

BEE-Stellungnahme

zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

vom 10.01.2020

Berlin, 14. Februar 2020



Inhalt

1.	Energiepolitik braucht gute Szenarien.....	2
2.	Antworten zu den konsultationsbegleitenden Fragen	5
	Ausrichtung der Szenarien	5
	Konventionelle Erzeugung.....	7
	Erneuerbare Erzeugung	8
	Sektorenkopplung und Stromverbrauch	14
	Speicherkapazitäten und Flexibilitäten	17
	Integrierte Netzentwicklungsplanung.....	18
	Europäischer Rahmen.....	19
	Sensitivitäten.....	19

1. Energiepolitik braucht gute Szenarien

Gute Szenarien bilden die Grundlage für gute energie- und klimapolitische Weichenstellungen. Sie gewährleisten, dass die Netzentwicklung den nötigen Handlungsspielraum enthält, um durch ambitionierten Ausbau von Erneuerbaren Energien und zügigen Erfolgen bei der Sektorenkopplung das Nachsteuern bei Treibhausgasminderungsmaßnahmen in allen Sektoren abzusichern. Der Entwurf des Szenariorahmens bietet hierzu eine gute und wichtige Diskussionsgrundlage.

„Auf dem Weg in die Treibhausgasneutralität“ war der Titel der Eingangspräsentation der Übertragungsnetzbetreiber auf den Dialogveranstaltungen der Bundesnetzagentur zum Szenariorahmen. Dieser Weg hat Konsequenzen. Der Stromsektor muss noch schneller die Treibhausgasemissionen mindern, um über Sektorenkopplung die Anforderungen aus dem Klimaschutzgesetz zu stemmen. Daher sind ehrliche Annahmen zum steigenden Stromverbrauch ebenso unumgänglich wie ein massiver Ausbau der Erneuerbaren Energien. Es ist jetzt die Zeit, dies klar in den Szenarien abzubilden.

Der BEE hatte schon im Jahr 2009 mit einem Szenario einen Blick auf die Energiewelt des Jahres 2020 geworfen¹. Obwohl dabei vor über zehn Jahren der Zubau von Photovoltaik überschätzt und der von Offshore unterschätzt wurde, wurden zwei Kenngrößen zielgenau getroffen: Der Bruttostromverbrauch von 595 TWh und der Anteil Erneuerbarer Energien von 47%, der zum Ende dieses Jahres realistisch ist. Vergangenes Jahr hat der BEE sein [Szenario 2030](#)² aktualisiert. Zwei Stellgrößen sind wieder klar benannt: Ein auf 740 TWh steigender Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 bei einem Erneuerbare Energien-Anteil von 65%.

Mit diesem Szenario wird unterstrichen, dass das Klimaschutzgesetz ernst genommen wird, welches Treibhausgasminderung in allen Sektoren und damit Sektorenkopplung erfordert. Dies geht, trotz Erfolgen bei der Energieeffizienz, mit einem steigenden Bruttostromverbrauch einher, den ehrliche Szenarien abbilden müssen. In der Folge müssen die Zubauzahlen für Erneuerbare Energien entsprechend ausgerichtet werden.

¹ Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft | 01/2009 | [LINK](#)

² BEE-Szenario 2030 | 65% Erneuerbare Energien bis 2030 | 05/2019 | [LINK](#)

BEE-Szenario 2030

- Bis 2030 wird es Stromeinsparungen / Effizienzen geben. Diese werden insbesondere durch zusätzliche Stromverbräuche für Wärmepumpen, Elektromobilität und PtX (Power-to-Gas, Power-to-Liquids) deutlich überkompensiert werden.
- **Der Bruttostromverbrauch steigt deshalb bis 2030 auf 740 TWh.**
- Ein **Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energie im Jahr 2030** ergibt, daraus abgeleitet **481 TWh aus Erneuerbaren Quellen.**
- Um im Jahr 2030 481 TWh Strom mit Erneuerbaren Energien erzeugen zu können, müssen jährlich große Mengen neu installiert werden. Diese betragen gemäß BEE-Szenario:
 - **4.700 MW Windenergie Onshore;**
 - **1.200 MW Windenergie Offshore³;**
 - **10.000 MW Photovoltaik;**
 - **600 MW Bioenergie;**
 - **50 MW Wasserkraft und 50 MW Geothermie.**

Diese Zubauzahlen erachten wir als notwendig um die Energiewende so fortzuführen, dass die Treibhausgasreduzierungsziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes erreicht werden. Unserer Ansicht nach muss ein Szenario im Szenariorahmen diesen Zubau abbilden. Zudem müssen die politischen Rahmenbedingungen entsprechend angepasst werden, damit diese Ausbaupfade beschritten werden können.

Klimaschutz ist nicht mehr nur eine Notwendigkeit, **Klimaschutz ist nun auch Gesetz** geworden. Das ist mehr als eine Handlungsempfehlung. Da das Klimaschutzpaket der Bundesregierung unserer Ansicht nach die Treibhausgasreduzierung in allen Sektoren noch nicht erreichen wird, ist es **sinnvoll, in den heute diskutierten Szenarien** für die Netzentwicklung diese **nötige Nachsteuerung mit zu beachten**. Letztlich ist diese durch das Klimaschutzgesetz vorgesehen, sofern die Sektorenziele nicht erreicht werden. Daher ist es beispielsweise richtig, dass der Szenariorahmen in zwei von drei Szenarien im Jahr 2035 weder Braun- noch Steinkohle im regulären Energiemarkt vorsieht.

Zentraler Treiber für die Energiewende und die Bemühungen zur Minderung des Ausstoßes von Treibhausgasen ist das Ziel die Erderwärmung auf ein politisch und wirtschaftlich verkraftbares Maß zu begrenzen. In § 12a EnWG „Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung“ heißt es, der Szenariorahmen deckt die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ab. Die deutsche Politik hat sich mehrfach zum Pariser Klimaschutzabkommen bekannt. Im aktuellen Koalitionsvertrag heißt es: *„Wir bekennen uns zu den nationalen, europäischen und im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens vereinbarten Klimazielen 2020, 2030 und 2050 für alle Sektoren. Deutschland setzt sich gemäß dem Pariser Klimaschutzabkommen dafür ein, die Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad und möglichst auf 1,5 Grad zu begrenzen und spätestens in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts weltweit weitgehende Treibhausgasneutralität zu erreichen.“*

Vor diesem Hintergrund ist es mehr als verwunderlich das erneut keines der vorgelegten Szenarien geeignet ist, die Anforderungen des Pariser Klimaschutzabkommens zu erfüllen. Da auch Verzögerungen im Netzausbau die Erreichung von Klimazielen verhindern können, scheint es angeraten bei der Gestaltung des Szenariorahmens dafür Sorge zu tragen, dass der Politik alle Handlungsoptionen erhalten bleiben.

³ Dies entspricht einem Netto-Zubau von 2 GW/Jahr bei einer Verstetigung des Nettozubaues ab 2025.

