

Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

E.ON Netz GmbH
Netzplanung /
Assetmanagement
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
www.eon-netz.com

Dr.-Ing. Kerstin Meisa
T 09 21-9 15-46 93
F 09 21-9 15-41 49
kerstin.meisa
@eon-energie.com

10. Juli 2012

Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan (NEP) der ÜNB's

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit, bei der Konsultation des nach § 12b des EnWG von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten und am 30. Mai 2012 veröffentlichten Netzentwicklungsplans (NEP) Stellung nehmen zu können und nehmen diese gerne wahr. Diese Stellungnahme gilt gleichlautend für die Unternehmen E.ON Deutschland, E.ON Avacon, E.ON Bayern, E.ON edis, E.ON Hanse, E.ON Mitte, E.ON Netz, E.ON Thüringer Energie und E.ON Westfalen Weser.

Die Netzgebiete der E.ON-Verteilungsnetzbetreiber decken große Teile des Bundesgebiets ab und sind durch lokal sehr unterschiedliche Netznutzungsanforderungen gekennzeichnet. Allen E.ON-Netzbetreibern gemein ist, dass sie überwiegend ländliche Regionen versorgen, die gleichzeitig zunehmend große Mengen von Strom aus Erneuerbaren Energien aufnehmen müssen. Die an dieser Stellungnahme beteiligten Verteilungsnetzbetreiber spielen somit eine entscheidende Rolle für die Energiewende.

Der Netzentwicklungsplan liefert einen Beitrag zur öffentlichen Anerkennung der Notwendigkeit eines zeitnahen Netzausbaus. Aus diesem Grund wird seine Veröffentlichung von uns mit Nachdruck begrüßt. Wir sind uns bewusst, dass es sich bei der Erstellung eines allgemein akzeptierten NEPs um ein sehr komplexes Vorhaben handelt und dass der vorliegende Entwurf der erste Versuch ist, dieses Vorhaben zu realisieren. Die an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen möchten die Konsultation nutzen, um einen konstruktiven Beitrag zum Konzept und zum Ergebnis des NEP zu liefern. Sie haben ein großes Interesse an einem soliden NEP, und möchten darüber hinaus auch Hinweise auf Verbesserungsmöglichkeiten bei der Erstellung zukünftiger NEPs geben. In den folgenden Abschnitten wird in diesem Zusammenhang auf folgende Punkte näher eingegangen:

- Planungssicherheit durch den NEP
- Regionalisierung der zukünftigen Last- und Einspeiseszenarien
- Wechselwirkungen zwischen Verteilungsnetz und Übertragungsnetz
- Wechselwirkungen zwischen Offshore-Netz und Onshore-Übertragungsnetz

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Dr. Thomas König
Geschäftsführer:
Dietrich Max Fey
Branko Rakidzija

Sitz: Bayreuth
Amtsgericht Bayreuth
HRB 4900

- Betrachtung der 220-kV-Ebene
- Zeitlicher Ablauf der Netzentwicklung
- Alternativen zum Netzausbau
- Stellungnahme zu konkreten Maßnahmen in den Netzgebieten der betroffenen Verteilungsnetzbetreiber

Planungssicherheit durch den NEP

In der Einleitung des NEP wird auf S. 12 betont, dass der NEP 2012 nicht die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes final festlegt. Angesichts zahlreicher Unsicherheiten müssen Planungen selbstverständlich weiterentwickelt werden können. Hierzu ist prozessual grundsätzlich vorgesehen, dass jährlich ein NEP vorgelegt wird. Da allerdings keine inhaltlichen Verfahrensweisen, z. B. in Form von Planungsgrundsätzen, festgeschrieben sind, auf dessen Basis einmal im NEP festgeschriebene Maßnahmen weiterentwickelt werden können (bzw. müssen) oder neue aufgenommen werden, stellt sich generell die Frage nach der Verbindlichkeit der beschriebenen Maßnahmen. Eine zusätzliche Planungssicherheit für betroffene Stakeholder, wie z. B. Beispiel die Verteilungsnetzbetreiber, ist auf diese Weise nicht gegeben. Hierdurch reduziert sich der Mehrwert der durch den NEP öffentlich gemachten Planung gegenüber der bisherigen Planungspraxis.

