

Berlin, 28. September 2026

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

Stellungnahme

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2040/2045

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	Allgemeines.....	3
2	Fragen der BNetzA	5

1 Allgemeines

Da der Szenariorahmenentwurf Strom durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet wurde, erfolgt die Erstellung und Freigabe dieser BDEW-Stellungnahme unter Enthaltung der ÜNB.

Der BDEW begrüßt, dass die Szenariorahmen Strom sowie Gas und Wasserstoff erneut gemeinsam konsultiert werden. Das trägt der Bedeutung einer ganzheitlichen und sektorenübergreifend abgestimmten Netztransformation Rechnung.

Damit mögliche Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Energieträgern erkannt und die in den Szenariorahmen beschriebenen Transformationspfade miteinander verglichen werden können, müssen jedoch die zugrunde gelegten Annahmen, Referenzwerte und Berechnungsmethoden transparent, nachvollziehbar und möglichst konsistent sein. Derzeit unterscheiden sich der Szenariorahmen Strom und der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff teilweise deutlich hinsichtlich ihrer Annahmen und der verwendeten Referenzwerte. Dies erschwert die Vergleichbarkeit der jeweiligen Transformationspfade.

Eine stärkere Abgrenzung der Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom sollte insbesondere mit Berücksichtigung des Bruttostromverbrauchs erwogen werden.

Die Integration flexibler Technologien wie Batteriespeicher und Elektrolyseure kann den erforderlichen Netzausbau maßgeblich beeinflussen. Der BDEW regt dringend an, dieses Potential nicht ausschließlich als exogenen Input in die Netzplanung und -dimensionierung einfließen zu lassen, ohne dass die Redispatch-Prozesse für Batteriespeicher oder die zukünftigen Regelungen für dynamische Netzentgelte bekannt sind. Wesentlich wäre es, zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen, die eine hohe netz- oder systemdienliche Flexibilität berücksichtigt und daraus Erkenntnisse abzuleiten, wie die Bereitstellung dieser Flexibilität erfolgen kann. Dabei sollte transparent dargestellt werden, welche Speicherkonfigurationen den Analysen zugrunde liegen. Darüber hinaus sollte die Modellierung von Batteriespeichern nicht ausschließlich auf eine strommarktorientierte Fahrweise beschränkt werden. Für eine realitätsnahe Abbildung des Systembeitrags und der Wirtschaftlichkeit sollten zusätzliche Einsatzoptionen wie Systemdienstleistungen, Intraday-Handel, Redispatch-Anwendungen und weitere netzdienliche Betriebsweisen berücksichtigt werden. Die Realisierung des Flexibilitätspotentials und die exakte, unbundling-konforme Ausgestaltung der Regelungen sind auch mit Blick auf Planung der Netzanschlüsse, der Überbauung und die perspektivische Abregelung wichtig, sowie damit auch für den Netzausbaubedarf und das Gesamtsystem. Batteriegroßspeicher sollten hierbei nicht lediglich als ergänzende Flexibilitätsoption betrachtet werden, sondern als integraler Bestandteil der Überbauungsmethodik. Die netzseitigen Vorteile von Überbauung ergeben sich in der Praxis vielfach erst durch die Kombination von Erzeugungsanlagen und

Speichern, da Anschlusskapazitäten effizienter genutzt und Einspeisespitzen reduziert werden können. Für Großbatteriespeicher sollten neben 2-Stunden-Speichern anteilig auch 4- und 6-Stunden-Konfigurationen modelliert sowie Ausbau und Einsatz im Day-Ahead-Markt getrennt betrachtet werden.

