



E.ON SE · Brüsseler Platz 1 · 45131 Essen

Netzentwicklungsplan Strom
Postfach 10 05 72
10565 Berlin

E.ON Deutschland

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

T 02 01-1 84-6840

F 02 01-1 84-6812

11. Dezember 2015

Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025

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) 2025 Stellung nehmen zu können und nehmen diese gerne wahr. Diese Stellungnahme gilt gleichlautend für die deutschen E.ON-Verteilnetzbetreiber Avaccon, Bayernwerk, E.DIS, Hansewerk 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 gehen wir nach einer kurzen Übersicht über die Kernbotschaften dieses Dokuments in den folgenden Abschnitten auf folgende Punkte näher ein:

- Neue Methoden zur Maßnahmenbewertung
- Marktsimulation und Netznutzungsfälle
- Szenariorahmen
- Spitzenkappung

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Werner Wenning

Vorstand:
Dr. Johannes Teysen
(Vorsitzender)
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum
Dr. Bernhard Reutersberg
Klaus Schäfer
Michael Sen

Sitz: Düsseldorf
Amtsgericht Düsseldorf
HRB 69043

- Wechselwirkungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz
- Regionalisierung

Kernbotschaften

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 möglich wäre. Der beabsichtigte Wechsel auf einen zweijährigen Turnus – beginnend mit dem NEP 2030 – führt nach Auffassung der beteiligten Unternehmen zu einer deutlich robusteren Netzplanung und vermeidet somit die in der Vergangenheit oftmaligen Überschneidungen der NEP-Prozessschritte.

Der Entwurf zur Weiterentwicklung der Bewertungssystematik des NEP wird von uns begrüßt. Allerdings muss der Kriterienkatalog nach unserem Dafürhalten zwingend um die Auswirkungen der bewerteten Maßnahme auf die lokalen nachgelagerten Verteilnetze erweitert werden.

Im Entwurf für den NEP 2025 sollte, anders als bisher, dargelegt werden, wie gewährleistet ist, dass alle auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle erfasst sind.

Beim Szenariorahmen wäre eine Besinnung auf wenige abgrenzbare Szenarien zu begrüßen.

Bezüglich der Spitzenkappung bleibt festzuhalten, dass das Instrument vielversprechend aber aus unserer Sicht derzeit zur Bewertung der Auswirkungen auf den Netzausbau noch nicht hinreichend definiert ist.

Die Verzahnung des Netzausbaus im Übertragungsnetz mit dem im Verteilnetz kommt nach wie vor zu kurz. Insbesondere die Punktmaßnahmen betreffend würden die an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen es sehr begrüßen, wenn das Verfahren zukünftig wieder transparenter gestaltet und betroffene nachgelagerte Verteilnetzbetreiber frühzeitig in den Planungsprozess mit eingebunden werden würden.

Es erscheint ratsam den Datenaustauschprozess zwischen ÜNB und VNB sowie die Verwendung der von den VNB erhobenen Daten bei der Regionalisierung deutlich stärker zu standardisieren. Es besteht weiterhin die Notwendigkeit darauf hinzuwirken, dass für eine effiziente und auf einheitlichen Prämissen beruhende Netzplanung die energiepolitischen Ziele des Bundes und der Länder aufeinander abgestimmt werden müssen.

In den folgenden Abschnitten werden die Hintergründe zu diesen Kernbotschaften ausgeführt.

Neue Methoden zur Maßnahmenbewertung

Der Entwurf zur Weiterentwicklung der Bewertungssystematik des NEP wird von uns begrüßt. Dadurch, dass die Priorisierung 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 dem bisherigen Bewertungskriterium von Maßnahmen (vermiedener Redispatch), werden in der vorgeschlagenen Bewertungsmethode die Auswirkungen einzelner Maßnahmen zusätzlich auf Transportaufgabe und vermiedenes EE-Einspeisemanagement betrachtet. Dabei bleibt die Auswirkung der Maßnahmen oder deren Nicht-Realisierung auf das nachgelagerte Verteilnetz unberücksichtigt. Die Struktur und Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes hat unmittelbare Auswirkungen auf die Allokation und Dimensionierung des Netzausbaus im Verteilnetz und auf die vom Einspeisemanagement betroffenen Energiemengen in nachgelagerten Netzen. Deshalb muss der Kriterienkatalog nach unserem Dafürhalten zwingend um die Auswirkungen einer Maßnahme auf die lokalen nachgelagerten Verteilnetze erweitert werden.

