Berücksichtigung von Lastmanagement im Bereich der klassischen Stromanwendungen vorgenommen. Eine nachträgliche Vervollständigung der Szenariodefinition ist wünschenswert. Die vorhandenen Informationen möchten wir wie folgt kommentieren:

- Für die Nutzung der bestehenden Flexibilitätspotentiale fehlt ein ausreichendes Maß an Anreizen, die durch politische Maßnahmen zu implementieren sind. Die denkbaren politischen Maßnahmen sind in ihrer Ausgestaltungsform sehr divergierend, so dass es schwierig ist, einen Entwicklungspfad vorzugeben.
- Das Potenzial für Lastmanagement in der Industrie ist aus unserer Sicht zu gering angenommen. Wir gehen für das Szenariojahr 2030 von 2 - 3 GW flexibilisierbarer Leistung aus.
- Im Sektor GHD und Haushalte sehen wir die Flexibilisierung von elektrischen Warmwasserboilern und Nachspeicherheizungen kritisch. Diese Technologien haben einen sehr hohen Primärenergiebedarf. Eine weitere Nutzung über das Jahr 2030 hinaus ist aus Effizienzgründen aus unserer Sicht nicht möglich, vgl. (Heinemann et al. 2014).
- Da der Flexibilitätsbedarf mit der Zunahme der EE an der Erzeugung steigt, wird auch der Anreiz für DSM steigen. Aus diesem Grund gehen wir davon aus, dass es im Jahr 2030 ausreichend Anreize im Markt zur Nutzung von Lastmanagement geben wird. Schon heute zeigen Demonstrationsprojekte und nicht zuletzt die Lastabschaltverordnung, dass der Aufbau von Lastmanagementoptionen voranschreitet.

Die neuen flexibilisierbaren Stromanwendungen in Form von Wärmepumpen und Elektromobilität sind bereits szenarioabhängig quantifiziert (vgl. Tabelle 2-1). Im Szenario B bleibt die angenommene Anzahl der Elektrofahrzeuge deutlich unter den Zielen der Bundesregierung, die bis 2030 eine Anzahl von 6 Mio. Elektrofahrzeugen in Deutschland anvisiert, vgl. (Deutsche Bundesregierung 2010). Hier erscheint es fraglich, ob das Szenario B nicht eine in sich höhere Konsistenz aufweisen würde, wenn das Ziel der Bundesregierung erreicht und die Anzahl nach oben korrigiert werden würde.

Der Anteil an steuerbaren Einheiten bei den Elektrofahrzeugen ist in Szenarien A2030 (2%) und B2030 (5,4%) sehr gering: Eine hohe Steigerung des Anteils an lastmanagementfähigen Fahrzeugen wird im Szenario B erst zwischen 2030 und 2035 erzielt. Insbesondere aus Sicht der Verteilnetzbetreiber wird es notwendig sein, einen höheren Anteil zu erreichen. Für das Szenario C sollte der angenommene Anteil der lastmanagementfähigen Elektrofahrzeuge erhöht werden, woraus sich ggf. eine Senkung der Spitzenlast ergibt.

Tabelle 2-1: Angenommene Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen in den Szenarien

Elektrofahrzeuge	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Anzahl [Mio]	1,5	4,8	8,1	7,0
Ladeleistung [GW]	5,6	17,8	30,0	25,9
Speicherkapazität [TWh]	46	144	243	210
Anteil der lastmanagementfähigen Elektrofahrzeuge	2,0%	5,4%	18,1%	16,0%

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Szenariorahmen 2030

Die Nutzung des Flexibilitätspotentials der klassischen Stromanwendungen soll kostenminimierend im Zuge der Marktmodellierung bestimmt werden, die des Flexibilitätspotentials der neuen Stromanwendungen hingegen soll nur implizit berücksichtigt werden, indem es bereits in die Nachfragekurve integriert ist.¹ Im Szenariorahmen gibt es keine Begründung, weshalb dieser Unterschied in der Modellierungsweise getroffen wird.