Die in Szenario A dargestellten Wasserstoffbedarfe sollen zwar aufgrund des geringeren EE-Ausbaus vornehmend durch Wasserstoffimporte gedeckt werden, jedoch erscheint die angenommene installierte Leistung von 10 GW bis 2040 auch für ein solches Szenario gering zu sein. Eine ausreichende inländische Elektrolyseleistung ist auch bei weniger installierter EE-Leistung unverzichtbar, um ein kosteneffizientes, versorgungssicheres und resilientes Energiesystem zu gewährleisten. Insbesondere, weil mit der Integration von Elektrolyseuren Einspeisespitzen aufgenommen und somit Abregelungen vermieden werden können. Mittels Elektrolyse kann überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien saisonal zwischengespeichert und das Energiesystem resilienter aufgestellt werden. Ebenso fehlt die Berücksichtigung der Offshore-Elektrolyse, die mittels hybrider bzw. kombinierter Anschlusskonzepte ermöglicht werden soll und daher bereits im Szenariorahmen antizipiert werden sollte. Daher sollte die für das Szenario A des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2027 angenommene Elektrolyseleistung für das Jahr 2040 von derzeit 10 GW angehoben werden. Eine Fortschreibung des derzeitigen Ansatzes würde die langfristige Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft sowie die systemische Bedeutung der inländischen Elektrolyse nur unzureichend abbilden. Zudem bestünde das Risiko, dass die erforderlichen Netz- und Energieinfrastrukturen zu gering dimensioniert werden. Der aktuelle Ansatz einer netzdienlichen Verortung zusätzlicher Elektrolysekapazitäten wird dabei unterstützt. Die Auswirkungen von Co-Location-Konzepten aus EE-Anlagen, Batteriespeichern und Elektrolyseuren sollten ausdrücklich Bestandteil der Szenarioanalyse sein. Andernfalls besteht das Risiko, dass die netzseitigen Vorteile hybrider Anschlusskonzepte und die daraus resultierenden Einsparpotenziale beim Netzausbau systematisch unterschätzt werden.

Der Szenariorahmen rechnet mit durchschnittlich ca. 3.600 Volllaststunden für deutsche und internationale Offshore-Wind-Projekte. Das angestrebte Ziel sollten jedoch 4.000 Volllaststunden sein. Die Durchschnittsannahme scheint daher zu niedrig angesetzt. Positiv ist zunächst die Aufnahme von 4,4 GW an nicht-vernetzten, grenzüberschreitende, radiale Offshore-Netzanbindungssystemen (Cross-Border Radials). Allerdings besteht auf Basis anderer Studien ein Potenzial von 10 bis 20 GW. Die entsprechende Studie des Fraunhofer IWES wird auch im NEP-Szenariorahmen erwähnt. Das Potenzial sollte genutzt werden.

Den Strombedarf des Mobilitätsszenarios sieht der BDEW als zu hoch an. Ausschlaggebend hierfür sind die Annahmen zum Fahrzeughochlauf, welche auf dem sehr ambitionierten für die Klimaneutralitätsziele 2045 notwendigen Fahrzeughochlauf basieren. Effizienzsteigerungen

der Fahrzeuge über den Zeitraum bleiben ferner unberücksichtigt. Außerdem suggeriert die geringe Spanne von 141 bis 169 TWh eine hohe Präzision, die aus Sicht des BDEW schwer zu rechtfertigen ist. Bei Rechenzentren sollten Projektstatus, Realisierungswahrscheinlichkeit, Netzanschlusskapazität und Effizienzfortschritte transparent berücksichtigt und eine niedrigere Verbrauchssensitivität untersucht werden.

2 Fragen der BNetzA

Frage 15: Sind die in den Szenarien angenommenen Elektrolysekapazitäten angemessen?

Elektrolyseleistung in Szenario A (2040)

Es ist davon auszugehen, dass ein erheblicher Teil des künftigen Bedarfs an grünem Wasserstoff in Deutschland durch Importe gedeckt werden wird. Ungeachtet dessen ist eine ausreichende inländische Elektrolyseleistung unverzichtbar, um ein kosteneffizientes, versorgungssicheres und resilientes Energiesystem zu gewährleisten. Dies gilt insbesondere aus den folgenden Gründen:

