

Berlin, 4. März 2021

bdeu
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 29. Januar 2021

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt den durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am 29. Januar 2021 veröffentlichten 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans, Version 2021 (NEP 2035 (2021)), der auf Basis des zuvor ermittelten und von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 26. Juni 2020 gemäß § 12a EnWG genehmigten Szenariorahmens erstellt wurde.

Gemäß den Ausführungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sichert die Planung des NEP 2035 (2021) die Integration von über 70 % Erneuerbaren Energien in 2035 (Anteil am Bruttostromverbrauch) und berücksichtigt die Vorgaben des Klimaschutzplans 2050.

Der BDEW begrüßt den Ansatz der ÜNB, durch den Einsatz innovativer Technologien den angezeigten Netzausbaubedarf auf das notwendige Maß zu begrenzen. Der 1. Entwurf des NEP 2035 (2021) verdeutlicht aber auch klar die Dringlichkeit eines zügigen Netzausbaus zur Erreichung der bestehenden Ausbauziele für Erneuerbare Energien, die im Vergleich zum letzten NEP nochmals angehoben wurden. Es ist vollkommen klar, dass der angestrebte Anteil der Erneuerbaren Energien von 70 % am Bruttostromverbrauch bis 2035 nur realisiert werden kann, wenn zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen und Netzausbau erfolgen werden.

Bzgl. des Einsatzes der im NEP 2035 (2021) 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.

Richtigerweise berücksichtigt der NEP 2035 (2021) in allen Szenarien den gesetzlich festgelegten Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038. Aus den Annahmen hinsichtlich der Entwicklung des Kraftwerkparks wird deutlich, dass sich die Situation der Bereitstellung gesicherter Leistung verschärft. Der BDEW sieht hier deutlichen Bedarf, den rechtlichen Rahmen für notwendige Investitionen in neue Kraftwerke zu setzen. Zusätzlich sollten lastseitige Flexibilitätspotenziale dauerhaft genutzt werden.

Zunehmend wichtig ist eine Synchronisation der Netzentwicklungspläne zwischen Strom und Gas, die künftig auch die Wasserstoffinfrastruktur beinhaltet.

Vor dem Hintergrund der Erarbeitung und Veröffentlichung des 1. Entwurfs zum NEP 2035 (2021) durch die ÜNB erfolgt die Beteiligung des BDEW an der aktuellen Konsultation unter Enthaltung der vier deutschen ÜNB.

1. Grundlegende Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätssektors

Einhaltung der Klimaschutzziele

Der dem NEP Strom zugrundeliegende Szenariorahmen fördert in allen drei Szenarien das Ziel der Erreichung der nationalen und europäischen Klimaschutzziele. Der BDEW unterstützt diesen Ansatz und weist auf verstärkten Ausbaubedarf Erneuerbarer Energien hin (s. u.).

Veränderter Kraftwerkspark und Nutzung von Flexibilitätspotenzialen

Der Szenariorahmen berücksichtigt in allen drei Szenarien richtigerweise sowohl den Kernenergieausstieg bis Ende 2022 als auch den mittlerweile ebenfalls gesetzlich vorgezeichneten Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038. Die Szenarien B und C gehen sogar bereits von einem Kohleausstieg bis 2035 aus. Je nach Szenario und Zeithorizont müssen die Erneuerbaren Energien von 124 GW im Jahr 2019 auf zwischen 233 und 270 GW ausgebaut werden. Der BDEW teilt die Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, dass im Vergleich zu heute ein erheblich beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlich ist, um diese Werte erreichen zu können.¹

In Bezug auf den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark, der zur Integration der großen Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung möglichst flexibel auszugestalten sein wird, teilt der BDEW die Auffassung, dass diese Flexibilisierung notwendig, im derzeitigen System und dem damit verbundenen regulatorischen Rahmen jedoch nicht abgebildet ist. Zur Erreichung des gezeichneten Zielbildes hält es der BDEW daher für dringend erforderlich, die benötigten Anreize zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks zu schaffen sowie die marktbasierende Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität prozessual und regulatorisch zu ermöglichen. In diesem Kontext sollten auch die Flexibilitätspotenziale von abschaltbaren Lasten durch eine Weiterführung der derzeit befristeten Abschaltbare-Lasten-Verordnung nutzbar gemacht werden.

