



E.ON SE · Brüsseler Platz 1 · 45131 Essen

Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

E.ON Deutschland
Technische Netzentwicklung
und Asset Management

E.ON SE
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

Dr. Kerstin Meisa
T +49 02 01-1 84-68 29

28. Mai 2014

Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Möglichkeit, bei der Konsultation des nach § 12b des EnWG von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans (NEP) 2014 Stellung nehmen zu können und nehmen diese gerne wahr. Diese Stellungnahme gilt gleichlautend für folgende Verteilnetzbetreiber der E.ON Gruppe in Deutschland: Avacon, Bayernwerk, Edis, E.ON Hanse und Schleswig-Holstein Netz.

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. Die an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen möchten wie in den letzten Jahren 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. Wir verweisen auf unsere Ausführungen in der letztjährigen Stellungnahme. Zusätzlich möchten wir in den folgenden Abschnitten auf folgende Punkte näher eingehen:

- Neue Methoden zur Maßnahmenbewertung
- Marktsimulation und Netznutzungsfälle
- Szenariorahmen

1/5

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Werner Wenning

Vorstand:
Dr. Johannes Teyssen
(Vorsitzender)
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum
Jørgen Kildahl
Dr. Bernhard Reutersberg
Klaus Schäfer
Mike Winkel

Sitz: Düsseldorf
Amtsgericht Düsseldorf
HRB 69043

- Regionalisierung
- Wechselwirkungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Neue Methoden zur Maßnahmenbewertung

Eine Weiterentwicklung der Bewertungssystematik des NEP wird von uns begrüßt. Dadurch, dass die Notwendigkeit von Maßnahmen zukünftig durch einen erweiterten Kriterienmix bewertet werden soll, wird der Komplexität der Netzplanung Rechnung getragen, die praktisch ebenfalls mehrere Aspekte in Betracht ziehen muss.

Neben den bisherigen Kriterien für die Bewertung der Notwendigkeit von Maßnahmen (Engpassbeseitigung und Bewahrung der Systemstabilität), werden in der vorgeschlagenen ergänzenden Bewertung die Auswirkungen einzelner Maßnahmen auf Redispatchmengen und EE-Einspeisemanagement betrachtet. Aus der Darstellung im vorliegenden Entwurf wird jedoch nicht deutlich, warum ausgerechnet aus diesen Kriterien eine Priorisierung abgeleitet wird. Die Grafik auf S. 20 wirkt zudem aufgrund der Skalierung so, als ob der Beitrag der Cluster marginal wäre – was vermutlich primär daran liegt, dass die Cluster deutlich weniger Maßnahmen enthalten als das Startnetz und das BBPIG. Hierzu wäre eine Erläuterung wünschenswert. Weiterhin ist zu erwähnen, dass die Grafik das im Verteilnetz durch Maßnahmen im Übertragungsnetz in Zusammenhang mit neuen Netzverknüpfungspunkten verhinderte Einspeisemanagement nicht enthält.

Grundsätzlich sind als wirksam und erforderlich bewertete NEP-Maßnahmen vollumfänglich zu realisieren. Das Auftreten von EE-Einspeisemanagement erfordert bei derzeitiger Gesetzeslage einen unverzüglichen Netzausbau. Eine zeitliche Priorisierung wäre hier erst möglich, wenn gesetzliche Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden würden. Darauf sollte unbedingt hingewiesen werden.

Marktsimulation und Netznutzungsfälle

Auf Seite 35 des Netzentwicklungsplans werden methodische Weiterentwicklungen bei der Marktsimulation beschrieben. Hier heißt es, dass durch die Wahl des Referenzjahres 2011 eine Qualitätsverbesserung im Hinblick auf die Lastprofile erreicht werden könne und dass das Jahr 2011 eine ausgewogenere Wetterstruktur als das bisher verwendete Referenzjahr 2007 biete.

In der Netzplanung im Verteilnetz wird üblicherweise überprüft, ob ein Netz alle technischen Randbedingungen auch dann erfüllt, wenn extreme (aber realistische, siehe bspw. die Netznutzung am 16.02.2012) Netznutzungsfälle auftreten. So ein extremer Netznutzungsfall kann bspw. „maximale EEG-Einspeisung bei minimaler Last“ sein. Die Übertragungsnetzbetreiber wählen beim Netzentwicklungsplan eine andere Vorgehensweise, indem sie 8760 Stunden eines Jahres und damit 8760 Netznutzungsfälle simulieren. Bei dieser Betrachtung muss sichergestellt sein, dass alle extremen Netznutzungsfälle abgedeckt sind. Die Wahl eines Jahres mit einer „ausgewogeneren“ Wetterstruktur suggeriert allerdings vielmehr, dass Extremsituationen gerade nicht erfasst werden. Im Entwurf für den NEP 2014 sollte, anders als bisher, dargelegt werden, wie gewährleistet ist, dass alle auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle erfasst sind. Ebenso sollte erläutert werden, warum die Wahl eines anderen Referenzjahres zu einer Qualitätsverbesserung bei den Lastprofilen führt und worin diese besteht.