- › Aufnahme von Einspeisespitzen und Vermeidung von Abregelungen: Aufgrund der volatilen Erzeugung aus erneuerbaren Energien muss die installierte Erzeugungsleistung deutlich über der zu deckenden Last liegen. In Zeiten hoher Stromerzeugung können Elektrolyseure als flexible Verbraucher Stromüberschüsse aufnehmen. Dadurch lassen sich Abregelungen erneuerbarer Erzeugungsanlagen reduzieren und die vorhandenen Erzeugungspotenziale effizienter nutzen.
- › Saisonale Energiespeicherung: Batteriespeicher eignen sich in der Regel für die Speicherung von Energie über Stunden oder wenige Tage. Elektrolyseure ermöglichen hingegen in Verbindung mit Wasserstoffkavernenspeichern und Wasserstoffkraftwerken eine langfristige Speicherung und spätere Rückverstromung über Zeiträume von mehreren Monaten. Auf diese Weise können saisonale Schwankungen der erneuerbaren Stromerzeugung ausgeglichen und gesicherte Leistung für Zeiten geringer Einspeisung bereitgestellt werden.
- › Stärkung der Energieresilienz: Vor dem Hintergrund zunehmender geopolitischer Unsicherheiten und möglicher Einschränkungen internationaler Lieferketten sollte Deutschland über eine hinreichende inländische Elektrolyseleistung verfügen. Eine strategische Mindestkapazität trägt dazu bei, die Abhängigkeit von Wasserstoffimporten zu begrenzen, Versorgungsrisiken zu reduzieren und die Resilienz des Energiesystems zu stärken.

Eine Vielzahl an Studien zeigt, dass für das Jahr 2040 eine Elektrolyseleistung von mehr als 30 GW in Deutschland als erforderlich ist, damit Elektrolyseure die genannten Systemfunktionen in ausreichendem Umfang erfüllen können.

Auch wenn der Ausbau der Elektrolyseleistung in Deutschland in den vergangenen Jahren deutlich hinter den politischen Zielsetzungen zurückgeblieben ist, sollte die für das Szenario A des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2027 angenommene Elektrolyseleistung für das Jahr 2040 von derzeit 10 GW angehoben werden. Eine Fortschreibung des derzeitigen Ansatzes würde die langfristige Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft sowie die systemische Bedeutung der inländischen Elektrolyse nur unzureichend abbilden. Zudem bestünde das Risiko, dass die erforderlichen Netz- und Energieinfrastrukturen zu gering dimensioniert werden.

Anreize für netzdienliche Verortung von Elektrolyseanlagen

Im NEP-Szenariorahmenentwurf wird der nicht projektbasierte Anteil an Elektrolyseuren nach netzdienlichen Kriterien regionalisiert (siehe Kapitel 3.4. Wasserstoff und Elektrolyseure, Regionalisierung, Seite 61). 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 netzdienlich 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, die der NEP-Planung zugrunde gelegten Kosten deutlich übersteigen.

Fehlende Berücksichtigung von Offshore-Elektrolyse

Der Szenariorahmen diskutiert Offshore-Elektrolyse und kombinierte Anschlusskonzepte, bildet entsprechende Elektrolysekapazitäten jedoch nicht quantitativ in den Szenarien ab, obwohl diese mittels hybrider bzw. kombinierter Anschlusskonzepte im vorliegenden WindSee-Gesetz-Entwurf vorgesehen sind und somit antizipiert werden können. Auch an anderer Stelle werden Gesetzesänderungen antizipiert: So sieht der Entwurf des Szenariorahmens vor, Energiemengen aus möglichen Hybridvorhaben und Anbindungen ausländischer Windparks, auch solchen zu denen es bisher weder einen Staatsvertrag noch eine Bestätigung im Netzentwicklungsplan gibt, auf die erneuerbaren Energiemengen anzurechnen – obwohl diese Möglichkeiten bislang nur im Gesetzesentwurf existieren. Der Szenariorahmen Strom müsste also in