Durch die beschriebene Bewertungsmethode werden aus den im NEP aufgezeigten Maßnahmen sogenannte Vorzugsmaßnahmen ermittelt, die in Summe mit höherer Priorität realisiert werden und in ihrer Gesamtheit die Bestimmung eines Leitszenarios ersetzen sollen. Grundsätzlich sind alle im NEP aufgezeigten Maßnahmen vollumfänglich zu realisieren sofern der Eintritt der zugrunde liegenden Szenarien weiter als wahrscheinlich gilt. Das Auftreten von EE-Erzeugungsmanagement erfordert bei derzeitiger Gesetzeslage einen unverzüglichen Netzausbau. Eine zeitliche Priorisierung ist hier demnach eigentlich nicht möglich. Aus Sicht der VNB ist das aus den zugrunde liegenden Szenarien resultierende Maßnahmenpaket des Übertragungsnetzes und die daraus resultierenden Transportkapazitäten des vorgelagerten Netzes von alleinigem Interesse.

Marktsimulation und Netznutzungsfälle

Im vorliegenden Entwurf wird erneut das Wetterjahr 2011 als Referenz zugrunde gelegt. 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. Gleichsam besteht für VNB die Verpflichtung das Netz vollumfänglich und unverzüglich zur Aufnahme der gesamten Leistung aus erneuerbaren Energien auszubauen und eben nicht für eine generische Situation in einem durchschnittlichen Wetterjahr. 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 2025 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 nunmehr sechs Szenarien A 2025, B1 & B2 2025, B1 & B2 2035, und C 2025 spannen einen größeren Bereich hinsichtlich der Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch auf, der die tatsächliche Entwicklung mit hoher Wahrscheinlichkeit ab-

deckt. Durch diese Vorgehensweise sollten in der Regel auch Änderungen der Rahmenbedingungen mit berücksichtigt werden. Der nun erneut erweiterte Szenariotrichter sorgt aber für eine zunehmende Komplexität und Intransparenz der Untersuchungen und macht eine sinnvolle und zielgerichtete Interpretation zusehends schwierig. Eine Besinnung auf wenige abgrenzbare Szenarien wäre zu begrüßen. Zur Bestimmung der Sensitivitäten zu einzelnen Faktoren wie bspw. der Auswirkungen der Begrenzung von CO₂-Emissionen sollten ggf. gesonderte Untersuchungen durchgeführt werden.

Die Rahmenbedingungen für das Szenario C wurden verändert. Bislang wurde hier ein besonders hoher Anteil an EE-Leistung angenommen. Mit dem NEP2025 ist in C 2025 der EE-Anteil geringer als in den B-Szenarien und stattdessen eine Reduktion des Energieverbrauchs um 5% sowie die technische Lebensdauer sogar um 10 Jahre reduziert. Mit dieser Reduzierung des EE-Ausbaupotenzials liegt nun leider auch das Szenario C hinter den regionalen Erkenntnissen (siehe auch Abschnitt zur Regionalisierung).

Spitzenkappung

Das Instrument der Spitzenkappung ist grundsätzlich ein interessanter Ansatz in der Netzplanung, kann jedoch derzeit noch nicht abschließend bewertet werden. Bei einer detaillierten Bewertung der wirtschaftlichen Effekte der Spitzenkappung sind sowohl die eingesparten bzw. verschobenen Investitionskosten als auch die dauerhaft laufenden Kosten für die Entschädigung der abgeregelten Energie und die Investitions- und Betriebskosten zur Abwicklung der Spitzenkappung zu berücksichtigen.

Das Instrument Spitzenkappung soll gemäß Referentenentwurf zum Strommarktgesetz ein zusätzlich mögliches Werkzeug der Netzplanung werden. Bisher ist jedoch keine gesetzliche Verankerung erfolgt und es gibt noch keine Festlegungen zu den Details der Umsetzung. Vor diesem Hintergrund und weil die Bewertung der Wirtschaftlichkeit nach obigen Ausführungen von vielen Faktoren abhängig ist, die wiederum durch die Festlegungsdetails beeinflusst werden, kann momentan noch keine Aussage dazu gemacht werden, in welchen Netzen und in welchem Umfang Spitzenkappung zum Einsatz kommen wird.

