

An
Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

Ansprechpartner:
Dr. Stephanie Ropenus
Referentin Politik
T +49 (0)30 / 21 23 41 - 244
s.ropenus@wind-energie.de

Georg Schroth
Leiter Politik
T +49 (0)30 / 21 23 41 - 242
g.schroth@wind-energie.de

Berlin, 12. April 2013

BWE Stellungnahme zur Konsultation zum Netzentwicklungsplan Strom 2013

- Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 02. März 2013 -

Inhalt

1. Allgemeine Anmerkungen zum Netzausbau und zum Verfahren	2
1.1. Netzausbau und Erneuerbaren Energien-Ausbau: Wichtigkeit der Umsetzung	2
1.2. Vorschlag: 2jähriger Erstellungsrhythmus der NEP-Konsultation	3
1.3. Langfristige Netzentwicklungsstrategie und Stakeholder-Dialog	3
2. Kommentare zum NEP 2013	4
2.1. Darstellung der Treiber des Netzausbaus	4
2.2. Weitergehende Erläuterung: Zusammenspiel zwischen NEP und O-NEP	5
2.3. Weitergehende Erläuterung und Abstimmung: Übertragungs- und Verteilnetz	5
2.4. Sensitivitätsbetrachtungen als Ergänzung zum NEP 2013	6
2.4.1. Vorschlag a) Sensitivitätsanalyse „EinsMan“:	7
2.4.2. Vorschlag b) Sensitivitätsanalyse „Bereitstellung von Regelenergie durch Wind“:	7
2.4.3. Vorschlag c) Sensitivitätsanalyse „Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks“:	8
2.5. Ausweisung des konventionellen „Must Run“-Sockel (Mindestwirkleistungserzeugung des konventionellen Kraftwerksparks)	8
2.6. Behandlung von Szenario A und Szenario C in künftigen NEP	8
2.7. Miteinbeziehung der Option Teilverkabelung	9
2.8. Abschließende Anmerkungen zum Konsultationsverfahren der ÜNB	9

1. Allgemeine Anmerkungen zum Netzausbau und zum Verfahren

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) begrüßt das eingeleitete Konsultationsverfahren des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom für das Jahr 2013. Der **Ausbau der Stromnetze** ist eine **elementare Voraussetzung** für die kosteneffiziente Realisierung der **energie- und klimapolitischen Ziele** der Bundesregierung. Die Struktur des deutschen Energieversorgungssystems befindet sich im Wandel. Zu den Haupttreibern des Netzausbaus gehören die europäische Strommarktintegration, der konzentrierte Zuwachs von konventioneller Erzeugung im Norden und im Westen Deutschlands sowie ein Anstieg der Erneuerbaren Energien am Erzeugungsmix. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) sieht ein Mindestziel von 80 Prozent Erneuerbaren Energien (EE) an der Stromversorgung bis spätestens 2050 vor. Ein **regeneratives Energieversorgungssystem**, in dem EE die tragende Säule darstellen, führt zu einem Paradigmenwechsel: Es wird zunehmend - teils dargebotsabhängige - elektrische Energie in die Verteilnetze eingespeist. Mit Wind, Photovoltaik und den weiteren EE als neue tragende Säule ist eine **Flexibilisierung des Gesamtsystems** vonnöten. Diese „Systemtransformation“ geht weit über den Ausbau der Stromnetze hinaus. Sie umfasst Flexibilisierungsoptionen bei Erzeugung, Verbrauch und Speichern unter Einbeziehung aller Spannungsebenen und weiterer Sektoren (z.B. Power-to-heat, Power-to-gas). Diese Flexibilisierungsoptionen wirken sowohl als Substitut und Komplement, d.h. sie können einander ersetzen und/oder ergänzen.

Der **Ausbau des Übertragungsnetzes** ist ein wichtiger und vor allem **kurz- bis mittelfristig realisierbarer Flexibilitätsbaustein** für die Energiewende. Durch den großräumigen Austausch zwischen Erzeugungs- und Laststandorten in einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz können Fluktuationen in einzelnen Erzeugungsregionen teilweise ausgeglichen werden. Ein leistungsfähiges Übertragungsnetz stellt in der Regel die kostengünstigste Option für die Integration von EE in das Stromsystem dar (vgl. *Bericht der AG 3 Interaktion* vom 15.10.2012¹, S. 16).