Unseres Erachtens sollte kein Unterschied in der Modellierungsweise von der Flexibilität von klassischen und neuen Stromanwendungen gemacht werden. Eine implizite Berücksichtigung des Flexibilitätspotentials wäre zulässig, wenn es sich um ein vergleichsweise geringes Potential handelt. Für den 1. Entwurf des NEP 2030 erhoffen wir uns, dass erläutert wird, wie das Flexibilitätspotential der neuen Stromanwendungen in der Nachfragezeitreihe berücksichtigt wird.

Das Speicherpotential der dezentralen Speicher wird für die verschiedenen Szenarien noch nicht quantifiziert. Die Angabe der BNetzA im Begleitdokument, für 2035 eine installierte Speicherleistung zwischen 3,4 – 6,0 GW anzunehmen, ergänzt den Szenariorahmen. Jedoch fehlt weiterhin eine Differenzierung des Speicherpotentials zwischen den Szenarien. Es wird aufgrund der Annahme der Kopplung der Verbreitung von dezentralen Speichern an die Anzahl der PV-Aufdachanlagen davon ausgegangen, dass ein Anteil von mit Batteriespeichern ausgerüsteten PV-Aufdachanlagen bestimmt wird, der auf alle Szenarien angewendet wird, vgl. (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015), S. 81.

Im Szenariorahmen 2030 wird Power-to-Gas zwar als Flexibilitätsoption genannt, es wird aber nicht näher auf die Einbindung von Power-to-Gas in der Modellierung eingegangen. Im Begleitdokument wird in Bezug auf Power-to-Gas ein nutzbares Potential von 1-2 GW als realistisch erachtet. Es ist zu konkretisieren, ob und auf welche Art und Weise Power-to-Gas in den definierten Szenarien Berücksichtigung finden wird.

¹ Analog zu der Abbildung der Flexibilität neuer Stromanwendungen werden dezentrale Speicher ebenfalls implizit bei der Ermittlung des Stromverbrauchs und der Lastprofile berücksichtigt, auch hier fehlt eine Begründung.

2.5. Klimaschutzziele

Die BNetzA bittet um Stellungnahmen, ob alle Szenarien die nationalen Klimaschutzziele der Bundesregierung einhalten sollen und ob der gewählte Modellierungsansatz zur Einhaltung der Klimaschutzziele angemessen erscheint.

2.5.1. Einbeziehung eines Szenarios, das die Klimaschutzziele nicht vollständig erreicht

Die BNetzA stellt in ihrem Begleitdokument die Frage, ob es sinnvoll sei, ein Szenario beizubehalten, das die Klimaschutzziele der Bundesregierung nicht einhält.

Vor dem Hintergrund, dass die im Szenariorahmen enthaltenen Szenarien den Wahrscheinlichkeitsraum von möglichen Zukünften gewissenhaft abdecken sollen, erscheint die Frage der BNetzA berechtigt: Es ist möglich, dass die Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2030 nicht in vollständig erreicht werden, insbesondere bei einer Entwicklung, wie sie im Szenario A angenommen wird.

Jedoch betrifft diese Kritik nicht nur die Unsicherheit über die Erreichung der Klimaschutzziele, sondern auch die über den Fortbestand von anderen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die sich bis 2030 ändern könnten.²

Dieser Kritik wurde im NEP bisher stets die Begründung begegnet, dass es keinen Anhaltspunkt gebe, ein Szenario zu definieren, das sich außerhalb der aktuell geltenden politischen Rahmenbedingungen bewege. Aufgrund dessen ist es nur folgerichtig, dass alle Szenarien die Klimaschutzziele einhalten.

