

BEE-Stellungnahme

zum ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für
den Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045,
Version 2023

Berlin, 24. April 2023



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Einleitung	3
1 Szenariorahmen.....	3
1.1 Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien	4
1.1.1 Biomasse	4
1.1.2 Wind Onshore	6
1.1.3 Wind Offshore	8
1.1.4 Photovoltaik.....	9
1.1.5 Wasserkraft.....	9
1.2 Stromverbrauch.....	9
1.3 Flexibilitäten	10
1.3.1 Batteriespeicher	10
1.3.2 Wasserstoff und Elektrolyse	11
1.3.3 Demand Side Management.....	12
1.3.4 Fernwärme.....	13
1.4 Gaskraftwerke	14
2 Marktmodell	14
2.1 Länderbilanzen und europäischer Energieaustausch	14
3 Netzanalysen	15
3.1 Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern.....	15
3.2 Optimale Auslastung der Bestandsnetze.....	16
3.3 Integrierte Netzentwicklungsplanung.....	16

Einleitung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037, mit Ausblick 2045, Version 2023.

Der BEE möchte die Chance nutzen, sich an den Diskussionen zu diesem Dokument zu beteiligen und damit dazu beitragen, den Ausbau der Stromnetze auf eine Zukunft auszurichten, welche in allen Sektoren von dezentraler und regenerativer Energie geprägt ist.

Der NEP weist hierbei deutlich andere Rahmen und Ansätze auf als es bei den Langfristszenarien unterstellt werden. Damit weicht der politische Pfad zur Umsetzung von dem technisch umgesetzten Pfad ab. **Der BEE empfiehlt daher an dieser Stelle dringend einen Austausch zwischen den Langfristszenarien des BMWK und den ÜNB mit dem Ziel die Annahmen aus den Langfristszenarien des BMWK bei der Umsetzung der Energiewende (u.a. Interkonnektorenleistung, Speicherausbau in Deutschland, pauschale Abregelung von EE, usw.) an die Realität anzupassen.**

Im NEP wurde keine betriebswirtschaftliche Grundlage des Ausbaus der Erneuerbaren Energien unterstellt bzw. untersucht. Ohne eine Sicherstellung der betriebswirtschaftlichen Grundlage für den Betrieb von Erneuerbaren Energien ist deren Ausbau nicht gewährleistet. Es bedarf hierfür gesonderter Rahmen (u.a. einer signifikanten Erhöhung der Flexibilität im Marktmodell), welche bei einer rein volkswirtschaftlichen Betrachtung nicht gesehen wird. Der BEE verweist an dieser Stelle an die Ergebnisse der BEE-Strommarktdesignstudie im Auftrag der Fraunhofer Institute IEE und ISE, welche Ende 2021 veröffentlicht wurde.

1 Szenariorahmen

Der Szenariorahmen beschreibt verschiedene mögliche Entwicklungen des Energiesystems in Deutschland und Europa und bildet damit die Grundlage für die Strommarktsimulation und die folgenden Netzanalysen. Er trifft Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbar wie konventionell – sowie zur Stromnachfrage in den festgelegten Zieljahren. Die Szenarien und die damit einhergehenden Annahmen sollen im Folgenden bewertet werden.

Der BEE sieht es als sehr positiv, dass der NEP eine Reduktion der Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE ausschließlich nur als allerletzte Option ansieht. Dieser Ansatz ist wichtig und auch sinnvoll.

Der BEE möchte an dieser Stelle darauf hinweisen, dass die Langfristszenarien des BMWK eine pauschale Abregelung bei Wind und PV vorsehen („dynamische Spitzenkapung“), also Annahmen treffen, die dem NEP und vielen anderen Studien zur Energiewende diametral gegenüberstehen. Auch hierbei empfiehlt der BEE einen direkten Austausch zwischen NEP und Langfristszenarien mit dem Ziel die Langfristszenarien entsprechend anzupassen.

1.1 Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien

1.1.1 Biomasse

Für die Stromproduktion aus Biomasse wird in allen Szenarien des vorliegenden Entwurfes des Netzentwicklungsplans davon ausgegangen, dass die installierte Leistung von derzeit 9,5 GW auf 4,5 GW in 2037 und 2 GW in 2045 sinkt. Gleichzeitig wird angenommen, dass die Volllaststunden des Bioenergieanlagenparks von aktuell mehr als 5.000 h/a auf zukünftig 3.000 h/a sinken. Dies würde bedeuten, dass sich auch die aus Biomasse erzeugte Strommenge von heute ca. 45 TWh (ohne biogenen Anteil des Abfalls) auf 15 TWh bis 2037 und auf 6 TWh in 2045 verringert. Damit würde Biomasse langfristig nur eine untergeordnete Rolle im Stromversorgungssystem ein. Diese Annahme ist für den BEE nicht nachvollziehbar.

Auf Basis der Entwicklung der Volllaststunden der Bioenergie in den vergangenen acht Jahren, was auch ein Maß der Flexibilität darstellt, lässt sich zudem die Annahme einer Volllaststundenreduktion auf lediglich 3.000 h/a nicht nachvollziehen. Bei einer Überbauung von 4 in 2037 bzw. 6 in 2045 könnten die Volllaststunden hingegen auf 2.000 h/a bzw. 1.000 h/a fallen (siehe Abbildung 1).

Die Bioenergie kann und sollte deutlich flexibler auf Basis höherer installierter Leistung (Überbauung) eingesetzt werden um genau in den Zeitfenstern, in denen die anderen, vor allem dargebotsabhängigen, erneuerbaren Energien wenig einspeisen, den entsprechenden erneuerbaren Ausgleich zu schaffen. Dafür muss nicht mehr Biomasse verstromt werden, sondern diese nur flexibler.