Regionalisierung der zukünftigen Last- und Einspeiseszenarien

Für die mögliche Entwicklung von Last und Erzeugung in Deutschland wurde für den NEP der Szenariorahmen nach § 12a des EnWG zugrunde gelegt, der im Spätsommer 2011 durch die Bundesnetzagentur konsultiert wurde. Der regionalen Verteilung wird im vorliegenden Szenariorahmen dadurch Rechnung getragen, dass die installierten Leistungen je Bundesland aufgeschlüsselt sind. Für die Netzentwicklung ist allerdings eine derart grobe Zuordnung nicht ausreichend, sondern eine netzknotenscharfe Betrachtung von Last- und Erzeugungsentwicklung erforderlich. Auch wenn die Vorgehensweise grob beschrieben wird, ist das Ergebnis der Zuordnung, die die wesentliche Basis für die Erstellung des NEP ist, aus dem vorliegenden Dokument nicht ersichtlich.

Die genauen Standorte (bzw. Anschlussknoten) von Kraftwerken und die Annahmen über jeweils an einzelne Knoten angeschlossene Lasten haben allerdings Einfluss auf die Auslastung von Höchstspannungsleitungen und damit den Ausbaubedarf. Einen entscheidenden Einfluss hat die knotenscharfe Zuordnung auf den Bedarf an neuer Umspannkapazität an einzelnen Standorten. Für einen transparenten und damit nachvollziehbaren NEP muss die Zuordnung zwischen Verteilungsnetz- und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt sein. Der Verlauf des Abstimmungsprozess sollte genau festgelegt sein.

Das für den NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagene Leitszenario B basiert auf den Entwicklungszielen der Bundesregierung, das Szenario C 2022 auf den regionalen Zielen der Bundesländer.

Aus Sicht der an dieser Stellungnahme beteiligten Verteilungsnetzbetreiber sind nach den jetzigen Rahmenbedingungen und im Vergleich mit dem aktuellen Ausbaustand der Erneuerbaren Energien in einigen Ländern die im Leitszenario B genannten Zahlen für 2022 bereits deutlich früher erreicht. Ein Überschreiten der Zahlen aus Szenario B und das Eintreten des Szenarios C ist hier wahrscheinlich.

Für eine effiziente und auf einheitlichen Prämissen beruhende Netzplanung müssen daher die energiepolitischen Ziele des Bundes und der Länder aufeinander abgestimmt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass insbesondere an den Schnittstellen zwischen Verteilungsnetz- und Übertragungsnetzbetreiber Ineffizienzen entstehen.

Ermittlung auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle

Eine weitere wesentliche Grundlage für den NEP sind die identifizierten auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle. Der NEP muss den Einfluss verschiedener Faktoren transparent machen, die dazu führen können, dass es real für das Netz ungünstigere Netznutzungsfälle gibt, als sie zur Erstellung des NEP ermittelt wurden. Einige Faktoren sind im Folgenden aufgeführt:

- Die verwendete Marktsimulation ermittelt den Kraftwerkseinsatz unter der Voraussetzung der vollständigen Information, dies bewirkt beispielsweise bei den Pumpspeicherkraftwerken idealisierte Einsätze.
- Auf S. 45 wird angegeben, dass die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten (NTCs) unter Berücksichtigung des TYNP berechnet wurden. Eine genaue Angabe der verwendeten Werte wäre im Sinne der Transparenz und Nachvollziehbarkeit zweckmäßig.
- Die Sensitivität der Last wurde nur für eine Lastreduktion ermittelt. Eine Lasterhöhung könnte jedoch größere Auswirkungen auf den Ausbaubedarf haben und ist angesichts der erwarteten Zunahme elektrischer Verbraucher trotz Effizienzsteigerungen nicht unwahrscheinlich.

Die Annahmen und besonders deren Einfluss auf das Gesamtergebnis sollten durch weitere Sensitivitätsrechnungen transparent gemacht werden.

Weiterhin sollte deutlich werden, dass die Weiterentwicklung neuer Technologien die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle wesentlich beeinflussen kann. Auf das Thema Power-to-Gas wird in diesem Zusammenhang ausführlich eingegangen. Inwiefern Elektrofahrzeuge und Demandside-Management (DSM) zukünftig Einfluss nehmen, findet jedoch keine Erwähnung, obwohl diese Technologien bereits weiter fortgeschritten sind. Hier ist auch zu sagen, dass DSM, je nach Steuerung, nicht zwangsläufig entlastend für das Netz wirken muss, sondern zu einer zusätzlichen Belastung führen kann.