Wir schlagen folgende Spreizung der Szenarien vor:

- **Szenario A:** Abbildung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung, projiziert auf das Jahr 2035, inklusive eines geringen Potenzial zur Nachsteuerung bei der Sektorenkopplung und einer niedrigen innovativen Netzorientierung
- **Szenario B:** Mehrambition ggü. dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung, projiziert auf das Jahr 2035, inklusive eines moderaten Potenzial zur Nachsteuerung bei der Sektorenkopplung und einer mittleren innovativen Netzorientierung
- **Szenario C:** BEE-Szenario 2030, projiziert auf das Jahr 2035, inklusive einer ambitionierten innovativen Netzorientierung

Als Ergänzung sollte ein **Langfristszenario bis zum Jahr 2050** vorgesehen werden, dass die **Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens erfüllen** kann. Dies geht mit einer Treibhausgasneutralität unserer Gesellschaft einher. Empfehlenswert ist hierbei ein Treibhausgas-Budgetansatz mit wenigen Stützjahren, z.B. 2025, 2030 und 2040.

Innovative Netzorientierung

Unter **innovativer Netzorientierung** versteht der BEE den **Zubau und netzorientierten Einsatz von Speichern und Sektorenkopplern, z.B. direkt an Erneuerbaren Energien-Anlagen**. Dies entspricht einer Änderung gegenüber dem Entwurf des Szenariorahmens, der „netzorientierte“ Restriktionen beim Zubau von Erneuerbare Energien-Anlagen enthält. Diese würden nach dem aktuellen Entwurf des Szenariorahmens (im Szenario C) eine Zubau einschränkung erfahren. Konzepte, die durch den Einbezug von Speichern und Sektorenkopplern den oder die Netzverknüpfungspunkte besser nutzen und das Netz entlasten gelten heute als innovativ, werden jedoch im Zieljahr der Szenarien 2035 einen Standardanwendungsfall darstellen.

2. Antworten zu den konsultationsbegleitenden Fragen

Im Folgenden finden Sie stichpunktartige Antworten auf die konsultationsleitenden Fragen, sowie jeweils ergänzende Erläuterungen zu den einzelnen Themengebieten. Für die gut strukturierte Konsultation möchten wir uns bedanken.

Ausrichtung der Szenarien

Zu Frage 1: Findet die Szenariengestaltung mit den zwei Achsen „Sektorenkopplung / Elektrifizierung“ und „Netzorientierung“ ihre Zustimmung?

sowie

Zu Frage 3: Ist die Gestaltung der Achsen statt niedriger „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und niedriger „Netzorientierung“ (Szenario A 2030) bzw. hoher „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und hoher „Netzorientierung“ (Szenario C 2030), die tendenziell zu ähnlichen Netzausbauumfang in allen Szenarien führen könnte, sinnvoll?

Der Entwurf des Szenariorahmens definiert, dass sich die Szenarien **künftig** zwischen den Dimensionen **Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung** einordnen sollen. Mit steigendem Elektrifizierungsgrad steigt dem Vorschlag nach auch die Netzorientierung. Bisher wurde zwischen dem Status quo und innovativeren Pfaden unterschieden. Der neue Ansatz scheint **dem Grundsatz nach plausibel**, da eine höhere Sektorenkopplung nicht nur zur Treibhausgasminderung positiv beiträgt, sondern auch hinsichtlich der Wirkung auf das Netz neue Freiheitsgrade schaffen kann. **Wir haben allerdings Bedenken, ob die Netzorientierung der Szenarien an den richtigen Stellschrauben ansetzt.** Für die Netzorientierung sollen dem Entwurf nach in erster Linie Restriktionen, unter anderem eine mehr oder weniger harte Deckelung der Windenergie an Land in nördlichen Bundesländern, sowie eine abnehmende Geschwindigkeit des Zubaus von PV-Freiflächenanlagen genutzt werden (in C 2035 - Szenario). Dies käme einer planwirtschaftlichen Übersteuerung gleich, die die Welt des Jahres 2035 nicht abbilden kann. Innovationen wie die direkte Kopplung von Erzeugungsanlagen mit Sektorenkopplungsanwendungen und Speichern bleiben ausgeblendet, obwohl diese einen netzorientierten Betrieb ermöglichen ohne den Zubau an Erneuerbare Energien-Anlagen einzuschränken.

Daher sollte anstatt einer modellhaften Zubau-Limitierung eine **innovative Netzorientierung** vorgesehen werden, die nicht den Zubau von Erneuerbare Energien-Anlagen modellhaft herabsetzt, sondern durch den Ausbau von Speichern und Sektorenkopplern die Nutzung des/der Netzverknüpfungspunkte verbessert. Dies erzielt bezüglich des Netzes und des Netzausbaus letztlich denselben von den Übertragungsnetzbetreibern im Modell gewünschten Effekt, schafft jedoch zusätzliche netzorientierte Flexibilitäten für das Stromsystem und realisiert eine zusätzliche Minderung von Treibhausgasemissionen in den Sektoren Mobilität, Industrie und Wärme. Die **innovative Netzorientierung** könnte im Regionalisierungs-, oder im Marktmodell der Netzentwicklung **als endogene Variable** vorgesehen werden, d.h. das Regionalisierungs-, oder das Marktmodell kann diesen Zubau auslösen, sofern dieser sinnvoll und wirtschaftlich effizient ist.

Zusammenfassung zu Frage 1 und 3:

- Der Ansatz zur Szenariengestaltung scheint dem Grundsatz nach plausibel, da eine höhere Sektorenkopplung nicht nur zur Treibhausgasminderung positiv beiträgt, sondern auch hinsichtlich der Wirkung auf das Netz neue Freiheitsgrade schaffen kann.
- Es besteht allerdings Überarbeitungsbedarf bzgl. der Methode der Umsetzung der Netzorientierung (innovative Netzorientierung, anstatt Zubau-Restriktionen).

- Insbesondere die mit Netzorientierung begründeten Restriktionen bei der Regionalisierung von Erneuerbare Energien Anlagen sieht der BEE kritisch. Diese blenden innovative Ansätze aus.
- Die Rolle von Speichern und Sektorenkopplern, die jeweils mit Erneuerbare Energien-Anlagen verknüpft sind, wird im Kontext der Netzorientierung nicht angemessen berücksichtigt.

Zu Frage 2: Ist es sinnvoll in der Netzplanung ein netzorientiertes Verhalten anzunehmen, für das es heute noch keine definierten rechtlichen Vorgaben oder Marktmechanismen gibt?

Zusammenfassung zu Frage 2:

- Grundsätzlich ja, allerdings kommt es auf die Ausgestaltung an.
 - Ein auf Zubaurestriktionen von Erneuerbare Energien-Anlagen ausgelegter Ansatz (wie im Entwurf enthalten) wird nicht unterstützt.
 - Ein auf die Verbesserung der Nutzung von Netzanschlusspunkten, z.B. durch die Integration von Speichern/Sektorenkopplern direkt an Erneuerbare Energien-Anlagen jedoch schon (dies ist im Entwurf jedoch noch nicht enthalten).
- Die innovative Netzorientierung (s.o.) könnte im Regionalisierungs-, oder im Marktmodell der Netzentwicklung als endogene Variable vorgesehen werden, d.h. das Regionalisierungs-, oder das Marktmodell kann diesen Zubau auslösen, sofern dieser sinnvoll und wirtschaftlich effizient ist.
- Es ist nicht vollumfänglich richtig, dass heute noch keine definierten rechtlichen Vorgaben existieren (Beispiel: Kombinationsanlagen im Rahmen der Innovationsausschreibungsverordnung). Auch sind konkrete Vorhaben geplant (Beispiel: Diskussion um die Ausgestaltung des §14a EnWG). Der Rechtsrahmen ist zwar noch auszudifferenzieren, jedoch ist eine Fortentwicklung hin zu einer stärkeren Netzorientierung wahrscheinlich.