Der im NEP vorgesehene Verschiebungsrahmen für die Stromerzeugung der Biomasse innerhalb eines Tages hält der BEE für deutlich zu gering. Wie in der Strommarktdesignstudie des BEE gezeigt ist eine längere Verschiebungsdauer möglich, da ein Großteil der Bioenergieanlagen in der Nähe von Gasfernleitungen stehen und somit ein Anschluss als auch eine Nutzung von Speichern ermöglicht.

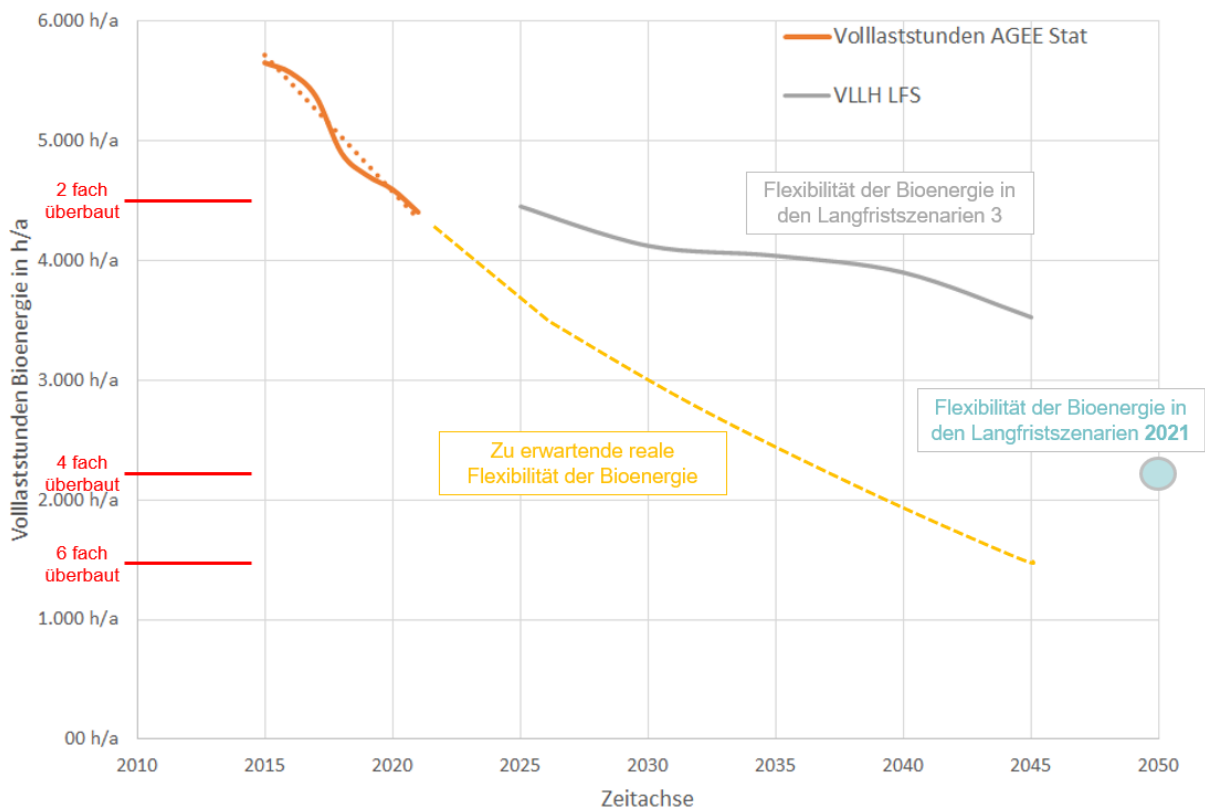


Abbildung 1: Entwicklung der Volllaststunden der Bioenergie

Die politischen Zielsetzungen aus den Ausbaupfaden des EEG 2023, dem Koalitionsvertrag der amtierenden Regierungsparteien oder den Eckpunkten der Nationalen Biomassestrategie legen nahe, dass es auch in Zukunft ein Potential für Biomasse im Stromsektor geben wird. Gestützt werden diese Annahmen durch die Tatsache, dass auch der REPowerEU Plan in der Bioenergie einen zentralen Baustein für die Erreichung der von der EU anvisierten Ziele zur Diversifizierung der europäischen Energieversorgung sieht. Im Rahmen einer von Guidehouse¹ veröffentlichten Studie zur Machbarkeit der REPowerEU 2030 Ziele, wird deutlich, dass auch für Deutschland bis 2050 ein wachsendes sowie nachhaltiges Biomassepotential zur Verfügung steht. Unabhängig von Diskussionen hinsichtlich nachwachsender Rohstoffe, bieten Bioabfall, Gülle, Zwischenfrüchte oder Dauergrünland ein ausreichendes Potential in Deutschland, um die Biogas- bzw. Biomethanproduktion zu steigern. Argumente, wie in der Informationsveranstaltung zum NEP am 28. März 2023 von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber vorgetragen, dass zukünftig ausschließlich die stoffliche Nutzung der Biomasse eine Rolle spielen würde und kein ausreichendes Potential für eine weitere Nutzung im Stromsektor zur Verfügung stehen würde, scheinen vor diesem Hintergrund wenig plausibel. Zumal ein nicht unerheblicher Teil der regionalen zukünftigen Biomasse nur eine geringe Transportwürdigkeit besitzt und somit ein Einsatz in zentralen Rahmen (u.a. Industriestandorte) nicht realistisch ist. Das von Guidehouse berechnete Potential für Biomethan beträgt bis 2050 annähernd 15 Mrd. m³ pro

¹ Guidehouse (2022): Feasibility of REPowerEU 2030 targets, production potentials in the Member States and outlook to 2050

Jahr, die eine sowohl eine stoffliche auch eine energetische Biomassenutzung in Deutschland ermöglichen können.