Anstieg des Stromverbrauchs durch fortschreitende Elektrifizierung

In allen drei Szenarien des Szenariorahmens wird von einem steigenden Bruttostromverbrauch ausgegangen. Bereits in Szenario A, das von einer vergleichsweise geringen Sektorkopplung ausgeht, steigt der Bruttostromverbrauch von rund 585 TWh im Jahr 2018 deutlich

¹ Vgl. 1. Entwurf des NEP 2035 (2021), Teil 1, Kap. 1.2.1 (Seite 13 unten). Aus Sicht des BDEW müssen nicht nur die EE-Ausbauziele erhöht, sondern auch die Rahmenbedingungen für einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien geschaffen werden. So stellen derzeit beispielsweise in einigen Bundesländern restriktive Vorgaben bzw. entsprechende Planungen für den Abstand zur Wohnbebauung ein erhebliches Hindernis für den Ausbau der Windenergie onshore dar.

auf 650 TWh in 2035 an. In Szenario B werden zum selben Zeitpunkt 667 TWh erwartet, in Szenario C sogar 700 TWh.

Nach Ansicht des BDEW spiegeln die dargestellten Szenarien die mögliche Entwicklung der Elektrifizierung und in der Folge auch den ansteigenden Bruttostromverbrauch sachgerecht und realistisch wider. Diese Szenarien und der damit verbundene Anstieg des Bruttostromverbrauchs können daher auch im Kontext anderer (politischer) Entscheidungen als Orientierungspunkte verwendet werden.

2. Veränderungen des Startnetzes

Gegenüber dem NEP 2030 (2019) verändern sich Umfang und Kostenvolumen des Startnetzes deutlich. Der Grund ist, dass für die Gleichstrom-Projekte DC1-5 die Planfeststellungsverfahren eröffnet wurden bzw. in Kürze eröffnet werden, so dass die Projekte vom Zubau in das Startnetz überführt wurden.

Die Veränderungen sind sachgerecht. Es ist hilfreich, dass mit der Überführung der genannten Projekte in das Startnetz die Kostendimension sowie der Umfang der mittelfristig anstehenden Netzausbau- sowie Netzverstärkungsmaßnahmen deutlicher wird.

3. Optimale Auslastung der Bestandsnetze

Innovative Technologien (Ad-Hoc-Maßnahmen)

Bereits im NEP 2030 (2019) wurde durch den Einsatz innovativer Betriebskonzepte sowie bereits genehmigter Instrumente wie Freileitungsmonitoring (FLM), Hochtemperatur-Leiterseile (HTL), Blindleistungskompensationsanlagen und aktive Elemente zur Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz (z. B. Phasenschieber-Transformatoren (PST) innerhalb Deutschlands und zu den Nachbarländern), aber auch reaktiver Systemführung konsequent eine höhere Auslastung des Bestandsnetzes simuliert. Der Einsatz dieser Technologien wird auch im aktuellen NEP 2035 (2021) fortgeschrieben.

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

Netzbooster

Bereits im NEP 2030 (2019) wurde das Konzept des Netzboosters eingeführt, das aus strategisch günstig positionierten Lasten oder steuerbarer Erzeugung – einem Engpass vorgelagert – sowie aus großen Batteriespeichern – einem Engpass nachgelagert an strategisch günstigen Netzknoten – besteht und durch die Erweiterung des (n-1)-Kriteriums eine Höherauslastung der Bestandsleitungen ermöglichen soll.

Der BDEW begrüßt, dass der aktuelle Entwurf des NEP mit Blick auf Netzbooster ausschließlich die von der BNetzA im finalen NEP 2030 (2019) genehmigten Projekte aufführt und sich das damit verbundene Einsatzkonzept auf den kurativen Redispatch-Einsatz begrenzt.

Darüber hinaus sollten Anlagen nur dann als Netz-Assets geplant werden, wenn die von ihnen bereitgestellten Dienstleistungen ausschließlich für den sicheren Netzbetrieb benötigt werden. Es ist zu prüfen, ob diese Dienstleistungen nicht auch durch dritte Anbieter bereitgestellt werden können. Ein solcher „Markttest“ ist zwingende Voraussetzung für den BDEW, wozu er bereits ein umfassendes Konzept erarbeitet hat. Dieses folgt der Logik von Art. 54 (4) der Strombinnenmarkt-Richtlinie (RL (EU) 2019/944, kurz: BMRL). Die entsprechende Umsetzung in nationales Recht soll bis Sommer 2021 erfolgen (EnWG-Novelle 2021).

Klarer abzugrenzen und zu definieren bleibt 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.