Dem BWE ist der gesetzgeberische Auftrag gemäß § 12b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zur Erstellung des NEPs bekannt; dennoch erfolgen in dieser Einleitung einige Kommentare umfassenderer Art, die über den Rahmen des §12b EnWG hinausgehen. In den darauffolgenden Abschnitten wird dann konkret zum NEP 2013 Stellung genommen.

1.1. Netzausbau und Erneuerbaren Energien-Ausbau: Wichtigkeit der Umsetzung

Vor dem oben beschriebenen Hintergrund der Flexibilisierung des Gesamtsystems hält der BWE die Erstellung des Netzentwicklungsplans vor dem kurz- und mittelfristigen Zeithorizont für ein sehr wichtiges Instrument zur Beschleunigung des Netzausbaus. Wie im Fazit des NEP 2013² (vgl. S. 138) beschrieben, bestimmt das **Tempo des Netzausbaus** das **Tempo der Energiewende**. Die zeitgerechte Realisierung der Mindestziele an der Stromversorgung darf nicht durch eine Verzögerung des Netzausbaus gefährdet werden. Hierbei ist zu beachten, dass der Ausbau der Windenergie Onshore nicht zügellos erfolgt. In den

¹ http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/Klima_Energie/Erneuerbare_Energien/Plattform_Erneuerbare_Energien/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf

² Mit NEP 2013 wird im Folgenden das Dokument *Netzentwicklungsplan Strom 2013. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber* vom 2. März 2013 bezeichnet.

letzten Jahren lag der durchschnittliche jährliche Zubau bei knapp über 2.000 MW, wodurch die im Szenariorahmen des Leitszenarios B 2023 angenommenen 49,3 GW Leistung Wind Onshore realistisch erscheinen.

Die Verzögerungen beim Netzausbau lassen sich jedoch weiter zurückverfolgen und existieren nicht erst seit dem Beschluss zum Atomausstieg vom 30. Juni 2011. So waren im Jahre 2010 lediglich rund 90 Kilometer der in der dena-Netzstudie I ermittelten 850 Kilometer realisiert worden (vgl. dena-Netzstudie II³, S. 3). Aktuell sind von den 1.834 Kilometern EnLAG-Leitungen gerade mal 214 Kilometer umgesetzt worden, was knapp 12% entspricht (vgl. Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2012⁴, S. 44).

Trotz der Nützlichkeit des NEPs als Bedarfsermittlungsinstrument ist die Wichtigkeit der **Identifikation von bestehenden Hemmnissen** beim **Netzausbau in der Praxis** zu betonen. Der Abbau dieser Hemmnisse ist für die tatsächliche Umsetzung der im NEP ermittelten Maßnahmen essentiell. Im Rahmen dessen müssen Akzeptanz steigernde Maßnahmen, Alternativoptionen (z.B. Teilerdverkabelung) und ggf. Vorschläge für weitere regulatorische Änderungen zum Abbau von Hemmnissen in den dem den Netzausbau tangierenden Regelwerk (EnWG, NABEG, ARegV, StromNEV) geprüft werden.

1.2. Vorschlag: 2-jähriger Erstellungsrhythmus der NEP-Konsultation

Gemäß §12a und §12b EnWG legen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) jährlich gemeinsam einen Szenariorahmen und einen Netzentwicklungsplan vor. Inklusive der Öffentlichkeitsbeteiligung zum 2. Entwurf des NEPs im Rahmen der Überprüfung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) führt dies zu **drei Konsultationen in jedem Jahr**, teilweise mit zeitlichen Überlappungen zwischen dem NEP für das aktuelle Jahr und dem Szenariorahmen für den NEP im Folgejahr. Grundsätzlich begrüßt der BWE die Einbeziehung von Stakeholdern durch die Konsultationsverfahren und hält den iterativen Prozess für sehr wichtig, um technologische Neuerungen und zeitnahe Anpassungen des NEPs zu ermöglichen. Der BWE teilt allerdings die Einschätzung der vier ÜNB (NEP 2013, S. 11), dass ein **zweijähriger Erstellungsrhythmus des NEPs** dies bei höherer Qualität und intensiverer Beteiligung der Öffentlichkeit realisieren könnte. Dieser zweijährige Turnus bietet zudem die Erleichterung einer detaillierteren Abstimmung zwischen den ÜNB und den **Verteilnetzbetreibern**. Der zeitliche Rhythmus für die Erstellung des Bundesbedarfsplans und des dazugehörigen Gesetzes (vgl. §12e EnWG) muss entsprechend angepasst werden. Im Rahmen eines intensivierten Stakeholder-Dialogs (s. auch Abschnitt 1.3) können sowohl Veranstaltungen für Experten als auch für die allgemeine Öffentlichkeit etabliert werden.