Irritierend ist die Annahme eines umfassenden Rückbaus an Biomassekraftwerken auch vor dem Hintergrund, dass gleichzeitig der Bedarf an Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken nach Einschätzung der ÜNB stark zunehmen wird, was zu einer Leistungssteigerung in diesem Erzeugungssegment in allen Szenarien führt. Doch auch mit Biomassekraftwerken würde eine Technologie zur Verfügung stehen, die flexibel am Strommarkt eingesetzt werden kann. Im Gegensatz zu den geplanten Erdgaskraftwerken, sind Biomassekraftwerke bereits heute erneuerbar sowie nachhaltig und bedürfen keiner langwierigen Genehmigung und Umrüstung, die beim Ausbau von neuen Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken notwendig wäre. Zudem entfällt auch, gerade im Hinblick auf die Wasserstoffkraftwerke die entsprechende Entwicklung der benötigten Infrastruktur. Zur weiteren Analyse der angenommenen Gaskraftwerkskapazitäten siehe Kap. 1.4.

Die im Entwurf des Netzentwicklungsplans getroffene Annahme, der Bioenergieanlagenpark würde zukünftig deutlich geringere Volllaststunden aufweisen, unterstützt der BEE hingegen grundsätzlich. Nach Ansicht des BEE werden daraus jedoch falsche Schlüsse bezüglich der Entwicklung der installierten Leistung und der erzeugten Strommenge abgeleitet. Die Verringerung der Volllaststunden bildet ab, dass Biomassekraftwerke zukünftig flexibel und strommarktorientiert betrieben werden. Auch der BEE begrüßt eine Flexibilisierung des Bioenergieanlagenparks. Auf Basis von Wirtschaftlichkeitsberechnungen, politischen und energiewirtschaftlichen Erwägungen als auch auf Basis von bisherigen Erfahrungswerten ist davon auszugehen, dass eine Flexibilisierung, d.h. eine Reduktion der Volllaststunden, ohne eine Verringerung der erzeugten Strommenge, sondern mit einer Erhöhung der installierten Leistung (bei gleichbleibender Strommenge) einhergeht. Um diesen Umstand abzubilden, muss bei angenommenen 3.000 Volllaststunden ab 2037 im Netzentwicklungsplan ein Anstieg der installierten Leistung auf ca. 15 GW angesetzt werden. Wie dargestellt entspräche dies einer gegenüber heute gleichbleibenden aus Biomasse erzeugten Strommenge, es käme also zu keinem zusätzlichen Biomasseverbrauch oder Konkurrenzen mit sonstigen Biomassenutzungspfaden.

Eine stärkerer Flexibilisierungspfad der Bioenergie (siehe Abbildung 1) würde es zudem ermöglichen noch höhere steuerbare Leistungen dezentral in Deutschland einzusetzen und somit den Bedarf und die volkswirtschaftlichen Kosten der ansonsten benötigten Wasserstoffkraftwerke und ihrer Infrastruktur entsprechend zu reduzieren.

1.1.2 Wind Onshore

Der BEE begrüßt, dass die ÜNB ihre angenommenen Ausbaupfade gegenüber dem NEP-Entwurf vom 2022 noch einmal nachgebessert haben. Zwar liegen die Zahlen noch unter denen in der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie (147 in 2040 und 198 GW in 2050), stellen jedoch einen besseren Rahmen als der vorangegangene NEP dar.

Der stark beschleunigte Ausbau der Onshore-Kapazitäten ist auch aufgrund der Unwägbarkeiten beim Aufbau der Offshore-Kapazitäten von größter Wichtigkeit.

Um die dem Repowering in den Szenarien zugewiesene Bedeutung bewerten zu können schlägt der BEE vor, den Brutto- und Nettozubau getrennt auszuweisen.

Der BEE hält darüber hinaus die angenommenen Volllaststundenwerte-Werte für zu niedrig. In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wurde dargelegt, dass selbst in Bayern und Baden-Württemberg an vielen Standorten ein Windanlagenbetrieb mit mehr als 2.500 Volllaststunden möglich ist (siehe Abbildung 2). Es wurden hier deutschlandweit Volllaststunden von 2.653 h/a für 2030, 2.770. h/a für 2040 und 2.851 h/a für 2050 auf Basis realer Wetterdaten berechnet.