Wechselwirkung zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz

Die Umsetzung der energiepolitischen Ziele in Deutschland ist mit großen Herausforderungen für alle Netzbetreiber verbunden. Neben dem im NEP beschriebenen Ausbaubedarf im Übertragungsnetz ist in den Verteilungsnetzen ebenfalls ein massiver Ausbaubedarf erforderlich, da hier vorrangig der Anschluss der Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien erfolgt.

Auch dieser Sachverhalt sollte im NEP deutlich benannt werden, auch wenn mit dem NEP der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz festgestellt wird. Zudem ist zu berücksichtigen, dass es sich beim Netz um ein Gesamtsystem handelt und das Übertragungsnetz nicht völlig isoliert betrachtet werden darf. Maßnahmen im Übertragungsnetz haben Rückwirkungen auf die Verteilungsnetze und umgekehrt. Dieser Tatsache wird im vorliegenden NEP-Entwurf nicht ausreichend Rechnung getragen.

Explizit ausgeschlossen wird im vorliegenden NEP die Nennung des Ausbaubedarfs an der Schnittstelle zwischen Verteilungsnetz und Übertragungsnetz, der in Form des zusätzlichen Bedarfs an Umspannkapazität zwischen Hoch- und Höchstspannung (S. 81) quantifiziert werden muss. Es wird darauf verwiesen, dass diese „in dem NEP nachgelagerten Untersuchungen [...] ermittelt werden“. Der genaue Ablauf dieser nachgelagerten Untersuchungen und der Eingang der Ergebnisse in den NEP bzw. in den Bundesbedarfsplan ist allerdings nicht festgelegt.

Der Netzausbaubedarf entsteht im Wesentlichen durch den Zubau von EE-Anlagen. Diese Anlagen werden wie oben bereits erwähnt zum überwiegenden Teil (bis auf Offshore-Windkraftanlagen) an die Verteilungsnetze, d. h. an die Netze der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen. Kann der in diesen Anlagen erzeugte Strom lokal nicht abgenommen werden (in der Regel wird Erneuerbare Energie in lastschwachen ländlichen Regionen erzeugt, so dass hier ein häufig nicht mehr zu verteilender lokaler Überschuss an Einspeisung entsteht), so muss er überregional weiterverteilt und transportiert werden. Hierfür müssen die Netzverknüpfungspunkte zwischen den Verteilungs- und Übertragungsnetzen entsprechend dimensioniert sein, so dass der Stromtransport auf kürzestem Weg und damit effizient in das Übertragungsnetz stattfinden kann. Der NEP sollte diesem Sachverhalt Rechnung tragen und berücksichtigen, dass ohne einen Ausbau der HöS/HS-Umspannebene die Integration Erneuerbarer Energien nicht möglich ist.

Der NEP soll zwar den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz feststellen, sollte aber – zumindest indem er die Schnittstelle zur unterlagerten Netzebene berücksichtigt – nicht gänzlich außer Acht lassen, dass der Ausbau in allen Netzebenen zusammen so gering wie möglich gehalten werden muss. Eine explizite Aufführung der geplanten neuen und zu erweiternden Umspannanlagen im NEP, wie sie auch teilweise bereits in bilateralen Vereinbarungen zwischen ÜNB und unterlagertem VNB festgelegt wurden (s. unten), würde auch hier die Festschreibung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit dieser Vorhaben bewirken, damit ihre Relevanz für die Energiewende unterstreichen und zur gesellschaftlichen Akzeptanz beitragen.

Im NEP wird für mehrere Umspannwerke eine Umstellung von 220 kV auf 380 kV vorgesehen. Es ist zu berücksichtigen, dass sich solche Maßnahmen auch auf das 110-kV-Netz auswirken. Beispielsweise steigt bei einer solchen Umstellung die Kurzschlussleistung an den entsprechenden Stationen, so dass die Kurzschlussfestigkeit der

110-kV-Schaltanlagen evtl. nicht mehr ausreichend ist. Dass hierdurch Folgekosten entstehen, muss im NEP erwähnt werden und der Umgang mit diesen Folgekosten muss geklärt werden. Ähnliches gilt für die Anschlusspunkte von HGÜ-Leitungen. Hier sind potenzielle Auswirkungen auf die Hochspannungsnetze zu prüfen und die technischen Folgen sowie resultierende Folgekosten abzuschätzen.

