

Berlin, 24. August 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Transparenzanforderung.....	3
3	Kurativer Netzbetrieb / Engpassmanagement	3
4	Systemdienstleistungen (insb. Frequenz- und Spannungshaltung)	4
5	Kraftwerkspark: Einsatzverhalten und Regionalisierung (Kap. 2.5.2, S. 46ff.)	5
6	Netzverluste	5
7	Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs (Rechenzentren)	5
8	Netzausbaubedarf im Nordosten	6
8.1	Verbleibende Engpässe im Zielnetz trotz umfassend berücksichtigter Flexibilitäten	6
8.2	Wirtschaftlichkeitsrechnung hinter dem verkleinerten Zielnetz bleibt intransparent.....	7
8.3	Forderungen für den NEP im Nordosten.....	7
9	Zur Maßnahme P44(mod)	8
10	Zur Maßnahme P540	9
11	Zur Maßnahme DC 36 (Esens – Oberzier).....	9
12	Derzeit im NEP nicht berücksichtigte Maßnahmen	10
13	Zum Offshore-Netzausbau	10

1 Einleitung

Hinweis zur Beteiligung: Da die vier Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH) für den [2. Entwurf](#) des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025) und dessen Konsultation verantwortlich sind, erfolgt die Beteiligung des BDEW an dieser Konsultation unter ihrer Enthaltung.

2 Transparenzanforderung

Es sollte geprüft werden, sämtliche wirtschaftlichen Annahmen der Abwägung zwischen Netzausbau und Engpassmanagement vollständig offenzulegen und die Sensitivität der Zielnetzentscheidung gegenüber diesen Parametern transparent darzustellen. Dies umfasst insbesondere die regionalen Kosten und die räumliche Verteilung des verbleibenden Engpassmanagements. Nur so können betroffene Regionen, Investoren und Projektentwickler die Konsequenzen der planerischen Entscheidungen nachvollziehen.

Hiermit kann auch die „Minimalkostenkombination“, dauerhaft hohe Abregelungen in den Erzeugungsschwerpunkten des Nordostens zu akzeptieren, besser hinterlegt werden. Eine solche Planung kann Investitionsanreize sowohl für erneuerbare Erzeugungsanlagen als auch für netzdienliche Flexibilitäten wie Elektrolyseure schwächen und damit im Widerspruch zu den energiepolitischen Ausbauzielen stehen.

3 Kurativer Netzbetrieb / Engpassmanagement

Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans scheint sich zunehmend von sogenannten Netzboostern zu distanzieren. Stattdessen sollen in bestimmten Regionen marktlich betriebene Speicher für kurative Maßnahmen zeitlich begrenzt eingebunden werden. Dies wird positiv bewertet; zu erwarten ist, dass sich die Redispatchbedarfe beispielsweise durch die Etablierung kurzfristiger, dezentraler Flexibilitätsmärkte senken ließen. Im Vergleich zu Netzboostern refinanzieren sich marktlich betriebene Speicher über unterschiedliche Einkommensströme und könnten daher zur Kostensenkung bei der Netzbetriebsführung beitragen.

Nach hier vertretenem Verständnis wird dieser Ansatz im Wesentlichen im Szenario C des Szenariorahmens berücksichtigt (siehe Seite 27: *„Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs ist stark ausgeprägt und geht einher mit einer teilweise netzorientierten Steuerung von flexiblen Verbrauchern und Speichern.“*). Der BDEW sieht jedoch, dass die marktliche Einbindung von Flexibilitäten in das kurative Engpassmanagement – auch über Batteriegroßspeicher hinaus – erhebliche Auswirkungen haben kann. Es wird empfohlen, dies grundsätzlich in allen Szenarien zu berücksichtigen.

Flexibilitäten für kurative Maßnahmen (Speicher, flexible Lasten, Elektrolyseure) sollten grundsätzlich marktlich und technologie-neutral beschafft werden. Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen sollten nicht im regulierten Netzgeschäft betrieben werden, sondern im Wettbewerb stehen. Wo marktliche Optionen temporär nicht ausreichen, können Netzbooster als Übergangslösung in Betracht kommen, sofern technische Verfügbarkeit, Betriebsrisiken und Systemstabilität nachgewiesen und die Kosten-Nutzen-Abwägung positiv ausfällt.