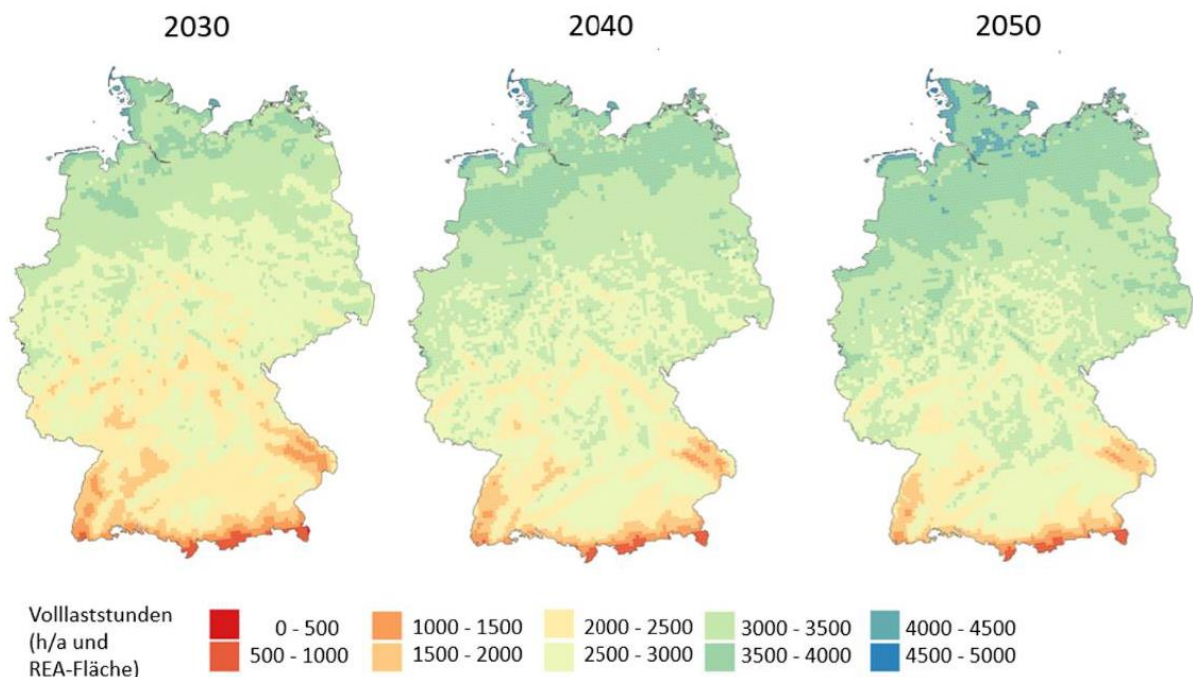


Abbildung 2: Volllaststunden Windenergie Onshore 2030 bis 2050

Der Netzentwicklungsplan des ÜNB kommt hierbei nur auf Volllaststunden zwischen 2.300 bis 2.450 h/a und somit deutlich geringer Erzeugung im Wind Onshore Bereich als real erwartbar. Dies wird am besten deutlich anhand einer Auswertung der realen Volllaststunden aller Anlagen in Deutschland für die Wetterjahre 2020 und 2021 (siehe Abbildung 3). Gut zu erkennen ist, dass im Rahmen eines Normalwindjahres (100%) bereits mit Nabenhöhen oberhalb von 140 m höhere Volllaststunden Deutschlandweit im Mittel erzielt werden können als es der NEP bis 2045 vorsieht.

Vor allem aber die südlichen Standorte (Bayern und Baden-Württemberg) weisen mit nur 1.700 h/a extrem unrealistisch niedrige Volllaststunden auf. Basierend auf den realen Einspeisungswerten von bayerischen und baden-Württembergischen Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von über 140 m haben diese Anlagenstandorte im Mittel im Jahr 2020 fast 2.200 Volllaststunden erreicht.

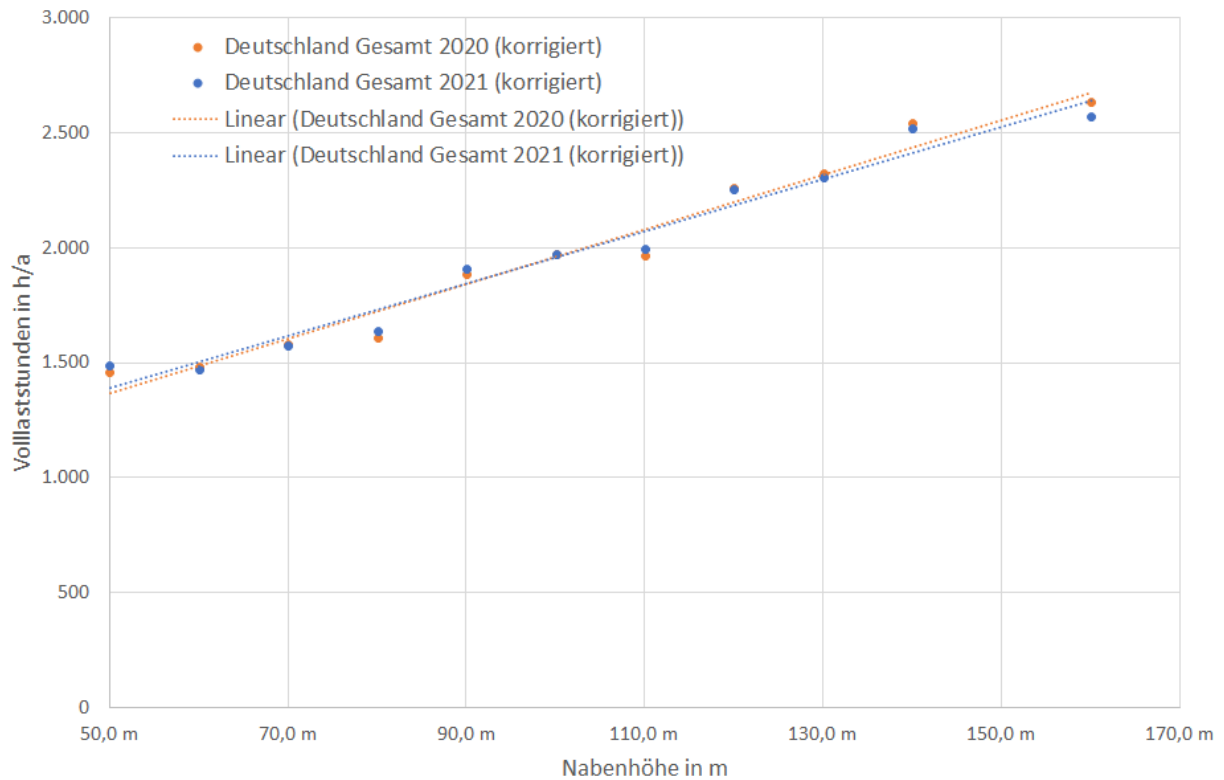


Abbildung 3: Volllaststunden Wind Onshore in Abhängigkeit zur Nabenhöhe

Auch wenn der NEP schriftlich die im Windenergie-an-Land-Gesetz vorgeschriebene 2% Landesflächenregel für Windenergie Onshore im Text vorsieht, so sind die ermittelten 27,1 GW für Bayern und Baden-Württemberg deutlich niedriger als erwartet. Der BEE bittet hier die ÜNB diese Zahl nochmals zu prüfen, da gerade im südlichen Bereich Deutschlands eine Abweichung sowohl Auswirkung auf die Markt- als auch auf die Netzergebnisse hätte.