Die im gültigen Szenariorahmen bereits berücksichtigte Spitzenkappung führt dazu, dass auch im NEP 2025 diese Effekte in allen Szenarien berücksichtigt wurden. Bereits bei den bestätigten Maßnahmen aus dem vorhergehenden NEP 2014 wurden wegen der Spitzenkappung Maßnahmen durch die BNetzA nicht bestätigt.

An mehreren Stellen erfolgt keine differenzierte Betrachtung zwischen Einspeisemanagement und Spitzenkappung (z.B. 2.2.4 und 2.2.5). Es handelt sich dabei jedoch um unterschiedliche rechtliche und netzwirtschaftliche Vorgehensweisen. Während Einspeisemanagement nur temporär zulässig ist, aber eine gesetzliche Grundlage hat, ist Spitzenkappung ein möglicher dauerhafter Planungsansatz, für den es wie zuvor erwähnt jedoch noch keine gesetzliche Grundlage gibt. Für einen transparenten und nachvollziehbaren Netzentwicklungsplan ist es unerlässlich, dass diesbezüglich klar unterschieden wird.

Wechselwirkungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Mit der Genehmigung des NEP 2014 äußerte sich die BNetzA dahingehend, dass sie sich zu vertikalen Punktmaßnahmen aufgrund unzureichender Kenntnisse der nachgelagerten Netze zukünftig nicht mehr äußern wird. Diese Punktmaßnahmen werden lediglich auf ihre Nachvollziehbarkeit plausibilisiert und erhalten keine Bestätigung gem. § 12c EnWG. Die ÜNB haben im vorliegenden Entwurf des NEP 2025 auf die Darstellung der vertikalen Punktmaßnahmen verzichtet. Im Sinne eines nachvollziehbaren Entwicklungsprozesses und einer gesamtheitlichen Darstellung des notwendigen Netzausbaus fordern die an dieser Stellungnahme beteiligten Unternehmen mindestens eine nachrichtliche Nennung bzw. Darstellung. Diese Argumentation stützt auch der aktuelle Diskussionsprozess mit der BNetzA zur Erstellung eigener Netzausbaupläne durch die Verteilnetzbetreiber. Der darin aufgezeigte Netzausbaubedarf im HS-Netz und die notwendigen Netzverknüpfungspunkte (vertikale Punktmaßnahmen) können somit den Ausbaubedarf im HÖS-Netz argumentativ stützen.

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 fortgesetzt wurde. Es erscheint ratsam den Datenaustauschprozess zwischen ÜNB und VNB sowie die Verwendung der von den VNB erhobenen Daten bei der Regionalisierung deutlich stärker zu standardisieren. Nur auf diese Weise werden flächendeckend vergleichbare Informationen erhoben und genutzt, die den Anforderungen des NEP-Prozesses genügen.

Bei widersprüchlichen oder nicht plausiblen Daten sind lokal vorliegende Erkenntnisse der VNB bspw. aus eigenen Untersuchungen oder beauftragten Studien unbedingt priorisiert zu berücksichtigen. So kann bspw. die Entwicklung der Freiflächen-PV anhand der Erkenntnisse regionaler Netzbetreiber erheblich verbessert werden.

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

Nachfolgend sind die jeweiligen regionalen Erkenntnisse zu beachten:

Netzgebiet des Bayernwerks

Die Regionalisierung der Windenergie im NEP sieht für Bayern nur geringe Zuwachsraten vor. Diese stehen im Widerspruch zu den uns vorliegenden regionalen Potenzialanalysen, die jüngst von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Auftrag des Bayernwerks ermittelt wurden.



Windenergie in Bayern

FfE-2015: 1,5 GW

NEP-A-2025: 1,8 GW

NEP-B-2025: 2,7 GW

NEP-C-2025: 2,3 GW

FfE-2025: 4,2 GW

NEP-B-2035: 5,0 GW

FfE-2035: 6,4 GW

Netzgebiet Hansewerk/Schleswig-Holstein Netz

Die Annahmen der EE-Entwicklung in Schleswig-Holstein in 10 bzw. 20 Jahren aus dem NEP2025 sind nachfolgend den bereits heute in 2015 bekannten Werten bei Hansewerk/Schleswig-Holstein Netz gegenübergestellt. Diese regionalen Erkenntnisse werden kontinuierlich auch dem Referat für Energiepolitik und Energierecht im Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume in Kiel zur Verfügung gestellt.

