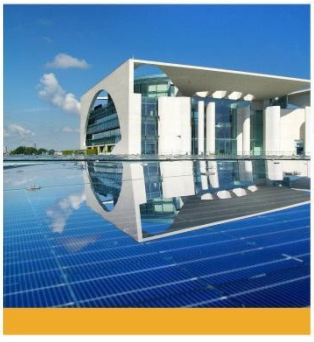
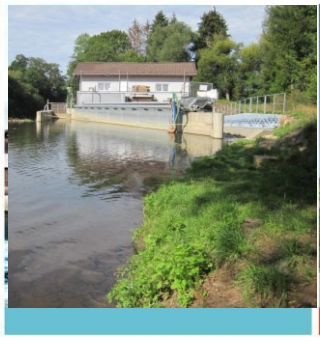
BEE
Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

BEE-Stellungnahme

zur Konsultation des ersten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom sowie Gas 2040/2045, Version 2027

Berlin, 28. September 2026




Inhalt

Das Wichtigste in Kürze ... 3
Vorbemerkungen ... 4
Szenariorahmen Strom – Auswertung ... 5
1. Erneuerbare Energien und Ausbaupfade ... 5
1.1. Biomasse ... 5
1.2. Onshore-Windenergie ... 6
1.3. Photovoltaik ... 7
1.4. Wasserkraft ... 8
2. konventionelle Kraftwerksleistung ... 8
3. Stromverbrauch ... 9
3.1. Allgemeine Verbrauchsannahmen ... 10
3.2. Verkehr und Wärme ... 12
3.3. Heimische Elektrolyse ... 12
Fragen im Begleitdokument ... 15
3.4. Rechenzentren ... 15
4. Flexibilitäten ... 16
4.1. Technologieübergreifende Anwendung des Überbauungsprinzips ... 16
4.2. Elektrolysekapazitäten und netzdienliche Standortwahl ... 17
4.3. Batteriespeicher und systemische Integration ... 17
4.4. Lastseitige Flexibilität ... 19
4.4.1. Haushaltsnahe Flexibilitäten ... 19
4.4.2. Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ... 20
4.5. Fernwärme ... 21
5. Marktrahmen und Marktmodellierung ... 21
Szenariorahmen Gas/Wasserstoff - Auswertung ... 22
1. Biomethan ... 22
Fragen im Begleitdokument ... 22
Ansprechpartner: ... 24

Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die wiederholte konsolidierte Planung und Konsultation der Szenariorahmen Strom und Gas.
- die erstmalige formale Einbindung der VNB-Regionalszenarien in die ÜNB-Planung.
- die angepasste Methodik auf Basis von Wetterprojektionen anstelle der Verwendung des historischen Wetterjahres 2012.
- das Anerkennen und Benennen der regulatorischen Unsicherheiten, insbesondere des AgNes-Prozesses.
- das Benennen des hohen Aufwands und die enormen Unsicherheiten der Prognosegüte bei der Ausweisung von Netzengpassregionen im Kontext der Überbauung.

Wir kritisieren:

- die wiederholte Modellierung des Batteriespeicherzubaus mit Zwei-Stundenspeichern, obwohl die Marktentwicklung deutlich zu Vier- oder sogar Sechs-Stundenspeichern geht.
- die zu geringen Ausbaupfade für Windenergie an Land.
- die Annahme eines Auslaufens der Stromerzeugung bzw. der Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis biogener Brennstoffe.
- die relative Nähe der Szenarien B und C im Hinblick auf die EE-Ausbauprognose.

Wir regen an:

- die Effekte der Wirkleistungsbegrenzung aus dem Netzanschlusspaket der Bundesregierung, im Rahmen der Entwicklung des neuen NEP abzugleichen.
- die Überbauung von hybriden Anlagenparks mit Batteriespeichern in der Modellierung zu berücksichtigen.
- die Annahme eines flexibilisierten Bioenergieanlagenparks in zumindest einem Szenario.
- das progressive Szenario C zu erhalten und die Eigenschaft der Netzdienlichkeit stattdessen in Szenario B1 und B2 aufgetrennt zu modellieren.
- die Folgen eines stärkeren Ausbaus von Windenergieanlagen in den südlichen Bundesländern auf die Netzausbau- und Redispatchkosten gesondert darzustellen.

Vorbemerkungen

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) bedankt sich für die Möglichkeit, zum ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom sowie Gas 2040/2045, Version 2027 Stellung zu nehmen.

Der BEE begrüßt die deutlich vertiefte Abstimmung zwischen Strom- sowie Gas- und Wasserstoffnetzplanung. Die gemeinsame Entwicklung des Szenariopfads B, die Abstimmung sektoraler Energiebedarfe und die gemeinsame Datengrundlage für Elektrolyseure sowie Gas- und Wasserstoffkraftwerke sind wichtige Schritte hin zu einer integrierten Energiesystemplanung. Bei der räumlichen Verortung sowie der zeitlichen Einsatz- und Flexibilitätsmodellierung bestehen jedoch weiterhin getrennte Annahmen. Die weitere Verzahnung der Planungsprozesse bleibt daher erforderlich.

Positiv bewertet der BEE zudem die größere Bedeutung von Flexibilität und Netzdienlichkeit. Insbesondere Szenario B berücksichtigt eine netzdienlichere Verortung und Betriebsweise von Erzeugern, Verbrauchern und Flexibilitäten. Auch die erstmalige methodische Berücksichtigung der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten und die deutlich höheren Batteriespeicherannahmen greifen Forderungen des BEE aus dem vorherigen Szenariorahmen auf. Bei mehreren zentralen Annahmen besteht jedoch weiterhin Anpassungs- und Erläuterungsbedarf. Dies betrifft insbesondere die deutlich verringerte Bandbreite des Bruttostromverbrauchs und die stark reduzierten heimischen Elektrolysekapazitäten. Der Szenariotrichter sollte aus Sicht des BEE auch einen Entwicklungspfad abbilden, der eine hohe direkte Elektrifizierung mit einer deutlich stärkeren heimischen Erzeugung von grünem Wasserstoff verbindet.

Kritisch bewertet der BEE außerdem die langfristig geringe Bedeutung der Biomasse. Die Annahme von lediglich 3 GW installierter Biomasseleistung im Jahr 2045 wird der möglichen Rolle der Bioenergie als steuerbare erneuerbare Erzeugung und als Flexibilitätsoption nicht gerecht. Erheblichen Erläuterungsbedarf sieht der BEE zudem bei der angenommenen gesicherten Kraftwerksleistung. Der Szenariorahmen setzt rund 65 GW Gas- und Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2040 sowie rund 81 GW Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2045 voraus. Gleichzeitig werden deutlich höhere Batteriespeicherleistungen und umfangreiche nachfrageseitige Flexibilitäten unterstellt. Es muss daher nachvollziehbar dargestellt werden, wie diese Optionen bei der Ermittlung des verbleibenden Bedarfs an gesicherter Kraftwerksleistung berücksichtigt werden.

Insgesamt sollte der Szenariorahmen die Wechselwirkungen zwischen Erzeugung, Verbrauch, Speichern, Sektorenkopplung und gesicherter Leistung konsistent abbilden. Flexibilitätsoptionen dürfen nicht isoliert betrachtet oder durch exogene Annahmen vorweggenommen werden. Ihre Beiträge zum Gesamtsystem müssen transparent in der späteren Markt- und Netzmodellierung berücksichtigt werden.

Szenariorahmen Strom – Auswertung

1. Erneuerbare Energien und Ausbaupfade

Aus Sicht des BEE bilden die getroffenen Annahmen in mehreren Bereichen die Bedeutung und die Potenziale der erneuerbaren Energien für ein klimaneutrales und kosteneffizientes Stromsystem weiterhin nicht angemessen ab - Flexibilisierung, Repowering und regionale Ausbaupotenziale werden nicht ausreichend berücksichtigt oder unterschätzt und sollten dringend berücksichtigt werden.

1.1. Biomasse

Der BEE bewertet die Annahmen zur Stromerzeugung aus Biomasse weiterhin kritisch. Der Szenariorahmen unterstellt einen Rückgang der installierten Biomasseleistung von derzeit rund 9,2 GW auf 5 GW im Jahr 2040 und lediglich 3 GW im Jahr 2045. Betroffen sind insbesondere Biogas-KWK-Anlagen, Biomethan-Blockheizkraftwerke und Holzheizkraftwerke. Gleichzeitig wird für die verbleibenden Anlagen ein stärker flexibilisierter und strompreisorientierter Betrieb mit rund 3.000 Volllaststunden pro Jahr angenommen. In dieser Kombination droht die Bioenergie bereits mittelfristig sowohl im Stromsystem als auch bei der Defossilisierung der Wärmeversorgung weitgehend an Bedeutung zu verlieren.