jedem Fall auch Offshore-Elektrolyse verorten und berücksichtigen – vor allem in Zone 4 und 5 der deutschen AWZ. Auffallend ist hierbei, dass der Szenariorahmen Gas und Wasserstoff von einer anderen Erwartung ausgeht. Er hält in Kapitel 3.3.2.2 (S. 95, Fußnote 1) fest, dass mit dem vorliegenden WindSeeG-Entwurf eine verbesserte rechtliche Grundlage für die integrierte Offshore-Strom- und Wasserstofferzeugung zu erwarten ist, "insbesondere für kombinierte Anschlusskonzepte aus Seekabel und Wasserstoffpipeline", und dass dies "vor allem für küstenferne Flächen in den Zonen 4 und 5 relevant" ist. Die beiden parallel konsultierten Szenariorahmen legen hierzu unterschiedliche Annahmen zugrunde.: einmal als absehbare Planungsgrundlage, einmal als Perspektive jenseits des 70-GW-Ziels. Diese Inkonsistenz sollte insbesondere mit Blick auf das gemeinsame Szenario aufgelöst werden.

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 (siehe Antwort auf die vorherige Frage 15), ist die Kürzung des Projektsockels in Szenario B auf eine resultierende Elektrolyseleistung von 24 GW in 2040 angemessen. So würde sich insgesamt ein plausibler Szenarienraum ergeben.

Falls 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 Elektrolyse die Systemfunktionen „Aufnahme von Einspeisespitzen und Vermeidung von Abregelungen“, „Saisonale Energiespeicherung“ und „Stärkung der Energieresilienz“ in einem ausreichenden Maße erfüllen kann (siehe Antwort auf die vorherige Frage 15).

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

Die im Szenariorahmen Strom 2027 angesetzten Wasserstoffpreise von 79 €/MWh (Szenario A, 2040) bzw. 93 €/MWh (Szenario B/C, 2040) sowie 75 bis 88 €/MWh im Jahr 2045 erscheinen aus heutiger Sicht optimistisch. Solche Preise können in Deutschland nur durch ein Zusammenspiel aus Optimierung des regulatorischen Rahmens (Netzentgeltbefreiung an netzdienlichen Standorten, Beibehaltung der monatlichen Korrelation und auf EU-Ebene ein Verzicht auf Einführung des Zusätzlichkeitskriteriums bei den Strombezugskriterien für grünen Wasserstoff) sowie mit Förderinstrumenten erreicht werden. Auch bei Wasserstoffimporten scheint ein Preis von unter 150 €/MWh sehr ambitioniert. 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.

Fraglich ist, welche konkreten Annahmen zu dieser Einschätzung geführt haben. Zu erwarten ist, dass die tatsächlichen langfristigen Kosten der Wasserstoffbereitstellung tendenziell unterschätzt werden. Eine konkrete langfristige Kostenabschätzung ist jedoch sehr schwierig – auch aufgrund der unsicheren Situation zur Weiterentwicklung der rechtlichen und regulatorischen Kosten, die einen nicht zu vernachlässigenden Anteil der Bereitstellungskosten ausmachen. Es besteht die Gefahr, dass die gewählten Preisannahmen zu einer gewissen Überschätzung der Wirtschaftlichkeit wasserstoffbasierter Anwendungen führen und damit Einfluss auf die resultierende Infrastrukturplanung nehmen.

Der Szenariorahmen weist darauf hin, dass die erwarteten Kostendegressionen bei der Wasserstofferzeugung bislang nicht eingetreten sind und dass sich die Projektpipeline gegenüber vorherigen Marktabfragen deutlich reduziert hat. Vor dem Hintergrund des in Deutschland und international verlangsamten Markthochlaufs erscheinen höhere Wasserstoffpreise plausibel, die ein geringeres Maß der Skalierung und internationalen Wettbewerbs implizieren. Die Robustheit der abgeleiteten Wasserstoffnutzung in den betrachteten Szenarien sollte auch bei deutlich höheren Wasserstoffpreisen untersucht werden.

Frage 23: Im Entwurf des Szenariorahmens wird im Szenario A ein erhöhter Einsatz von Wasserstoff für die Wärmeerzeugung angenommen. Ist diese Annahme sachgerecht?