Es wird deutlich, dass alle Annahmen im NEP für 2025 wiederum zu gering sind bzw. gemäß B1/B2 2025 keine weitere EE-Anlage mehr hinzukommen dürfte. Das allerdings ist nicht realistisch. Die Annahme des Leistungsanstiegs auf 13,7 GW in 2035 erscheint ebenfalls als nicht ausreichend.

Bislang kamen die Annahmen im C-Szenario den regionalen Kenntnissen am nächsten. Leider ist das durch die veränderten Rahmenbedingungen für das C-Szenario (s. o.) mit dem NEP2025 auch nicht mehr gegeben.

<i>in GW</i>	Wind Onshore	PV	Bio	Summe
NEP A 2025	6,1	2,2	0,4	8,7
NEP B1/B2 2025	7,5	2,2	0,4	10,1
NEP B1/B2 2015	10,7	2,5	0,5	13,7
NEP C 2025	6,9	2,2	0,4	9,5
Hansewerk/SHNG				
Installiert	5,34	1,4	0,52	7,26
Beantragt/Genehmigt	2,6	0,16	0,06	2,82
Summe	7,94	1,56	0,58	10,08

*nicht bereinigt um ersetzte Repoweringleistung

Daraus folgend sind die Annahmen der EE-Entwicklung im NEP2025 anzupassen und daraus ggf. resultierende Konsequenzen in der Netzentwicklungsplanung für Schleswig-Holstein zu berücksichtigen.

Zu beachten ist, dass die im NEP2025 dargestellten Annahmen der EE-Entwicklung mit Hilfe der aufgeführten Methodik zur Regionalisierung nicht mit den vorhandenen regionalen Erkenntnissen korreliert. Die Belastbarkeit der Methodik ist zu prüfen.

In Schleswig-Holstein wurden vier Maßnahmen gestrichen. Insbesondere ist nach diesen Ansätzen die entfallene Maßnahme Kreis Segeberg-Wendlingen aus dem HGÜ-Korridor zu nennen. Der sichere Abtransport der EE-Leistung aus dem gesamten Raum Ostholstein muss auch gewährleistet sein, wenn hier nicht das Instrument der Spitzenkappung Anwendung findet.

Netzgebiet der Avacon AG

Aus Sicht der Avacon unterschätzt der vorliegende Szenariorahmen die Entwicklung der Windenergie in sämtlichen Bundesländern, in denen die Avacon elektrische Netze betreibt mit Ausnahme Nordrhein-Westfalens. Im Folgenden nehmen wir Bezug auf die Zahlen für das gesamte Bundesland, da ein netzgebietsscharfer Vergleich nicht möglich ist. Avacon stützt sich bei diesem Vergleich auf Untersuchungen, die die Forschungsstelle für Energiewirtschaft im Auftrag der Avacon angefertigt hat.

Im Einzelnen weisen wir darauf hin, dass

- die Ausbauziele für Windenergie Onshore in Sachsen-Anhalt, wo Avacon ca. die Hälfte der Landesfläche versorgt, zu niedrig erscheinen. Der von den ÜNB prognostizierte Zubau bspw. im Szenario B1 2025 für das gesamte Bundesland von ca. 1,2 GW ist bereits heute im Wesentlichen durch Anmeldungen allein im Netzgebiet der Avacon abgedeckt. Es ist davon auszugehen, dass der Szenariorahmen der Entwicklung in dieser Region nicht gerecht wird.



- die Ausbauziele für das Land Niedersachsen, in dem Avacon ca. $\frac{3}{4}$ der Landesfläche versorgt, ebenfalls zu niedrig erscheinen. Die ÜNB gehen im Szenario B1 2025 von einem Zubau auf 12 GW im gesamten Bundesland aus. Nach unseren Erkenntnissen ist ein Ausbau auf ca. 14 GW in diesem Zeitraum realistisch zu erwarten.
- die Entwicklung der Windenergie Onshore in Hessen nach unseren Erkenntnissen im vorliegenden NEP fundamental unterschätzt wird. Jüngste Entwicklungen der regionalen Planungsgemeinschaften haben erhebliche Potentiale für den Zubau von Windkraftanlagen geschaffen, von denen zumindest ein Teil kurzfristig realisiert werden kann. Konservative Einschätzungen der lokalen Netzbetreiber und Untersuchungen der FfE weisen ein Potential bis 2025 von ca. 6,2 GW aus was in starkem Kontrast zu dem Ausbauziel des NEP von ca. 2,5 GW steht.

Freundliche Grüße

gez. Dr. Markus Obergünner

gez. Ulrich Böhm