

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019

Auf Basis des ersten Entwurfs der
Übertragungsnetzbetreiber

Berlin, 4. März 2019

Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt den durch die Übertragungsnetzbetreiber am 4. Februar veröffentlichten 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans, Version 2019 (NEP 2030 (2019)), der auf Basis des zuvor ermittelten und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 15. Juni 2018 gemäß § 12a EnWG genehmigten Szenariorahmens erstellt wurde.

Gemäß den Ausführungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sichert die Planung des NEP 2030 (2019) die Integration von über 65 % Erneuerbaren Energien in 2030 (Anteil am Bruttostromverbrauch) und berücksichtigt die Vorgaben des Klimaschutzplans 2050. Trotz der Annahme eines gegenüber dem letzten NEP gestiegenen Anteils Erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung könne gemäß den durchgeführten Marktsimulationen und Netzanalysen der dadurch entstehende zusätzliche Netzausbaubedarf durch einen angenommenen Einsatz möglicher zukünftiger innovativer Elemente in Markt und Netz sowie die geplante Zuschaltung zusätzlicher Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ)-Verbindungen gesenkt werden. Sämtliche Maßnahmen des Bundesbedarfsplans erwiesen sich nach Aussage der ÜNB auch im NEP 2030 (2019) als notwendig.

Der BDEW begrüßt den Ansatz der ÜNB, durch den Einsatz innovativer Technologien wie bspw. Freileitungsmonitoring (FLM), Hochtemperaturleiterseilen (HTL) oder Phasenschiebertransformatoren (PST) sowie weiterer Ad-Hoc-Maßnahmen den angezeigten Netzausbaubedarf auf das unverzichtbar notwendige Maß zu begrenzen. Der 1. Entwurf des NEP 2030 (2019) verdeutlicht aber auch klar die Dringlichkeit eines zügigen Netzausbaus zur Erreichung der bestehenden Ausbauziele für Erneuerbare Energien. Nur so kann das, von der großen Koalition festgeschriebene Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien bis 2030 auf 65 % am Bruttostromverbrauch zu erhöhen realisiert werden. Es ist vollkommen klar, dass dies zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen und Netzausbau erfordern wird.

Bzgl. des Einsatzes der im NEP 2030 (2019) benannten Netzbooster sieht der BDEW weiteren Klärungsbedarf hinsichtlich der Abgrenzung und Ausgestaltung des Betriebskonzeptes. Der Einsatzbereich von durch die Netzbetreiber betriebenen Netzboostern muss sich entsprechend der vorliegenden Ausführungen ausschließlich auf eine reaktive Betriebsführung außerhalb des Marktes beschränken.

Eine auf präventive Engpassbewirtschaftung abzielende Funktionserbringung sollte aus Sicht des BDEW stets technologieneutral, in einem transparenten und diskriminierungsfreien Prozess, gemäß der Logik der Strombinnenmarkttrichtlinie (Art. 54 BMRL) marktlich ausgeschrieben und beschafft werden.

Der NEP 2030 (2019) rechnet in den Szenarien C 2030 wie auch B 2035 mit einem Bestand an konventionellen Kraftwerken im Jahr 2030, der hinsichtlich Struktur und Entwicklung der Einigung in der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (WSB) entspricht. Damit bietet der NEP 2030 (2019) aus Sicht des BDEW eine gute Planungsgrundlage für die 2020er Jahre. Zur Umsetzung des NEP ist eine Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren alternativlos.

Vor dem Hintergrund der Erarbeitung und Veröffentlichung des 1. Entwurfs zum NEP 2030 (2019) durch die ÜNB erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation unter Enthaltung der vier deutschen ÜNB.

1 Abbildung der Ergebnisse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung“

Die am 26. Januar 2019 vorgestellten Ergebnisse der von der Bundesregierung eingerichteten Kommission WSB zum Ausstieg aus der Kohleverstromung wurden laut Aussage der ÜNB im 1. Entwurf noch nicht im Detail berücksichtigt. Der im Juni 2018 genehmigte Szenariorahmen hatte aber bereits eine signifikante Reduktion des Kohlekraftwerksparks angenommen. Für 2030 entsprechen die Vorschläge der Kommission WSB für die installierte Kohlekraftwerkskapazität (17 GW) in weiten Teilen dem Szenario C 2030 (17,1 GW). Der BDEW betont in diesem Zusammenhang die Validität der in den unterschiedlichen Verfahren herausgearbeiteten Strukturen und Zusammensetzungen der deutschen Anlagen- und Netzstruktur. Aus Sicht des BDEW ist daher zu gewährleisten, dass diese Berechnungen auch die Empfehlungen der Kommission WSB bzw. deren noch ausstehende standort-, kraftwerks- und damit netzknotenscharfe Umsetzung reflektieren und der 2. Entwurf des NEP 2030 (2019) diese Umsetzung entsprechend in den Netzanalysen berücksichtigt.