2.5.2. Wahl des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der nationalen CO₂-Ziele

Zur Gewährleistung der Einhaltung der nationalen CO₂-Ziele stellen die ÜNB 3 Ansätze zur Diskussion:

- 1) Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken
- 2) Erhöhung des nationalen CO₂-Preises
- 3) Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierungen von Kraftwerken

In Kapitel 5 des Begleitdokuments der BNetzA wird die Frage aufgeworfen, ob der von den ÜNB gewählte Ansatz 2) als sinnvoll erachtet wird. Aus unserer Sicht ist die Wahl des Ansatzes eines nationalen CO₂-Preises problematisch:

Die Wahl des Ansatzes unterstellt eine zukünftige Welt, in der sich ausschließlich Deutschland um die Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele bemüht. Würde auch für die anderen europäischen Staaten unterstellt werden, dass sie ihre nationalen CO₂-Ziele erreichen, so müsste im Zuge einer konsistenten Modellierung für jedes Land ein individueller – und höherer – CO₂-Preis angenommen werden. Es ist unwahrscheinlich, dass Deutschland seine nationalen CO₂-Ziele erreichen wird, wenn sich das andere europäische Ausland komplett unambitioniert verhält. Darüber hinaus ist anzumerken, dass in Großbritannien bereits ein nationaler CO₂-Preis eingeführt

² Ein häufig diskutierter Punkt ist die Annahme der dienenden Rolle des Netzes und dem damit verbundenen Fehlen von standortbedingten Wettbewerbsvorteilen von Kraftwerken.

wurde. In Frankreich wird die Einführung geprüft. Andere Länder führen vergleichbare Maßnahmen ein, die aber in der Ausgestaltung eher der Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken entspricht (analog zu Ansatz 1). So sollen in den Niederlanden alle älteren Steinkohlekraftwerke stillgelegt werden, in Dänemark werden Steinkohlekraftwerke auf Biomasse umgerüstet.

Die Modellierung eines nationalen CO₂-Mindestpreises verursacht, dass sich die Position von hocheffizienten deutschen Erdgaskraftwerken in der europäischen Merit-Order verändert und dass diese aus dem Markt gedrängt werden. Die Prämisse eines europäischen Klimaschutzbeitrags vorausgesetzt, wird es dadurch schwieriger, sinnvolle Aussagen zum erforderlichen Stromnetzausbau zu machen.

Die Wahl des Modellierungsansatzes 1 („Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken“) hat weitaus geringere Auswirkungen auf die europäische Merit-Order: Die Reihenfolge zwischen den im Markt verbleibenden europäischen Kraftwerken bleibt bestehen – so wie es auch der Fall wäre, wenn sich ein einheitlicher europäischer CO₂-Preis einstellen würde. Die Wahl dieses Modellierungsansatzes entspräche der Fortführung der Braunkohlesicherheitsbereitschaft und ist aus unserer Sicht plausibler.

Deshalb sollte aus unserer Sicht der Modellierungsansatz 1) als Sensitivität gewählt werden. Bei Wahl des Modellierungsansatzes 2) wären komplementäre Maßnahmen zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele in anderen europäischen Ländern zu berücksichtigen.

2.6. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel

Die BNetzA bittet unter anderem um eine Stellungnahme zu den Annahmen für die europäischen Inputparameter für die Szenarien B, die sich aus einer Mittelwertbildung von 2 TYNDP- Szenarien ableiten.

Analog zu Kapitel 2.0 vertreten wir die Ansicht, dass sich ein in sich konsistentes Szenario dadurch auszeichnet, dass jeder Inputparameter im Sinne der angestrebten Zielwelt parametrisiert wird. Dies ist in der Regel nicht mithilfe einer Mittelwertbildung über zwei Szenarien zu erreichen. Als problematisch erscheint dies insbesondere, da es sich bei dem betroffenen Szenario um das Szenario B handelt, welches, als das wahrscheinlichste bezeichnet, in die längere Frist fortgeschrieben wird.

Jedoch gibt es Anlass, dass die Mittelwertbildung einiger europäischer Inputparameter begründet sein kann: Die TYNDP-Szenarien werden ebenso wie die NEP-Szenarien auf einer Matrix mit zwei Ausprägungsformen voneinander abgegrenzt, bei der eine Ausprägungsform das Transformationstempo darstellt. Das Szenario B, welches ein mittleres Transformationstempo als Charakteristikum aufweist, befindet sich somit auch zwischen den europäischen Szenarien „Vision 1 / Vision 3“ bzw. „Vision 2 / Vision 4“. Inputparameter, die unmittelbar mit dem angenommenen Transformationstempo zusammenhängen, können ggf. plausibel durch Mittelwertbildung quantifiziert werden.