Gleichzeitig sollte der Szenariorahmen vor dem Hintergrund des BMWF-Monitoringberichts kritisch hinterfragt werden. Sämtliche Szenarien erscheinen hinsichtlich der angenommenen installierten Leistungen von Flexibilitäten überoptimistisch: Selbst im konservativsten Szenario A werden bis 2037 20 GW Elektrolyseleistung, 7,7 GW Wärmepumpenleistung und 27,8 Mio. Elektro-Pkw angenommen. Eine mögliche Überschätzung der tatsächlich verfügbaren Flexibilität könnte zu einem zu geringen Netzausbau und in der Folge zu zunehmenden Redispatch-Problemen führen.

4 Systemdienstleistungen (insb. Frequenz- und Spannungshaltung)

Großbatteriespeicher haben ein hohes Potenzial für systemstabilisierende Dienstleistungen, insbesondere bei der Frequenz- und Spannungshaltung. Durch ihren Einsatz kann der Bedarf an klassischen Netzbetriebsmitteln (z. B. Phasenschiebertransformatoren) reduziert und somit die Investitionskosten gesenkt werden. Derzeit wird ein breiter Einsatz jedoch durch operative bzw. prozessuale Hürden begrenzt:

- › fehlende bzw. nicht ausreichend standardisierte Beschaffungsprozesse (z. B. für Blindleistung)
- › teilweise unklare Anforderungen an die Anlagen (z. B. bei Momentanreserve)

Zur Vermeidung einer Unterschätzung des Systembeitrags von Großbatterien sollten die Modellierungsannahmen entsprechend der zu beobachtenden Einsatzprofile/Marktentwicklungen bzw. Ausbaupfade angepasst werden:

- (i) Zyklenzahl von mindestens 365 Zyklen pro Jahr statt 190 - 300,
- (ii) Speichertiefen auch von vier oder mehr Stunden statt pauschal zwei Stunden sollten berücksichtigt werden.

Es handelt sich dabei eher um lösbare Rahmenbedingungen als um technische Limitierungen. Werden diese nicht zeitnah adressiert, besteht die Gefahr, dass stattdessen verstärkt in Netzbetriebsmitteln investiert wird, obwohl effizientere Alternativen verfügbar wären.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass marktlich betriebene Speicher, die sich über unterschiedliche Einkommensströme (insbesondere an den Strombörsen) refinanzieren, bei

entsprechendem Bedarf ihre Dienstleistungen gegenüber dem Netz kostengünstiger als Netzbooster oder sonstige Netzbetriebsmittel ohne „Multi-Use-Anwendung“ bereitstellen könnten. Durch ihren geeigneten Einsatz könnten sie somit zur Kostensenkung bei der Netzbetriebsführung beitragen.

Grundsätzlich sollten Wohlfahrtsgewinne aus der marktlichen Optimierung von Batteriespeichern im Vordergrund stehen und nicht allein die Einsparung von Netzkosten.

5 Kraftwerkspark: Einsatzverhalten und Regionalisierung (Kap. 2.5.2, S. 46ff.)

Der im NEP angenommene Park wasserstofffähiger Kraftwerke erscheint grundsätzlich ebenso nachvollziehbar wie das bezüglich dieser Anlagen angenommene Einsatzverhalten bei der Absicherung von Phasen hoher Residuallast und längeren Perioden mit geringer EE-Einspeisung.

Die sehr enge Ausrichtung des Einsatzes auf kurzfristige Spitzenlastsituationen vernachlässigt allerdings die Tatsache, dass die Umstellung auf Wasserstoff erst einige Jahre später als 2037 erfolgen wird, was wiederum zu höheren Einsatzzeiten der Anlagen führen könnte. Ein entsprechend breiterer Einsatz der Kraftwerke mit höheren Betriebsstunden sollte zumindest in Sensitivitäten in seinen Wirkungen auf Netzdimensionierung, Systembetrieb und Engpasssituationen im NEP abgebildet werden.