Der NEP 2030 (2019) basiert zum ersten Mal auf einer lastflussorientierten Kapazitätsberechnung, so dass wesentlich präziser dynamische und knotenscharfe Ergebnisse simuliert wurden, die Aspekte wie Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run / nicht in Szenario C) und Lastflüsse an den deutschen Grenzkuppelstellen realitätsnah abbilden. Hierbei wurde ebenfalls zum ersten Mal in allen Szenarien das 65 %-Ziel (EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030) umgesetzt bzw. übertroffen. Dieser Entwicklung entsprechend steigt der Transportbedarf, speziell von Nord nach Süd, in allen gerechneten Szenarien an, was u. a. in zwei neuen Korridoren (Korridor Heide/West - Wilhelmshaven 2 - Uentrop - Altbach sowie Verstärkung/ Erweiterung Südost-Link, Görries - Wolmirstedt - Isar) resultiert. Der BDEW begrüßt diese neue Betrachtungsweise, wünscht sich jedoch die Veröffentlichung weiterer zu Grunde gelegter Daten sowie Analysen und Ergebnisse. Dies würde eine noch präzisere und zukunftsicherere Bewertung des NEP durch alle Beteiligten zulassen.

2 Optimale Auslastung der Bestandsnetze

2.1 Innovative Technologien (Ad-Hoc-Maßnahmen)

Durch den Einsatz innovativer Betriebskonzepte sowie bereits genehmigter Instrumente wie FLM, PTS, HTL aber auch reaktiver Systemführung wurde im NEP 2030 (2019) konsequent eine höhere Auslastung des Bestandsnetzes simuliert.

Der BDEW unterstützt grundsätzlich den Einsatz innovativer Technologien zur Optimierung bzw. möglichen höheren Auslastung des Bestandsnetzes, da diese zum einen das Ziel ver-

folgen, Netzausbaumaßnahmen auf ein notwendiges Maß zu begrenzen, sowie zum anderen kurz- und mittelfristig Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch bzw. Einspeisemanagement zu reduzieren. Dies erhöht aus Sicht des BDEW die Akzeptanz der fortschreitenden Energiewende in der Bevölkerung. Sofern die Potenziale der vorgesehenen innovativen Technologien allerdings geringer als angenommen genutzt werden können, muss der Netzausbaubedarf angepasst werden.

2.2 Netzbooster

Ein ähnliches Konzept wird mit dem Einsatz sogenannter Netzbooster verfolgt. Auch hier liegt das Ziel gemäß Angaben des NEP 2030 (2019) in der Höherauslastung von Bestandsleitungen. Hierbei solle bei Verletzung des (n-1)-Kriteriums der sofortige Einsatz von strategisch günstig positionierten Lasten oder steuerbarer Erzeugung vor einem Netzengpass sowie von großen Batteriespeichern nachgelagert an strategisch günstigen Netzknoten im Sinne einer reaktiven Betriebsführung erfolgen. Netzbooster sollen somit bei Ausfällen bis zur Aktivierung marktlicher Maßnahmen oder Redispatch bzw. Einspeisemanagement den Zeitraum zwischen dem tatsächlichen Auftreten einer Überlastung und dem Greifen konventioneller Maßnahmen überbrücken. Somit würde im Normalbetrieb eine höhere Auslastung der Leitungen ermöglicht, da präventive Sicherheitspuffer auf einzelnen Leitungen reduziert werden könnten. Das Konzept sieht laut NEP 2030 (2019) vor, beim Ausfall einer Netzkomponente bspw. gezielt Energie aus steuerbaren Batteriespeichern einzusetzen, um Überlastungen zu vermeiden bzw. in sehr kurzer Zeit auf zulässige Werte zu reduzieren.

Klar abzugrenzen und zu definieren ist aus Sicht des BDEW das Einsatzkonzept der Netzbooster. Um in ihrer Ausgestaltung keine Konkurrenz zu marktlichen Systemdienstleistungen darzustellen und keine Verzerrungen im Markt zu erzeugen, ist sicherzustellen, dass u. a. keine Primärreserveleistung ersetzt werden darf.