1.3. Langfristige Netzentwicklungsstrategie und Stakeholder-Dialog

Über die gesetzlichen Vorgaben des § 12a-e Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) hinaus hält der BWE die Entwicklung **langfristiger Netzentwicklungsstrategien** („Zielnetz 2050“) unter Einbeziehung der Stakeholder für wichtig. Hierzu gehören auch Untersuchungen, die über den derzeitigen gesetzlichen Rahmen hinausgehen. Die Einbeziehung weiterer Technologie- und Flexibilitätsoptionen (s.o.) muss in einer

³ dena (Hrsg.), 2010. *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF

⁴ Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. *Monitoringbericht 2012*.

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile

kurz-, mittel- und langfristigen Perspektive erfolgen. Daher ist für die Systemoptimierung die Betrachtung eines längeren Zeithorizonts über den NEP hinaus erforderlich. Da es sich hierbei um einen dynamischen Prozess handelt, bei dem neue Technologieoptionen und die Erschließung neuer Kostensenkungspotentiale stets miteinzubeziehen sind, hält der BWE einen fortwährenden Dialog zwischen den Stakeholdern, d.h. den ÜNB, Verteilnetzbetreibern, Erzeugern, Verbrauchern, der Öffentlichkeit, etc. für integral. Dieser Dialog müsste zusätzlich zu den Informationsveranstaltungen zum NEP noch intensiviert werden, auch insbesondere was die Interdependenzen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen betrifft. Der BWE stellt sich proaktiv der Debatte, welchen Beitrag die Windenergie zur Netzstabilität und sicheren Versorgung und Betrieb in einem regenerativen Energiesystem leisten kann.

2. Kommentare zum NEP 2013

Der 1. Entwurf des NEP 2013 legt den Fokus auf die Ausbaumaßnahmen des Leitszenarios B 2023 mit einer maßnahmenscharfen Ausweisung der Vorhaben. Für die Szenarien A 2023 und C 2023 werden indikative Aussagen getroffen, insbesondere bezüglich der Abweichungen vom Leitszenario B. Im Leitszenario B 2023 beträgt der Ausbaubedarf für die 4 HGÜ-Korridore 2.100 km, Neubau in Drehstromtechnik 1.700 km sowie ein Leitungsneubau in bestehenden Trassen von ca. 3.400 km, eine Umbeseilung auf 1.000 km Länge und eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb auf rund 300 km. Für den Aus- und Neubau werden in diesem Szenario die Investitionskosten auf 21 Mrd. Euro geschätzt. Im Vergleich zum NEP 2012 entsteht 5 Gigawatt (GW) mehr Übertragungsbedarf vom Norden in den Süden, davon 2 GW höhere Übertragungskapazität auf den HGÜ-Korridoren (jetzt 12 GW statt 10 GW). Die Gesamtinvestitionskosten sind rund 1 Mrd. Euro höher als im NEP 2012. Somit handelt es sich bei dem NEP 2013 um eine Fortschreibung des NEP 2012.

2.1. Darstellung der Treiber des Netzausbaus

Im NEP 2013 wird die Erhöhung an Wind-Erzeugungsleistung im Norden (Offshore um 1,1 GW, Onshore um 1,8 GW) sowie die Reduzierung von ungewollten Stromflüssen über Polen, Tschechien und Österreich um 2 GW als wesentliche Faktoren für den Einfluss auf den Übertragungsbedarf im NEP 2013 dargestellt. Im Vergleich zum NEP 2012 ist dies schlüssig. Dennoch hält der BWE es für wünschenswert, dass im NEP insgesamt nicht nur die Energiewende und die zuverlässige Integration der Erneuerbaren Energien (vgl. NEP 2013, S. 10 ff.) als die Haupttreiber des Netzausbaus kommuniziert werden, sondern in der **Einleitung** ebenso auf den **europäischen Stromhandel** und den **Zuwachs konventioneller Erzeugung im Norden und Westen**⁵ sowie jahrelang nicht getätigte Investitionen (s.o.) in die Netze explizit hingewiesen wird. Dass der Netzausbau einen wesentlichen Baustein für die Energiewende darstellt und die mit der Energiewende einhergehende Standortverlagerung ein wesentlicher Treiber des Netzausbaus ist, bleibt dabei natürlich unbestritten.