Eine Verringerung der Volllaststunden im Zuge einer stärkeren Flexibilisierung, insbesondere von Biogasanlagen, ist grundsätzlich sinnvoll. Sie sollte jedoch nicht mit einem entsprechenden Rückgang der installierten Leistung einhergehen. Vielmehr sollte die installierte Leistung durch eine Überbauung erhöht werden, während der Einsatz der verfügbaren Inputstoffe unverändert bleibt. So können Biogas- und Biomethananlagen ähnlich wie Speicherkraftwerke ihre Stromerzeugung gezielt in Zeiten hohen Strombedarfs oder geringer Wind- und Solarstromerzeugung verlagern. Flexibilisierung und installierte Leistung müssen daher gemeinsam betrachtet werden.

Die im Szenariorahmen angenommene starke Reduktion der Biomasseleistung ist vor diesem Hintergrund nicht nachvollziehbar. Biogas, Biomethan und Holz können einen wichtigen Beitrag zur Deckung der Residuallast und zur Versorgungssicherheit leisten. Sie können dadurch die Systemkosten insgesamt senken. Im Unterschied zu neu zu errichtenden Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken stehen entsprechende erneuerbare Erzeugungskapazitäten bereits heute zur Verfügung. Zudem sind ihre Investitionskosten und – im Vergleich zu Wasserstoffkraftwerken – auch ihre Betriebskosten deutlich geringer.

Dies gewinnt angesichts des im Szenariorahmen angenommenen hohen Bedarfs an gesicherter und flexibel einsetzbarer Kraftwerksleistung zusätzlich an Bedeutung. Vor der Festlegung des verbleibenden Bedarfs an Wasserstoffkraftwerken sollte daher transparent dargestellt werden, welchen Beitrag flexible Bioenergie leisten kann.

Der BEE hält deshalb an seiner Forderung fest, die Rolle der Bioenergie im Stromsystem nicht auf eine langfristige Restgröße von 3 GW zu begrenzen. Vielmehr sollte zumindest ein Szenario eine deutlich stärkere Nutzung des bestehenden Bioenergiepotenzials als steuerbare erneuerbare Erzeugung abbilden. Der BEE hält dabei eine installierte Leistung von bis zu rund 25 GW für sachgerecht, wie bereits die Strommarktdesignstudie des Fraunhofer IEE und des BEE aus dem Jahr 2021 aufgezeigt hat. Eine stärkere Nutzung der heimischen Bioenergie würde die Abhängigkeit von unsicheren Drittstaaten verringern und die Resilienz des deutschen Energiesystems erhöhen. Dabei sollten installierte Leistung, Jahresstromerzeugung und Flexibilisierung stets gemeinsam betrachtet werden.

Positiv bewertet der BEE, dass der neue Szenariorahmen die sektorübergreifende Nutzung von Biomasse und Biomethan stärker berücksichtigt und in Szenario B eine Biomethannutzung von bis zu 50 TWh annimmt. Diese Nutzung darf jedoch nicht dazu führen, die mögliche Rolle von Biomethan und Biomasse für eine flexible Stromerzeugung von vornherein auszuschließen. Vielmehr sollte sektorübergreifend untersucht werden, in welchen Anwendungen die begrenzten nachhaltigen Biomasseressourcen den größten Systemnutzen entfalten.

1.2. Onshore-Windenergie

Der BEE hält an seiner grundlegenden Einschätzung fest, dass die angenommenen Ausbaupfade für die Windenergie an Land weiterhin hinter den Erfordernissen eines kosteneffizienten und resilienten Energiesystems zurückbleiben. Ein ambitionierterer Ausbau der Windenergie würde langfristig Netzkosten reduzieren, den Bedarf an fossilen Kraftwerken verringern und die Versorgungssicherheit stärken.

Begrüßenswert sind die Untersuchungen eines stärkeren Zubaus in Süddeutschland und die entsprechende Reduktion von Redispatch- und Netzausbaukosten. Der BEE fordert, die zugrundeliegenden Annahmen und Berechnungen zur Entwicklung dieser Kosten zur besseren Nachvollziehbarkeit zur Verfügung zu stellen.

Die Unterschätzung der regionalen Ausbauobergrenzen korrigieren

Die Annahmen zum Windenergieausbau an Land in Schleswig-Holstein erscheinen hingegen nicht hinreichend begründet. Insbesondere bleibt unklar, weshalb das erhebliche Repoweringpotenzial des Landes nur begrenzt in zusätzliche installierte Leistung übersetzt wird. Schleswig-Holstein verfügt bereits heute über einen hohen Bestand an Windenergieanlagen, von denen ein erheblicher Anteil bis 2045 repowert werden dürfte. Aufgrund der technologischen Entwicklung moderner Anlagen sind dabei deutliche Leistungssteigerungen auf bestehenden Standorten zu erwarten.

Darüber hinaus berücksichtigt die angenommene Ausbauentwicklung nach Einschätzung des BEE die Potenziale der aktuellen Landes- und Regionalplanung nicht ausreichend. Vor diesem Hintergrund erscheint eine installierte Wind-Onshore-Leistung von deutlich über 15 GW bis 2045 plausibel. Der BEE appelliert daher, die vorliegenden oder in Planung befindlichen Landesentwicklungspläne als Grundlage hinzuzuziehen und nicht systematisch bestehendes Ausbaupotential zu reduzieren.

Die konservative Annahme des Windenergieausbaus steht zudem in einem Spannungsverhältnis zur angenommenen Rolle Schleswig-Holsteins als zentraler Standort für erneuerbare Stromerzeugung, Elektrolyse und Wasserstoffwirtschaft. Eine nachvollziehbarere Herleitung der regionalen Ausbauobergrenzen ist deshalb erforderlich.

Darüber hinaus sollte der progressive Charakter von Szenario C erhalten bleiben. Der BEE regt an, die Netzdienlichkeit als Varianten von Szenario B zu modellieren, etwa als Szenario B1 und B2 und zusätzlich - wie bisher - einen Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien oberhalb des gesetzlichen EEG-Ausbaupfades zu berücksichtigen.

das Netzanschlusspaket wird die Betriebsweise von WEA verändern

Der BEE fordert, die Annahmen zu den Volllaststunden für die Onshore-Windenergie auf dem Niveau des letzten Szenariorahmens 2025 von 2.600 h/a bzw. 2.700 h/a zu belassen. Auf Seite 89 des aktuellen Entwurfs des Szenariorahmens ist fälschlicherweise von einer moderaten Erhöhung der Volllaststunden gegenüber dem vergangenen Szenariorahmen auf rund 2.500 h/a die Rede. Angesichts der möglichen Einführung einer flächendeckenden Wirkleistungsbegrenzung erscheint sogar eine deutliche Erhöhung der Volllaststunden sachgerecht - eine Wirkleistungsbegrenzung kann die Anzahl der jährlichen Volllaststunden je nach Ausgestaltung, Standort und Anlagenkonfiguration um bis zu 500 VLh erhöhen. Die Annahmen über die Betriebsweise der WEA sollten daher mit dem final verabschiedeten Netzanschlusspaket abgeglichen und gegebenenfalls angepasst werden.

Darüber hinaus erscheint aus Sicht des BEE eine stagnierende Entwicklung der durchschnittlichen Volllaststunden zwischen 2040 und 2045 nicht sachgerecht. Die ÜNB nehmen im Szenariorahmen selbst an, dass technologische Fortschritte sowie der Trend zu größeren Rotordurchmessern und Nabenhöhen zu höheren durchschnittlichen Volllaststunden führen. Zudem wird von einem verstärkten Einsatz von Schwachwindanlagen ausgegangen, die bereits bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten ihre Nennleistung erreichen und dadurch höhere Volllaststunden erzielen können. Gleichzeitig geht der Szenariorahmen von einem nahezu vollständigen Austausch des heutigen Anlagenbestands durch modernere und ertragreichere Anlagen aus. Zwar ist zu berücksichtigen, dass im weiteren Ausbau zunehmend auch Standorte mit geringeren Windverhältnissen erschlossen werden und dieser Effekt den Anstieg der durchschnittlichen Volllaststunden teilweise dämpfen kann. Aus Sicht des BEE spricht die fortschreitende Modernisierung des Anlagenparks jedoch dafür, zwischen 2040 und 2045 einen weiteren Anstieg der durchschnittlichen Volllaststunden abzubilden. Vor diesem Hintergrund erscheint für 2045 eine Entwicklung in Richtung von rund 2.800 Volllaststunden sachgerecht.

Die im vorliegenden NEP-Entwurf angesetzten Volllaststunden für die Offshore-Windenergie hält der BEE für plausibel.

1.3. Photovoltaik

Die Annahmen zum Ausbau der Photovoltaik sind plausibel und können vom BEE geteilt werden. Begrüßenswert ist dabei, dass durch die PV-Modellierung im vorliegenden Entwurf regional und somit segmentbezogen, detaillierter geworden ist.

1.4. Wasserkraft

Für Laufwasserkraftwerke gehen die ÜNB in allen Szenarien von einer konstanten installierten Leistung von 3,6 GW und rund 4.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr aus.