Um der Anforderung der Technologieoffenheit Rechnung zu tragen, schlägt der BDEW für einen über eine reaktive Betriebsführung und kurativen Redispatch ("fully integrated network components", FINC) hinausgehenden Einsatzzweck die Durchführung eines Markttests vor. Dies greift die Logik der europäischen BMRL (Art. 54 Abs. 4) auf, in der zunächst in Artikel 2 Abs. 39a der Einsatzzweck der FINC definiert wird:

Artikel 2. 39a, BMRL

„fully integrated network components’ means network components that are integrated in the transmission or distribution system, including storage facility, and are used for the only purpose of ensuring a secure and reliable operation of the transmission or distribution system but not for balancing nor congestion management;”

Die Ausführungen der ÜNB hinsichtlich der Ausgestaltung der Netzbooster beziehen sich auf die Übernahme von Funktionen des kurativen Redispatch. Um diese Funktion bzw. den Einsatzzeitpunkt und -zweck genauer zu definieren, sollte eine Definition (ggfs. analog zur Ausgestaltung des Art. 54 i. V. m. Art. 2 BMRL) sowie eine Abgrenzung der Begrifflichkeiten „prä-

ventiver“ und „kurativer Redispatch“ unter Einordnung des Einsatzzeitpunktes in den Planungs- und Datenaustauschprozess erfolgen.

Eine auf präventive Engpassbewirtschaftung abzielende Funktionserbringung sollte aus Sicht des BDEW technologieneutral in einem transparenten und diskriminierungsfreien Prozess marktlich ausgeschrieben werden. Dies entspräche der Logik des Artikels 54 der BMRL, in dem das generelle Verbot des Besitzes und Betriebs von Speichern durch Netzbetreiber sowie davon abweichende Sonderregelungen unter bestimmten Voraussetzungen geregelt ist.

Generell müssen Systemdienstleistungen von Speichern zur Engpassbewirtschaftung i. S. des Redispatch nach Auffassung des BDEW über technologieoffene, diskriminierungsfreie und transparente Ausschreibungen marktlich beschafft werden. Die technischen und betrieblichen Anforderungen, die zur Erbringung der gewünschten Systemdienstleistung erforderlich sind, sollten in diesem Fall von den Netzbetreibern definiert und in den Markt kommuniziert werden.

Langfristig bestünde laut NEP 2030 (2019) ein systemisches Konzept darin, Netzbooster als statische Anlagen so zu platzieren, dass sie nicht dediziert einem einzelnen Engpass zugeordnet sind, sondern für mehrere mögliche Engpässe als energetische Kompensation dienen. Dies erfordert jedoch neue netzbetreiberübergreifend abgestimmte Betriebs- und Automatisierungskonzepte, deren Entwicklung nach Aussage der Netzbetreiber noch mehrere Jahre in Anspruch nehmen dürfte.

Generell stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, ob dieses Netzbooster-Konzept nicht bereits einseitig bestimmte Technologien und Einsatzprinzipien vorfestlegt. Eine technologieoffene Betrachtung der Anforderungen sollte aus Sicht des BDEW neben dem Einsatz von Großspeichern auch weitere Technologien bspw. den Einsatz industrieller Lasten oder weiterer verfügbarer Flexibilitäten nicht ausschließen.

Desweiteren sollte der NEP 2030 (2019) eine Vergleichbarkeit zwischen den Netzverstärkungsmaßnahmen bzw. Netzausbaumaßnahmen und den Kosten für die Implementierung möglicher zukünftiger innovativer Technologien ermöglichen.

2.3 Spitzenkappung

Die ÜNB haben entsprechend der Vorgabe der BNetzA in allen Szenarien eine reduzierte Einspeiseleistung von Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen vorgesehen. Dabei wurde berücksichtigt, dass die Reduzierung je Anlage 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht übersteigen darf. Allerdings sind 95 % der Onshore-Windenergieanlagen und 100 % der Photovoltaikanlagen nicht an das Übertragungsnetz angeschlossen. Deshalb sind die Spitzenkappungspotenziale der verbleibenden Anlagen sehr gering. Im 1. Entwurf des NEP 2030 (2019) wurden auch die Spitzenkappungspotenziale in den Netzen der Verteilnetzbetreiber mit in die Berechnungen einbezogen. Für die Nutzung dieser Potenziale an den Verknüpfungsstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sollten die Angaben der Verteilnetzen zwingend berücksichtigt werden. Andernfalls besteht das Risiko der Unterschätzung des tatsächlichen Netzausbaubedarfs.