⁵ Vgl. z.B. <http://www.amprion.net/netzausbau>: Änderungen in der Struktur der Stromerzeugung resultieren aus „Windenergiezuwachs im nördlichen Bundesgebiet und zukünftig auch offshore in Nord- und Ostsee, Erzeugungsmangel im Süden durch den Kernenergieausstieg, Konzentrierter Zuwachs von Erzeugung aus Kohle und Gas im Norden sowie im Ruhrgebiet und im Raum Köln“.

2.2. Weitergehende Erläuterung: Zusammenspiel zwischen NEP und O-NEP

Der BWE begrüßt die übersichtliche Darstellung des Prozesses und der Methodik zur NEP-Erstellung in Kapitel 1 und 2. Etwas **unklar** bleibt jedoch das **Zusammenspiel zwischen dem NEP 2013 und dem O-NEP 2013**, der in diesem Jahr erstmalig erstellt wurde. Konkret geht es um die Frage, in welcher Weise die beiden Pläne als Eingangsgrößen zueinander in Beziehung stehen bei der Bestimmung der **Netzverknüpfungspunkte zwischen Offshore- und Onshore-Netz**. Eine Klarstellung hierzu ist insbesondere wichtig, da der NEP die Anfangs- und Endpunkte der Leitungsverbindungen an Land ermittelt. Im NEP 2013 (S. 27) heißt es hierzu, dass „die seeseitigen Netzanschlüsse der Offshore-Windparks, die nach Inbetriebnahme ebenfalls zu den Übertragungsnetzen gezählt werden, [...] nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans Strom [sind]. Sie werden in einem separaten Bericht, dem O-NEP, dargestellt. Die Entwicklung der Offshore-Erzeugung ist aber auch als Eingangsgröße für die Netzplanung an Land eingeflossen“. Im O-NEP 2013⁶ (S. 21) ist beschrieben: „[...] Dabei werden die im NEP ausgewiesenen Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau bereits berücksichtigt. Die Netzverknüpfungspunkte und die für die einzelnen Szenarien an den Netzverknüpfungspunkten ausgewiesene Netzanschlusskapazität sind Ergebnis der im Rahmen des NEP durchgeführten Netzanalysen und werden als Eingangsgrößen in den O-NEP übernommen.“ Im NEP 2013 (S. 86) steht wiederum, dass die „in den betrachteten Szenarien angenommene Offshoreleistung und die zugehörigen Netzverknüpfungspunkte an Land [...] analog zum O-NEP angenommen [wurden]“, wobei diese Formulierung leicht missverständlich scheint. Bei der NEP- und O-NEP-Informationsveranstaltung am 18. März und 19. März 2013 in Hamburg wurde diese Problematik der Eingangsgrößen der beiden Netzpläne zueinander mehrfach vom Publikum adressiert. Aus den darauf gegebenen Erläuterungen ergab sich, dass der NEP als Eingangsgröße die Netzverknüpfungspunkte an Land für den O-NEP definiert. Eine detailliertere Erklärung - gerne anhand eines konkreten Beispiels (z.B. Netzverknüpfungspunkt Halbmond oder Diele) - wäre hier erforderlich.

2.3. Weitergehende Erläuterung und Abstimmung: Übertragungs- und Verteilnetz

Sehr positiv hervorzuheben ist die überarbeitete und aktualisierte Datenbasis bei der Erstellung des Szenariorahmens (NEP 2013, S. 31 ff.) und die Verfahrensverbesserung bezüglich der Regionalisierung. Der BWE begrüßt die Ankündigung der ÜNB, dass eine weiter verbesserte, robuste Regionalisierung gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern und den Bundesländern erfolgen soll (NEP 2013, S. 137).