Wechselwirkung zwischen Offshore-Netz und Onshore-Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz an Land hat Schnittstellen zum sich in der Entstehung befindenden Offshore-Netz. Für dieses wird derzeit ein Offshore-Masterplan entwickelt. Im NEP sollte festgehalten werden, welche Abhängigkeiten zu den Ergebnissen dieses Masterplans bestehen und wie die Planungen zusammengeführt werden. Mangelnde Koordination darf auch hier nicht zu Verzögerungen und Ineffizienzen führen.

Berücksichtigung des 220-kV-Netzes

Ebenfalls auf S. 81 des NEP findet sich die Aussage, dass das 220-kV-Netz in den Untersuchungen nicht explizit ausgewertet wurde. Gerade weil der Strom aus Erneuerbaren Energien von den unteren in die überlagerten Netzebenen weitergeleitet wird, erscheint eine Vernachlässigung des 220-kV-Netzes fragwürdig. Insbesondere die Begründung, dass die 220-kV-Leitungen regional abgegrenzte Übertragungsaufgaben wahrnehmen, rechtfertigt keineswegs eine Vernachlässigung bei der Auswertung, sondern ist vor o. g. Hintergrund eher ein Grund für eine detaillierte Berücksichtigung auch dieser Spannungsebene.

Zeitlicher Ablauf der Netzentwicklung

Im vorliegenden NEP werden keine konkreten Realisierungszeitpunkte für die als notwendig ermittelten Maßnahmen genannt. Angesichts der Unsicherheiten bei den Netzausbau treibenden Faktoren ist dieses zwar nachvollziehbar, birgt jedoch ein entscheidendes Risiko: Die Notwendigkeit einiger Maßnahmen liegt nicht erst in zehn Jahren, sondern bereits sehr kurzfristig vor. Anhand der im NEP gewählten Darstellung wird nicht deutlich, dass einige Maßnahmen sofort angestoßen werden müssen, da bereits heute Überlastungen bestehen. Im NEP sollte zum Ausdruck kommen, wie die Maßnahmen priorisiert sind und welche Abhängigkeiten zwischen ihnen bestehen. Eine Benennung von zumindest ungefähren Realisierungszeitpunkten wäre erforderlich, um die möglichen Auswirkungen bei nicht zeitgerechter Realisierung (beispielsweise die aufgrund von Einspeisemanagement nicht eingespeiste Energie) zu quantifizieren. Insbesondere wenn sich die – im NEP nicht vollständig benannten, von der Realisierung verschiedener Leitungen abhängigen – Neuerrichtungen und Erweiterungen der Umspannkapazität verzögern, wird es zwangsläufig zu vermehrten Einspeisemanagement-Einsätzen im Verteilungsnetz mangels Ausspeisekapazitäten ins Übertragungsnetz kommen. Hier wären zur Unterstreichung der unmittelbaren Notwendigkeit einiger der Maßnahmen zumindest qualitative Aussagen hilfreich. Sofern konkrete Planungen vorliegen, sollten definierte Zeitpunkte angegeben werden. Der Eindruck, dass das im NEP aufgezeigte Zielnetz erst 2022 Realität sein muss und bis dahin kein Zeitdruck existiert, muss in jedem Fall verhindert werden.

Die Nennung von Realisierungszeitpunkten (respektive -zeiträumen) würde zudem eine zielgerichtete Planung bei den unterlagerten Netzbetreibern ermöglichen und Fehlplanungen verhindern, da Maßnahmen der Verteilungsnetzbetreiber häufig von denen der Übertragungsnetzbetreiber abhängen. Dies gilt insbesondere für die Erweiterung

und den Neubau von Netzverknüpfungspunkten, die, wie oben dargestellt, für den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien essentiell sind.