Zu prüfen ist darüber hinaus die regionale Zuordnung der wasserstofffähigen Kraftwerke vor dem Hintergrund des Anfang Juli verabschiedeten StromVKG. Dabei sollten mögliche infrastrukturelle Restriktionen (insbesondere Stromnetz- sowie Gas-/Wasserstoffanbindung) sowie regional unterschiedliche Realisierungsrisiken mit einbezogen werden.

6 Netzverluste

Unabhängig von Szenario und Zieljahr werden die Netzverluste im Übertragungsnetz durchgängig mit 40,6 TWh angesetzt. Dies erscheint nicht plausibel, da Netzverluste u. a. von Netztopologie, Lastflüssen und Übertragungsaufgaben abhängen. Ebenso bleibt damit der zwischen den Szenarien teils deutlich unterschiedliche Bruttostromverbrauch, der als Indikator für das Transportvolumen herangezogen werden kann, unbeachtet.

7 Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs (Rechenzentren)

In der Aufzählung der Treiber der Stromverbrauchsentwicklung sind Rechenzentren zwar erwähnt, aus Sicht des BDEW jedoch nicht ausreichend berücksichtigt. Angesichts der absehbaren Dynamik des Rechenzentrumsausbaus – insbesondere im Rhein-Ruhr-Raum – sollten

Rechenzentren als eigenständiger Verbrauchstreiber mit entsprechender regionaler Auflösung in den Szenarien abgebildet werden.

8 Netzausbaubedarf im Nordosten

Der Nordosten ist eine zentrale Erzeugungsregion im NEP: Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern zählen laut NEP zu den Regionen mit hohen Erzeugungsüberschüssen insb. aus Windenergie (NEP, Kap. 3.2). Im Szenario B 2037 regionalisieren die ÜNB für Brandenburg 20,3 GW Windenergie an Land und 20,3 GW Photovoltaik sowie für Mecklenburg-Vorpommern 10,7 GW Windenergie und 17,6 GW Photovoltaik (NEP, Kap. 2.7). Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen verlangt ausdrücklich ein Übertragungsnetz, das diese gesetzlich vorgegebenen Ausbaupfade aufnehmen kann (BNetzA, Genehmigung Szenariorahmen 2025, Kap. IV B 3.4).

8.1 Verbleibende Engpässe im Zielnetz trotz umfassend berücksichtigter Flexibilitäten

Bereits in den Szenarien sind erhebliche steuerbare Lasten unterstellt: Im Zieljahr 2037 werden 7,2 GW Elektrolyseleistung in Mecklenburg-Vorpommern und 1,0 GW in Brandenburg angenommen (2045: 8,6 bzw. 2,0 GW). Zusätzlicher Elektrolysezubau wird ausdrücklich netzdienlich verortet und reduziert das Engpassmanagement um 0,53 bis 2,85 TWh (NEP, Kap. 2.4.6 und 6.3.8). Hinzu kommen in Brandenburg 7,2 GW Großbatteriespeicher, 4,8 GW in Mecklenburg-Vorpommern.

Trotz dieser für den Nordosten günstigen Annahmen bzgl. steuerbarer Lasten verbleiben im Zielnetz erhebliche Engpässe: 5,4 bis 8,6 TWh Engpassmanagement deutschlandweit im Jahr 2037 sowie 11,1 bis 13,0 TWh im Jahr 2045 (NEP, Abb. 83). Die ÜNB selbst sprechen von einem „höheren verbleibenden Bedarf als im vergangenen NEP“ (Vorwort).

Auch die Bundesnetzagentur bestätigt diese Bewertung. Auf den Zielnetzen verbleiben Netzengpässe, „die deutlich höher sind als in allen zurückliegenden Prozessen“. Im Zieljahr 2037 weisen drei Landkreise in Brandenburg weiterhin netzbedingte Abregelungen von über drei Prozent auf; die Karten zeigen den Schwerpunkt eindeutig im Raum Uckermark/Vorpommern. Im Jahr 2045 verschärft sich die Situation weiter, mit regional über fünf Prozent gekappter Energie (BNetzA, Vorläufige Prüfungsergebnisse, Abschn. C und D, S. 45).

Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Werte bereits das (n-1)-sichere Zielnetz beschreiben. Sie enthalten keine betrieblichen Restriktionen wie Freischaltungen, Mehrfachfehler oder Prognoseabweichungen, welche den tatsächlichen Redispatchbedarf zusätzlich erhöhen (BNetzA, Abschn. C).

8.2 Wirtschaftlichkeitsrechnung hinter dem verkleinerten Zielnetz bleibt intransparent

Die ÜNB begründen das verkleinerte Zielnetz mit einer „Minimalkostenkombination von Engpassmanagementkosten und Netzausbau“ (NEP, Kap. 6.1.1). Die dieser Abwägung zugrunde liegende Wirtschaftlichkeitsrechnung wird nicht näher dargestellt.

Es werden die verbleibenden Energiemengen des Engpassmanagements veröffentlicht. Die angesetzten Redispatchkosten in €/MWh, die zugrunde gelegten Brennstoff- und CO₂-Preispfade, Betrachtungszeitraum und Diskontierung sowie die Annahmen zur tatsächlichen Verfügbarkeit von Speichern und Elektrolyseuren für Redispatchmaßnahmen können nicht nachvollzogen werden.

Wenn ein geringerer Netzausbau mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung begründet wird, ist es zielführend, die zugrunde liegenden Annahmen und Berechnungen nachvollziehbar und überprüfbar darzustellen.

Dies könnte auch die deutliche Kritik der Bundesnetzagentur auflösen. Sie bewertet die einzelmaßnahmenbezogenen Kosten-Nutzen-Analysen als von einer „Scheingenaugigkeit“ geprägt, hält die Betrachtung lediglich eines Zieljahres anstelle der Anlagenlebensdauer für „praktisch nicht verwertbar“ und weist darauf hin, dass die planerische Heranziehung von Elektrolyseuren und Speichern für Redispatch regulatorisch bislang nicht abgesichert und insbesondere während des Markthochlaufs mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist (BNetzA, Abschn. C).

Hinzu kommt das von der Bundesnetzagentur ausdrücklich benannte Risiko, dass dauerhaft hohe Redispatchmengen als struktureller Engpass gewertet werden und dadurch langfristig den Erhalt der einheitlichen deutschen Gebotszone gefährden.

8.3 Forderungen für den NEP im Nordosten

- › Für den Nordosten besonders wirksame Netzausbaumaßnahmen sollten bestätigt und konsequent umgesetzt werden. Dies betrifft insbesondere die Projekte P628 (Lubmin-Iven/ West-Gransee-Malchow), das den Überlastungsindex je nach Szenario um 1.860 bis 3.000 GWh reduziert, sowie P654 (Bertikow-Vierraden) in der Uckermark, dessen maximale Auslastung im Szenario B 2037 bereits 102 % erreicht. Ebenso sollten die Maßnahmen P450 und P223 bestätigt werden (BNetzA, Steckbriefe).
- › Der BDEW kann die Einschätzung der Bundesnetzagentur nachvollziehen, dass „bereits für das Jahr 2037 noch weiterer Netzausbau nötig sein wird“ (Abschn. D) und dass fraglich ist, ob das beantragte Maßnahmen-Setting insgesamt ausreichend ist (Abschn. D.2). Vor diesem Hintergrund werden folgende drei Punkte angeregt:

- Die bislang nur für das Zieljahr 2045 vorgesehenen und daher derzeit nicht bestätigungsfähigen regionalen Maßnahmen P651 (Leistungsflusssteuerung Gransee) und P652 (Lubmin-Suchraum Kemnitz-Siedenbrünzow) sollten analog zu den von der Bundesnetzagentur vorgezogenen fünf AC-Maßnahmen auf ihre engpassmindernde Wirkung bereits im Zieljahr 2037 geprüft werden, insbesondere mit Blick auf die Regionen mit mehr als drei Prozent netzbedingter Abregelung im Raum Uckermark/Vorpommern.
- Es wird empfohlen, noch im laufenden Verfahren die von der Bundesnetzagentur bereits untersuchten, aber nicht beantragten Optionen nachzureichen, insbesondere die Nutzung des Korridor-B-Leerrohrs bzw. das im NEP 2023 bestätigte Projekt DC40plus sowie Drehstrom-Alternativen zu DC43/DC44, die nach Feststellung der Bundesnetzagentur bei vergleichbarer Engpasswirkung um über 200 Prozent günstiger wären (Abschn. D.2).
- Für den nächsten NEP sollte ein systematisches Screening von Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen (Umbeseilung, HTL, Leistungsflusssteuerung) in den Regionen beauftragt werden, in denen im Zielnetz netzbedingte Abregelungen von mehr als drei Prozent verbleiben: Das Beispiel P654 zeigt, dass gerade solche vergleichsweise kostengünstigen Maßnahmen in der Region hochwirksam sind.

9 Zur Maßnahme P44(mod)

Die Maßnahme P44 bzw. P44mod (HöS-Netzausbau: 3. und 4. System der 380-kV-Leitung Vieselbach – Altenfeld – Schalkau – Redwitz, Teilabschnitt Thüringen) soll voraussichtlich nicht realisiert werden, da DC20 (SuedOstLink+) umgesetzt wird. Diese Maßnahme sollte jedoch mit folgender Begründung weiterverfolgt werden.

- › Die Projekte P44(mod) und DC20 sind in ihrer Anlage und Wirkung nur bedingt miteinander vergleichbar und nicht äquivalent. Im NEP wird klar ausgeführt, dass das Vorhaben DC20 maßgeblich zur überregionalen Netzentlastung von Mecklenburg-Vorpommern bis Bayern beiträgt. Die Maßnahme P44(mod) hat dagegen eine vorwiegend regionale Wirkung und ist von besonderer Bedeutung für den Raum Thüringen. Sie dient u. a. der Aufnahme und Weiterleitung des in Thüringen aus erneuerbaren Energieanlagen erzeugten Stroms, deren installierte Leistung entsprechend den klimapolitischen Zielsetzungen in den kommenden Jahren massiv ansteigen wird.
- › Die TEN liegt mit ihrem HS-Netz in einem Transitgebiet. Nur wenige HöS-Leitungen führen zwischen den alten und neuen Bundesländern über das HS-Netz der TEN hinweg. Das HS-

Netz stellt hierdurch eine relativ geringe Bypass-Impedanz zum HöS-Netz dar. Geplante Höherauslastungen der HöS-Leitungen führen zu einem weiteren Anstieg der Transite. Eine regionale Verstärkung des HöS-Netzes durch das Projekt P44(mod) wirkt dieser zusätzlichen Belastung des HS-Netzes der TEN in erheblichem Maße entgegen.

- › Die elektromagnetische Beeinflussung durch induktive und kapazitive Einkopplungen der HöS-Leitungen auf die HS-Leitungen des Mitnahmeabschnitts stellt aktuell eine betriebliche Herausforderung dar. Aufgrund der vorhandenen Mastgeometrie und Anordnung der 380-kV- und 110-kV-Systeme ist diese besonders kritisch. Zudem wird die Beeinflussung weiter zunehmen, sobald die geplante Höherauslastung umgesetzt wird. Die Realisierung des geplanten Endausbaus und die damit einhergehende Verlegung des 110-kV-Systems auf eine separate Traverse würde zu einer deutlichen Verbesserung der betrieblichen Situation führen.
- › Für den perspektivischen Netzverknüpfungspunkt Schalkau ergeben sich durch die Wiederaufnahme der Maßnahme P44(mod) wesentliche Vorteile für die Netzeinbindung und Lastverteilung in Richtung Bayern.

10 Zur Maßnahme P540

Die geplante Inbetriebnahme ist erst zum Jahr 2045 vorgesehen, für die Szenarien A 2037 und B 2037 wurde die Maßnahme jedoch nicht ausgewiesen. Im NAP2024 der TEN wurde in den Netzberechnungen eine frühere Inbetriebnahme dieser HöS-Leitung sowie eines daran angebundenen HöS/HS-Knotens basierend auf Rücksprache mit der 50Hertz Transmission GmbH berücksichtigt. Im Sinne einer bedarfsgerechten und zukunftsicheren Versorgung Südhüringens hat sich die Anbindung an das HöS-Netz als die volkswirtschaftlich günstigste Lösung herausgestellt. Dadurch können erhebliche technische Aufwendungen im HS-Netz vermieden werden. Ergänzend zur Maßnahme P540 wird auf die Notwendigkeit eines HöS/HS-Knotens im Suchraum Römhild hingewiesen. Weitere Informationen hierzu sind nachfolgend beschrieben.