Der BEE hält es weiterhin für wichtig, bestehende Wasserkraftkapazitäten und ihre Beiträge zum Energiesystem vollständig abzubilden. Neben der Stromerzeugung sollte insbesondere berücksichtigt werden, dass Wasserkraft steuerbare beziehungsweise kontinuierlich verfügbare erneuerbare Erzeugung bereitstellen kann. Die ausführliche Betrachtung weiterer Flexibilitätspotenziale sollte jedoch nicht doppelt erfolgen.

2. konventionelle Kraftwerksleistung

Der BEE schätzt den angenommenen Zubau konventioneller Kraftwerksleistung als nicht realistisch ein und sieht erheblichen Erläuterungsbedarf in dessen Herleitung. Die ÜNB setzen für das Jahr 2040 rund 65 GW Gas- und Wasserstoffkraftwerke an, davon rund 23 GW Erdgas- und 42 GW Wasserstoffkraftwerke. Für 2045 werden rund 81 GW Kraftwerksleistung angenommen, die vollständig mit grünem Wasserstoff betrieben werden soll. Zugleich gehen die ÜNB davon aus, dass Kraftwerkskapazitäten in dieser Größenordnung langfristig durch einen Kapazitätsmechanismus entstehen.

Dabei weisen sie jedoch selbst darauf hin, dass die Herleitung des langfristigen Kraftwerksbedarfs aufgrund der Wechselwirkungen mit alternativen Flexibilitätsoptionen mit hohen Unsicherheiten verbunden ist. Dennoch werden die 65 beziehungsweise 81 GW auf Grundlage des Szenarios O45-Strom der Langfristszenarien als feste Zielkapazitäten in den Szenariorahmen übernommen. Aus Sicht des BEE sollte daher transparent dargestellt werden, wie dieser Kapazitätsbedarf hergeleitet wurde und in welchem Umfang alternative Flexibilitätsoptionen bereits berücksichtigt sind.

Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass der neue Szenariorahmen zugleich deutlich höhere Leistungen bei Batteriespeichern (BESS), nachfrageseitige Flexibilität sowie weitere steuerbare und flexible Optionen berücksichtigt. Der verbleibende Bedarf an thermischer gesicherter Leistung sollte erst unter Einbeziehung dieser Optionen bestimmt werden. Der BEE hält deshalb insbesondere Sensitivitätsbetrachtungen für erforderlich, die zeigen, wie sich der angenommene Kraftwerksbedarf bei unterschiedlichen Annahmen zu BESS, flexiblen Erneuerbaren Energien, Demand Side Management, Sektorenkopplung und europäischem Stromaustausch verändert. Die grundsätzliche Position des BEE, zusätzliche zentrale Kraftwerkskapazitäten erst nach Ausschöpfung beziehungsweise sachgerechter Berücksichtigung dezentraler und erneuerbarer Flexibilitätsoptionen zu bestimmen, bleibt bestehen.

Darüber hinaus muss die angenommene Kraftwerksleistung konsistent zu den Wasserstoffannahmen des Szenariorahmens sein. Wenn 2045 rund 81 GW Kraftwerke vollständig mit grünem Wasserstoff betrieben werden sollen, gleichzeitig aber die heimische Elektrolyseleistung auf lediglich 10 beziehungsweise 29 GW begrenzt wird, kommt den

Annahmen zu Wasserstoffbedarf, Importen und Speicherverfügbarkeit besondere Bedeutung, vor allem mit Blick auf den zentral wichtigen Aspekt der Resilienz zu.

Schließlich sollte die Annahme eines zukünftigen Kapazitätsmechanismus nicht mit einer Vorfestlegung auf bestimmte Kraftwerkstechnologien gleichgesetzt werden. Für den Szenariorahmen sollte vielmehr transparent ausgewiesen werden, welcher Bedarf an gesicherter Leistung und Flexibilität besteht und welche Beiträge unterschiedliche Technologien hierzu leisten können. Bei der Herleitung des verbleibenden Bedarfs an gesicherter thermischer Leistung sind die im Szenariorahmen ebenfalls angenommenen Flexibilitätsoptionen vollständig zu berücksichtigen. Dies betrifft insbesondere flexible Erneuerbare Energien, BESS und nachfrageseitige Flexibilität. Dies ist dahingehend relevant, dass der neue Szenariorahmen gegenüber dem vorherigen Entwurf von erheblich höheren Batteriespeicherleistungen ausgeht. Diese Neubewertung der Speicher sollte sich also auch in der Herleitung des verbleibenden Kraftwerksbedarfs widerspiegeln. Gleiches gilt für die zunehmende Erschließung nachfrageseitiger Flexibilität. Der BEE hält es deshalb für erforderlich, dass die ÜNB die Herleitung der angenommenen Kraftwerksleistung von 65 GW im Jahr 2040 und 81 GW im Jahr 2045 transparent machen und insbesondere darlegen, wie sensitiv diese Werte auf unterschiedliche Annahmen zu Speichern, nachfrageseitiger Flexibilität, regelbaren Erneuerbaren Energien, Elektrolyseuren und europäischem Stromaustausch reagieren. Eine exogene Festlegung hoher Kraftwerkskapazitäten sollte nicht dazu führen, dass alternative Flexibilitätsoptionen in der nachfolgenden Strommarkt- und Netzmodellierung systematisch verdrängt oder in ihrer Bedeutung unterschätzt werden.

Auch die Annahme eines zukünftigen Kapazitätsmechanismus sollte im Szenariorahmen aus Sicht des BEE nicht mit einer Vorfestlegung auf bestimmte Kraftwerkstechnologien gleichgesetzt werden. Für die Netzentwicklungsplanung ist zunächst entscheidend, welche Anforderungen hinsichtlich gesicherter Leistung, Reaktionsgeschwindigkeit, Einsatzdauer und räumlicher Verfügbarkeit bestehen und welche Technologien diese Anforderungen erfüllen können. Diese Anforderungen und die daraus resultierenden Modellannahmen sollten transparent ausgewiesen werden.

3. Stromverbrauch

Der BEE begrüßt die umfassende Elektrifizierung in den Szenarien B und C, jedoch ist die deutlich verringerte Bandbreite und insbesondere das zu niedrige Niveau in Szenario A kritisch anzumerken. Die nahezu gleichen Verbrauchswerte von Szenario B und C bilden die unterschiedlichen Transformationspfade nur unzureichend ab. Zudem führen die konservativen Annahmen zur Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs, die fehlende Berücksichtigung von Vehicle-to-Grid sowie die stark reduzierten heimischen Elektrolysekapazitäten zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Bedarfe. Auch die für Rechenzentren angesetzten Stromverbräuche könnten angesichts der vorliegenden Anschlussanfragen zu niedrig sein. Der BEE fordert daher eine realistischere Abbildung des künftigen Strombedarfs, mehr heimische Elektrolyse und eine transparente Bewertung der sektoralen Verbrauchsstrukturen sowie ihrer Auswirkungen auf Netzausbau, Flexibilität und Versorgungssicherheit.

3.1. Allgemeine Verbrauchsannahmen

Gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen verändert sich insbesondere die Bandbreite der angenommenen Bruttostromverbräuche deutlich. Für das Jahr 2045 werden nun 991,9 TWh in Szenario A, 1.203,2 TWh in Szenario B und 1.208,1 TWh in Szenario C angenommen. Im vorherigen Szenariorahmen lag die Bandbreite für 2045 noch zwischen 966,9 TWh in Szenario A, 1.178,7 TWh in Szenario B und 1.351,1 TWh in Szenario C. Während die Werte in den Szenarien A und B damit leicht angehoben werden, wird insbesondere der obere Rand des Szenariotrichters deutlich abgesenkt.

Der BEE begrüßt, dass die Szenarien B und C des vorliegenden Szenariorahmenentwurfs von einer umfassenden direkten Elektrifizierung der Verbrauchssektoren ausgehen und für das Jahr 2045 entsprechend hohe Stromverbrauchsniveaus abbilden. Mit einem angenommenen Bruttostromverbrauch von rund 1.203 beziehungsweise 1.208 TWh liegen beide Szenarien nur noch geringfügig unter den rund 1.265 TWh, die in der BEE-Strommarktdesignstudie von Fraunhofer IEE und ISE für 2040/2050 ermittelt wurden. Positiv ist zudem, dass auch Szenario A insbesondere im Gebäude- und Verkehrssektor von einer weitgehenden Elektrifizierung ausgeht.

Aus Sicht des BEE ist jedoch kritisch zu bewerten, dass Szenario A mit 991,9 TWh im Jahr 2045 einen deutlich geringeren Bruttostromverbrauch als die Szenarien B und C und ein rund 273 TWh niedrigeres Niveau als die BEE-Strommarktdesignstudie aufweist. Der geringere Stromverbrauch wird unter anderem mit einer stärkeren Nutzung von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Energieträgern, insbesondere im Industriesektor, begründet. Eine solche Annahme birgt die Gefahr, dass die tatsächliche Entwicklung des Stromverbrauchs unterschätzt und infolgedessen auch der erforderliche Netzausbaubedarf zu niedrig angesetzt wird. Kritisch ist in diesem Zusammenhang auch die in Szenario A unterstellte starke Abhängigkeit von kostengünstigen Wasserstoffimporten und importierten synthetischen Energieträgern. Wie die vergangenen Jahre gezeigt haben, können solche Abhängigkeiten im Zuge geopolitischer Krisen zu erheblichen Preisschocks führen und unter Umständen als Druckmittel in geopolitischen Auseinandersetzungen genutzt werden. Sie sollten daher aus Sicht des BEE möglichst vermieden werden.