1.1.3 Wind Offshore

Die Szenarien des vorliegenden Entwurfs gehen für das Jahr 2037 von einer installierten Leistung zwischen 50,5 und 58,5 GW und für das Jahr 2045 von einer installierten Leistung von 70 GW aus.

Der BEE begrüßt die zusätzlich angenommenen Offshore-Kapazitäten, möchte jedoch darauf hinweisen, dass der Aufbau dieser Kapazitäten mit vielen Unwägbarkeiten behaftet ist und auch zu höheren Abschattungseffekten führt. So benötigen Offshore-Projekte von der Planung bis zur Realisierung häufig noch immer einen langen Vorlauf, was nicht zuletzt mit dem Netzan-schluss zusammenhängt.

1.1.4 Photovoltaik

Der BEE begrüßt, dass die ÜNB im vorliegenden Entwurf zum NEP 2023 die angenommenen Zahlen zum PV-Ausbau nach oben korrigiert haben (ca. 350 GW in 2037, 400 bis 450 GW in 2045).

Das nun angenommene Ambitionsniveau entspricht in etwa den Zahlen, die in der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie als realistisch angenommen werden (ca. 450 GW in 2045/2050).

1.1.5 Wasserkraft

Die erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft wird im vorliegenden NEP-Entwurf in einer Größenordnung von insgesamt 5,3 GW installierter Leistung mit weitestgehend konstanter Entwicklung unterstellt. Der BEE stimmt der Größenordnung dieser Annahme zu, weist aber darauf hin, dass aus der letzten UBA-Statistik „Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2020 / März 2021“ eine derzeitig installierte Leistung der Wasserkraft in Höhe von 5,6 GW (2020) hervorgeht, die in der Vergangenheit zwar tatsächlich keine großen Zuwächse mehr aufgewiesen hat, aber dennoch immerhin von einer im Jahr 2005 vorhandenen installierten Leistung in Höhe von 5,2 GW auf heute 5,6 GW angestiegen ist. Diese Erhöhung der installierten Leistung um durchschnittlich rd. 0,5% p.a. ist als ein im Vergleich zur Entwicklung anderer Erneuerbarer eher moderates Wachstum anzusehen.

Die Wertigkeit der Stromerzeugung aus Wasserkraft bemisst sich aber nicht nur an der Höhe der installierten Leistung und ihrem Anteil an der Stromerzeugung insgesamt, sondern vielmehr an seiner Qualität und hohen Bedeutung für das Erneuerbare Energiesystem der Zukunft. So werden durch die Wasserkraft, die mit rd. 755 g CO₂-Vermeidung/kWh über das höchste spezifische CO₂-Einsparpotenzial aller Energieerzeugungsformen verfügt, schon heute deutschlandweit mehr als 15 Mio. t CO₂ p. a. und damit fast 8 % der CO₂-Emissionen in Deutschland vermieden. Vor allem zeichnet sich Strom aus Wasserkraft aber durch seine stetige und verlässliche Verfügbarkeit aus, die es ermöglicht, einen Teil der schwankenden Einspeisung von Wind- und Solarenergie auszugleichen. Zudem kann die Wasserkraft vielfältige Netzdienstleistungen wie die Bereitstellung von schneller und flexibler Regelenergie, Momentanreserve, Notstromreserve, Blindleistung etc. anbieten und damit zur Sicherung eines stabilen, sicheren und kostengünstigen Versorgungssystems der Zukunft beitragen.

1.2 Stromverbrauch

In der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie wird ein im Zeitverlauf sinkender Bedarf an Strom für herkömmliche Anwendungen angenommen, der auf Effizienzsteigerungen beruht. Die gesamte

Stromnachfolge inklusive neuer Verbraucher steigt allerdings von heute ca. 535 TWh auf ca. 1.265 TWh im Jahr 2045 / 2050 und damit um einen Faktor von ca. 2,4.

Der BEE begrüßt, dass der angenommene Stromverbrauch anders als noch im NEP-Entwurf (2022) nun zumindest im ambitionierten Szenario C 2045 mit 1.293 TWh in etwa auf dem gleichen Niveau liegt.

Zur Berechnung und Darstellung der räumlichen Verteilung des Stromverbrauchs bei den privaten Haushalten sowie bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wird der Stromverbrauch des Gerätebestands auf Basis der Daten der statistischen Landesämter des Jahres 2018 auf die Bundesländer verteilt.

Aus Sicht des BEE grundsätzlich zu hinterfragen, ob ein solcher Top-Down-Ansatz in Verbindung mit Stromverbrauchsprofilen eine geeignete Berechnungsmethodik mit einer entsprechenden Genauigkeit darstellt oder ob man von Anfang an durch Nutzung der aktuellen Netzdaten (2019) auf Umspannwerks-Ebene potentiell zu genaueren Ergebnissen kommen würde.

1.3 Flexibilitäten

1.3.1 Batteriespeicher

Der Netzentwicklungsplan nimmt Großbatteriespeicher-Kapazitäten von 43 bis 55 GW in 2045 (je nach Szenario) sowie angenommenen Kleinbatteriespeicher-Kapazitäten von 98 bis 113 GW in 2045 (je nach Szenario) an.

Der BEE sieht es als sehr positiv an, dass der Netzentwicklungsplan einen entsprechenden Ausbau an marktlichen Batteriespeichern vorsieht. Dies deckt sich mit den Ergebnissen vieler anderer Studien.

Der BEE weist an dieser Stelle dringend darauf hin, dass die Langfristszenarien des BMWK, welche in eine Reihe weiterer BMWK Studien zur Energiewende (u.a. der Entwicklung der Verteilnetze, der Systementwicklungsstrategie, usw.) einfließt, im starken Gegensatz zu den Netzentwicklungsplan in Bezug auf die im NEP dargestellte Entwicklung der Batteriespeicher² steht. **Da es hier zwingend erforderlich ist eine gemeinsame Strategie in einem so zentralen Punkt zu haben, ist es aus Sicht des BEE notwendig, dass die Annahmen der Langfristszenarien mit Blick auf die zu erwartenden Batteriespeicherkapazitäten überarbeitet werden.**

² In den Langfristszenarien des BMWK gibt keinen weiteren Ausbau marktlicher Batteriespeicher in Deutschland gegenüber dem heutigen Stand.