Die Annahme eines erhöhten Wasserstoffeinsatzes für die Wärmeerzeugung im Szenario A ist grundsätzlich sachgerecht und nachvollziehbar. Sie ergibt sich konsistent aus der zugrunde gelegten Szenariologik und sollte daher beibehalten werden. Im Szenario A wird ausdrücklich eine Entwicklung unterstellt, die durch geringere Elektrifizierung, höhere Wasserstoffimporte und ein im Vergleich zu den übrigen Szenarien niedrigeres Wasserstoffpreisniveau gekennzeichnet ist. Gleichzeitig werden niedrigere Leistungen von Großwärmepumpen und Elektrokesseln angenommen. Die daraus resultierende geringere elektrische Wärmeerzeugung wird im Szenariorahmen bewusst durch einen höheren Einsatz von Wasserstoff kompensiert.

Mit dem Einsatz von Wasserstoff in der Fernwärme können bestehende Kraftwerksstandorte weiter genutzt werden, vorhandene KWK-Strukturen erhalten bleiben und Lastspitzen sowie Dunkelflauten effizient abgesichert werden. Damit kann die Fernwärme einen Betrag zur Versorgungssicherheit sowohl im Strom- als auch im Wärmebereich leisten. Diese Grundannahme bildet einen plausiblen alternativen Transformationspfad ab und erweitert die Robustheit der Szenarien gegenüber Unsicherheiten bei Elektrifizierung und Stromsystementwicklung.

Die Auswirkungen auf die Kosten für die Bereitstellung von Wärme und damit die Preise der Wärmeversorgung sollten ebenfalls berücksichtigt werden.

Für geeignete Offshore-Bestandsparks sollte ein sicherer Weiterbetrieb bis zu 35 Jahren anlagenspezifisch geprüft statt wegen früher endender Genehmigungen pauschal ausgeschlossen werden.

Frage 25: Der Entwurf des Szenariorahmens sieht vor, Energiemengen aus möglichen Hybridvorhaben und Anbindungen ausländischer Windparks, auch solchen zu denen es bisher weder einen Staatsvertrag noch eine Bestätigung im Netzentwicklungsplan gibt, auf die erneuerbaren Energiemengen anzurechnen. Ist dies sachgerecht oder sollte die Anrechnung an einen bestimmten Projektstatus gekoppelt sein?

Wir möchten anmerken, dass der Szenariorahmen mit der Anrechnung von Energiemengen aus Hybridvorhaben und Anbindungen ausländischer Windparks eine vorgesehene Gesetzesänderung im WindSeeG antizipiert – wie auch im Szenariorahmen ausgeführt.

Ebenso sollte der Szenariorahmen daher auch Offshore-Elektrolyse in Zonen 4 und 5 der AWZ mittels kombinierter Anschlusskonzepte berücksichtigen – da diese kombinierten oder hybriden Anschlusskonzepte auch im vorliegenden Entwurf des WindSeeG enthalten sind und daher antizipiert werden können. Wir verweisen hier auch auf die Antwort auf Frage 15.

Frage 30: Wie sehen Sie die Rolle der Biomasse in den Zieljahren? Ist die angenommene Reduzierung der Leistung angemessen?

Die Bedeutung der Biomasse wird im Szenariorahmen aus unserer Sicht zu stark auf eine Nischenrolle reduziert. Zwar ist aufgrund des Auslaufens der EEG-Förderung ein Rückgang der installierten elektrischen Leistung unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen plausibel, die angenommene Absenkung von heute 9,2 GW auf nur noch 3 GW bis 2045 erscheint sehr umfassend und berücksichtigt die potenzielle Bedeutung flexibler Biogasanlagen für Versorgungssicherheit, Residuallastdeckung und Systemstabilität nur unzureichend. Biomasse kann bedarfsgerecht eingesetzt werden und hat damit gerade in Phasen geringer Wind- und PV-Erzeugung einen hohen systemischen Wert. Zudem wird im Szenariorahmen die Möglichkeit einer Weiterentwicklung bestehender Biogas- und Biomethananlagen, etwa durch Effizienzsteigerungen, Flexibilisierung oder die Nutzung zusätzlicher Rest- und Abfallstoffpotenziale, nur begrenzt berücksichtigt. Eine moderatere Reduktion der installierten Leistung erscheint daher sachgerechter. Die FAU-Studie „Biogas im künftigen Energiesystem¹“ kam 2024 zu dem Ergebnis, dass Biogas und Biomethan in einem weitgehend auf Wind- und Solarenergie basierenden