Zu Frage 4: Sollte alternativ eine Kopplung niedriger „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ mit hoher „Netzorientierung“ (best case) erfolgen bzw. hoher „Sektorenkopplung/Elektrifizierung“ und niedriger „Netzorientierung“ (worst case), um auf diese Weise eine deutliche Spreizung der denkbaren Netzausbauvolumina zu erreichen?

Zusammenfassung zu Frage 4:

- Nein. Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Einordnung ist gegenüber dem in Frage 4 formulierten Vorschlag zu bevorzugen. Hierbei sind allerdings die Anmerkungen zu Frage 1 bis 3 zu beachten (Innovation bzgl. der Nutzung des Netzverknüpfungspunkts durch Erneuerbare Energien-Anlagen mit Speichern/Sektorenkopplern als endogenes Netzorientierungselement, anstatt Zubau-Restriktionen von Erneuerbare Energien-Anlagen)

***Zu Frage 5:** Halten Sie auch die Betrachtung kurzfristigerer Szenarien (z. B. Zieljahr 2025 bzw. 2030) für angemessen und welchem Zweck sollten diese dienen?*

Zusammenfassung zu Frage 5:

- Das Zieljahr 2035 für die Basisszenarien der Netzentwicklung ist geeignet. Die Wirkung der einzelnen Szenarien auf das Jahr 2030 sollte jedoch bewertbar sein, z.B. als Überprüfungspunkt, an dem bewertet werden kann, ob das Stromnetz für die Erreichung der Treibhausgasminderungsziele inkl. der dafür nötigen Sektorenkopplung geeignet ist.
- Um eine Zielentwicklung für das Energiesystem bis zum Jahr 2050 zu erhalten, sollte zusätzlich ein Langfristszenario mit der Perspektive bis zum Jahr 2050 vorgesehen werden, das Treibhausgasneutralität abbildet und mit dem Klimaschutzübereinkommen von Paris kompatibel ist. Empfehlenswert ist hierbei ein Treibhausgas-Budgetansatz mit wenigen Stützjahren, z.B. 2025, 2030 und 2040.

Konventionelle Erzeugung

Klimaschutz ist nicht mehr nur eine Notwendigkeit, Klimaschutz ist nun auch Gesetz geworden. Das ist mehr als eine Handlungsempfehlung. Da das Klimaschutzpaket der Bundesregierung unserer Ansicht nach die Treibhausgasminderung in allen Sektoren noch nicht erreichen wird, ist es sinnvoll, in den heute diskutierten Szenarien für die Netzentwicklung diese nötige Nachsteuerung mit zu beachten. Letztlich ist diese durch das Klimaschutzgesetz vorgesehen, sofern die Sektorenziele nicht erreicht werden. Daher ist es beispielsweise richtig, dass der Szenariorahmen in zwei von drei Szenarien im Jahr 2035 weder Braun- noch Steinkohle am regulären Energiemarkt vorsieht.

***Zu Frage 6:** Ist die Wahl der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer sachgerecht?*

Zusammenfassung zu Frage 6:

- Die wirtschaftliche Lebensdauer ist die zu bevorzugende Größe bei der Ermittlung der Betriebsdauer von konventionellen Kraftwerken, da sie die zu erwartende Entwicklung besser abbildet als rein technisch begründete Annahmen. Wir gehen davon aus, dass in einem funktionierenden und an Erneuerbaren Energien ausgerichteten Energiemarkt die wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke geringer ist als die technische Lebensdauer.
- Bereits weit vor dem Zieljahr des diskutierten Szenariorahmens wird die Einspeisung Erneuerbarer Energien die maßgebende Größe am Strommarkt darstellen. Dies ist in vielen Strommarktsituationen bereits heute der Fall. Es geht daher nicht mehr nur um eine Marktintegration von Erneuerbaren Energien, sondern vielmehr um deren Auswirkung auf andere Marktteilnehmer, da Erneuerbare Energien die marktbestimmende und marktgestaltende Größe sind. Die wirtschaftliche Lebensdauer von flexiblen Kraftwerken sollte dabei höher bewertet werden als jene unflexiblerer Grundlastkraftwerke.

***Zu Frage 7:** Soll sich der Szenariorahmen Strom bei der Bewertung von Gaskraftwerksneubauten ausschließlich an den Kriterien des Szenariorahmens Gas orientieren?*

Zusammenfassung zu Frage 7:

- Nein. Das Stromsystem der 2030er-Jahre wird sehr stark von der Einspeisung von Erneuerbaren Energien, von Flexibilitäten und der Sektorenkopplung abhängen. Dies wird die Einsatzweise von Gaskraftwerken und damit auch die Investitionsentscheidungen für Gaskraftwerksneubauten bestimmen.

Zu Frage 8: Ist die in Szenario A 2035 enthaltene Annahme eines noch nicht vollständig vollzogenen Kohleausstiegs realistisch?

Zusammenfassung zu Frage 8:

- Aufgrund der Herausforderungen des Klimaschutzes ist ein Betrieb von Kohlekraftwerken im Jahr 2035 grundsätzlich nicht angemessen. Bezüglich der Netzentwicklungsplanung ist es tragbar, moderate Kohlekraftwerkskapazitäten nur im wenig ambitionierten Szenario A2035 vorzusehen.
- Da im Szenario A2035 weder die Ausbauzahlen von Erneuerbaren Energien noch die Sektorenkopplungszahlen ausreichen werden, die Treibhausgasminderungsziele des Klimaschutzgesetzes für das Jahr 2030 zu erreichen, sollten die im Jahr 2035 verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten gegenüber den vorliegenden Entwurf keinesfalls nach oben verändert werden.
- Es ist fraglich, ob sich die im Szenario A2035 noch vorgesehenen ca. 6 GW Kohlekraftwerkskapazitäten am Markt finanzieren können.
- Für die Szenarien B2035 und C2035 ist es richtig und angemessen, dass weder Braunkohle noch Steinkohle am regulären Energiemarkt vorgesehen wird.

Erneuerbare Erzeugung

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien ist die Basis für den Erfolg der Energiewende. Angemessen hohe Zubauzahlen erachten wir als notwendig, um die Energiewende so fortzuführen, dass die Treibhausgasminderungsziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes erreicht werden. Der Einbruch des Windenergiezubaues an Land in den letzten beiden Jahren und die aktuell schwierigen Debatten um Abstandsregeln scheinen den Entwurf des Szenariorahmens mit zu prägen. Richtig ist, dass der aktuelle Zubau insbesondere von Windenergie an Land viel zu niedrig ist, um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Verfehlt ist es allerdings, diese Situation in eine Bewertung der kommenden 15 Jahre zu stark einfließen zu lassen.