1.3.2 Wasserstoff und Elektrolyse

Der BEE begrüßt, dass im vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan **ein Szenario** mit einer höheren angenommenen inländischen Elektrolyse-Kapazität von 80 GW aufgenommen wurde (Szenario A 2045). Diese angenommene Elektrolyseleistung stellt eine eindeutige Verbesserung des Ambitionsniveaus gegenüber den Annahmen des NEP-Entwurfs des vergangenen Jahres dar. **Die damit realisierten Wasserstoffmengen laut dem NEP „einen signifikanten Anteil des innerdeutschen Wasserstoffbedarfs ... über heimische Wasserelektrolyse“ decken.** Dies ist auch eine der zentralen Botschaften der Strommarktde-signstudie des BEE im letzten Jahr.

Der oben genannte Wert liegt jedoch immer noch unter dem Wert von 100 GW, der in der vom BEE in Auftrag gegebenen und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktde-signstudie für 2045 / 2050 als realistisch angenommen wird. Bei Setzung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens ist das Potential zur Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland mittel- bzw. langfristig sehr hoch. Es sollten hier dringend alle Möglichkeiten zum Hochfahren der inländischen Elektrolyse-Kapazitäten genutzt werden, da heimisch produzierter Wasserstoff nicht nur die Importabhängigkeit drastisch verringert, sondern dem Energiesystem zugleich als Flexibilität zur Verfügung steht.

Die Annahme der Begrenzung der inländischen Elektrolyseleistung auf 50 GW in den Szenarien B und C 2045 ist zudem grundsätzlich problematisch. Eine Realisierung von lediglich 50 GW Elektrolyseleistung in 2045 hätte das Fehlen dringend benötigter Flexibilität im Energiesystem zur Folge. Dies würde zu einem starken Anstieg negativer Strompreise führen, was sich wiederum direkt auf die nach §51 EEG nicht geförderten Energiemengenanteile auswirkt. In der Konsequenz würde es zu einer deutlichen Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien-Anlagen und damit zu einem Rückgang bei deren Ausbau kommen (siehe hierzu Abbildung 4).



Abbildung 4: Übersicht über die Entwicklung nicht vergütungsfähiger Strommengen in Folge geringerer Flexibilität basierend auf der BEE Strommarktdesignstudie (Basisszenario 2050)

Neben der Einführung eines Szenarios mit höherer Elektrolyseleistung (Szenario A 2045) begrüßt der BEE, dass die Standorte für Elektrolyse so gewählt werden sollen, dass sie „möglichst wenig belastend auf die Übertragungsnetze wirken“, d.h. vor allem „offsite“ an Standorten mit hohen EE-Überschüssen. Auch dies stellt eine Verbesserung gegenüber dem NEP-Entwurf dar. Hier wurde noch mit größeren Teilen an „Onsite“-Elektrolyse gerechnet.

Der BEE sieht „eine umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur“ bis 2037, wie im NEP angenommen, zwar als sinnvoll an, doch hält der BEE dies für sehr ambitioniert.

1.3.3 Demand Side Management

Die im vorliegenden NEP-Entwurf angenommen Potentiale von Demand Side Management-Maßnahmen (zwischen 5 und 7,2 GW in 2037 und zwischen 8,9 und 12,1 in GW in 2045) bewertet der BEE als nicht realistisch.

Für den Industriebereich, der den überwiegenden Teil des Flexibilitätspotentials durch DSM-Maßnahmen ausmacht, nimmt die vom BEE in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie einen Wert von 7,9 GW an. Hiervon können allerdings bis 2050 nur maximal 50 % aktiviert werden.

Auch der Ariadne-Report „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ nimmt für das Jahr 2050 lediglich ein DSM-Gesamtpotential von 9,1 GW an.

Im vorliegenden NEP-Entwurf „wird unterstellt, dass viele Stromverbraucher flexibel auf die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt reagieren und ihren Verbrauch entsprechend anpassen können.“ Der BEE verweist hierbei darauf, dass es sich dabei nur um Flexibilität handelt, wenn die Lastanpassung der Endkunden vor der Strompreisermittlung stattfindet. Andernfalls handelt es sich hierbei nicht um eine Flexibilität, sondern um eine Inflexibilität, da die Energieversorgungsunternehmen den veränderten Lastverlauf zu ihrer Fahrplanprognose am Vortag (Day Ahead Markt) künstlich mit Intradaymengen (Intradaymarkt) ausgleichen müssen.

Der BEE hält das unterstellte Potenzial im NEP³ für zu optimistisch, gerade auch vor dem Hintergrund der §14a ENWG-Thematik und der Begrenzung der Nutzbarkeit von Flexibilitäten aufgrund der Auslastung der Verteilnetze.

1.3.4 Fernwärme

Die Bereitstellung von Fernwärme erfolgt gemäß dem vorliegenden NEP-Entwurf zukünftig nicht mehr vordergründig über die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von Kraftwerken. Neben der Wärmeerzeugung durch erneuerbare Energien wie Geo- oder Solarthermie und Biomasse soll 2037 etwa ein Drittel und 2045 zwischen 40 – 50 % der Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizer erzeugt werden.