Ein **Großteil der EE-Erzeugung** (z.B. Wind Onshore und Photovoltaik) ist an das **Verteilnetz**, hierbei insbesondere auch an die Mittel- und Niederspannung, angeschlossen. Laut BNetzA Monitoringbericht 2012⁴ (S. 23) tragen Wind Onshore und PV mit jeweils rund 30 GW den größten Leistungsanteil als einzelner Energieträger an der Netto-Nennleistung bei. Der NEP ermittelt gemäß dem gesetzlichen Auftrag den Ausbaubedarf des *Übertragungsnetzes* für die nächsten 10 bzw. 20 Jahre. Aufgrund des Wandels in der Erzeugungsstruktur und den Einfluss auf die Netztopologie ist daher eine stärkere Einbeziehung der Verteilnetzebene unerlässlich. Wie die dena-Verteilnetzstudie⁷ basierend auf dem „Szenario B NEP 2012“ für die Jahre 2015, 2020 und 2030 verdeutlicht, existiert auf den unterlagerten Spannungsebenen ebenfalls

⁶ http://www.netzentwicklungsplan.de/ONEP_2013_Teil_I.pdf

⁷ http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf

großer **Netzausbau- und Innovationsbedarf**. Der NEP 2013 nimmt auf die Verteilnetzebene Bezug, z.B. betreffend der Verlustleistung (NEP 2013, S. 35) sowie bei der Regionalisierung der Erzeugung (NEP 2013, S. 38f.).

Jedoch wäre im Rahmen eines **zweijährigen Erstellungsrhythmus** eine **kohärentere Planung unter stärkerer Miteinbeziehung des Verteilnetzes** wünschenswert:

- Die Ergebnisse von **Verteilnetzstudien** (auch auf regionaler und Landesebene) unter Einbeziehung der Verteilnetzbetreiber könnten entsprechend Eingang finden, um Kohärenz zwischen den Planungen der ÜNB und der Verteilnetzbetreiber zu gewährleisten.
- Die Erstellung von **Netzentwicklungsplänen auf der Hochspannungsebene**, wie sie die BNetzA gemäß **§14(1b) S. 3 EnWG** einfordern kann, können die Kohärenz des Netzausbaus Spannungsebenen übergreifend weiter optimieren.
- Langfristig können die Potenziale von **lokaler Systemdienstleistungsbereitstellung durch (Erneuerbare) Erzeugungsanlagen auf der Verteilnetzebene** berücksichtigt werden, wodurch der konventionelle „Must Run“-Sockel reduziert werden kann.

2.4. Sensitivitätsbetrachtungen als Ergänzung zum NEP 2013

Der BWE hat in seinen Stellungnahmen zum NEP 2012⁸ angeregt, dass Sensitivitätsanalysen - obgleich sie über den Rahmen des NEPs hinausgehen - ein sinnvolles Instrument sind, um die Auswirkungen alternativer Annahmen auf den Netzausbau zu quantifizieren. Die ergänzenden Sensitivitätsbetrachtungen, die von den ÜNB bis zum 01. Juli 2013 vorgestellt werden sollen, stellen einen wichtigen Beitrag in diese Richtung dar:

- Absenkung des Nettostrombedarfs/der Jahreshöchstlast,
- eine pauschale Beschränkung der eingespeisten Leistung auf je 80% der in den einzelnen Bundesländern installierten Leistung Wind Onshore sowie
- eine alternative Regionalisierung der installierten EE-Leistung für das Szenario B 2023.

Der NEP verfolgt den Ansatz, das Netz nach dem derzeitigen gesetzlichen Rahmen „für die letzte Kilowattstunde“ auszubauen. Mit der vollständigen Integration Erneuerbarer Energien im NEP werden die EE als sog. „Must Run“ deklariert. Maßnahmen wie Einspeisemanagement (EinsMan), marktbezogene Eingriffe wie Redispatch von Kraftwerken und Lastabschaltungen werden im NEP nicht berücksichtigt, auch wenn sie gegenwärtig in der Praxis angewandt werden. Die „Dumped Energy“ für Windenergie im Leitszenario B 2023 beträgt 0 TWh (NEP 2013, S. 64). Eine von Ecofys erarbeitete Studie⁹ hingegen zeigte, dass zwischen ca. 212 GWh (in 2010) und 407 GWh (in 2011) durch EinsMan-Maßnahmen nach §11 EEG, überwiegend in Nord- und Ostdeutschland, verlorengegangen sind. Aufgrund von EinsMan-Maßnahmen nach §13(2) EnWG konnten im Jahre 2011 ca. 83 - 123 GWh Windenergie nicht eingespeist werden (ebd.).