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

Eine auf präventive Engpassbewirtschaftung abzielende Funktionserbringung muss 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. Hiermit ist nicht ausschließlich die Beschaffung von Systemdienstleistungen aus neu zu

errichtenden „Netzboostern“ gemeint, sondern insbesondere auch eine temporäre Beschaffung einer „Netzbooster-Qualität“ von Betreibern mit existierenden Anlagen (PSW, schnellstartende Gasturbinen etc.).

Spitzenkappung

Wie schon in den vorherigen NEP haben die ÜNB 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. Die aufgrund der Spitzenkappung nicht eingespeisten Strommengen werden im Jahr 2035 auf 5,0 TWh (Szenario A) bzw. 5,3 TWh (Szenarien B und C) geschätzt. Allerdings sind zwei Punkte zu beachten:

- 95 % der Onshore-Windenergieanlagen und 100 % der Photovoltaikanlagen sind nicht an das Übertragungsnetz angeschlossen. Deshalb sind die Spitzenkappungspotenziale der verbleibenden Anlagen sehr gering. Für die Nutzung dieser Potenziale an den Verknüpfungsstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetz sollten die Angaben der Verteilnetzbetreiber zwingend berücksichtigt werden.
- Zudem ist derzeit nicht erkennbar, dass die maximal mögliche Spitzenkappung i.H.v. 3 % zukünftig planerisch in allen Verteilnetzen angewendet bzw. komplett ausgeschöpft wird. Zu bedenken ist, dass gemäß § 11 Abs. 2 EnWG keine Pflicht zur Anwendung der Spitzenkappung besteht. Es handelt sich vielmehr um ein mögliches Planungsinstrument, das die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in ihrer Netzplanung berücksichtigen können. Aus Sicht des BDEW sollte die Spitzenkappung auch zukünftig eines der Instrumente bleiben, welches die VNB je nach Situation zielgerichtet anwenden können.

Hierdurch besteht das Risiko der Unterschätzung des tatsächlichen Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz.

Verteilnetzorientierte Betriebsweise „neuer“ Stromanwendungen

Für die im Szenariorahmen definierten „neuen“ Stromanwendungen Elektromobilität und elektrische Haushaltswärmepumpen wird im NEP eine verteilnetzorientierte Betriebsweise angenommen. Durch diese Annahme wird jedoch nicht nur die netzauslegungsrelevante Spitzenlast im Verteilnetz reduziert, sondern implizit fällt auch die für das Übertragungsnetz anzusetzende netzauslegungsrelevante Spitzenlast um bis zu knapp 5 GW geringer aus (vgl. NEP Abbildung 8 und 9). Ohne entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen (vgl. zurückgezogener Referentenentwurf zum § 14a EnWG) wird eine sowohl den Übertragungsnetzausbau als auch den Verteilnetzausbau reduzierende Wirkung durch eine netzorientierte Betriebsweise mit Spitzenlast reduzierenden Effekten nicht realisierbar sein.

4. 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 Zubau an gesicherter Leistung über marktliche Anreize abgebildet wird. Dennoch geht der Netzentwicklungsplan – wie auch der zugrundeliegende Szenariorahmen – von einem erheblichen Zubau von Gaskraftwerken in Deutschland aus, der jedoch aus Sicht des Marktes keineswegs absehbar ist. Auch für das benachbarte Ausland gelten ähnlich schwierige Investitionsbedingungen, so auch der (temporäre) Stromimport keine verlässliche Option darstellt.

Aus Sicht des BDEW ist daher unklar, ob genug gesicherte Leistung zur Deckung des Strombedarfs in Deutschland bestehen wird. Vor dem Hintergrund diverser energiepolitischer Eingriffe (z. B. Kohleausstieg, Beschränkung der beihilferechtlichen Sicherheit für KWK-Anlagen auf Inbetriebnahmen bis Ende 2026, Ausbaudeckelung einzelner EE-Technologien) und damit verbundener Investitionsunsicherheiten sowie des immer wieder gehemmten Ausbaus der Erneuerbaren Energien weist der BDEW wiederholt auf das Zusteuern auf eine versorgungsseitige Unterdeckung der Nachfrage hin. Dies betrifft auch den wärmeseitig induzierten Kapazitätszубau von Anlagen in der Kraft-Wärme-Kopplung: Hier erwartet der BDEW, dass die Investitionen weit hinter den Prognosen gemäß Monitoringbericht des BMWi zurückbleiben werden, sofern nicht die für die erforderlichen Investitionen benötigten Rahmenbedingungen geschaffen werden.