¹ [Biogas-im-kuenftigen-Energiesystem-final-09-09-24.pdf](#)

Energiesystem einen wichtigen Beitrag zur kosteneffizienten Bereitstellung gesicherter und flexibler Leistung leisten können.

Frage 31: Wie bewerten Sie den Nutzungskonflikt von Biomasse in den verschiedenen Sektoren aufgrund der begrenzten Gesamtkapazität?

Die begrenzte Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse erfordert grundsätzlich eine effiziente und priorisierte Nutzung. Der Szenariorahmen weist richtigerweise auf Nutzungskonkurrenzen zwischen Industrie, Fernwärme, Stromerzeugung und stofflicher Nutzung hin. Allerdings sollte berücksichtigt werden, dass nicht alle Biomassepotenziale gleichermaßen knapp sind. Insbesondere zusätzliche Potenziale aus Rest- und Abfallstoffen, Klärgas sowie die weitere Erschließung von Biomethanpotenzialen können die verfügbare Ressource erhöhen. Zudem sollte Biomethan dort eingesetzt werden, wo Elektrifizierung oder Wasserstoff technisch oder wirtschaftlich nur eingeschränkt möglich sind. Vor diesem Hintergrund erscheint eine stärkere Priorisierung von Biomethan in Industrie, Spitzenlastwärme und flexibler Stromerzeugung sachgerecht. Die Annahme eines sehr starken Rückgangs der Biomassenutzung unterschätzt aus unserer Sicht die Funktion biogener Energieträger als kosteneffiziente und bereits heute verfügbare Dekarbonisierungsoption.

Frage 32: Sind die angenommenen zusätzlichen Biomethanverbräuche in der Wärmeerzeugung in Szenario B realistisch?

Die zusätzlichen Biomethanmengen in Szenario B erscheinen grundsätzlich plausibel und stellen aus unserer Sicht eher eine konservative Annahme dar. Im Szenariorahmen werden für die Fernwärme rund 10 TWh Biomethan und für den Gebäudebereich weitere Biomethanmengen angesetzt, wodurch die Zahl erforderlicher Wärmepumpen leicht reduziert wird. Gleichzeitig werden im gemeinsamen Szenario von Strom- und Gasnetzbetreibern bis zu 50 TWh Biomethannutzung unterstellt. Vor dem Hintergrund der bestehenden Biomethanproduktion sowie der zusätzlichen Potenziale aus Rest- und Abfallstoffen erscheint dieses Niveau grundsätzlich erreichbar. Die in verschiedenen Studien ausgewiesenen inländischen Biomethanpotenziale liegen zudem über dem im Szenariorahmen angesetzten Biomethanbedarf, sodass auch eine höhere Biomethannutzung innerhalb der Szenarienbandbreite grundsätzlich plausibel erscheint.

Frage 40: Ist die allgemeine Bewertungsmethodik für Interkonnektoren auch für die hybriden Interkonnektoren angemessen?

Die Bewertungsmethodik und Auswahl der Interkonnektoren im Szenariorahmen 2027 ist nicht ausgemessen begründet und daher nicht nachvollziehbar. Insbesondere ist bei der

Berücksichtigung der Interkonnectoren (Tabelle 27, S. 122) nicht nachvollziehbar, warum das Projekt P1265 Joint North Sea Energy Hub – Phase I nicht zumindest im Szenario C berücksichtigt worden ist. Diese Begründung sollte nachgeliefert werden. Darüber hinaus sollten Interkonnectoren szenarienspezifisch und nicht ausschließlich anhand von Szenario B bewertet werden.