Die zweite charakteristische Ausprägungsform stellen bei den TYNDP-Szenarien die Annahmen über den nationalen bzw. europäischen Fokus dar, bei den NEP- Szenarien spielt dieses Merkmal kein definiertes Unterscheidungskriterium zwischen den Szenarien dar.

Die Parametrierung des Szenarios B 2030 soll durch Mittelwertbildung aus den Visionen 2 („Constrained Progress“) und 3 („National Green Transition“) erfolgen, das Szenario B 2035 wird dann entsprechend dem Szenario Vision 3 parametrisiert. Dabei weist das Szenario „Constrained

Progress“ einen starken europäischen Fokus auf, das Szenario „National Green Transition“ ist national fokussiert. Unserer Einschätzung nach ist es unplausibel, dass zunächst – bis 2030 – ein europäischer Entwicklungspfad verfolgt wird, der dann bis 2035 wieder aufgegeben wird. Hier sollte die Entscheidung getroffen werden, ob das Szenario B einen nationalen oder einen europäischen Fokus aufweisen soll, möglichst in Analogie zu den Annahmen des Szenarios B 2035. Damit zusammenhängende Inputparameter sollten dem entsprechend nicht durch Mittelwertbildung bestimmt werden.

2.7. Sensitivitäten

Die BNetzA bittet um Hinweise, falls Sensitivitätsrechnungen als sinnvoll erachtet werden.

In den vorangehenden Unterkapiteln wurde bereits auf folgende Sensitivitäten hingewiesen, die als wichtige Bereicherung gesehen werden:

- Sofern bekannt ist, dass ein Inputparameter starken Einfluss auf die Ergebnisse nimmt, dessen Variation die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien erschwert und seine Entwicklung einer hohen Unsicherheit unterliegt (z.B. die stark reduzierte Nachfrage in Szenario A 2030), ist es dienlich, dem Szenario eine Sensitivitätsrechnung beizufügen, in der dieser Inputparameter konstant zum Szenario B gehalten wird.
- 4) Aus unserer Sicht sollten die Szenarien um Sensitivitäten ergänzt werden, in denen der Modellierungsansatz 1 („Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken“) gewählt wird. Bei Wahl des Modellierungsansatzes 2 („Erhöhung des nationalen CO₂-Preises“) wären komplementäre Maßnahmen zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele in anderen europäischen Ländern zu berücksichtigen.

Aufgrund des starken Interesses verschiedener Stakeholder an den Auswirkungen dezentraler Strukturen (dezentrale Erzeugung, dezentrale Steuerung von Flexibilität) auf den Übertragungsnetzausbaubedarf ist es wünschenswert, die bestehenden Szenarien um ein dezentral geprägtes Szenario zu ergänzen. Dies stellt hingegen keine Sensitivität, sondern ein eigenes Szenario dar.

Kernaussagen:

- Aufgrund der hohen Relevanz der Annahmen über das europäische Ausland für die Szenarioergebnisse der Netzberechnungen sollte das Vorgehen der Mittelwertbildung für das Szenario B 2030 überdacht werden.
- 1) Ebenso relevant für die Szenarioergebnisse ist der gewählte Modellierungsansatz zur Abbildung der Einhaltung der nationalen Klimaschutzziele. Aufgrund dessen sollten die Szenarien um Sensitivitätsrechnungen mit dem vorgeschlagenen Modellierungsansatz 1 („Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken“) ergänzt werden.

3. Wahl der Szenariojahre

Mit dem Szenariorahmen 2030 erfolgt eine Veränderung des Betrachtungshorizontes auf 14 bzw. 19 Jahre zur Vereinheitlichung der Zieljahre des Netzentwicklungsplans mit den Szenarien z.B. des TYNDPs.