Alternativen zum Netzausbau

Die Netzausbauplanung muss, wie es auch das EnWG vorschreibt, möglichst effizient erfolgen. Im vorliegenden NEP wird beschrieben, dass Maßnahmen wie Redispatch, Countertrading oder Wind Curtailment Notfallmaßnahmen sind, die im Betrieb, nicht aber bereits bei der Planung berücksichtigt werden. An dieser Stelle sollte der NEP proaktiv dem Einwand begegnen, dass eine solche Sichtweise nicht völlig unwirtschaftlich ist, indem er transparentere Begründungen liefert. Beispielsweise kann gezeigt werden, wie viele Stunden im Jahr die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle auftreten und ob dadurch ein Netzausbau tatsächlich gerechtfertigt ist. Hier sei auch auf das Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ der Bundesnetzagentur vom Dezember 2011 verwiesen, in dem explizit beschrieben wird, dass ein gesamtwirtschaftliches sinnvolles Verhältnis zwischen Netzausbau und Abschaltmaßnahmen gefunden werden sollte. Dieses Bestreben wird im vorliegenden NEP nicht ausreichend berücksichtigt.

Aufgrund der geringen Mengen hat die „dumped power“ sicher keinen nennenswerten Einfluss auf das Ergebnis. Statt hier – nach der aus unserer Sicht ebenfalls aus Systemsicht nicht unbedingt sinnvollen Absenkung von regelbaren und daher für das Netz im Zweifel nützlichen Biomasseanlagen – eine Reduktion von Wind und PV proportional zu deren Einspeiseleistung vorzunehmen, wäre eine Reduktion der Anlagen mit hoher Sensitivität auf Netzüberlastungen allerdings denkbar. Für größere Mengen „dumped power“ ist das verwendete Vorgehen demnach anfechtbar und sollte besser begründet oder angepasst werden.

Stellungnahme zu konkreten Maßnahmen in den Netzgebieten der an dieser Stellungnahme beteiligten Verteilungsnetzbetreiber

Wie oben beschrieben, sind für die Verteilungsnetzbetreiber und deren Planung insbesondere die Netzverknüpfungspunkte zwischen Höchstspannungsnetz und Hochspannungsnetz von besonderer Bedeutung. Aus Sicht der an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen müssen zumindest die Punkte, über die bereits Gespräche stattgefunden haben oder sogar Vereinbarungen getroffen wurden, im NEP benannt werden. Die Netzverknüpfungspunkte sind kein Selbstzweck für die Verteilungsnetzbetreiber, sondern sie sind für die Integration Erneuerbarer Energien unverzichtbar. Daher werden im Folgenden die aus unserer Sicht fehlenden Netzverknüpfungspunkte benannt und weitere regionalspezifische Anmerkungen aufgeführt.

Schleswig-Holstein (E.ON Netz GmbH), Schnittstelle zur TenneT TSO GmbH

- Die mit der TenneT TSO GmbH vereinbarten Ausspeisepunkte sind bis auf Jarde-
lund und Schuby berücksichtigt. Da diese an einer bestehenden Höchstspannungs-
trasse liegen, wird davon ausgegangen, dass sie von TenneT nach wie vor vorge-
sehen sind. Da die Notwendigkeit dieser Punkte bereits bei der „Netzentwick-
lungsinitiative Schleswig-Holstein“ festgestellt wurde, spricht nichts gegen eine
explizite Nennung im NEP.
- Die übrigen bei der „Netzentwicklungsinitiative Schleswig-Holstein“ vereinbarten
neuen Ausspeisepunkte an den Küsten sind zwar benannt, jedoch ist im NEP aus-
schließlich von „380-kV-Schaltanlagen“ die Rede. Hier sollte die Tatsache Er-
wähnung finden, dass es sich gleichfalls um 380/110-kV-Umspannanlagen han-
delt.

Schleswig-Holstein (E.ON Hanse AG)

- Aufgrund der Fortschreibung der Regionalplanung und der damit einhergehenden
Ausweisung von Windeignungsflächen werden in Schleswig-Holstein nach der
Windtest-Studie Teil II bereits bis 2016 ca. 10,1 GW Einspeiseleistung zur Verfü-
gung stehen. Darüber hinaus werden bis 2020 Anlagen mit einer Gesamtleistung
von ca. 11,9 GW (onshore) aufgestellt und einspeisebereit sein. Damit ist das Sze-
nario B 2022 (mit einer Prognose von 9,6 GW) schon aus heutiger Sicht überholt
und muss für das Netzgebiet der E.ON Hanse AG durch das Szenario C 2022 er-
setzt werden. Die E.ON Hanse AG weist mit Nachdruck darauf hin, dass ein auf
einem überholten Szenario basierender Netzausbau über Jahre zu erheblichen
(vermeidbaren) Netzengpässen führen wird. Daher ist es auch fragwürdig, ob un-
ter diesen Gegebenheiten die extrem hohen Entschädigungszahlungen (für nicht
eingespeiste Energie gemäß EEG) von der BNetzA als dauerhaft nicht beeinfluss-
bare Kosten anerkannt werden. Insofern kann zur Risikominimierung nur das Sze-
nario C 2022 zur Anwendung kommen.