Die Entwicklung des Ausbaubedarfs für die Stromnetze wird zukünftig vor allem durch zwei Faktoren bestimmt: Auf der einen Seite die Entwicklung des Stromverbrauchs, insbesondere für die Nutzung von Strom für die Sektoren Wärme und Verkehr („Sektorenkopplung“); auf der anderen Seite die Entwicklung der Wind- und Solarenergie. Denn der zukünftige Ausbau der Erneuerbaren Energien wird vor allem von diesen Technologien getragen werden müssen. Steuerbare Erneuerbare Technologien wie Bioenergie und Wasserkraft bieten sich als Ergänzung zu der fluktuierenden Erneuerbaren Energien an; ein Leistungszubau ist im Vergleich zur Entwicklung der Wind- und Solarenergie von geringerer Bedeutung. Ein Erhalt der bestehenden Kapazitäten ist vor dem Hintergrund des Atom- und Kohleausstiegs jedoch essenziell. Die Leistungsmenge der Stromerzeugung aus Biomasse kann deshalb in den Szenarien A2035, B2035 und C2035 als identisch angenommen werden. Dies würde der generellen Systematik des Szenariorahmens folgen. Bei sämtlichen steuerbaren Erzeugungsarten wird sowohl im erneuerbaren Bereich (Wasserkraft, sonstige regenerative Erzeugung wie Geothermie) als auch im konventionellen Bereich (Erdgas, Öl, Pumpspeicher) von einem Erhalt der Kapazitäten ausgegangen. Da Biomasse mit einer Leistung von 7,4 GW zurzeit die wichtigste flexible Säule der regenerativen Erzeugung darstellt, welche in deutlichem Abstand von der Wasserkraft mit 5,2 GW gefolgt wird, sollte von einem Erhalt und der Flexibilisierung dieses Bausteins ausgegangen werden.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Erneuerbare Energien-Technologien eingegangen.

Photovoltaik:

Der BEE erachtet es als angemessen, im neuen Szenariorahmen einen höheren Ausbau an Photovoltaik als im vorherigen Szenariorahmen vorzusehen. Der Entwurf des Szenariorahmens sieht selbst im Szenario C nur einen Zubau der Photovoltaik bis 2035 von fünf Gigawatt auf dann insgesamt 128 Gigawatt vor. Das ist selbst für eine pessimistische Prognose sehr defensiv. Dieser Ausbaupfad der Photovoltaik gibt deren Potenzial nicht im Ansatz wieder. Im Grund entspricht es dem 98 GW-Ziel für das Jahr 2030 mit fortgeführtem Ausbau von etwas über 5 GW. Im ambitionierten C2035-Szenario empfehlen wir entsprechend des BEE-Szenarios einen Zubau von 10 GW pro Jahr.

Windenergie an Land:

Der Einbruch des Windenergiezubaues an Land der letzten beiden Jahre und die aktuell schwierigen Debatten um Abstandsregeln scheinen den Entwurf des Szenariorahmens mit zu prägen. Richtig ist, dass der aktuelle Zubau viel zu niedrig ist, um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Verfehlt ist es allerdings, diese Situation in eine Bewertung über die kommenden 15 Jahre zu stark einfließen zu lassen. Dies wollen wir anhand eines Beispiels⁴ für das Bundesland Nordrhein-Westfalen verdeutlichen.

Die installierte Leistung der Windenergie an Land ist in allen drei NRW-Szenarien für 2035 weder realistisch noch deckungsgleich mit den bereits sehr konservativen Ausbauzielen der Landesregierung. Die NRW-Landesregierung hat in ihrer Energieversorgungsstrategie vom 10. Juli 2019 angekündigt die installierte Windleistung in NRW bis zum Jahr 2030 auf 10,5 GW zu verdoppeln. In den Szenarien scheinen die derzeit diskutierten bundesweiten 1.000 Meter-Abstände jedoch stärker gewichtet zu werden, als die tatsächlich angekündigten politischen Maßnahmen auf Landesebene. Sowohl das Szenario A (7,5 GW), als auch die Szenarien B und C (8,4 und 10,2 GW) liegen für das Jahr 2035 deutlich unter dem Landesziel für das Jahr 2030. Zwischen den Szenarien B 2035 und 2040 wird sogar ein jährlicher Zuwachs von 140 MW unterstellt, der deutlich unter den 700 MW/a liegt, die der LEE NRW zur Erreichung des Zubauziels für 2030 als notwendig erachtet. Ein derart geringes Ausbaumvolumen ist vor dem Hintergrund der Bedeutung Nordrhein-Westfalens als Energieland, der vorhandenen Flächenpotenziale und politischen Ausbauziele sowie dem zunehmenden Fokus auf eine dezentrale Energieerzeugung in keiner Weise nachvollziehbar.

Ähnliche Beispiele lassen sich für viele Aspekte zur Windenergie an Land im Entwurf des Szenariorahmens finden. Der BEE empfiehlt daher eine in die Zukunft gewandte Gestaltung der Szenarien. Nach dem Entwurf liegt das Ausbauziel für Windenergie an Land im Szenario B2035 bei 90 GW, was in etwa dem aktuell gültigen Szenariorahmen entspricht. Das Szenario A2035 liegt etwas darunter mit 84 GW installierter Leistung. Die Werte für diese beiden Szenarien erachten wir als realistisch. Jedoch sollten das C2035 und das B2040-Szenario korrigiert werden. Im C2035 Szenario empfehlen wir eine Anpassung auf einen Wert von 100 GW, um den höheren Strombedarf von Sektorenkopplungsanwendungen (siehe entsprechendes Kapitel) gerecht zu werden. Im B2040 Szenario, für das der Entwurf 95 GW vorsieht, würde sich in der zweiten Hälfte der 30er-Jahre ein Zubau von nur einem GW pro Jahr einstellen. Wir empfehlen eine angemessene Korrektur nach oben. Diese sollte mindestens den aufsummierten Zielen der Bundesländer für 2040 mit 103,1 GW entsprechen.

⁴ Quelle: Stellungnahme des LEE NRW zum Szenariorahmen 2021 – 2035

Windenergie Offshore:

Der BEE erachtet es als angemessen, im neuen Szenariorahmen einen höheren Ausbau an Windenergie Offshore als im vorherigen Szenariorahmen vorzusehen. Dies ist für die Gewährleistung einer sicheren auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung nötig und auch aufgrund der zunehmenden Versorgung von Sektorenkopplungsanlagen mit grüner Energie sinnvoll. Nimmt man eine Verstetigung des Zubaus ab der Mitte dieses Jahrzehnts von netto 2 GW/Jahr an, so zeigt sich, dass das A2035-Szenario aus Sicht der Branche sogar übererfüllt werden kann und daher auf 30 GW installierter Leistung korrigiert werden sollte. Die Werte der installierten Leistung im C2035 und B2040-Szenario von 35 GW bzw. 40 GW halten wir für realistisch. Aufgrund der gewünschten Szenarienspreizung und der unserer Ansicht nach nötigen Korrektur des A2035-Szenarios sollte das B2035-Szenario in der Mitte zwischen dem A- und C-Szenario liegen, d.h. eine installierte Leistung von 32,5 GW aufweisen.

Biomasse:

Der BEE hält die Annahmen zu den Ausbaupfaden sowie den Volllaststunden für Biomasse für nicht zielführend. Der BEE schlägt vor, folgende Annahmen zu verwenden:

- Für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 eine installierte Leistung von 8,7 GW mit einer durchschnittlichen Volllaststunden von 4.800
- Für das Szenario B 2040 eine installierte Leistung von 8,4 GW mit durchschnittlich 4.800 Volllaststunden

Der BEE lehnt einen Rückbau erneuerbarer Kapazitäten zu Gunsten von fossilen Kraftwerken (insbesondere Erdgas) ab. Die Bezeichnung der Erdgastechnologie als flexibler Baustein des Energiesystems und „Brückentechnologie“ passt nicht zu einem Rückbau der Kapazitäten im Biomassebereich und steht einer Erfüllung des 65% EE-Ziels entgegen.