⁸ z.B. in der BWE-Stellungnahme zum 2. Entwurf des NEP 2012:

<http://www.eeg-aktuell.de/wp-content/uploads/2012/11/BWE-Stellungnahme-zum-%C3%BCberarbeiteten-NEP1.pdf>

⁹ http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/abschaetzung-der-bedeutung-des-einspeisemanagements-nach-ss-11-eeg-und-ss-13-abs2-enwg/20121206_ecofy_studie_einsman_final.pdf

Der BWE schlägt **drei weitere Sensitivitätsanalysen ergänzend zum NEP 2014 (bzw. 2015) vor:**

- a) eine geringe Nutzung von **Einspeisemanagement** (d.h. im Ein- bis Drei-Prozentbereich der EE-Stromeinspeisung)
- b) Einbeziehung der Prognosegüte von Windenergie sowie Partizipation von Windenergie an der Bereitstellung von **Regelenergie**
- c) weitergehende Untersuchung des Flexibilisierungspotentials des konventionellen Kraftwerksparks.

2.4.1. Vorschlag a) Sensitivitätsanalyse „EinsMan“:

Dieser Vorschlag dient als ergänzende Analyse zu einer pauschalen Kappung der eingespeisten Leistung auf 80% der in den einzelnen Bundesländern installierten Onshore Wind-Leistung, wie sie aktuell in der Sensitivitätsbetrachtung von den ÜNB durchgeführt wird. EinsMan-Maßnahmen im 1- bis 3-% Bereich führen zu einem Anstieg der „Dumped Energy“ für Wind (in Szenario B 2023 liegt diese bei 0 TWh) und zu einer Verringerung der Situationen mit Einspeisespitzen. Hierdurch ergeben sich alternative „auslegungsrelevante Netznutzungsfälle“, nach denen der Netzausbau dimensioniert wird. Das durch diese Flexibilisierungsoption induzierte Reduktionspotenzial beim Netzausbau gilt es zu quantifizieren.

An dieser Stelle möchten wir darauf hinweisen, dass **der BWE die Möglichkeit sieht, 1% der von EinsMan-Maßnahmen betroffenen Arbeit einer Windenergieanlage als **Selbstbehalt** (Selbstbeteiligung) zu deklarieren.** Der BWE hat der Politik vorgeschlagen, dass die **darüber hinausgehende abgeschaltete Arbeit nur noch mit 80% der entgangenen Vergütungen** entschädigt wird. Nach wie vor gilt aber der Grundsatz „**Verwenden vor Abschalten**“¹⁰.

2.4.2. Vorschlag b) Sensitivitätsanalyse „Bereitstellung von Regelenergie durch Wind“:

Dieser Vorschlag geschieht in Anlehnung an die dena-Netzstudie II³, die die Auswirkungen einer verbesserten **Prognosegüte** von Windenergie auf die Regelleistungsvorhaltung quantifiziert hat. Trotz einer wesentlich höheren Windleistung im Jahr 2020 lag die in der dena-Netzstudie II ermittelte Regelleistung für die Sekundär- und Minutenreserve im heutigen Bereich, da die Prognosegüte durch höher aufgelöste Wettermodelle und individuelle Modellverbesserung gesteigert werden konnte. Der NEP 2013 beschreibt, dass die Bereitstellung von Regelleistung durch EE auf den Netzausbau keinen Einfluss habe, da auch (positive) Regelleistung bei ihrem Einsatz transportiert werden muss. Dennoch hält der BWE die Untersuchung eines **alternativen Regelmarktdesigns** im Rahmen der Marktanalyse für sinnvoll. Dieses alternative Marktdesign könnte z.B.

- ein **getrenntes Angebot von Leistungsscheiben** von **positiver** und **negativer Regelleistung**
- **kürzere Ausschreibungszeiten** und eine **Verringerung von Gebotszeiträumen**
- **Pooling** und **alternative Mindestgebotsgrößen**

unter Berücksichtigung der Prognosegüte von Windenergie analysieren. Insbesondere die Sensitivitätsanalyse „**getrenntes Angebot von positiver und negativer Regelleistung**“ in der Tertiär- und

¹⁰ Vorschläge des Bundesverbands Windenergie e.V. zur Weiterentwicklung des EEG in Bezug auf die Windenergie an Land vom 11. März 2013: <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/files/page/2011/erneuerbare-energien-gesetz-eeeg/20130311-bwe-positionen-zur-eeeg-debatte-finalx.pdf>

Primärreserve stellt eine Flexibilisierungsoption dar, bei der die Bereitstellung negativer Regelleistung durch Windenergieanlagen Netze potentiell entlasten und zu einer Reduktion des Netzausbaus führen kann. In Dänemark beispielsweise partizipieren Windenergieanlagen an der Bereitstellung von Tertiär- und Primärreserve (häufig im Rahmen von Pooling), indem sie insbesondere **negative Regelleistung** anbieten.