Niedersachsen (E.ON Netz GmbH), Schnittstelle zur TenneT TSO GmbH

- Die geplante Umspannanlage in Halbmond ist mit der TenneT TSO GmbH be-
reits vereinbart und ihre Erforderlichkeit festgestellt, sie ist im NEP aber nur als
„380-kV-Schaltanlage“ benannt. Hier wäre eine Verdeutlichung wie bei den ge-
planten Umspannanlagen in Schleswig-Holstein wünschenswert. Grundsätzlich
wird mit der Errichtung eines Umspannwerks Halbmond eine zwingende Voraus-
setzung für die Aufnahme und Weiterverteilung der im Küstenbereich des Nord-
Westens Niedersachsens umgewandelten Energie geschaffen. Eine zeitnahe Reali-
sierung (möglichst ab 2015) ist aus Sicht ENE unbedingt anzustreben, da es be-
reits heute nur bedingt möglich ist, den bereitgestellten Strom vollständig aufzu-
nehmen und weiterzuleiten. Dem NEP liegt jedoch kein Zeitplan zur Realisierung
der Maßnahmen bei. Dies erschwert die Maßnahmenplanung im unterlagerten
Netz und kann zu Ineffizienzen beim Netzausbau führen.
- Die beschriebene Erhöhung der Umspannkapazitäten durch Erweiterung/Neubau
der Schaltanlagen Farge, Dollern und Sottrum scheint noch nicht ausreichend.
Dieses sollte bei Erweiterungsmaßnahmen Berücksichtigung finden.

Brandenburg / Mecklenburg-Vorpommern (E.ON edis AG), Schnittstelle zur 50Hertz Transmission GmbH

- Die sieben von der E.ON edis AG beantragten neu zu errichtenden Netzverknüpfungspunkte Lubmin, Schönwalde, Mildenberg/Gransee, Altentreptow Süd, Beetzsee Nord, Freyenstein- Putlitz und Heinersdorf sind im NEP nicht benannt, obwohl sie mit 50HzT fest vereinbart sind. Für diese Punkte wurden durch den ÜNB bereits Investitionsbudgetanträge bei der Bundesnetzagentur gestellt, was die Verbindlichkeit der Vereinbarungen unterstreicht. Weiterhin fehlt im NEP die Erhöhung der Netzanschlusskapazität für drei bestehende Netzverknüpfungspunkte, die gleichfalls mit dem ÜNB 50HzT vereinbart wurde. In beiden Fällen wäre es sinnvoll und notwendig, dass vereinbarte Maßnahmen, deren Erforderlichkeit bereits festgestellt wurde, im NEP explizit benannt und verankert werden.

Thüringen (E.ON Thüringer Energie AG), Schnittstelle zur 50Hertz Transmission GmbH

- Die zwischen E.ON Thüringer Energie AG und 50HzT abgestimmten Erweiterungsmaßnahmen in den 380/110-kV-Umspannwerken Eisenach und Großschwabhausen sowie der Neubau des 380/110-kV- Umspannwerks Ebenheim wurden im NEP nicht berücksichtigt.

Zusammenfassung

Die an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen begrüßen ausdrücklich die Veröffentlichung des NEP. Durch dieses Papier möchten sie einen konstruktiven Beitrag zu seiner Verbesserung leisten. Dazu wird auf einzelne Punkte eingegangen, die in diesem Abschnitt zusammengefasst sind.

Um durch den NEP eine zusätzliche Planungssicherheit zu erreichen, muss – beispielsweise in Form von Planungsgrundsätzen – das inhaltliche Vorgehen festgelegt werden, wie der NEP jährlich weiterentwickelt wird.