3 Stromangebot und Entwicklung des Kraftwerksparks

Wenngleich sich die vorliegende Konsultation mit dem Netzentwicklungsplan befasst, möchte der BDEW die Gelegenheit ergreifen, noch einmal auf die Annahmen des Szenariorahmens hinsichtlich der Entwicklung des Kraftwerksparks einzugehen.

Die bisherigen Annahmen des Szenariorahmens machten deutlich, dass Deutschland in einer Versorgungssicherheits-Engpasssituation künftig nur unter Zugrundelegung bestimmter Wahrscheinlichkeiten seine Stromnachfrage aus inländischer Erzeugung decken kann. Aufgrund fehlender Investitionsanreize auch in konventionelle Erzeugungseinheiten ist es aus Sicht des BDEW aktuell nicht absehbar, dass der benötigte und im Szenariorahmen antizipierte Zubau von rund 20 GW (bei einem Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038) gesicherter Leistung über marktliche Anreize abgebildet werden kann.

Mit Blick auf die Offshore-Erzeugungsleistung ist festzustellen, dass der im NEP 2030 (2019) gemäß dem Szenariorahmen angenommene, im Vergleich zum bestehenden gesetzlichen Ausbauziel von 15 GW auf 17 GW erhöhte Ausbau der Offshore-Erzeugungsleistung im Jahr 2030 eine sinnvolle Option zur Erreichung des 65 %-Ziels für Erneuerbare Energien und der Klimaziele darstellt. Eine entsprechende Anhebung des gesetzlichen Ausbauziels ist aus Sicht des BDEW daher zielführend: Das 2030-Ausbauziel für die Offshore-Windenergie sollte, entsprechend den Szenarien B/C 2030 des NEP 2030 (2019), auf mindestens 17 GW angehoben werden.

Seitens der Offshore-Windparkbetreiber und -entwickler wird kommuniziert, dass ein Ausbau der Offshore-Windenergie auf bis zu 20 GW im Jahr 2030 geleistet werden kann. Die Netzeintegration von 20 GW Offshore-Windenergie in 2030 könnte gewährleistet werden, wenn die entsprechenden im NEP 2030 (2019) aufgezeigten Maßnahmen und Investitionen ergriffen würden. Durch die Möglichkeiten zur Integration der Strommengen (Technologien zur Sektorenkopplung) könnte gleichzeitig die Dekarbonisierung weiterer Sektoren vorangetrieben werden.¹

Bei der Festlegung der zeitlichen Reihenfolge zum Ausbau der Windenergie Offshore sollte berücksichtigt werden, dass nach den derzeitigen Ausbauplanungen die bis 2025 verfügbaren Netzanbindungskapazitäten im Bereich der Offshore-Windenergie die Erzeugungskapazitäten um 1,6 GW übersteigen. Diese verfügbaren Kapazitäten sollten ausgeschöpft werden.

Vonseiten Akteuren der Offshore-Windenergie in der Ostsee wird festgestellt, dass der NEP 2030 (2019) auch Potenziale darstellt, die über den genehmigten Szenariorahmen und die für den Flächenentwicklungsplan (FEP) und den NEP festgelegte Systematik hinausgehen. Das ermittelte Potenzial in der Größenordnung von ca. 1 GW kann sich dabei positiv auf die Erreichung des 65 %-Ziels auswirken. Im Übrigen wird auf die Ausführungen in Kapitel 5.1 verwiesen.

¹ Im Offshore-Bereich bspw. durch die im Zuge des Energiesammelgesetzes beschlossenen, sog. „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“, die einen Offshore-Zubau mit Direktnutzung der Strommengen, bspw. zu Power-to-Gas-Zwecken, losgelöst vom regulären Zubaufad ermöglichen.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass das Szenario C 2030 auf einer vollständigen Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion basiert. Diese Annahme impliziert eine vollständige Flexibilisierung von KWK und somit eine vollständige Befreiung von Verpflichtungen hinsichtlich der Wärmeversorgung. Es ist fraglich, ob dem im Rahmen der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung adressierten Anspruch der realitätsnahen Modellierung Rechnung getragen werden kann. Generell widerspricht eine solche Annahme aus Sicht des BDEW dem Bestreben, die Erzeugungslandschaft hinsichtlich der Versorgung mit Strom und Wärme effizient und volkswirtschaftlich kostenoptimal zu gestalten.