5. Nutzung von Flexibilitätspotenzialen

Die Stromerzeugungskapazitäten müssen nicht nur in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. Zudem sind ergänzend zu den fluktuierend einspeisenden Erzeugungstechnologien solche Elemente im Strommarkt erforderlich, die flexibel und planbar einsetzbar sind. Nicht nur für Stromerzeugungstechnologien, sondern auch für Speicher muss der rechtliche Rahmen so gestaltet werden, dass Investitionen ermöglicht werden.

Ein weiteres Instrument, das helfen kann, Stromangebot und Stromnachfrage in Einklang zu bringen und einer Deckungslücke in Deutschland vorzubeugen, ist die Flexibilisierung des industriellen Stromverbrauchs. Hierfür hat sich die Abschaltbare-Lasten-Vorordnung für industrielle Lastreduktion im Bedarfsfall als sinnvoll erwiesen. Sie ist allerdings derzeit bis Mitte 2022 befristet und muss aus Sicht des BDEW darüber hinaus verlängert werden.

6. Synchronisation des NEP mit anderen Planungsinstrumenten

Synchronisation mit dem Flächenentwicklungsplan

Im NEP ist dargestellt, dass sich die Bearbeitungszeiträume für den Flächenentwicklungsplan (FEP) für die Offshore-Windenergienutzung und für den NEP überschneiden. Aktuell wird bereits an einer Fortschreibung des zuletzt im Dezember 2020 vorgelegten FEP gearbeitet, während parallel der NEP konsultiert und anschließend überarbeitet wird.

Es leuchtet ein, dass sich nicht alle Informationen des neuesten FEP im NEP berücksichtigen lassen. Dennoch sollte aus Sicht des BDEW eine größtmögliche inhaltliche Kongruenz zwischen dem NEP Strom und dem FEP erzielt werden. Es ist zu begrüßen, dass die ÜNB bestrebt sind, NEP Strom und FEP sowie die raumordnerischen Planungen der Küstenländer als ein aufeinander abgestimmtes Planwerk zu verstehen.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 die Berücksichtigung der Sektorenkopplung mittlerweile fester Bestandteil im NEP Strom ist.

Power-to-Gas ist dabei eine zentrale Technologie. Für ein optimiertes Energiesystem sollten daher die Strom- und Gasnetze durch Verknüpfung des NEP Strom und NEP Gas abgestimmt aufeinander geplant werden. Dabei sollten künftig auch die Wasserstoffnetze eingeplant werden, die sich ausgehend von der bestehenden Erdgasinfrastruktur entwickeln werden. Bei der Bildung von Szenarien für eine solche Planung sollte die Power-to-Gas-Technologie als zentrale Brückentechnologie berücksichtigt werden. Dabei darf Power-to-Wasserstoff nicht nur als Technologie für die Vermeidung von Stromnetzengpässen betrachtet werden. Um Elektrolyseure wirtschaftlich betreiben zu können und den dringend notwendigen Markthochlauf für diese Technologie anzustoßen, ist eine hohe Auslastung dieser Anlagen erforderlich. Diese Annahmen sollten im NEP 2035 angemessen berücksichtigt werden.

7. Ausstehende Ergänzungen zum NEP Strom 2035 (2021) durch die ÜNB

Gemäß Darstellung in Kapitel 1.5 sind mit dem vorliegenden 1. Entwurf noch nicht alle Arbeiten zum NEP Strom abgeschlossen. Dies wird mit der Einführung neuer Berechnungswerkzeuge und methodisch verfeinerter Datenmodelle begründet, für deren Einsatz mehr Zeit notwendig ist, als in dem vorgegebenen Zeitrahmen zur Verfügung stand. Die ÜNB kündigen an,

²Vgl. 1. Entwurf des NEP Strom 2035 (2021), Kap. 3 (S. 50)

die noch ausstehenden Analysen mit dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) zu veröffentlichen.³

Die Einführung verbesserter Berechnungswerkzeuge und Datenmodelle ist grundsätzlich zu begrüßen. Kritisch ist allerdings, dass der Markt offenbar keine Gelegenheit haben wird, die daraus abgeleiteten Ergebnisse zu prüfen und zu kommentieren, bevor der 2. Entwurf des NEP der Bundesnetzagentur vorgelegt wird.

³ Vgl. 1. Entwurf des NEP 2035 (2021), Teil 1, Kap. 1.5 (Seite 18)