In der vom BEE in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie wird hingegen herausgestellt, dass Großwärmepumpen bei Implementierung der vorgeschlagenen Reduktion der Stromnebenkosten für Power-to-Heat-Anlagen bereits 2030 einen deutlich größeren Beitrag zur Deckung des Wärmedarfs liefern können (47 %) und dabei vorrangig den Einsatz von Gaskesseln und zu einem kleineren Anteil den von KWK-Anlagen substituieren. Auch Elektrodenkessel können bei Setzung der richtigen Rahmenbedingungen in 2040 (14%) und 2050 (19%) deutlich höhere Anteil an der Fernwärmeerzeugung übernehmen.

Insgesamt können Power-to-Heat-Anlagen (PtH) bei richtiger Anreizsetzung (siehe „Reform-szenario“ der vom BEE in Auftrag gegebene und von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführte Strommarktdesignstudie) bereits ab 2030 eine wichtigere Rolle einnehmen als im vorliegenden NEP-Entwurf dargestellt. Hierbei sollten neben der KWK-Anlagenflexibilisierung über Elektrodenkessel u.a. auch Windwärmesysteme als besonders investitionsarme und akzeptanzfördernde Technologie zum Einsatz kommen. Die derzeitige Annahme zu geringer Mengen dieser Arten von PtH-Anlagen führt im Energiesystem zum Fehlen dringend benötigter Flexibilität und sollte deshalb korrigiert werden.

³ Laut den NEP „wird dabei davon ausgegangen, dass in den Szenarien zwischen 50 % und 100 % der Einheiten flexibel und damit marktorientiert eingesetzt werden“.

1.4 Gaskraftwerke

Der Bedarf an Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken wird nach Einschätzung der ÜNB stark zunehmen, was sich in der Annahme zeigt, dass die installierte Leistung dieser Kraftwerke von aktuell 26,3 GW auf über 38 GW in Szenario A 2037 ansteigen soll. Sämtliche anderen Szenarien gehen ebenfalls von einer deutlichen Steigerung der installierten Leistung in diesem Erzeugungssegment aus.

Begründet wird dies mit der Aussage in Kapitel „2.6. Modellierung konventioneller Kraftwerke“, dass konventionelle Kraftwerke „als regelbare Erzeugungseinheiten weiterhin fester Bestandteil eines klimaneutralen Stromsystems“ seien. **Diese Aussage irritiert vor dem Hintergrund, dass gleichzeitig ein umfassender Rückbau an steuerbaren Biomassekraftwerken angenommen wird.** Der Vorteil von Biomassekraftwerken ist zudem, dass diese sowohl eine Form der erneuerbaren Stromerzeugung darstellen, einen flexiblen Einsatz ermöglichen, welche nach Bedarf am Strommarkt eingesetzt werden kann als auch mit heimischen Rohstoffen betrieben werden. Zudem sind bereits umfassende Erzeugungskapazitäten bei den Biomassekraftwerken in Betrieb und bedürfen keiner langwierigen Standortsuche bzw. Genehmigung, die beim Ausbau von neuen Erdgas- bzw. Wasserstoffkraftwerken notwendig sind.

Der BEE hat in diesem Zusammenhang in seiner von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie ermittelt, dass es bei Setzung des richtigen regulatorischen Rahmens (stärkere Überbauung der Bioenergie und Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz; Ausbau aller anderen Flexibilitätsoptionen) möglich ist, im Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz anderenfalls zusätzlich benötigter H₂-Gasturbinen zu verzichten. Das soll hierbei nicht das Optimum darstellen, doch zeigt es die Möglichkeiten des flexiblen Einsatzes von Biomasse.

Die Annahme im NEP, dass „der Einsatz von Erdgas und Wasserstoff zur Stromerzeugung ... stets zu gleichen Grenzkosten“ erfolgt hält der BEE für nicht realistisch.

2 Marktmodell

2.1 Länderbilanzen und europäischer Energieaustausch

Deutschland entwickelt sich in den vorliegenden Szenarien des NEP-Entwurfs zu einem großen Netto-Stromimporteuer in Europa. Dies wird insbesondere auf die vergleichsweise hohe inländische Stromnachfrage und die hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien im Ausland zurückgeführt. Die importierte Strommenge steigt von 2037 bis 2045 deutlich an und ist im Szenario C 2045 am größten. Insbesondere aus Frankreich, Österreich und Skandinavien werden in den Szenarien große Strommengen importiert.

Der BEE sieht diese Annahmen als nicht realistisch an. In seiner von den Fraunhofer IEE und ISE durchgeführten Strommarktdesignstudie verbleibt Deutschland bei Setzung der

entsprechenden Rahmenbedingungen für Flexibilitäten und dem notwendigen EE-Ausbau wie auch bereits in den vergangenen Jahren in den Dekaden von 2040 und 2050 ein Stromexporteur.

Ein Teil der Erklärung könnten die sehr geringen angenommenen Volllaststunden im Windenergie Onshore Bereich sein. Würde man die realistischen Volllaststunden im Jahr 2045 im Windenergie Onshore Bereich von ca. 3.000 h/a ansetzen, so ergebe dies eine zusätzliche Einspeisung in Deutschland von über 100 TWh und könnte das im NEP ermittelte Importsaldo fast vollständig negieren.

Auffällig ist bei den Annahmen insbesondere der angenommene Nettoimport aus Österreich. Innerhalb der Vorstellung des NEP im April 2023 durch die ÜNB wurde mitgeteilt, dass dies vor allem aufgrund der Speichernutzung aus dem alpinen Raum hervorgerufen wird. Der BEE weist an dieser Stelle darauf hin, dass in einem solchen Falle die Nettobilanz „ausgeglichen“ sein sollte, da Energieüberschüsse nach Österreich gehen und dann über deren Flexibilitäten (Wasserspeicher) zu einem späteren Zeitpunkt wieder nach Deutschland fließen.