Gleichzeitig ist auffällig, dass sich die Szenarien B und C beim Bruttostromverbrauch im Jahr 2045 mit 1.203,2 beziehungsweise 1.208,1 TWh nur noch um rund 5 TWh unterscheiden. Die im vorherigen Szenariorahmen deutlich größere Spreizung unterschiedlicher Elektrifizierungs- und Transformationspfade wird damit erheblich reduziert. Die ÜNB beschreiben für beide Szenarien einen vergleichbar hohen Elektrifizierungsgrad; wesentliche Unterschiede liegen vielmehr in der räumlichen Verteilung und im Einsatz von Flexibilitäten. Vor dem Hintergrund der weiterhin bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich Geschwindigkeit und Tiefe der Transformation sollte daher näher erläutert werden, weshalb diese Unsicherheiten beim Bruttostromverbrauch der Szenarien B und C kaum noch zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Die Bewertung der Szenarien sollte zudem nicht allein anhand der Höhe des Bruttostromverbrauchs erfolgen, sondern stärker dessen sektorale Zusammensetzung und die damit verbundenen Anforderungen an das Stromsystem berücksichtigen.

Hier zeigen sich gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen relevante Verschiebungen. Besonders stark steigt im neuen Szenariorahmen die Bedeutung neuer Rechenzentren. Für das Jahr 2045 wird für diese ein Stromverbrauch von 107,1 TWh in Szenario A und jeweils 143,2 TWh in den Szenarien B und C angenommen. Damit stellen Rechenzentren einen

erheblichen Anteil der zusätzlichen Stromnachfrage dar. Gleichzeitig gehen die ÜNB von einem Stromverbrauch der Elektrolyse von lediglich 35 TWh in Szenario A beziehungsweise 101,5 TWh in den Szenarien B und C aus. Im vorherigen Szenariorahmen waren für die Elektrolyse im Jahr 2045 noch 184 TWh in Szenario A, 240 TWh in Szenario B und 320 TWh in Szenario C angesetzt.

Diese veränderte Zusammensetzung des Stromverbrauchs ist aus Sicht des BEE für die Bewertung der Szenarien mindestens ebenso bedeutsam wie die absolute Höhe des Bruttostromverbrauchs. Unterschiedliche Verbrauchsarten haben unterschiedliche Auswirkungen auf Flexibilität, Netzauslastung und die Integration erneuerbarer Energien. Während insbesondere Elektrolyseure grundsätzlich sehr flexibel betrieben und an die Verfügbarkeit erneuerbarer Stromerzeugung angepasst werden können, weisen andere neue Großverbraucher wie Rechenzentren andere Lastcharakteristika und Anforderungen an die Netzinfrastruktur auf. Die im Szenariorahmen unterstellte Verschiebung zwischen diesen Verbrauchsarten sollte deshalb transparent begründet und ihre Auswirkungen auf die Netzentwicklungsplanung nachvollziehbar dargestellt werden.

Der BEE sieht insbesondere die deutlich niedrigeren Annahmen für die heimische Elektrolyse kritisch. Eine geringere inländische Wasserstofferzeugung verändert nicht nur die Zusammensetzung des Stromverbrauchs, sondern reduziert zugleich das im Stromsystem verfügbare flexible Nachfragepotenzial und geht mit höheren Anforderungen an die Versorgung Deutschlands mit importiertem Wasserstoff einher. Der BEE spricht sich daher für eine stärkere heimische Produktion von grünem Wasserstoff aus. Diese würde einerseits die Resilienz erhöhen und andererseits mit höheren Bruttostromverbräuchen einhergehen, die eher den Annahmen der Szenarien B und C entsprechen. Zugleich könnte die Elektrolyse als flexible Nachfrage zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien beitragen. Der Zusammenhang zwischen Bruttostromverbrauch, heimischer Elektrolyse und Wasserstoffimporten sollte deshalb bei der Bewertung der Szenarien stärker berücksichtigt werden.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine pauschale Orientierung an Szenario C, anders als noch in der Stellungnahme zum vorherigen Szenariorahmen, nicht mehr sachgerecht. Das heutige Szenario C bildet nicht mehr den deutlich stromverbrauchs- und elektrolyseintensiveren Transformationspfad des vorherigen Szenariorahmens ab, sondern liegt beim Bruttostromverbrauch nahezu gleichauf mit Szenario B. Aus Sicht des BEE sollte der Szenariotrichter daher so ausgestaltet werden, dass auch ein Entwicklungspfad mit einer hohen direkten Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren und zugleich einer stärkeren heimischen Erzeugung von grünem Wasserstoff ausreichend abgebildet wird.

Darüber hinaus sollte transparent dargestellt werden, welche Bestandteile des ausgewiesenen Bruttostromverbrauchs bereits als feste Eingangsgrößen in die Szenarien eingehen und welche sich erst aus der späteren Strommarktmodellierung ergeben. Die ÜNB weisen selbst darauf hin, dass sich der exakte Stromverbrauch flexibler Anwendungen, insbesondere von Elektrolyseuren und der elektrischen Fernwärmeerzeugung, erst im Rahmen der Strommarktmodellierung für den Netzentwicklungsplan ergibt und die im Szenariorahmen ausgewiesenen Werte insoweit Näherungen darstellen.

3.2. Verkehr und Wärme

Der neue Szenariorahmen weist keine gesonderten Durchdringungsraten für Vehicle-to-Grid mehr aus. So wird weder im Bereich Verkehr noch im Bereich Speicher das Potential von bidirektionalem Laden berücksichtigt. Die Modellierung unterschätzt daher möglicherweise die zukünftige Verfügbarkeit dezentraler Flexibilitäten. Insbesondere die Nichtberücksichtigung bidirektional ladender Elektrofahrzeuge sowie die konservativen Annahmen zu dezentralen BESS führen dazu, dass die Bedarfe an Netzausbauvolumen und Flexibilitätsoptionen überschätzt wird. In einem einem Szenario mit breiterer Nutzung dezentraler Speicherressourcen würde der Bedarf geringer ausfallen.

Der BEE hält bidirektionales Laden weiterhin für eine relevante zukünftige Flexibilitätsoption. Für die Bewertung des Flexibilitätsbeitrags sollte jedoch transparent dargestellt werden, ob und in welchem Umfang die Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen in den Szenarien tatsächlich modelliert wird. Dabei sollten insbesondere die angenommenen Verfügbarkeiten der Fahrzeuge, Mindestladezustände, Mobilitätsanforderungen sowie die für eine Rückspeisung erforderlichen technischen und regulatorischen Voraussetzungen berücksichtigt werden.

Die Annahmen zur Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs erscheinen hingegen zu konservativ. Die unterstellten Batteriereichweiten von durchschnittlich 300 km bilden nicht den Stand der Technik ab und sind veraltet. Aktuell werden bereits batterieelektrische Fernverkehrs-Lkw mit Reichweiten von 500 bis 700 km angeboten. Bis 2045 ist von einer weiteren Steigerung der Batteriekapazitäten und Reichweiten auszugehen. Die konservative Annahme der Batteriereichweiten kann zu einer erheblichen Unterschätzung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor führen und sollte angehoben werden.

Der BEE empfiehlt zusätzlich den Szenariorahmenentwurf im Bereich der haushaltsnahen Flexibilitäten anzupassen und die Potentiale von bidirektionalem Laden dort zu berücksichtigen.

3.3. Heimische Elektrolyse

Der BEE bewertet die gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen deutlich abgesenkten Annahmen zur heimischen Elektrolyse kritisch. Für 2045 werden nur noch 10 GW in Szenario A sowie jeweils 29 GW in den Szenarien B und C angesetzt. Im vorherigen Szenariorahmen lagen die entsprechenden Werte noch bei 46, 60 und 80 GW. Die ÜNB begründen die Reduktion insbesondere mit verzögerten Kostendegressionen und einer gegenüber der vorherigen Erhebung deutlich kleineren Projektpipeline.

Aus Sicht des BEE greift eine Fortschreibung der derzeitigen Projektentwicklung als wesentliche Grundlage für die Zieljahre 2040 und insbesondere 2045 jedoch zu kurz. Der Szenariorahmen soll mögliche langfristige Entwicklungen des Energiesystems abbilden. Bereits in seiner Stellungnahme zum vorherigen Szenariorahmen hat der BEE darauf hingewiesen, dass bei entsprechenden Rahmenbedingungen langfristig deutlich höhere heimische Elektrolysekapazitäten möglich sind.