2.4.3. Vorschlag c) Sensitivitätsanalyse „Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks“:

Aufgrund des Anstiegs der dargebotsabhängigen Erzeugung würde eine Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen höherer Leistungsgradienten für eine flexiblere Fahrweise von konventionellen Kraftwerken wertvolle Hinweise liefern.

2.5. Ausweisung des konventionellen „Must Run“-Sockels (Mindestwirkleistungserzeugung des konventionellen Kraftwerksparks)

Wie bereits in seinen vorherigen Stellungnahmen zum NEP 2012, weist der BWE daraufhin, dass eine Ausweisung des konventionellen „Must Run“-Sockels sinnvoll wäre. In der Marktsimulation wird die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie von wärmegeführt betriebenen Anlagen als „Must Run“ abgebildet (NEP 2013, S. 46).

Im NEP 2013 haben sich gegenüber dem NEP 2012 insbesondere die Volllaststunden der Steinkohlekraftwerke erhöht (im Szenario B 2023 um fast 1.900 Volllaststunden); für die Gaskraftwerke werden ebenfalls höhere Werte im Vergleich zum NEP 2012 ausgewiesen (NEP 2013, S. 66). Es wird erwähnt (ebd.), dass dies insbesondere auf den Rückgang der Volllaststunden der Laufwasserkraftwerke sowie der Braunkohlekraftwerke zurückzuführen ist. Nicht ausgewiesen zu den einzelnen Szenarien sind Bandbreiten und Größenordnungen des **konventionellen „Must Run“-Sockels zur Gewährleistung der Systemstabilität**¹¹. Eine Darstellung wäre regelzonenübergreifend im Rahmen der Stabilitätsuntersuchung wünschenswert.

Des Weiteren möchte der BWE darauf hinweisen, dass die Begrifflichkeit „Must Run“ für EE-Erzeugung und wärmegeführt betriebene Anlagen für den Leser beim ersten Mal leicht irreführend erscheint, da es sich hierbei um ein „Must Run“ aufgrund von gesetzlichen Vorgaben handelt und nicht physikalisch-technischer Natur aus Systemstabilitätsgründen ist.

2.6. Behandlung von Szenario A und Szenario C in künftigen NEP

Aufgrund des kurzen Zeithorizonts zwischen der Erstellung des NEP 2012 und des NEP 2013 hält der BWE die Vorgehensweise einer detaillierten Analyse für das Leitszenario B 2023 und einer darauf basierenden indikativen Untersuchung für die Szenarien A und C für zweckmäßig. Dennoch ist an dieser Stelle fraglich, wie die Vorgehensweise in den folgenden NEP sein wird. Hier wäre eine Erläuterung der Implikationen, die daraus entstehen, dass das Leitszenario B künftig als Basis genommen wird, wünschenswert. Eine Erklärung

¹¹ Zum Vgl.: Studie von IAEW, Consentec, FGH, 2012. *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*. Abschlussbericht, 20. Januar 2012.

zum Verständnis wäre insbesondere vor dem Hintergrund wünschenswert, dass im NEP 2012 das Szenario C 2022 als Grundlage der Leistungsflussberechnungen für die weiteren Szenarien diene.

2.7. Miteinbeziehung der Option Teilverkabelung

Aus Akzeptanzgesichtspunkten und zur Beschleunigung des Netzausbaus möchte der BWE an dieser Stelle noch einmal auf die Miteinbeziehung der **Option Teilerdverkabelung** hinweisen (Auszug aus *BWE-Stellungnahme zum 2. Entwurf des NEP Strom 2012*⁸):