Der NEP stellt im Gegensatz zu den Langfristszenarien des BMWK auf eine deutlich geringere Interkonnektorenleistung ab. Da letztere in andere BMWK Studien einfließt und auch die politische Entscheidungsbildung zur Energiewende beeinflusst sieht es der BEE als zielführend an, dass es hier zu einer Abstimmung zwischen NEP und Langfristszenarien kommt. Andernfalls besteht die Gefahr von zwei unterschiedlichen Pfaden, einem politischen und einem technischen, zur Umsetzung der Energiewende.

3 Netzanalysen

3.1 Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern

Im vorliegenden Entwurf zum NEP 2023 wird angegeben, dass mit der zunehmenden Verbreitung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen die Aufgaben und die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber (VNB) wachsen und die Zusammenarbeit zwischen VNB und ÜNB intensiviert wurde. Wie genau und an welchen Stellen diese Zusammenarbeit im Rahmen der Ausarbeitung des NEP von statten gegangen ist, wird allerdings nur unzureichend geschildert.

Der BEE weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass es verschiedene Stellen gibt, an denen eine gemeinsame Planung von Verteilnetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern netz- und volkswirtschaftlich von Vorteil sind. Wenn bspw. in Kapitel 5.1. darauf hingewiesen wird, dass bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise immer die technische Notwendigkeit zur Kompensation der entstehenden Blindleistung besteht, dann kann auch eine Schnittstelle ÜNB-VNB als Quelle oder Senke für Blindleistung dienen.

Eine branchenübergreifende Arbeitsgruppe unter der Leitung der Deutschen Energie-Agentur (dena) und des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) hat bestätigte bereits 2017, dass im Verteilnetz erhebliche zusätzliche Flexibilitätpotenziale („dezentrale Flexibilität“)

lägen und durch eine bessere Auslastung der Bestandsnetze die volkswirtschaftlichen Kosten jährlich um 200 Millionen Euro gesenkt werden könnten.⁴

Der BEE fordert, den Stromnetzausbau so kosteneffizient wie möglich zu gestalten und die Potenziale der Verteilnetze für eine stärkere Auslastung der Stromnetze unbedingt einzubeziehen. Die Zusammenarbeit zwischen ÜNB und VNB sollte deshalb im NEP noch klarer dargestellt werden.

3.2 Optimale Auslastung der Bestandsnetze

Der BEE sieht es grundsätzlich positiv, dass der Netzentwicklungsbedarf durch die Integration der in Kapitel 6.4.2. genannten innovativen Technologien auf das geringstmögliche erforderliche Maß begrenzt werden soll.

Die eingesetzten innovativen Technologien sollten jedoch nicht direkt von den ÜNB betrieben werden, sondern überall dort wo möglich marktlich beschafft werden, das Unbundling muss hier Anwendung finden. Dies gilt insbesondere für die genannten Netzbooster, die, falls großflächig von den ÜNB selbst betrieben, eine unzulässige Konkurrenz zu anderen, marktgestützten Flexibilität darstellten würden.

3.3 Integrierte Netzentwicklungsplanung

Parallel zur Netzentwicklungsplanung des Stromnetzes koordiniert die Bundesnetzagentur auch den NEP Gas. Alle zwei Jahre sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, der Regulierungsbehörde einen integrierten Plan zum Netzausbau für Erdgas vorzulegen. Beide Prozesse werden bisher größtenteils separat voneinander geplant und genehmigt

Der BEE begrüßt, dass im vorliegenden Entwurf zum NEP explizit die Systementwicklungsstrategie genannt wird, deren Ziel die integrierte Systementwicklung ist. Auch wird aufgeführt, dass Annahmen wie Brennstoffpreise oder Kapazitäten von Erdgaskraftwerken aus dem Netzentwicklungsplan Gas übernommen werden, um eine einheitliche, sektorübergreifende Szenariobasis zu schaffen.

Die Integration steht jedoch aus Sicht des BEE erst am Anfang und sollte jetzt konsequent vorangetrieben werden. Wichtig ist dies beispielsweise im Zuge der aktuellen politischen Diskussion um die Kosten für steigende Wasserstoffmengen und Power-to-Gas-Standorte. Hierzu ist es aus Sicht des BEE wichtig, eine integrierte Strom- und Gasnetzplanung voranzubringen und Synergieeffekte zu heben. Eine systemintegrierte Planung würde es z.B. ermöglichen, besser abzuschätzen, ob eine neue HGÜ-Stromleitung tatsächlich errichtet oder doch auf das Gasnetz zum Wasserstofftransport ausgewichen werden kann.

⁴ https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9209_Ergebnispapier_dena-Stakeholder-Prozess-Hoehere_Auslastung_Stromnetze.pdf

Die Netzberechnungen der Strom- und Gasnetze unterschieden sich zudem weiterhin in ihrem Auftrag und in ihrer Zielstellung. Während Fernleitungsnetzbetreiber sich nur am Bedarf der Netznutzer orientieren und einen Betrachtungszeitraum von fünf bis zehn Jahren berücksichtigen müssen, simulieren die ÜNB die Klimaschutzziele, also konkret die Kraftwerksemissionen, als auch Annahmen zur Stromerzeugung, zum Verbrauch, zum Anteil der Energieträger und zur Sektorkopplung. Der Planungshorizont im Strombereich ist dabei mit 15 bis 20 Jahren im Voraus wesentlich langfristiger und strategischer ausgelegt. Die Zielstellungen und Planungshorizonte der verschiedenen Netzentwicklungspläne sollten daher möglichst zügig angeglichen werden.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
030 275 81 70-242
wolfram.axthelm@bee-ev.de



Dr. Matthias Stark
Leiter Erneuerbare Energiesysteme
030 275 81 70-22
matthias.stark@bee-ev.de



Florian Widdel
Referent für Digitalisierung, Sektorkopplung und Energienetze
030 275 81 70-17
florian.widdel@bee-ev.de



Florian Strippel
Referatsleiter Stromnetze und Systemdienstleistungen
0 8161 98 46 812
florian.strippel@biogas.org



Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