Grundsätzlich positiv bewertet der BEE die netzdienliche Regionalisierung des zusätzlichen Elektrolyseausbaus in Szenario B. Die ÜNB verorten dort einen Teil der Kapazitäten gezielt in Regionen mit hohen lokalen EE-Überschüssen und berücksichtigen dabei bestehende

Netzengpässe. Dieser Ansatz sollte transparent dokumentiert und im weiteren NEP hinsichtlich seiner Netzwirkungen ausgewertet werden.

Anhebung der Elektrolyseleistung in Szenario A (2040) von 10 auf 20 GW

Es ist davon auszugehen, dass ein wesentlicher Teil des künftigen Bedarfs an grünem Wasserstoff in Deutschland durch Importe gedeckt werden wird. Gleichzeitig ist eine ausreichende inländische Elektrolysekapazität wichtig, um ein kosteneffizientes, versorgungssicheres und resilientes Energiesystem zu gewährleisten. Dabei ist insbesondere die deutliche Absenkung der im Szenario A angenommenen Elektrolyseleistung gegenüber dem Szenariorahmen 2025 kritisch zu sehen: Während dort für das Jahr 2037 noch eine Elektrolyseleistung von 20 GW angesetzt wurde, sieht der aktuelle Entwurf für das Jahr 2040 lediglich 10 GW vor. Damit wird die angenommene Elektrolyseleistung trotz des längeren Betrachtungszeitraums faktisch halbiert. Dies steht im Widerspruch zur zunehmenden Bedeutung der Elektrolyse für die Integration erneuerbarer Energien, die saisonale Speicherung und die Versorgungssicherheit. Insbesondere erfüllt die Elektrolyse mehrere zentrale Systemfunktionen:

- **Nutzung von Stromüberschüssen und Vermeidung von Abregelungen:** Die volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien führt regelmäßig zu Zeiten mit hohen Stromüberschüssen. Elektrolyseure können in diesen Situationen flexibel Strom aufnehmen und so dazu beitragen, Abregelungen zu vermeiden und das vorhandene Erzeugungspotenzial besser zu nutzen.
- **Langfristige und saisonale Speicherung:** Während BESS vor allem für kurze Speicherzeiträume geeignet sind, kann Wasserstoff in Verbindung mit Kavernenspeichern und Wasserstoffkraftwerken über mehrere Monate gespeichert und bei Bedarf wieder zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Elektrolyse kann damit einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich saisonaler Schwankungen und zur Bereitstellung gesicherter Leistung leisten.
- **Stärkung der Resilienz und Versorgungssicherheit:** Eine ausreichende heimische Elektrolyseleistung reduziert die Abhängigkeit von internationalen Wasserstofflieferketten. Angesichts geopolitischer Unsicherheiten und möglicher Störungen globaler Lieferketten ist eine strategische Mindestkapazität daher ein wichtiger Baustein für ein resilientes Energiesystem.

Vor diesem Hintergrund sollte die im Szenario A des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2027 für 2040 angenommene Elektrolyseleistung von derzeit 10 GW auf mindestens 20 GW angehoben werden. Eine zu niedrig angesetzte Elektrolyseleistung würde die zunehmende Bedeutung der Elektrolyse für die Integration erneuerbarer Energien, die saisonale Speicherung und die Versorgungssicherheit nur unzureichend abbilden. Zudem besteht das Risiko, dass die hierfür erforderlichen Netz- und Energieinfrastrukturen nicht ausreichend dimensioniert werden.

Der Entwurf des Szenariorahmens verweist unter anderem auf die Nationale Wasserstoffstrategie als Grundlage für seine Annahmen. Die dort vorgesehene Entwicklung spricht jedoch gegen eine unveränderte Elektrolyseleistung von 10 GW bis 2040. Die Nationale Wasserstoffstrategie sieht bereits für 2030 eine installierte Elektrolyseleistung von mindestens 10 GW vor und geht anschließend von einem weiteren deutlichen Hochlauf der

Wasserstoffwirtschaft und des Wasserstoffbedarfs aus. Eine Stagnation der Elektrolyseleistung zwischen 2030 und 2040 erscheint vor diesem Hintergrund nicht plausibel. Vielmehr sollte der Szenariorahmen die absehbar wachsende Bedeutung der Elektrolyse berücksichtigen und für Szenario A im Jahr 2040 mindestens 20 GW ansetzen.

Anreize für netzdienliche Verortung von Elektrolyseanlagen müssen geschaffen werden

Im NEP Szenariorahmenentwurf wird der nicht projektbasierte Anteil an Elektrolyseuren nach netzdienlichen Kriterien regionalisiert.[1] Bislang fehlen jedoch hinreichend wirksame lokale Signale, die eine entsprechende Standortwahl gewährleisten. Weder die Anreize nach § 13k EnWG noch die räumliche Differenzierung des Baukostenzuschusses reichen aus, um sicherzustellen, dass der Elektrolyseurausbau vorrangig unter Berücksichtigung regionaler Überschusserzeugung erfolgt. Auch über die Stromnetzentgelte sind nach dem AgNes-Festlegungsentwurf vom August 2026 bislang keine lokalen Steuerungssignale vorgesehen. Der Kabinettsentwurf zum Netzpaket vom Juli 2026 eröffnet den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zwar die Möglichkeit, bei der Vergabe von Netzanschlusskapazitäten technologiespezifische Kontingente, beispielsweise für Elektrolyseure, einzuführen. Eine ausdrückliche Verpflichtung oder ein konkreter regulatorischer Anreiz zur Nutzung dieses Instruments ist jedoch nicht vorgesehen. Elektrolyseure, die nicht an netzdienlichen Standorten errichtet werden, verursachen zusätzlichen Netzausbaubedarf und erhöhen die Gesamtsystemkosten erheblich. Die BNetzA sollte geeignete Maßnahmen ergreifen oder zumindest die Bundesregierung darauf hinweisen, dass wirksame Anreize für eine netzdienliche Standortwahl von Elektrolyseuren erforderlich sind. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die tatsächlichen Systemkosten, diejenigen der NEP-Planung zugrunde gelegten deutlich übersteigen.

Weniger Kapazität steigert die Importabhängigkeit

Die gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen abgesenkten Elektrolysekapazitäten gehen mit hohen Wasserstoffimporten einher, da der Bedarf ungeändert hoch bleiben wird. Die ÜNB ermitteln daher Importquoten von rund 60 Prozent in Szenario C im Jahr 2040 bis zu rund 90 Prozent in Szenario A im Jahr 2045. Damit bleibt der bereits in der Stellungnahme 2024 angesprochene Zielkonflikt zwischen heimischer Elektrolyse und Importabhängigkeit bestehen - wird sogar verschärft. Der BEE spricht sich deshalb weiterhin dafür aus, die Potenziale der heimischen Erzeugung von grünem Wasserstoff stärker abzubilden.

[1] S. NEP-Szenariorahmenentwurf, Kapitel 3.4 ‚Wasserstoff und Elektrolyseure', Abschnitt ‚Regionalisierung', S. 61.

Fragen im Begleitdokument

Frage 16: *Ist die Kürzung des „Projektsockels“ im gemeinsamen Szenario B mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff angemessen?*

Wenn die angenommene Elektrolyseleistung in Szenario A von 10 GW auf 20 GW in 2040 erhöht wird, ist die Kürzung des Projektsockels in Szenario B auf eine resultiere Elektrolyseleistung von 24 GW in 2040 angemessen. So würde sich insgesamt ein plausibler Szenarienraum ergeben.

Falls die die Elektrolyseleistung in Szenario A nicht erhöht wird, sollte stattdessen die Leistung in Szenario B und C um jeweils 10 GW erhöht werden, um einen Szenarienraum zu erreichen, in dem die Elektrolyse die Systemfunktionen - Aufnahme von Einspeisespitzen und Vermeidung von Abregelungen, Saisonale Energiespeicherung und Stärkung der Energieresilienz - in einem ausreichenden Maße erfüllen kann.

Frage 17: *Sind die angenommenen Wasserstoffpreise für die Szenarien angemessen?*

Die angenommenen Wasserstoffpreise von 75 – 93 EUR/MWh sind vergleichsweise niedrig und können durch Elektrolyse in Deutschland nur durch ein Zusammenspiel aus Optimierung des regulatorischen Rahmens (Netzentgeltbefreiung an netzdienlichen Standorten, Beibehaltung der monatlichen Korrelation und Verzicht auf Einführung des Zusätzlichkeitskriteriums bei den EU-Strombezugskriterien für grünen Wasserstoff) mit Förderinstrumenten erreicht werden.[2] Auch bei Wasserstoffimporten scheint ein Preis von unter 150 €/MWh nicht realistisch. In den im Szenariorahmen aufgeführten Studien werden bei den Wasserstoffimporten die Kosten für die letzten Schritte im Bereitstellungsprozess in Deutschland nicht ausreichend berücksichtigt, wie beispielsweise den Bau und Betrieb von Ammoniak Crackern, wenn der Wasserstoff in Form von Ammoniak importiert wird.