Als Annahme für die Höhe der Stromerzeugung aus Biomasse in diesen Szenarien sollte das von der Bundesregierung beschlossene Zielszenario aus dem Klimaschutzprogramm 2030 verwendet werden. Allerdings muss dabei der Zielwert für die Stromerzeugung (42 TWh) – nicht der Zielwert für die installierte Leistung (8,4 GW) verwendet werden. Denn das Zielszenario dient als Spezifikation der Klimaschutzmaßnahme, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent zu erhöhen, und der entscheidende Wert für den Beitrag der Bioenergie zur Umsetzung dieser Maßnahme ist die Strommenge, die aus Biomasse erzeugt wird, nicht die dafür benötigte installierte Leistung. Die Bundesregierung hat bei der Umrechnung es Zielwerts für die Stromerzeugung auf den Zielwert für die installierte Leistung eine Annahme von 5.000 Volllaststunden zugrunde gelegt. Nach Ansicht des BEE ist dieser Wert jedoch zu hoch und sollte eher 4.800 Volllaststunden betragen (siehe Antwort auf Frage 15). Unter dieser Annahme ist zur Realisierung des Ziels einer Stromerzeugung aus Biomasse von 42 TWh eine installierte Leistung von insgesamt 8,7 GW notwendig. Diese sollte dementsprechend in den Szenarien A2035, B2035 und C2035 angenommen werden. Eine Konzentration auf die installierte Leistung statt auf die produzierte Strommenge ist für die Entwicklung einzelner Szenarien irreführend. Flexible Erzeuger wie Biomasseanlagen werden in einem solchen System nicht ausreichend berücksichtigt. Es ist der politische Wille den Anlagenbestand zunehmend zu flexibilisieren. Eine Erhöhung der berücksichtigten Leistung auf 8,7 GW geht mit der Verringerung der anzusetzenden Volllaststunden einher.

Im aktuellen Entwurf des Szenariorahmens wird auf Grund der im Vergleich zum letzten NEP erhöhten Leistung von einer Nutzungskonkurrenz im Biomassebereich ausgegangen, welche von mehreren Stakeholdern kritisiert wurde. Der BEE lehnt eine solche Argumentation ab, da die Leistungserhöhung mit einer Flexibilisierung des aktuellen Anlagenbestandes einhergeht. Da die

Stromproduktion auf einem konstanten Niveau bleibt, kann nicht von einer gesteigerten Nutzungskonkurrenz ausgegangen werden. Es ist davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren von einer verstärkten Nutzung von Rest- und Abfallstoffen im Biogasbereich auszugehen ist. Insbesondere in der Landwirtschaftspolitik ist ein starker Wille zu erkennen, die dort entstehenden Emissionen durch den Einsatz der Biogastechnologie zu mindern. Der Fachverband Biogas schätzt das freie noch nutzbare Potential im Biogasbereich auf etwa 18 TWh, welches einer Nutzungskonkurrenz entgegenwirkt.

Der BEE teilt die Einschätzung, dass dieses Ausbauziel im Biomassebereich in Anbetracht des aktuell geltenden politischen Rahmens sehr ambitioniert ist – gleichwohl gilt dies aktuell für alle Erneuerbare Energien-Technologien. Der aktuell unzureichende Rahmen darf deshalb nicht dazu verleiten, dass in den Szenarien A2035 und B2035 das Ziel des Klimaschutzprogramm 2030 für den Biomassebereich nach unten und die der anderen Technologien herauf zu setzen.

Der BEE stimmt grundsätzlich zu, dass Biomasse stärker auch in den Sektoren Wärme (ohne KWK) und Verkehr zu nutzen ist. Da die Bundesregierung jedoch mit dem Klimaschutzprogramm 2030 eine Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse auf dem Niveau von 42 TWh beschlossen hat und die Rahmenbedingungen für Bioenergie im Wärme- und Verkehrsbereich kaum Anreiz für eine Verlagerung der Biomassenutzung bieten, spricht nichts dafür, im Stromsektor einen Abbau bis 2035 anzunehmen. Vielmehr sollte von einer langfristigen Verlagerung ausgegangen werden.

Bei der Netzplanung kann dies so umgesetzt werden, dass das Szenario B2040 einen leichten Rückgang der Stromerzeugung gegenüber dem Wert in den Szenarien A2035, B2035 und C2035 aufweist (8,7 GW bei 4.800 Volllaststunden). Die im vorliegenden Entwurf gemachte Annahme eines Rückgangs um 1,3 TWh (Unterschied zwischen den Szenarien B2035 und B2040) scheint geeignet. Unter der Annahme von 4.800 Volllaststunden entspricht dies einem Rückgang von etwa 0,3 GW installierter Leistung.

Wasserkraft

Im aktuell gültigen Szenariorahmen wird für die Wasserkraft für alle Szenarien eine installierte Leistung von 5,6 GW angegeben, auch für das Szenario B2035. Im vorliegenden Szenariorahmen-Entwurf wird hingegen in Tabelle 2 „Übersicht der Kennzahlen der Szenarien“ für den NEP 2030 (2019) Szenario B2035 nur eine Leistung von 5,1 GW ausgewiesen. Aus unserer Sicht ist dies ein Übertragungsfehler.

In selbiger Tabelle wird als Bestand der Wasserkraft (31.12.2018) eine Leistung von 5,2 GW genannt. Diese angegebene Leistung deckt sich nicht mit den Zahlen, die u.a. für den EEG-Erfahrungsbericht Wasserkraft (Mai 2019) errechnet worden sind. Im EEG-Erfahrungsbericht wurden Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik AGEE-Stat, der Bundesnetzagentur sowie des statistischen Bundesamtes zusammengeführt und als Ergebnis eine installierte Gesamtleistung der EEG- und Nicht-EEG-Anlagen von 5,6 GW ermittelt (siehe EEG-Erfahrungsbericht Wasserkraft, Seite 65ff).

Die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen ist sehr konstant und hat sich in den letzten Jahren kaum verändert. Zwar werden vereinzelt aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit kleine Wasserkraft- und Mühlenstandorte stillgelegt. Die großen Wasserkraftstandorte, die den Großteil der installierten Gesamtleistung in Deutschland abbilden, besitzen jedoch aufgrund ihrer Historie vielfach eine unbefristete wasserrechtliche Zulassung und werden in den meisten Fällen von regionalen oder überregionalen Energieversorgungsunternehmen betrieben. Aus diesen Gründen ist mit einer Stilllegung dieser großen Standorte und damit einem nennenswerten Rückgang der Gesamtleistung der Wasserkraft bis zum Jahr 2035 nicht zu rechnen. Neben der Korrektur

der Kennzahlen für den Bestand sollte daher für die Szenarien A und B des NEP 2035 (2021) eine konstante Leistung von 5,6 GW zu Grunde gelegt werden.

Da die Marktanalyse des BMWi zur Wasserkraft ein weiteres technisches Ausbaupotenzial von insgesamt rund 1 GW sieht, sollte dieses Zubaupotenzial zudem im Szenario C2035 Berücksichtigung finden.