Szenariorahmen

Die drei Szenarien A, B und C spannen sinnvollerweise einen realitätsnahen Bereich hinsichtlich der Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch auf, der die tatsächliche Entwicklung mit hoher Wahrscheinlichkeit abdeckt. Durch diese Vorgehensweise sollten in der Regel auch Änderungen der Rahmenbedingungen - wie die anstehende EEG-Novellierung oder auch die Anpassung der Windenergieziele Bayerns – an der Robustheit der Maßnahmen nichts ändern. Allerdings ist unklar, wie die unsichere Entwicklung innerhalb des von drei Szenarien aufgespannten Entwicklungskorridors bei der konkreten Auswahl wirksamer und erforderlicher NEP-Maßnahmen berücksichtigt wird. Durch eine spätere Fokussierung auf ein „Leitszenario“ wird die zuvor aufwendig eingeführte Szenarienbandbreite wieder aufgegeben. Die ÜNB stellen ab S. 87 die notwendigen Maßnahmen dar und in welchen Szenarien diese erforderlich sind. Hier sollte gezeigt werden, wie sich die Erforderlichkeit in den einzelnen Szenarien auf die Maßnahmenauswahl auswirkt bzw. welches Verbesserungspotenzial hier ggf. noch besteht.

Eine Beibehaltung des „Leitszenario“-Ansatzes ist angesichts der Aussicht, dass es auch zukünftig Änderungen der Rahmenbedingungen sowie unerwartete Entwicklungen geben wird, keinesfalls sinnvoll. Eine generelle Orientierung hin zu Szenario A, so wie sie im vorliegenden Entwurf anklingt und auch in der Sensitivitätsanalyse Anwendung fand, wäre nicht zielführend. Das gilt einerseits, weil die Entwicklung zukünftig wieder in eine andere Richtung gehen kann, andererseits weil die regionalen Auswirkungen der geplanten EEG-Novellierung ungleich verteilt sein können. So sind bspw. in Schleswig-Holstein nennenswerte Reduzierungen der geplanten EE-Anschlüsse derzeit nicht registrierbar.

Regionalisierung

Die Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch auf einzelne Netzknoten hat signifikante Auswirkungen auf die Wirksamkeit und Erforderlichkeit von NEP-Maßnahmen. Die Abwägung von HöS-Netzausbaumaßnahmen im Vergleich zu HS-Netzausbaumaßnahmen sowie der Bedarf (Umfang und Verteilung) an neuen HöS/HS-Umspannkapazitäten sind merklich von der Regionalisierung abhängig. Daher muss sichergestellt sein, dass den ÜNB regionalspezifische Informationen vorliegen und dass diese Informationen beim Herunterbrechen der Mantelzahlen berücksichtigt werden. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass die zwingend erforderliche Weiterentwicklung der Methoden zur Regionalisierung beschlossen und angegangen wurde. Nur durch die angedachte deutlich stärkere Standardisierung beim Datenaustauschprozess zwischen ÜNB und VNB sowie die Verwendung der von den VNB erhobenen Daten bei der Regionalisierung werden flächendeckend vergleichbare Informationen erhoben und genutzt, die den Anforderungen des NEP-Prozesses genügen.

Schließlich ist hierfür Voraussetzung, dass für eine effiziente und auf einheitlichen Prämissen beruhende Netzplanung die energiepolitischen Ziele des Bundes und der Länder aufeinander abgestimmt sein müssen, da andernfalls besteht die Gefahr besteht, dass insbesondere an den Schnittstellen zwischen Verteilungsnetz- und Übertragungsnetzbetreiber Ineffizienzen entstehen.

Wechselwirkungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Es ist sehr zu begrüßen, dass der zusätzliche Bedarf an Höchstspannungstransformatoren (Punktmaßnahmen) im Netzentwicklungsplan 2014 in Abstimmung mit den Verteilungsnetzbetreibern ermittelt wird (S. 61). Auch hier ist eine Standardisierung bzw. eine klarere inhaltliche Ausgestaltung des diesbezüglichen Abstimmungsprozesses zwingend erforderlich. Eine Bedarfsprognose auf Basis des regionalisierten Szenario Rahmens stellt keinen hinreichenden Abstimmungsprozess zwischen ÜNB und VNB dar. An dieser Stelle müssen Erkenntnisse und Belange der VNB und der nachgelagerten HS-Netze umfangreich und detailliert berücksichtigt werden. Natürlich findet – auch unabhängig vom NEP - ein Informationsaustausch zwischen ÜNB und VNB statt. Dieser Informationsaustauschprozess sollte jedoch standardisiert werden, um die Berücksichtigung der Informationen für alle Regelzonen gleichermaßen auch im NEP sicherzustellen.

Zahlreiche NEP-Maßnahmen des ÜNB haben Maßnahmen im unterlagerten Verteilungsnetz zur Folge oder weisen Abhängigkeiten zu Maßnahmen des VNB auf. Anknüpfungspunkte entstehen zum Beispiel bei Maßnahmen in HöS/HS-Umspannwerken (gemeinsame Schnittstelle) oder Leitungsmaßnahmen auf gemeinsamen Gestängen von ÜNB und VNB. Für die NEP-Maßnahmen des ÜNB sind teilweise kurzfristige Realisierungszeiträume genannt, obwohl bis zur Inbetriebnahme noch umfangreiche und vor allem recht zeitintensive Prozesse (Genehmigung, Bau, etc.) durchlaufen werden müssen. Von den Planungen des ÜNB ist oftmals auch die Umsetzung zahlreicher Maßnahmen im unterlagerten Verteilnetz abhängig. Veränderungen bei der Notwendigkeit von ÜNB-Maßnahmen oder deren Realisierungszeitraum haben ggf. umfangreiche Auswirkungen auf den Verteilnetzausbau oder ziehen sogar eine regionale Anpassung der Verteilnetztopologie nach sich. Um eine effiziente Ausbauplanung über alle Spannungsebenen zu gewährleisten, ist eine umfängliche und frühzeitige Abstimmung zwischen ÜNB und VNB bereits im Planungsstadium erforderlich. Es muss daher sichergestellt sein, dass die genannten Realisierungszeitpunkte und die damit verbundenen Unsicherheiten mit den Verteilnetzbetreibern abgestimmt sind.¹

Fazit

Positiv hervorzuheben ist, dass die ÜNB den NEP kontinuierlich weiterentwickeln und Hinweise aus den Konsultationen aufnehmen. Die an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen sind, wie bereits in den letzten Jahren beschrieben, der Meinung, dass eine Weiterentwicklung bei einer weniger engen Taktung der NEPs noch besser

¹ Im vorliegenden NEP-Entwurf stimmen einige der genannten Realisierungszeitpunkte für Maßnahmen im Netzgebiet der 50 HzT nicht mit den zwischen ÜNB und VNB abgestimmten Zeitpunkten überein. Diese Unstimmigkeiten können aber auch aus der zeitlichen Überschneidung von NEP-Erstellung und Abstimmungsgesprächen zwischen den Netzbetreibern resultieren. Betroffen sind z. B. Maßnahme 314 (Schönewalde): 2015+16 statt 2015+17, Maßnahme 301 (Altentreptow/Süd): 2018-19 statt 2016+18, Maßnahme 311 (Beetzsee/Nord) 2017 statt 2019, Maßnahme 306 (Heinersdorf): 2018 statt 2016, Maßnahme 313 (Wustermark): 2018 statt 2015.



möglich wäre. Nach wie vor sehen wir bezüglich der Pflicht zur jährlichen NEP-Erstellung dringenden Anpassungsbedarf bei den Rechtsgrundlagen.

Bei der Einbeziehung der Verteilnetzbetreiber gibt es bereits Verbesserungen, die in der Vergangenheit u. a. von den an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen gefordert wurden. Beispielhaft zu nennen sind hier die Aufnahme von HÖS-/HS-Netzverknüpfungspunkten in den Maßnahmenkatalog und die neuen Ansätze bei der Regionalisierung. Wir würden es für sehr sinnvoll erachten, wenn die Einbindung der Verteilnetzbetreiber weiter verbessert würde und die zugehörigen Prozesse standardisiert würden.

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

gez. Dr. Markus Obergünner

gez. Ulrich Böhm