Damit der Netzausbau gemäß dem EnWG effizient erfolgen kann, müssen die Szenarien bezüglich des Zubaus an EE-Anlagen zwischen Bund und Ländern abgestimmt sein. In einigen Regionen sind die Entwicklungen im Szenario C des Szenariorahmens aus Sicht der Verteilungsnetzbetreiber wahrscheinlich, während die Übertragungsnetzbetreiber das Szenario B als Leitszenario zugrunde legen. Die Annahmen des Szenarios B scheinen für einzelne Regionen bereits heute überholt. Wichtig ist zudem, dass nicht nur aggregierte Daten je Bundesland, sondern die knotenscharfe Zuordnung von Last und Erzeugung transparent dargestellt werden. Nur so kann gewährleistet werden, dass Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber auf derselben Basis planen.

Im vorliegenden NEP-Entwurf werden die Erweiterung und der Neubau von HöS/HS-Netzverknüpfungspunkten explizit nicht berücksichtigt. Diese haben jedoch eine große Bedeutung für die Aufnahme des Stroms aus Erneuerbaren Energien, da ohne sie erhebliche Ausspeiseengpässe im Verteilungsnetz entstehen. Deren Behebung allein durch Ausbau der Verteilungsnetze ohne die Errichtung und Erweiterung von Ausspeisepunkten ist technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll. Die Netzverknüpfungspunkte müssen daher wesentlicher Bestandteil des NEP sein. In dieser Stellungnahme werden konkret die Netzverknüpfungspunkte benannt, über die bereits Vereinbarungen bestehen. Weiterhin ist es erforderlich, dass die Auswirkungen von Maß-

nahmen im Übertragungsnetz auf das Verteilungsnetz, beispielsweise durch die Umstellung von 220 auf 380 kV, und der Umgang mit dadurch entstehenden Folgekosten dargestellt werden.

Ebenso wie eine Wechselwirkungen zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz besteht, ist eine Wechselwirkung zwischen der Entwicklung des Offshore- und des Onshore-Übertragungsnetzes zu erwarten. Der NEP sollte Aussagen dazu enthalten, wie er und die darin aufgezeigten Maßnahmen mit den im sich derzeit in Bearbeitung befindenden Offshore-Masterplan dargestellten Maßnahmen zusammenhängen.

Dass die Notwendigkeit für einige der im NEP benannten Maßnahmen nicht erst in zehn Jahren, sondern bereits heute besteht, kommt im vorliegenden Entwurf nicht bzw. nicht ausreichend zur Geltung. Selbst wenn aufgrund großer Unsicherheiten kein konkreter Zeitplan vorgelegt werden kann, muss die Dringlichkeit der einzelnen Maßnahmen benannt werden und ihre Abhängigkeiten voneinander und von äußeren Entwicklungen müssen transparent gemacht werden.

Der NEP sollte zeigen, dass die dargestellten Netzausbaumaßnahmen die wirtschaftlichsten und nachhaltigsten Lösungen sind. Mit einer Darstellung, wie viele Stunden im Jahr die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle tatsächlich auftreten, kann gezeigt werden, inwieweit ein Netzausbau tatsächlich gerechtfertigt ist oder ob Notfallmaßnahmen wie Redispatch, Wind Curtailment oder Counter Trading in der Planung berücksichtigt werden können, um diese Netznutzungsfälle zu überbrücken. Ebenso ist besser zu begründen, warum keine Aussagen zur 220-kV-Ebene vorliegen. Gerade weil diese regionale Übertragungsaufgaben wahrnimmt, ist zu erwarten, dass sie aufgrund der vornehmlich dezentral einspeisenden EE-Anlagen relevant und daher nicht vernachlässigbar ist.

Abschließend möchten wir betonen, dass eine stärkere Einbeziehung der Verteilungsnetzbetreiber bei der Erstellung zukünftiger NEPs im Hinblick auf den gewünschten effizienten Aus- und Umbau des Gesamtsystems unverzichtbar ist. Wir begrüßen, dass die Notwendigkeit zur Zusammenarbeit auch von den Übertragungsnetzbetreibern (s. S. 34 des NEP) gesehen wird. Der Eingang der Belange der Verteilungsnetze in den finalen NEP und schließlich in den Bundesbedarfsplan muss, anders als bisher, sichergestellt und klar geregelt werden. Für den nächsten NEP sollte die Abstimmung mit den unterlagerten Netzbetreibern frühzeitiger als bislang beginnen. Auch hier ist eine Festschreibung der Vorgehensweise wünschenswert.

Mit freundlichen Grüßen

ppa.



Wolfgang Hildebrand

i. V.



Dr. Markus Obergünner