Zu Frage 15: Halten Sie die angenommenen Ausbaupfade für Erneuerbare Energien für realistisch?

Die Begründung zur Beantwortung dieser Fragen finden Sie nach Technologien aufgegliedert im vorherigen Abschnitt.

Zusammenfassung zu Frage 15:

- **Photovoltaik:**
 - Es ist angemessen, im neuen Szenariorahmen einen höheren Ausbau an Photovoltaik als im vorherigen Szenariorahmen vorzusehen.
 - Der Entwurf des Szenariorahmens sieht selbst im Szenario C nur einen Zubau der Photovoltaik bis 2035 von fünf Gigawatt auf dann insgesamt 128 Gigawatt vor. Das ist selbst für eine pessimistische Prognose sehr defensiv.
 - Im ambitionierten C2035-Szenario empfehlen wir, entsprechend des BEE-Szenarios, einen Zubau von 10 GW pro Jahr.
- **Windenergie an Land:**
 - Die Werte für die Szenarien A2035 und B2035 sind angemessen.
 - Szenario C2035 sollte auf 100 GW korrigiert werden.
 - Szenario B2040 sollte angemessen nach oben korrigiert werden. Der Wert sollte mindestens den aufsummierten Zielen der Bundesländer für 2040 mit 103,1 GW entsprechen.
- **Windenergie Offshore:**
 - Hohe Ausbautzahlen für Windenergie Offshore sind angemessen.
 - Das Szenario A2035 sollte auf einen Wert von 30 GW korrigiert werden. Dies entspricht einer Verstetigung des Nettozubaues ab der Mitte dieses Jahrzehnts von 2 GW pro Jahr und wird von der Branche als realistisch angesehen.
 - Die Ausbautzahlen für das C2035 und das B2040-Szenario sind angemessen.
 - Aufgrund der Szenarienspreizung sollte das B2035-Szenario auf 32,5 GW korrigiert werden (Folgeänderung der Korrektur des A2035-Szenarios).
- **Biomasse:**
 - In den Szenarien A2035, B2035 und C2035: installierte Biomasse-Leistung von 8,7 GW mit einer durchschnittlichen Volllaststunden von 4.800
 - Im Szenario B2040: installierte Biomasse-Leistung von 8,4 GW mit durchschnittlich 4.800 Volllaststunden
- **Wasserkraft:**
 - Korrektur der installierten Leistung auf 5,6 GW
 - Korrektur der Leistung in den Szenarien A2035 und B2035 auf 5,6 GW
 - Addition des weiteres technisches Ausbaupotenzial im Szenario C2035 um das in der Marktanalyse des BMWi zur Wasserkraft ermittelte weitere technische Ausbaupotenzial von insgesamt rund 1 GW

Zu Frage 16: Sind die angenommenen pauschalen Volllaststunden der Erneuerbaren Energien realistisch?

Wind an Land:

Die angesetzten Volllaststunden von 2.400 h für die Jahre 2035 und 2040 erscheinen für den Bestand reichlich ambitioniert. Der Wert von 2400 Volllaststunden ist eher realistisch für Neuanlagen ab 2030. Das BEE Szenario geht von 2400 Volllaststunden für den Neubau in 2030 aus.

Außerdem sollte beachtet werden, dass eine veränderte Regionalisierung auch zu anderen Volllaststunden führt. Ein begrenzter Ausbau im Norden- wie er im Szenario C2035 angenommen wird- und damit stärkerem Zubau im Süden führt zu niedrigeren Volllaststunden. Auch die Annahme eines verstärkten Zubaus von Schwachwindanlagen im Süden kann den regionalen Unterschied der Volllaststunden nicht ausgleichen. Dazu kommt, dass eine ambitionierte Steigerung der Volllaststunden eine weitere Steigerung der Rotordurchmesser und Nabelhöhen voraussetzt, was vor dem Hintergrund der aktuellen Genehmigungssituation und der Akzeptanzschwierigkeiten etwas skeptisch betrachtet werden sollte. Eine Überschätzung der Volllaststunden führt zu einer Unterschätzung der nötigen installierten Windleistung und sollte daher vermieden werden.

Biomasse:

Da für die Prognose über die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse der entscheidende Faktor die im Klimaschutzprogramm anvisierte *Strommenge* ist, kann die Annahme über die durchschnittliche Höhe der Volllaststunden nicht unabhängig von der Annahme über die insgesamt installierte Leistung festgelegt werden.

Unter der Maßgabe, dass für die Stromerzeugung aus Biomasse eine installierte Leistung von 8,7 GW angenommen wird, hält der BEE aber einen Wert von 4.800 Volllaststunden für angemessen. Dies entspricht der aktuellen Gesetzgebung durch das EEG, welches eine Höchstbemessungsleistung von 50% der installierten Leistung für Anlagen vorsieht, welche in das Förderregime des EEG 2017 wechseln.

Der größte Einflussfaktor für eine Prognose der zukünftigen Volllaststunden ist der Anteil der Biogasanlagen am Gesamtanlagenpark – da vor allem bei diesen Anlagen aus technischer Sicht eine Flexibilisierung (also eine Absenkung der Volllaststunden) von größerer energiewirtschaftlicher Bedeutung ist – sowie dem Grad der Flexibilisierung. In einem konservativen Szenario könnten folgende Annahmen getroffen werden:

- Die Stromerzeugung aus Altholz und Schwarzlauge bleibt konstant auf dem heutigen Niveau. (6,8 TWh)
- Der verbleibende Rest zum anvisierten Ausbauziel teilt sich gemäß dem heutigen Verhältnis Biogas/sonstige feste Biomasse auf (ca. 88% Biogas, 12% sonstige feste Biomasse).
- Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse behalten ihre heutigen Volllaststunden bei (ca. 6.660).
- Biogasanlagen erfüllen die Flexibilitätsvorgaben (4.380 Volllaststunden), gehen jedoch nicht darüber hinaus.

Zur Realisierung des Ziels einer Stromerzeugung von 42 TWh müssen dann Werte von 4.800 Volllaststunden sowie einer installierten Leistung von insgesamt 8,7 GW angelegt werden.

Zusammenfassung zu Frage 16:

- **Windenergie an Land:**
 - Die angesetzten Volllaststunden von 2.400 h für die Jahre 2035 und 2040 erscheinen für den Bestand reichlich ambitioniert.
 - Der Wert von 2400 Volllaststunden ist eher realistisch für Neuanlagen ab 2030.
 - Eine veränderte Regionalisierung der Technologie Windkraft an Land hat ggf. Einfluss auf die Volllaststunden. Dies sollte berücksichtigt werden.
- **Biomasse:**
 - In den Szenarien A2035, B2035 und C2035: installierte Biomasse-Leistung von 8,7 GW mit einer durchschnittlichen Volllaststunden von 4.800
 - Im Szenario B2040: installierte Biomasse-Leistung von 8,4 GW mit durchschnittlich 4.800 Volllaststunden

Zu Frage 17: In welcher Weise sollte der Rückbau erneuerbarer Energien berücksichtigt werden?