3.4. Rechenzentren

Der BEE begrüßt zunächst die deutliche Anhebung der angenommenen Stromverbräuche für den Betrieb von Rechenzentren. Diese Anpassung trägt der dynamischen Projektentwicklung sowie dem erwarteten Wachstum von Cloud- und KI-Anwendungen Rechnung. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse der Markt- und Netzbetreiberabfrage, dass Projektmeldungen und Anschlussanfragen für Rechenzentren mit einem potenziellen Stromverbrauch von bis zu rund 400 TWh vorliegen. Demgegenüber wird im Szenariorahmen lediglich eine Bandbreite von 107 bis 143 TWh berücksichtigt. Zwar erkennt der BEE an, dass ein erheblicher Teil der gemeldeten Projekte aufgrund des frühen Planungsstands mit Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Realisierung behaftet ist. Angesichts der sehr großen Differenz zwischen den vorliegenden Anschlussanfragen und den im Szenariorahmen berücksichtigten Stromverbräuchen sollte jedoch geprüft werden, ob die gewählte Bandbreite das mögliche Wachstum der Rechenzentrumsnachfrage ausreichend abbildet. Zu niedrige Annahmen bergen die Gefahr,

[2] Vgl. BDEW 2025, Kosten von Wasserstoff durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen.

den zukünftigen Strombedarf und insbesondere regional auftretende Lastzuwächse zu unterschätzen und den hierfür erforderlichen Netzausbau nicht rechtzeitig zu berücksichtigen. Dies gilt umso mehr als Rechenzentren eine strategisch wichtige Infrastruktur für Künstliche Intelligenz, digitale Wertschöpfung und digitale Souveränität darstellen. Aus Resilienzgründen sollte daher sichergestellt werden, dass die Netzinfrastruktur auch eine stärkere Entwicklung heimischer Rechenzentrumskapazitäten ermöglichen kann.

4. Flexibilitäten

Der BEE begrüßt die erstmalige Berücksichtigung des Überbauungsprinzips, jedoch sollte das Prinzip auf BESS und weitere Sektorkopplungstechnologien ausgeweitet werden und in allen Szenarien Anwendung finden. Kritisch zu bewerten sind die zu niedrigen Elektrolysekapazitäten, die fehlenden Anreize für netzdienliche Standorte und die einheitliche Modellierung von Großbatterien mit nur zwei Stunden Speicherdauer. Auch haushaltsnahe, industrielle und gewerbliche Flexibilitäten sollten technologiegenau, mit ihren tatsächlichen technischen Grenzen und in ihrem Zusammenspiel mit Markt- und Netzsignalen transparent in die Modellierung einfließen.

4.1. Technologieübergreifende Anwendung des Überbauungsprinzips

Der BEE begrüßt, dass die ÜNB im neuen Szenariorahmen erstmals eine eigene Methodik zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten vorsehen. Damit wird ein Ansatz aufgegriffen, den der BEE bereits in seiner Stellungnahme zum vorherigen Szenariorahmen auf Grundlage der gemeinsam mit dem Fraunhofer IEE erstellten NVP-Studie vorgeschlagen hat. Ziel ist es, die vorhandenen Netzanschlusskapazitäten durch eine gemeinsame Nutzung mehrerer Anlagen mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen effizienter auszulasten.

Die ÜNB bilden die Überbauung zunächst auf Landkreisebene durch eine gemeinsame Betrachtung der Einspeisezeitreihen von Onshore-Windenergie und Freiflächen-PV ab. Die Anschlussleistung wird dabei so begrenzt, dass die daraus resultierende jährliche Energieminderung maximal drei Prozent beträgt. Der BEE hält die grundsätzliche Berücksichtigung komplementärer Erzeugungsprofile für einen wichtigen Schritt, um Netzanschlüsse effizienter zu nutzen und Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden.

Die Methodik sollte jedoch perspektivisch über die Kombination von Windenergie und Freiflächen-PV hinausgehen. Insbesondere BESS sollten in die Betrachtung einbezogen werden. Die ÜNB weisen selbst darauf hin, dass Kombinationen mit BESS für die Überbauung geeignet sind, prüfen deren methodische Integration bislang jedoch noch. So wird im vorliegenden Entwurf selbst, sogar erwogen die Kombination von EE-Anlagen mit BESS bei der Überbauung aus methodischen Gründen nicht zu berücksichtigen.[3] Aus Sicht des BEE sollte die gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten langfristig auch Speicher und

[3] Vgl. Kapitel 4.6 des NEP-Szenariorahmenentwurfs.

geeignete Sektorenkopplungstechnologien i.e. hybriden Anlagenkonstellationen umfassen, da diese zusätzliche Möglichkeiten bieten, Erzeugungsspitzen aufzunehmen und die vorhandene Anschlusskapazität besser auszulasten.

Dass die ÜNB die Methodik ausschließlich in Szenario B anwenden, ist aus Sicht des BEE nicht nachvollziehbar. Die Potenziale einer besseren Auslastung bestehender Netzverknüpfungspunkte bestehen grundsätzlich, unabhängig vom jeweiligen Szenariopfad. Unterschiede zwischen den Szenarien können sich nur hinsichtlich Umfangs und Betriebsweise der Überbauung ergeben. Das technische Potenzial sollte jedoch auch in den anderen Szenarien transparent ausgewiesen werden. Die Beschränkung auf Szenario B muss daher näher begründet werden.

Der pauschale Grenzwert einer maximalen jährlichen Energieminderung von drei Prozent sollte zudem hinsichtlich seiner Auswirkungen auf Netzausbau, Abregelung und Wirtschaftlichkeit transparent untersucht werden. Entscheidend ist aus Sicht des BEE nicht ein einheitlicher Grenzwert für alle Standorte, sondern eine möglichst effiziente Dimensionierung von Erzeugungsleistung, Flexibilität und Netzanschluss. Die Ergebnisse der Modellierung sollten daher auch zeigen, welche Netz- und Systemeffekte sich bei unterschiedlichen Überbauungsgraden ergeben.

Der BEE hält eine technologieübergreifende Anwendung des Überbauungsprinzips in der Modellierung für erforderlich. Die Möglichkeit, Erzeugungsanlagen und Netzanschlusskapazitäten gezielt zu überbauen, kann dazu beitragen, vorhandene Netzkapazitäten besser auszulasten, erneuerbare Erzeugung zu integrieren und den Bedarf an zusätzlichen Netzausbau zu reduzieren.

4.2. Elektrolysekapazitäten und netzdienliche Standortwahl

Die im NEP angenommenen heimischen Elektrolysekapazitäten bleiben aus Sicht des BEE zu niedrig. Ein ambitionierterer Ausbau der Elektrolyse kann nicht nur die Abhängigkeit von Wasserstoffimporten reduzieren, sondern Elektrolyseure zugleich als flexible Lasten für die Integration erneuerbarer Stromerzeugung und zur Systemstabilisierung nutzbar machen.

Darüber hinaus müssen netzdienliche Standortentscheidungen durch geeignete regulatorische und ökonomische Anreize unterstützt werden. Die im NEP modellierte netzdienliche Standortwahl allein reicht nicht aus, wenn entsprechende Anreize für Investitionsentscheidungen in der Praxis fehlen.

4.3. Batteriespeicher und systemische Integration

Der BEE begrüßt, dass die ÜNB die Bedeutung von Batteriespeichern gegenüber dem vorherigen Szenariorahmen deutlich höher einschätzen. Für das Jahr 2045 werden nun 84,1 GW Großbatteriespeicher in Szenario A und jeweils 102,9 GW in den Szenarien B und C angenommen. Hinzu kommen 53,1 beziehungsweise 79,5 GW Kleinbatteriespeicher. Damit trägt der neue Szenariorahmen der hohen Marktdynamik und der großen Zahl bestehender Netzanschlussbegehren deutlich stärker Rechnung.

Auffällig bleibt allerdings, dass die angenommene Großbatterieleistung zwischen 2040 und 2045 trotz des hohen Ausgangsniveaus kaum noch zunimmt. Die ÜNB sollten aus Sicht des BEE transparent darlegen, welche Annahmen zur weiteren Marktentwicklung und zu alternativen Flexibilitätsoptionen diesem Verlauf zugrunde liegen. Die alte BEE-Stellungnahme hatte gerade den damals angenommenen abflachenden Ausbau kritisiert.