„Die im NEP ermittelten Investitionskosten für die Netzmaßnahmen wurden alle in Freileitungstechnik kalkuliert (vgl. Darstellung der Kostenschätzungen, 2. Entwurf des NEP 2012, S. 384). Unter Einbeziehung der **örtlichen Akzeptanz** stellt die Teilerdverkabelung an bestimmten Trassenabschnitten eine wichtige Alternative dar. Eine Verzögerung des Netzausbaus und die daraus resultierenden Netzengpässe führen zu **Opportunitätskosten**, die in eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung miteinzubeziehen sind. So konkludieren Leprich *et al.* (2011) in ihrer Studie: „in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung aller Kosten (Investition/Übertragungsverluste/Netzengpass) zeigt sich, dass bei einer unterstellten 1-jährigen Beschleunigung des Netzausbaus durch **Teilverkabelungen** die betrachteten Kosten denen des reinen Ausbaus mit Freileitungen gleichzusetzen sind. Dabei sind die durch den 1-jährigen Engpass zu erwartenden Mehrkosten entscheidend. In den betrachteten Ausbauvarianten überwiegt der zeitliche Vorteil einer Teilverkabelung von Übertragungstrassen gegenüber denen zusätzlicher Investitionskosten.“ Wie in der Studie erwähnt, bedarf die Entscheidung, ob eine Teilerdverkabelung aus genannten Gründen vorzuziehen ist, jeweils einer Einzelprüfung. In anderen Ländern wie beispielsweise Dänemark wird die Erdverkabelung auch auf der Höchstspannungsebene (dort: 400 kV) auf ausgewählten Trassen als Teil der Landschaftsverschönerung vorgesehen. Auf die Option der Teilerdverkabelung an Trassenabschnitten sollte aus Sicht des BWEs bereits im NEP deutlich hingewiesen werden und eine konkretere Analyse erfolgen. Dies ist auch wichtig, um ggf. die nötigen Produktionskapazitäten für Höchstspannungskabel rechtzeitig zu antizipieren. Diese Forderung geht über die Vorgaben des EnWG hinaus, welches in §12e Abs. 3 darlegt, dass für den Bundesbedarfsplan ein einzelnes Pilotprojekt vorgesehen werden kann, das auf einem Teilabschnitt als Erdkabel errichtet werden kann (HGÜ-Trasse). Dennoch hält der BWE die Forderung einer grundsätzlichen Miteinbeziehung der Teilverkabelungsoption für wesentlich, da bislang implizit nur Raum für eine Kostenuntersuchung der Freileitungstechnik im NEP gegeben ist.“

2.8. Abschließende Anmerkungen zum Konsultationsverfahren der ÜNB

Der BWE begrüßt den Dialog und die Beteiligung der Öffentlichkeit an dem Netzentwicklungsplan 2013. In Bezug auf die **Transparenz** haben die ÜNB hervorragende Arbeit geleistet, dass die Stakeholder und interessierten Bürger sich gut informieren können. Die **Webseite** netzentwicklungsplan.de ist sehr übersichtlich gestaltet und bietet zusätzlich viele Links zu Hintergrundinformationen. Über die Dialog- und **Informationsveranstaltungen** wurde zeitlich bereits weit im Vorfeld informiert und eingeladen. Diese Veranstaltungen boten eine sehr gute Möglichkeit, sich auch mit teils sehr konkreten Fragen an die ÜNB zu wenden, was sich durch das sehr transparente Verfahren sicherlich Akzeptanz fördernd für den Netzausbau auswirkt. Die diversen Möglichkeiten sowohl über das Online-Formular, per E-Mail oder per Post Stellungnahmen zu übermitteln, vereinfacht den Konsultationsprozess zusätzlich. Die bestehende Problematik der Komplexität der Thematik wird durch eine möglichst verständliche Dokumentation im NEP

Rechnung zu tragen.

Gemäß § 12d EnWG kann nach der erstmaligen Bestätigung des NEPs die Beteiligung der Öffentlichkeit bei Fortschreibung des NEPs auf Änderungen des Szenariorahmens oder des NEPs gegenüber dem Vorjahr beschränkt werden. Das vollständige Verfahren muss lediglich alle drei Jahre durchgeführt werden. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage der Anpassung des im EnWG vorgegebenen zeitlichen Rahmens, wenn der Erstellungsrhythmus auf alle zwei Jahre umgestellt werden würde. So könnte dann aufgrund des verlängerten Turnus jedes Mal das vollständige Verfahren angewandt werden.

Ansprechpartner:

Dr. Stephanie Ropenus, T +49 (0)30 / 21 23 41 – 244, s.ropenus@wind-energie.de
Georg Schroth, T +49 (0)30 / 21 23 41 – 242, g.schroth@wind-energie.de