Eine weitere wichtige Säule der Versorgungssicherheit mit Erneuerbaren Energien besteht in der Flexibilisierung der Verbraucherseite. Zu- und abschaltbare Lasten sollten viel stärker als bisher genutzt werden. Auch Anlagen zur Sektorenkopplung können unter Voraussetzung entsprechender marktlicher Rahmenbedingungen zeitliche Flexibilität bereitstellen, indem Strom nah am Erzeugungsstandort umgewandelt wird.

4 Preiszone DE/AT - Interkonnektoren

Zum Thema Interkonnektoren möchte der BDEW darauf hinweisen, dass insbesondere die Netzverbindung St. Peter-Isar für die grenzüberschreitende Netzsituation zwischen Österreich und Deutschland sowie für die Marktliquidität von zentraler Relevanz und ein rascher Kapazitätsausbau auf dieser Leitung somit von übergeordneter Bedeutung ist.

5 Synchronisation des NEP mit anderen Planungsinstrumenten

5.1 Synchronisation mit dem Flächenentwicklungsplan

Aus Sicht des BDEW ist die Übereinstimmung der Inhalte des NEP 2030 (2019) mit den Inhalten des FEP 2019 des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zwingend sicherzustellen. Der derzeit in Ausarbeitung befindliche FEP (Veröffentlichung bis 30. Juni 2019) legt u. a. die Entwicklung und Reihenfolge der Offshore-Windausbauflächen fest und stimmt diese mit den zugehörigen Offshore-Netzanschlusssystemen für die Jahre 2026 bis 2030 ab. Damit stellt der FEP das zentrale Planungsinstrument für den zukünftigen Ausbau der Offshore-Windenergie dar.

Die Übereinstimmung der Planungen zum Offshore-Windenergieausbau (inklusive der Netzanschlusssysteme) mit den Planungen zum Onshore-Netzausbau wurde bislang durch den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) sichergestellt. Da dieses Instrument nicht mehr fortgeschrieben wird, ist die Synchronisation der Planungen zwischen FEP und NEP sicherzustellen. Dabei ist festzustellen, dass die zeitlichen Abläufe aktuell keinesfalls gesetzlich zielführend und effizient aufeinander abgestimmt sind: Wie im 1. Entwurf des NEP 2030 (2019) festgehalten, „bilden Netzentwicklungsplan und Flächenentwicklungsplan [...] ein zusam-

menhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk.“² Eine enge inhaltliche Abstimmung zwischen BNetzA zusammen mit den ÜNB sowie dem BSH als den Verfassern der beiden Planwerke ist daher zwingend erforderlich.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass im vorliegenden Entwurf des FEP die Fläche (N-5.4) derzeit hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit geprüft wird³ und keine Festlegung zum Entfallen des einhergehenden Netzanschlussystems NOR-5-2 (SylWin2) vorliegt, während der 1. Entwurf des NEP 2030 (2019) das Netzanschlusssystem NOR-5-2 mit „Entfall“ kennzeichnet.⁴

5.2 Synchronisation mit dem NEP Gas

Aus Sicht des BDEW sind Gase und Gasinfrastrukturen durch ihr hohes Dekarbonisierungspotenzial notwendige Bestandteile eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems der Zukunft. Durch die Verbindung von Strom- und Gasnetzinfrastrukturen werden die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende gesenkt. Der BDEW begrüßt, dass eine höhere Flexibilisierung der Nachfrageseite gegenüber den Szenarien aus dem NEP 2017 berücksichtigt wurde. Zur Reduktion der Kosten ist jedoch ein weiterer Ausbau der Sektorenkopplung nötig.

Power-to-Gas ist dabei eine zentrale Technologie. Für ein optimiertes Energiesystem sollten daher die Strom- und Gasnetze abgestimmt aufeinander geplant werden. Bei der Bildung von Szenarien für eine solche Planung sollte die Power-to-Gas-Technologie als zentrale Brückentechnologie berücksichtigt werden.

Ansprechpartner:

Florian Krüger

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung
und Mobilität

Telefon: +49 30 300199-1114

florian.krueger@bdew.de

² NEP 2030 (2019), 1. Entwurf, S. 57.

³ Entwurf FEP 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee, S. 85.

⁴ Anhang zum NEP 2030 (2019), 1. Entwurf – Projektsteckbriefe Offshore, S. 663.