Besonderen Erläuterungsbedarf sieht der BEE bei der angenommenen Speicherdauer. Obwohl nach Angaben der ÜNB ein Großteil der derzeit geplanten Großbatterieprojekte mit einem Energie-zu-Leistungs-Verhältnis von etwa vier Stunden geplant wird und Analysen langfristig sogar Verhältnisse von bis zu sechs Stunden als attraktiv ansehen, wird in der Modellierung nur ein E/P-Verhältnis von zwei Stunden zugrunde gelegt. Der genannte Kannibalisierungseffekt im Primärregelleistungsmarkt führt genau dazu, dass die Speicherdauer auf 4 Stunden erhöht wird und so zu anderen marktlichen Strategien auf dem Day-Ahead Markt führen. Da für den Systembeitrag von Speichern nicht allein die installierte Leistung, sondern auch die verfügbare Energiemenge entscheidend ist, sollte diese Annahme näher begründet und durch Sensitivitäten mit längeren Speicherdauern ergänzt werden.

Auch die ausschließlich strommarktorientierte Betriebsweise der Großbatteriespeicher sollte hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Modellierung transparent gemacht werden. Die ÜNB weisen selbst darauf hin, dass Großbatterien neben dem im NEP abgebildeten Day-Ahead-Markt auch im Intraday-Handel, bei Systemdienstleistungen und perspektivisch im Rahmen von Kapazitätsmechanismen eingesetzt werden können. Es sollte daher nachvollziehbar sein, welche Systembeiträge durch die gewählte Modellierung erfasst werden und welche gegebenenfalls außerhalb der Betrachtung bleiben.

Besonders Augenmerk sollte auf den Netzdienstleistungen liegen die Großbatteriespeicher erfüllen können. So zeigt die jüngste Studie des Fraunhofer IEE im Auftrag des Bundesverband Solarwirtschaft, dass der Einsatz von Großbatteriespeicher direkt am entscheidenden Netzknoten (in diesen Fällen Umspannwerke) zu einer erheblichen Erhöhung der Netzkapazitäten ohne Netzausbau führen kann.[4] Dafür wird eine Speicherdauer von explizit vier Stunden eingesetzt, um die Solarspitze konsequent und vollständig aufzufangen. Die Studie zeigt deutlich höhere Erlöse für eine netzdienliche marktoptimierte Fahrweise. Diese bewirken gegenüber einer reinen netzdienlichen Fahrweise eine Optimierung des Netto-Spotmarktergebnisses aus Energiebezug und -verkauf, unter Einhaltung der verfügbaren Trafonennleistung.

Bei Kleinbatteriespeichern muss die Betriebsweise konsistent mit der Modellierung der haushaltsnahen Flexibilitäten erfolgen. Die Annahmen müssen also entsprechend mit der Flexumer-Modellierung abgestimmt werden. Folgerichtig wäre es dann BESS bei der Weiterentwicklung der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten zu berücksichtigen.

Der BEE empfiehlt zudem BESS stärker als netzdienliche Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau zu berücksichtigen und systematisch in die Kosten-Nutzen-Bewertung von Netzausbaumaßnahmen einzubeziehen. Eine zusätzliche Berücksichtigung von Großbatterien für das Engpassmanagement ist keinem der vorliegenden Szenarien zu entnehmen. Der BEE empfiehlt daher, netzdienliche Einsatzweisen in Sensitivitäten zu untersuchen und BESS als mögliche Alternative oder Ergänzung zum Netzausbau in die Kosten-Nutzen-Bewertung einzubeziehen.

[4] Vgl. BSW (2026), Mehr PV durch intelligente Batteriespeicher an Umspannwerken.

Konkret fordern wir:

- Für Großbatteriespeicher muss die Annahme angepasst werden, dass die Speicheranlagen mit einem Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung von 2 Stunden bis 2045 ausgelegt werden. Bereits heute erwiesen sich die 2 Stunden Speicherdauer für einen uneingeschränkten Marktzugang, eine optimierte Vermarktung der PV-Einspeisung, und eine optimierte Nutzung von Misch (Grün/Grau)- Stromspeicher zu kurz ist. Insofern erwarten wir in den nächsten Jahren einen Anstieg der Speicherdauer, von 2 auf 3 bis über 4 Stunden. Daher sollte im NEP mindestens davon ausgegangen werden, dass lediglich 40% des Batteriespeicherzubaus weiterhin mit 2 Stunden ausgelegt wird, dafür aber 25 % mit 3 Stunden, und 35% mit 4 Stunden.
- Zudem sollte für Großbatteriespeicher ein angepasstes “Szenario C+" berechnet werden, in dem ein netzdienliches Verhalten angenommen wird - in Anlehnung des Use-Case Batterie am Umspannwerk. In einem solchen Szenario müssten die ÜNB eine regionale Lenkungswirkung der Großbatteriespeicher annehmen, was durchaus das Ziel der neuen Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) ist. Mit diesen beiden Annahmen sollte das Szenario die Frage beantworten können, wie sich der Netzausbaubedarf ändert, wenn alle Großspeicher sich unter Einhaltung der verfügbaren Kapazitäten der Hauptnetzbetriebsmittel (Umspannwerk MS/HS, HS/HöS) verhalten.

Für Kleinbatteriespeicher weist der BEE darauf hin, dass auch der Einfluss der MisPeL-Festlegung auf den Business Case berücksichtigt werden sollte.

4.4. Lastseitige Flexibilität

4.4.1. Haushaltsnahe Flexibilitäten

Der BEE begrüßt, dass die ÜNB den haushaltsnahen Flexibilitäten aus Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Kleinbatteriespeichern weiterhin eine hohe Bedeutung für die Integration Erneuerbarer Energien beimessen. Dabei sollte die Modellierung ausreichend zwischen den einzelnen Technologieklassen unterscheiden, da sich deren technische Flexibilität, mögliche Verschiebedauern und Restriktionen deutlich unterscheiden.

Positiv ist, dass der neue Szenariorahmen diese technischen Grenzen stärker berücksichtigt. So weisen die ÜNB darauf hin, dass der Betrieb von Wärmepumpen insbesondere an kalten Tagen nicht beliebig lange verschoben werden kann. Bei Elektrofahrzeugen müssen Ladeverhalten und Batteriefüllstände vorrangig den Mobilitätsbedarf gewährleisten.

Aus Sicht des BEE sollte transparent dargestellt werden, welche konkreten zeitlichen Verschiebepotenziale für die jeweiligen Technologieklassen in der Modellierung angesetzt werden und welche technischen Voraussetzungen hierfür unterstellt werden. Insbesondere bei

Wärmepumpen sollte nachvollziehbar sein, in welchem Umfang Gebäudeträgheit und zusätzliche Wärmespeicher zur Bereitstellung von Flexibilität angenommen werden.[5]

Markt- und netzorientierter Einsatz haushaltsnaher Flexibilitäten

Begrüßenswert ist, dass der neue Szenariorahmen neben einem marktorientierten nun ausdrücklich auch einen netzorientierten Einsatz haushaltsnaher Flexibilitäten unterscheidet. Für 2045 wird in den Szenarien B und C ein Anteil marktorientierter Haushalte von jeweils 55 Prozent angenommen. Zusätzlich werden in Szenario B 25 Prozent der Haushalte als netzorientiert modelliert. Szenario A unterstellt dagegen lediglich 30 Prozent marktorientierte Haushalte und keinen gesonderten netzorientierten Anteil.

Aus Sicht des BEE ist diese Differenzierung grundsätzlich sinnvoll. Ein ausschließlich an bundesweiten Strommarktpreisen orientierter Einsatz von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und BESS muss nicht mit den Anforderungen der lokalen und regionalen Netze übereinstimmen. Umgekehrt sollte eine netzorientierte Betriebsweise die Teilnahme der Flexibilitäten am Strommarkt nicht grundsätzlich ausschließen.

Der BEE begrüßt daher, dass die ÜNB selbst eine Weiterentwicklung der bisherigen Flexumer-Modellierung prüfen, bei der Marktpreissignale, Eigenverbrauchsoptimierung sowie variable Tarife und Netzentgelte kombiniert berücksichtigt werden können. Eine solche kombinierte Abbildung erscheint sachgerechter als eine dauerhafte Zuordnung eines Haushalts zu lediglich einer Einsatzlogik. Entscheidend ist, mögliche gegenläufige Markt- und Netzsignale sowie deren Auswirkungen auf Lastspitzen transparent abzubilden. Auch hier sollte weiterhin ausreichend nach Technologieklassen differenziert werden.

4.4.2. Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der BEE begrüßt, dass neben haushaltsnahen Flexibilitäten auch Lastmanagementpotenziale in Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen berücksichtigt werden. Die ÜNB unterscheiden hierbei insbesondere zwischen Lastabschaltung und Lastverschiebung und aktualisieren die zugrunde liegenden Potenziale anhand der sektoralen Verbrauchsentwicklung.

Für die Bewertung des zukünftigen Bedarfs an gesicherter Leistung ist entscheidend, dass diese Potenziale nicht nur als theoretische Flexibilität ausgewiesen, sondern konsistent in der Strommarkt- und Versorgungssicherheitsmodellierung berücksichtigt werden. Die ÜNB sollten daher transparent darstellen, in welchem Umfang industrielle und gewerbliche Flexibilität tatsächlich zur Reduktion von Lastspitzen und zur Entlastung von Knappheitssituationen beitragen kann.

Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund relevant, dass der neue Szenariorahmen von deutlich steigenden Stromverbräuchen in Industrie und GHD sowie einem sehr hohen Strombedarf neuer Rechenzentren ausgeht. Gleichzeitig weisen die ÜNB darauf hin, dass sich mit steigenden sektoralen Stromverbräuchen auch die angenommenen DSM-Potenziale verändern. Der Zusammenhang zwischen zusätzlichen Großverbrauchern und tatsächlich erschließbarer Flexibilität sollte daher nachvollziehbar dargestellt werden.

[5] Für eine Einordnung der Annahmen über Kleinbatteriespeicher wird auf Kapitel 4.3 verwiesen.

4.5. Fernwärme

Die Annahmen zur Nutzung von Elektrokesseln und Wärmepumpen zur Erzeugung von Fernwärme bewertet der BEE weiterhin als grundsätzlich realistisch. Einen weitergehenden Änderungsbedarf sieht der BEE an dieser Stelle nicht.

5. Marktrahmen und Marktmodellierung

Der BEE begrüßt, dass die ÜNB die grundlegenden Annahmen zum zukünftigen Strommarktrahmen im vorliegenden Szenariorahmen transparenter darstellen. Die ÜNB gehen grundsätzlich vom Fortbestand eines Energy-Only-Marktes sowie einer einheitlichen deutschen Gebotszone aus. Aus Sicht des BEE ist es für die weitere Netzentwicklungsplanung entscheidend, dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen unter einem konsistenten Marktrahmen miteinander konkurrieren können und ihre Beiträge zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sachgerecht berücksichtigt werden.

Gleichzeitig sollte im Szenariorahmen deutlicher zwischen solchen Kapazitäten unterschieden werden, deren Einsatz beziehungsweise Umfang sich endogen aus der Strommarktmodellierung ergibt, und solchen, die exogen vorgegeben werden. Dies betrifft insbesondere das Zusammenspiel von Erneuerbaren Energien, Speichern, Sektorenkopplungstechnologien, nachfrageseitiger Flexibilität und gesicherter Kraftwerksleistung.

Besonderer Erläuterungsbedarf besteht aus Sicht des BEE hinsichtlich des Zusammenspiels zwischen dem unterstellten Energy-Only-Markt und dem zugleich angenommenen langfristigen Aufbau gesicherter Leistung über einen Kapazitätsmechanismus. Die Modellierung sollte sicherstellen, dass dezentrale und erneuerbare Flexibilitätsoptionen hierbei nicht allein aufgrund exogener Kapazitätsannahmen nachrangig berücksichtigt werden.

Szenariorahmen Gas/Wasserstoff - Auswertung

1. Biomethan

Der BEE bewertet die stärkere Berücksichtigung von Biomethan im aktuellen Szenariorahmen Gas/Wasserstoff – anders als noch im Szenariorahmen 2025 – in nun zwei Szenarien durchweg positiv. Damit wird der potenzielle Beitrag von Biomethan zur flexiblen und erneuerbaren Energieversorgung stärker berücksichtigt. Aus Sicht des BEE ist dieser Ansatz zu begrüßen und sollte sich auch in den Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Biomasseverstromung im Strom-Szenariorahmen widerspiegeln.

Fragen im Begleitdokument

Der BEE beschränkt sich im Folgenden ausschließlich auf die Beantwortung der Fragen des Begleitdokuments zur Konsultation.

Frage 1: *Ist der gewählte Szenarientrichter sachgerecht? Ist die Bandbreite zwischen den Szenarien zu hoch, zu gering oder angemessen dimensioniert?*

Wir begrüßen, dass die noch im letzten Netzentwicklungsplan angenommene Verengung auf eine Defossilisierung der deutschen Gasversorgung durch Wasserstoff aufgegeben und ein breiteres Lösungsspektrum untersucht wurde, dass auch die Nutzung von Biomethan einschließt. Die regulatorischen Entwicklungen haben eine solche Anpassung überfällig gemacht.

Auch wenn wir den Rahmen der Szenarien und die getroffenen Abstufungen nachvollziehen können und Methan insbesondere im neuen Szenario 3 mit 67 TWh Ausspeisemenge neu berücksichtigt wurde, sehen wir die Rolle von erneuerbarem Methan aus mehreren Gründen weiterhin als systematisch unterschätzt an:

Die Ausspeisemengen liegen deutlich unter den nationalen erneuerbaren Methanpotenzialen, die langfristig erschlossen werden können. Der Fachverband Biogas beziffert bereits die mittelfristig verfügbaren Potenziale konservativ auf 150 TWh (78 TWh Biomethan und 72 TWh synthetisches Methan; nicht eingeschlossen unaufbereitetes Biogas). Somit berücksichtigt keines der Szenarien die nachhaltige dezentrale Versorgung des Energiesystems mit Methan angemessen. Aufgrund der oben herausgestellten Punkte regen wir an, dass der Szenarientrichter um eine Variante ergänzt, oder Szenarien entsprechend angepasst werden, sodass bis 2045 ein realistisches Aufkommen von erneuerbarem Methan betrachtet werden kann.

Frage 3: *Wie bewerten Sie das Vorgehen, dass bei der Regionalisierung der Szenarien die Projekte nach Härtegraden eingruppiert werden? Sind die Kriterien für die Bestimmung der Härtegrade sachgerecht?*

Für Wasserstoffprojekte und für die Ausspeisebedarfe der Verteilernetzbetreiber halten wir die Härtegradsystematik für sachgerecht. Sie ersetzt die bisherige Einteilung nach Projektstatus durch nachprüfbare Kriterien und macht die Regionalisierung transparenter.

Für Biomethaneinspeiseanlagen wird die Systematik nicht angewendet. Das ist keine Randfrage der Methodik, sondern entscheidet darüber, ob die Biomethan-Mantelzahlen im Netzentwicklungsplan überhaupt Wirkung entfalten. Eine Mantelzahl löst für sich genommen keine einzige Netzmaßnahme aus. Erst ihre Zuordnung zu konkreten Netzpunkten erzeugt Transportbedarf, den die Modellierung prüfen kann.

Der BEE regt an, die Härtegradsystematik auch auf Biomethaneinspeiseanlagen anzuwenden.

Frage 9: *Wie bewerten Sie die Berücksichtigung der Rolle von Biomethan durch die FNB/WTNB? Ist das Verhältnis von Biomethaneinspeisung zu Biomethanausspeisung in den verschiedenen Szenarien aus Ihrer Sicht sachgerecht und sind die angesetzten Einspeiseleistungen (8 GWh/h in Szenario 2 bzw. von 11 GWh/h in Szenario 3) angemessen?*

Wir begrüßen ausdrücklich, dass Biomethan im Szenariorahmen 2027 erstmals als eigener Sektor geführt wird – das ist ein richtiger und notwendiger Schritt. Der Einspeiseleistung von Biomethan im FNB-Netz wird unter Berücksichtigung der Projekte mit unterschiebener Netzanschlussvereinbarung und den Projekten in Planung ein Aufwuchspfad prognostiziert. Der prognostizierte geradlinige Verlauf ist vor dem Hintergrund jedoch nicht realistisch, da wir auch nach dem Jahr 2030 ein Zuwachs an Erzeugungsleistung von Biomethan zu erwarten haben und sich im Zuge dessen auch weitere Einspeiser ans FNB-Netz anschließen werden. Der BEE empfiehlt darum, weitere Abfragen zu zukünftigen Biomethaneinspeisungen abzubilden, bspw. indem eine Biomethanmarkt- und potenzialabfrage durchgeführt wird.

Während umfangreiche Bedarfsabfragen für Wasserstoff und Methan durchgeführt wurden, wurde keine eigenständige Abfrage zu zukünftigen Biomethanbedarfen oder Biomethaneinspeisungen vorgenommen. Nach unserer Einschätzung hätte das bestehende Abfrageportal ohne größeren Aufwand entsprechend erweitert werden können. Allerdings wurden H_2-Projektabfragen und H_2-Härtegrade-Erhebungen getätigt, womit ein struktureller Bias zwischen Wasserstoff und erneuerbarem Methan entstanden ist. Nun fehlt eine wichtige Datengrundlage für die realistische Einschätzung zukünftiger Biomethanmengen im Gasnetz. Nach Einschätzung des BEE sollten die Abfragen im gleichen Umfang wie im Bereich Wasserstoff und Methan stattfinden.

Ansprechpartner:

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

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energie-systeme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Paul Jannaschk
Referent für Energienetze und Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123023
paul.jannaschk@bee-ev.de

Weitere Autor*innen

Florian Widdel, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

florian.widdel@bee-ev.de

Guido Erhard, Fachverband Biogas e.V.

guido.erhard@biogas.org

Marine Joos, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

joos@bsw-solar.de

Tristan Stengel, Bundesverband WindEnergie e.V.

t.stengel@wind-energie.de

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.

Impressum

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

Tel.: 030 2758 1700
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:
Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.
Den Eintrag des BEE finden Sie hier.

Datum

28. September 2026