11 Zur Maßnahme DC 36 (Esens – Oberzier)

In der vorläufigen Prüfung der Bundesnetzagentur wurde die Gleichstromverbindung DC 36 (Esens – Oberzier) als nicht bestätigungsfähig bewertet. Diese Maßnahme ist sehr wichtig für das südliche Rhein-Ruhr-Gebiet: Mit dem Ruhrgebiet liegt hier das flächenmäßig größte Gebiet mit sehr hohen Gebietslasten (Szenario B 2045). Daher sollte erneut geprüft werden, ob die Maßnahme DC 36 im NEP weiterverfolgt werden sollte.

12 Derzeit im NEP nicht berücksichtigte Maßnahmen

Es gibt einen Bedarf an zusätzlichen HöS/HS-Schnittstellen im Netzgebiet der TEN. Die Notwendigkeit dieser neuen Netzverknüpfungspunkte wurde im NAP2024 der TEN (auf Basis des NEP2037/45 (2023)) ausgearbeitet und mit 50Hertz abgestimmt. Hierzu zählt die nachfolgend aufgeführte Maßnahme, welche jedoch auch im vorläufigen zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) nicht enthalten ist:

- › Suchraum Römhild als HöS/HS-Knoten: Im Südthüringer Raum, insbesondere im Grenzgebiet zwischen Thüringen, Bayern und Hessen, besteht historisch bedingt eine unzureichende Abdeckung durch ein leistungsstarkes HöS-Netz. Hier wird eine Schnittstelle zwischen HS- und HöS-Netz benötigt, da die Leitungslängen zwischen den derzeit bestehenden und geplanten HöS/HS-Knoten (Eisenach, Ebenheim, Vieselbach, Altenfeld, Schalkau) sehr lang sind. Die in diesem Gebiet prognostizierten Erzeugungsleistungen und Lasten führen zu einem technisch-wirtschaftlich kaum tragbaren Netzausbaubedarf in der HS-Ebene. Dabei sind sowohl die Leitungsdimensionierung als auch Spannungshaltungsaspekte ausschlaggebend. Dem gegenüber stehen die an der P540 in auffällig kurzen Entfernungen angeordneten Suchräume Münnertstadt und Eltingshausen, die aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar sind.
- › Die HöS/HS-Maßnahme im Suchraum Römhild ist daher in den zweiten Entwurf des NEP aufzunehmen.

13 Zum Offshore-Netzausbau

Grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte:

- › Der BDEW unterstützt ausdrücklich, dass nun im Rahmen des NEP auch die Anbindung von OWPs in den Gewässern der deutschen Anrainerstaaten in Form von Cross-Border-Radials (CBR) geprüft wird. Es ist essenziell, die Bebauungsdichte in der deutschen AWZ zu verringern und Volllaststunden auszuschreibender Flächen zu erhöhen. Flächen müssen für Bieter wirtschaftlich attraktiv sein. Eine Realisierung des 70 GW-Ziels bis 2045 ausschließlich in der deutschen AWZ ist mit Blick auf die Kosteneffizienz, gemessen an den Kosten pro erzeugter und eingespeister Energiemenge, nicht sinnvoll. Grenzübergreifende Offshore-Kooperationen stellen eine gute Lösung dar, um die Ziele deutlich kosteneffizienter erreichen zu können, siehe Studie des [Fraunhofer IWES, 2026](#). Der BDEW hat in einem aktuellen [Positionspapier zur WindSeeG-Novelle 2026](#) konkrete Umsetzungsvorschläge zur Reduktion der Leistungsdichte und Anrechnung von grenzüberschreitenden, radialen und hybriden Offshore-Wind-Kooperationsprojekten (z. B. Bornholm Energy Island, TYSDAN) auf die Ausbauziele gemacht.