Zusammenfassung zu Frage 17:

- In allen Szenarien werden insbesondere im Zeitraum nach 2030 Erneuerbare Energien-Anlagen in Betrieb sein, die keinen Anspruch auf finanzielle Unterstützung aus dem EEG (Einspeisevergütung, Marktprämie) mehr haben, weil ihr 20-jähriger Vergütungszeitraum abgelaufen ist.
- In den Szenarien muss daher zumindest qualitativ berücksichtigt werden, dass nicht alle dieser Anlagen weiter betrieben werden und sich die Erzeugungsstrukturen verändern.

Sektorenkopplung und Stromverbrauch

Der Entwurf des Szenariorahmens bildet die Zielerreichung der Sektorenziele des Bundes-Klimaschutzgesetz unserer Ansicht nach noch nicht vollumfänglich ab. Im Fokus stehen weiterhin die Sektoren Energie und Industrie. Zwar wird durch die enthaltenen Annahmen zu den Sektorenkopplungsanwendung die Treibhausgasemissionen in den Sektoren Mobilität und Wärme adressiert, aber insbesondere im Jahr 2030 nicht erfüllt. Der Stromsektor muss schnell die Treibhausgasemissionen mindern, um über Sektorenkopplung die Anforderungen aus dem Klimaschutzgesetz zu stemmen.

Treibhausgasemissionen in allen Sektoren erfordert Sektorenkopplung. Dies geht – trotz Erfolgen bei der Energieeffizienz – mit einem steigenden Bruttostromverbrauch einher, den ehrliche Szenarien abbilden müssen.

Daher sind **Annahmen zum steigenden Stromverbrauch aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung und der Sektorenkopplung unumgänglich**, ebenso wie ein zügiger Ausbau der Erneuerbaren Energien. Mit den im Entwurf genannten Annahmen für die Sektorenkopplung bewegen sich die Annahmen zum steigenden Bruttostromverbrauch in einer nachvollziehbaren und realistischen Größenordnung. Gegenüber dem aktuell gültigen Szenariorahmen stellen die Annahmen zur Sektorenkopplung eine Verbesserung dar.

Es ist sehr begrüßenswert, dass der Szenariorahmen im Gegensatz zu vorherigen Versionen zusätzlich zum Nettostromverbrauch den Bruttostromverbrauch ausweist.

Zu Frage 18: *Ist das von den ÜNB angenommene Maß an Sektorenkopplung realistisch?*

sowie

Zu Frage 19: *Sollte zur Erreichung der sektorenübergreifenden CO₂-Ziele der Bundesregierung ein höheres Maß an Sektorenkopplung angenommen werden, auch wenn dadurch potenziell eine weitere Steigerung des Netzausbaubedarfs verursacht wird?*

Zusammenfassung zu Frage 18 und 19:

- Gegenüber dem aktuell gültigen Szenariorahmen stellen die Annahmen zur Sektorenkopplung eine deutliche Verbesserung dar. Nach Ansicht des BEE werden mit den von den ÜNB vorgeschlagenen Werten für Sektorenkopplung, die für das Jahr 2030 gültigen sektorenspezifischen Treibhausgasminderungsziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes noch nicht erreicht. Die sektorenspezifischen Treibhausgasminderungsziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes können nur durch deutlichere Fortschritte in der Kopplung der Energiesektoren erreicht werden.
- Insbesondere im Szenario A2035 werden die vorgesehenen Maßnahmen zur Sektorenkopplung nicht ausreichen, um die Treibhausgasminderung in den gekoppelten Sektoren Wärme und Mobilität erreichen zu können. Um dies zu korrigieren, sollten im A2035-Szenario die Sektorenkopplungsannahmen des B2035-Szenarios Anwendung finden. Der sich dadurch ändernde Bruttostromverbrauch ist entsprechend zu korrigieren.
- Die im Szenario B2035 vorgesehenen Werte für Sektorenkopplung erwartet der BEE annähernd bereits im Jahr 2030. Diese sind auch nötig, um die sektorübergreifende Treibhausgasminderung zu realisieren. Daher sollten im B2035-Szenario die Sektorenkopplungsannahmen des C2035-Szenarios Anwendung finden. Der sich dadurch ändernde Bruttostromverbrauch ist entsprechend zu korrigieren.
- Im C2035-Szenario sind die Werte entsprechend im Verhältnis anzupassen. Der Logik einer innovativen Netzorientierung sollten dabei Sektorenkoppler und Speicher zunehmend netzorientiert eingesetzt werden (siehe Abschnitt Ausrichtung der Szenarien).
- Eine höhere Geschwindigkeit bei der Sektorenkopplung führt nicht zu mehr Netzausbaubedarf, sondern zu einer zeitlichen Verschiebung des nötigen Netzausbaubedarfs nach vorne. Diese höhere Geschwindigkeit dient dabei nicht nur der Integration von Sektorenkopplern, sondern sichert auch darüber hinaus den Zubau der heute am günstigsten zu installierenden Erzeugungseinheiten (Photovoltaik, Windkraft) ab und ermöglicht den zügigen Marktaustritt von zunehmend teurer werdenden konventionellen Erzeugungseinheiten. Volkswirtschaftlich sind zügige Investitionen in den Infrastrukturausbau mit einer Kostensenkung der Energieerzeugung, sowie geringeren Klimawandel-Anpassungskosten verbunden. Auch Kosten im Rahmen der Effort-Sharing-Regulation, die sich durch eine Zielverfehlung in den Non-ETS-Sektoren ergeben, können so vermeiden werden. Mit der Überarbeitung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes wurden Wege gefunden, den Netzausbau zu beschleunigen.

Zu Frage 20: *Sind die unterschiedlichen Anwendungen in der Sektorenkopplung ausreichend berücksichtigt?*

Zusammenfassung zu Frage 20:

- Es ist begrüßenswert, dass gegenüber dem gültigen Szenariorahmen die unterschiedlichen Möglichkeiten der Sektorenkopplung nun besser abgebildet werden als in der Vergangenheit

- Insbesondere im Bereich von Power-to-Gas-Anlagen darf wirksamer und unverfälschter Wettbewerb im Energiesektor nicht durch Sektorenkopplungsprojekte von Netzbetreibern untergraben werden. Ein freier Markt, der die Regeln des Unbundling ernst nimmt, fördere Innovationen, was letztlich auch zu Kostensenkungen führen wird.⁵ Durch die im Szenariorahmen enthaltenen Aussagen, wie beispielsweise die Berücksichtigung der Anwendungen im Industriesektor oder, zentralen PtX-Lösungen erscheinen diesbezüglich die Szenarien etwas begrenzt. Alternative Optionen, wie die Berücksichtigung weiterer Anwendungsbereiche sowie z.B. erzeugungsnaher Elektrolyse mit einer stärkeren Berücksichtigung erzeugungsnaher Elektrolyse bei von Onshore Wind Anlagen in allen Bundesländern mit hohem Einspeisemanagement (einschließlich Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern) und eine andere Systematik bei der Erfassung der potentiellen oder geplanten Projekte würde dies auflösen.⁶
- Durch die Produktion von Biomethan, unter anderem für die Bereiche Wärme und Verkehr, stehen dezentrale erneuerbare CO₂-Quellen zur Verfügung, welche im Idealfall in Kombination mit Power-to-Gas Anlagen betrieben werden sollten, können weitere steuerbare Potentiale als Ergänzung zu den volatilen Stromerzeugungsarten geschaffen werden.

Zu Frage 21: Sind die in den Szenarien angenommenen Stromverbräuche realistisch?