Diese Neuerung steigert die Vergleichbarkeit zwischen nationalen und europäischen Netzausbauplanungen. Sie bringt hingegen auch Nachteile mit sich:

- 1) Konnten die Inputparameter der vorangegangenen Szenariorahmen gut miteinander verglichen werden, erschwert der Sprung auf das Zieljahr 2030 die Vergleichbarkeit der Ausgestaltung dieser Kurzfristszenarien mit denen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne.
- 2) Die Prognosegüte sinkt mit dem Zeithorizont. Ein Szenario, das 10 Jahre in die Zukunft blickt, ist weniger unsicher als ein Szenario mit einem Betrachtungshorizont von 14 Jahren.
- 3) Die Fortschreibung des Szenarios B auf das Jahr 2035 stellt kein Langfristszenario mehr dar, das zu einer Nachhaltigkeitsprüfung der identifizierten Netzausbaumaßnahmen herangezogen werden kann. Die zwei Szenariojahre liegen einerseits zu nah aneinander. Darüber hinaus wäre ein Blick nach 2040 wesentlich spannender als der nach 2035.

Aus unserer Sicht ist es erforderlich, den Betrachtungshorizont auf das Jahr 2050 auszuweiten. Erst mit Blick auf das Ziel des Transformationsprozesses im Energiemarkt kann ein nachhaltiges Zukunftsnetz entwickelt werden, vgl. (Ritter und Flachsbarth 2015). Aufgrund dessen bitten wir darum, zu prüfen, ob die Vorgabe der Szenariojahre nicht so abgewandelt werden sollte, dass das Langfristszenario mindestens einen Abstand von 10 Jahren zu den Kurzfristszenarien haben sollte, höchstens von 20 Jahren. Zur Kompensation der erhöhten Unsicherheit sollten zwei plausible Szenarien fortgeschrieben werden.

Kernaussage:

- Die Nachhaltigkeit von Netzausbaumaßnahmen kann nicht vollständig anhand von Rechnungen für das Jahr 2035 bewertet werden. Relevanter wäre eine Betrachtung des Szenariojahres 2050 als Zieljahr der Transformation des Stromsystems.

4. Klimaschutzziele II: Bestimmung der maximal zulässigen CO₂-Emissionen des Stromsektors

Die ÜNB bitten um Stellungnahmen, inwiefern die aus der Sektorkopplung resultierende zusätzliche Stromnachfrage bei der Festlegung der CO₂- Emissionsgrenze für die Stromerzeugung zu berücksichtigen ist.

Die ÜNB verwenden die „enge“ Definition der Emissionen der Stromerzeugung in Anlehnung an (Umweltbundesamt (UBA) 2015).³ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Emissionen der KWK-

³ Z.B. in der Studie Klimaschutzszenario 2050 (2. Runde) des BMUB, die als Quelle für angemessene Emissionsziele für den Sektor der Stromversorgung herangezogen werden könnte, und im Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung wird hingegen die „weite“ Definition der Emissionen des Stromsektors, also die Summe der Emissionen, die auf Strom und Wärme entfallen, verwendet.

Anlagen auf Strom und Wärme aufgeteilt werden. Die auf die Wärmeerzeugung entfallenden Anteile der Emissionen werden nicht berücksichtigt, vgl. (Umweltbundesamt (UBA) 2015).

Zur Berechnung der Zielemissionen im Szenariorahmen 2030 werden die für die Jahre 2030 und 2040 vorgegebenen Mindestziele der Bundesregierung für die Senkung der gesamten CO₂-Emissionen Deutschlands für das Szenariojahr 2035 linear interpoliert und auf den Stromsektor übertragen. Somit ergeben sich Zielemissionen von 165 Mio. t CO₂ für 2030 und maximal 137 Mio. t CO₂ für 2035.⁴

Es wird davon ausgegangen, dass dem entsprechend auch die Zurechnungsmethodik der CO₂-Emissionen an die Vorgaben in (Umweltbundesamt (UBA) 2015). angepasst werden. Dies betrifft insbesondere die Emissionen aus Kuppelgas- und Müll-Kraftwerken.⁵ Das Vorgehen bei der CO₂-Bilanzierung sollte nachvollziehbar beschrieben werden.