Verpflichtende Überbauung der Netzanbindungskapazität:

- › Die Einschätzung der BNetzA, dass auf Basis aktueller Studien der volkswirtschaftlich ideale Grad der Überbauung „eher bei 10 % liegt“ und dass der genaue Wert in der Fortschreibung des FEP durch das BSH „**individuell auf den einzelnen Flächen**“ festgelegt werden soll, sollte unterstützt werden. Dies deckt sich grundsätzlich mit den Ergebnissen der aktuellen Studien zum Thema, die zeigen, dass volkswirtschaftlich sinnvolle Überbauungsgrade zwischen 5 – 10 % liegen und pauschale Werte ungeeignet sind, da sie projektspezifische Variablen nicht ausreichend berücksichtigen. Der optimale Überbauungsgrad hängt stark von Standortcharakteristika ab, insbesondere Erzeugungsprofil, Distanz zur Küste und Erzeugungs- und Netzanbindungskosten und sollte unter Berücksichtigung relativer Kostenverhältnisse bewertet werden, siehe [Frontier Economics 2026](#). Damit verpflichtende, flächenspezifische Überbauungsgrade in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße in der Praxis umgesetzt werden können, sollten die daraus resultierenden betriebswirtschaftlichen Kosten/Risiken für Projektentwickler durch die Vergabe von CfDs abgesichert werden, um die Bankfähigkeit und Realisierung sicherzustellen.
- › Der BDEW weist darauf hin, dass die Aussage „Zusätzlich geht mit der Überbauung eine weitere Vergrößerung des Flächenzuschnitts des jeweiligen OWP einher.“ (S. 132) nicht als automatischer Mechanismus verstanden werden sollte, da stets zuerst geprüft werden muss, ob eine solche Vergrößerung der Fläche möglich ist oder ob anderweitige Nutzungsinteressen dem entgegenstehen. Es ist nicht garantiert, dass eine verpflichtende Überbauung stets mit einer Vergrößerung der zu bebauenden Flächen einhergehen kann. Dies sollte entsprechend im Text klargestellt werden. Wenn keine signifikante Vergrößerung der Fläche durch einen Neuzuschnitt im FEP möglich ist, dann sollte zumindest die zu installierende Leistung auf der Fläche vor der Überbauung reduziert werden, um die Abschattungseffekte insgesamt möglichst gering zu halten. Denn die Anwendung einer verpflichtenden Überbauung in Bereichen mit einer schon jetzt geplanten hohen Leistungsdichte kann tendenziell auch volkswirtschaftlich kontraproduktiv sein, wie Szenario 3 der Studie des [Fraunhofer IWES \(2026\)](#) zeigt.
- › Der BDEW regt zudem an, die auf Seite 133 in Absatz 1 getroffene Aussage zur Korrelation zwischen Volllastphasen und „nur niedrigen Marktpreisen“ zu überprüfen, da die Studie von [Frontier Economics \(2026\)](#) keinen solch klaren Zusammenhang feststellt. Auch wäre es sinnvoll, die schematische Darstellung in Abbildung 58 nochmal anhand der Studienergebnisse anzupassen, damit sie das Einspeiseprofil und die Abregelungsmengen eines Off-shore-Windparks realistischer darstellt.

Betriebszeiten von OWPs und ONAS:

Der BDEW fordert, dass bei der weiteren Netzentwicklungsplanung stets die Möglichkeiten des koordinierten Weiterbetriebs von Bestandsanlagen (OWP und ONAS) auf eine Laufzeit von bis zu 35 Jahren und längere Genehmigungszeiträume von bis zu 35 Jahren für zukünftige Anlagen umfassend in den Szenarien abgebildet werden, um die Kosteneffizienz und Umweltverträglichkeit des Offshore-Wind-Ausbaus zu steigern (siehe [Fraunhofer IWES, 2025](#) und [Frontier Economics 2026](#)). Der BDEW hat konkrete [Vorschläge zur Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb](#) Offshore vorgelegt.