Es ist Konsens, dass der Stromsektor zur Erreichung der nationalen CO₂-Ziele einen überproportionalen Beitrag leisten muss, vgl. z.B. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) 2015). Vor diesem Hintergrund stellt sich aus Sicht der ÜNB die Frage, inwiefern die im Szenariorahmen 2030 abgebildete zusätzliche Nachfrage aus dem Wärme- und Verkehrssektor eine Anhebung der CO₂-Emissionsgrenze für den Stromsektor mit sich bringt. Die ÜNB schlagen vor, die spezifischen CO₂-Emissionen für den klassischen Stromverbrauch für die neuen Stromanwendungen anzusetzen und die CO₂-Emissionsgrenze entsprechend anzuheben, vgl. (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015).

Unserer Einschätzung nach führt dieses Vorgehen dazu, dass ein solches sektorspezifisches Ziel nicht ausreicht, um eine Einhaltung der CO₂-Ziele der Bundesregierung zu ermöglichen. Die spezifischen CO₂-Emissionen des klassischen Stromverbrauchs erscheinen höher als die möglichen Einsparungen im Wärme- und Verkehrssektor. Insbesondere im Wärmesektor ist die Definition des richtigen Substitutionsfaktors nicht trivial, z.B. wenn KWK-Wärme oder erneuerbare Wärme verdrängt wird.

Der Stromverbrauch neuer Stromanwendungen sollte CO₂-neutral gedeckt werden, so dass keine Anhebung der CO₂-Emissionsgrenze für den Stromsektor erforderlich wird. Das Hauptziel einer Sektorkonvergenz ist es schließlich, die Möglichkeiten des Stromsektors zur klimaneutralen Energiegewinnung zu nutzen und diesen Strom in die anderen Sektoren zu überführen, um insgesamt CO₂-Emissionen zu reduzieren.

Grundsätzlich sollte berücksichtigt werden, dass Deutschland sein sektorübergreifendes Minderungsziel einhält. Hilfreich wäre, wenn die Bundesregierung sektorspezifische Ziele definieren würde.

Kernaussage:

- Zur Einhaltung der CO₂-Ziele der Bundesregierung sollte der aus neuen Stromanwendungen resultierende zusätzliche Stromverbrauch CO₂-neutral gedeckt werden, so dass keine anteilige Anhebung der CO₂-Emissionsgrenze für den Stromsektor erforderlich wird.

⁴ Als Berechnungsgrundlage der Zielemissionen dient nun Umweltbundesamt (UBA) 2015, woraus sich eine Erhöhung der Emissionen im Basisjahr 1990 um 10 Mio. t im Vergleich zu den Vorgaben im 1. Entwurf des NEP 2025 ergibt, vgl. (Ritter und Flachsbarth 2015).

⁵ Wenn im Basisjahr die Emissionen der Kuppelgaskraftwerke und Müllverbrennungsanlagen berücksichtigt werden, sollte dies auch bei der Berechnung der Zielemissionen so umgesetzt werden.

Literaturverzeichnis

5. Literaturverzeichnis

- EEG, vom 21.07.2014 (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2015): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (Hg.) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde (Veröffentlichung Ende 2015). Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Berlin.
- Deutsche Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss des Bundeskabinetts vom 28.09.2010. Berlin. Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 15.11.2012.
- Heinemann, Christoph; Bürger, Veit; Bauknecht, Dierk; Ritter, David; Koch, Matthias (2014): Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (5), S. 45–48, zuletzt geprüft am 11.07.2014.
- Ritter, David; Flachsbarth, Franziska (2015): Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP 2025. Freiburg.
- Umweltbundesamt (UBA) (2015): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. 09/2015. Unter Mitarbeit von Petra Icha. Dessau-Roßlau (Climate Change).