Zusammenfassung zu Frage 21:

- Es ist sehr erfreulich, dass die Übertragungsnetzbetreiber der Entwicklung des Stromverbrauchs im Szenariorahmen ein einem umfangreichen Kapitel angemessenen Raum geben und die Zusammensetzung detailliert darlegen.
- Mit den im Entwurf genannten Annahmen für die Verbrauchsentwicklung der Haushalte, des GHD-Sektors und der Industrie, sowie den Annahmen zur Sektorenkopplung bewegen sich die Annahmen zum steigenden Bruttostromverbrauch in einer nachvollziehbaren und realistischen Größenordnung.
- Der Energieeffizienzfaktor wird in den Sektoren Haushalte, GHD und verarbeitendes Gewerbe/Industrie jeweils mit 0,5 % pro Jahr abgeschätzt, was zu einer Effizienzsteigerung in den jeweiligen Sektoren von ca. 8 % bis 2035 und 10 % bis 2040 führt. Dies ist eine nachvollziehbare Größenordnung.
- Es ist sehr begrüßenswert, dass der Szenariorahmen im Gegensatz zu vorherigen Versionen zusätzlich zum Nettostromverbrauch den Bruttostromverbrauch ausweist. Dies sollte beibehalten werden.

⁶ BEE – Positionspapier (11/2019) | Unbundling und Sektorenkopplungsprojekte | t1p.de/j873

Speicherkapazitäten und Flexibilitäten

Zu Frage 22: Sind die ÜNB-Prognosen in Bezug auf die Leistung der Speicher für die Jahre 2035 und 2040 realistisch?

Zusammenfassung zu Frage 22:

Die Annahmen zu Großbatteriespeichern und dezentralen Kleinspeichern im Bereich privater Haushalte sind zu überarbeiten.

- **Großbatteriespeicher:** Es ist nicht nachvollziehbar, dass die ÜNB die installierte Leistung von Großbatteriespeicher ggü. dem Szenario B2035 des genehmigten Szenariorahmens 2019-2030 nach unten ändern. In den Szenarien für das Jahr 2035 sollte mindestens zum bisher vorgesehenen Wert von 3,4 GW zurückgekehrt werden, obwohl dieser Wert unserer Ansicht nach ebenfalls noch konservativ ist. Grundsätzlich besteht Zustimmung, dass diese Speicher im den Regelenergiemärkten eingesetzt werden. Im Zieljahr des Szenariorahmens werden sich jedoch weitere Anwendungsfälle ergeben, z.B. die Integration in Erneuerbare Energien-Anlagenkonzepte (zur Vermarktungswert-erhöhung, sowie zur zunehmend netzorientierten Betriebsweise), oder zur Pufferung Industrieverbrauchern oder von Schnellladestationen für Elektromobilität an Fernverkehrsstraßen. Man sollte daher über eine Variation der Großbatteriespeicherleistung zwischen den Szenarien nachdenken.
- **Dezentrale Kleinspeicher im Bereich privater Haushalte:** Die Annahmen sind unserer Ansicht nach nicht realistisch und sollten nach oben korrigiert werden. Bereits heute wird jedes zweite PV-System mit Speicher installiert, obwohl die entscheidenden Kostensenkungen und regulatorischen Rahmenentwicklungen noch ausstehen.

Zu Frage 23: Inwieweit halten Sie die von den ÜNB vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management, Elektromobilität, Power-to-Heat, Power-to-Gas) für realistisch?

sowie

Zu Frage 24: Sollte das von den ÜNB dargestellte Flexibilitätspotenzial nach Region unterschieden werden?

sowie

Zu Frage 25: Halten Sie eine sinkende Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage genannter Techniken von Szenario A 2035 zu C 2035 im Sinne der Netzorientierung für sinnvoll?

Zusammenfassung zu Frage 23 bis 25:

- Wir begrüßen, dass in allen Szenarien von einer im Vergleich zur klassischen Stromnachfrage deutlich höheren Steuerbarkeit von flexibler Nachfrage ausgegangen wird.
- Wir schätzen das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen höher ein. Beispielsweise erfolgt laut dem Entwurf die Abbildung der tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen im Bezug der Haushaltswärmepumpen durch die Verwendung eines Standardbezugsprofils. Im Zieljahr des Szenariorahmens werden Standardlastprofile für flexible Verbraucher überholt sein.
- Der Grad an Flexibilität im Strombezug durch eine Variation des Ladeverhaltens der E-PKW führt zur Entlastung der Verteilnetze. Dies ist ein wichtiges Element in der Szenariengestaltung. Abhängig vom Szenario variiert der Grad der Flexibilität und steigt von Szenario A nach Szenario C an, was gut in die Logik des Szenariorahmens passt. Grundsätzlich gehen wir von einer höheren Ladeflexibilität aus, als dies der Entwurf

darstellt. Wir empfehlen, daher, die Variation zwischen den Szenarien beizubehalten, jedoch für die Elektromobilität ein höheres Verschiebepotenzial vorzusehen.

Integrierte Netzentwicklungsplanung

Zu Frage 26: An welchen konkreten Punkten sollen Strom- und Gasnetzplanung weiter angeglichen werden?

sowie

Zu Frage 27: Sollten die oben geschilderten Differenzierungen zwischen Netzentwicklungsplan Strom und Netzentwicklungsplan Gas aufgegeben werden?

Siehe Antwort zu den Fragen 30 und 31.

Zu Frage 28: Soll sich der Netzentwicklungsplan Strom an den Netzentwicklungsplan Gas angleichen oder anders herum?

Siehe Antwort zu Frage 7.

Zu Frage 29: Soll die integrierte Netzplanung auch die behördliche Planung von Wärmenetzen miteinschließen?

Der Ausbau von Wärmenetzen und deren Umstellung auf Erneuerbare Energien ist ein entscheidender Baustein in der Transformation hin zu einer klimafreundlichen Wärmeversorgung, sowohl für die Nutzung dezentraler erneuerbarer Wärmequellen als auch als Flexibilitätsoption für das Stromsystem. Eine behördliche Planung von Wärmenetzen im Zuge einer integrierten Netzplanung wäre eine große Unterstützung sowohl für private als auch öffentliche Akteure, in die Entwicklung eines Wärmenetzes zu investieren.

Bei einer integrierten Planung von Strom- und Gasnetzen sind nicht nur die Standorte für Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion zu berücksichtigen, sondern auch die Standorte von Anlagen zur Methansynthese mit Einspeisung ins Gasnetz.

Zusammenfassung zu Frage 29:

- Der BEE befürwortet in eine integrierte Netzplanung auch die Planung von Wärmenetzen aufzunehmen. Darüber hinaus könnte es sinnvoll sein, auch die Verfügbarkeit von CO₂-Quellen als Standort für die Errichtung von Methanisierungsanlagen zu prüfen und ggf. zu berücksichtigen.
- Je nach Szenario unterscheidet sich die Relevanz von Biomasseanlagen im KWK-Betrieb. Eine hohe Sektorenkopplung, wie im Szenario C2035 bedingt zwar eine höhere Stromnachfrage – beispielsweise 15 GW mehr im Bereich der Haushaltswärmepumpen im Gegensatz zu Szenario A2035 – der Stellenwert sonstiger regenerativer Wärmeerzeugung sinkt jedoch. Anders verhält es sich in Szenarien mit einer geringeren Sektorenkopplung in welchen die Erzeugung regenerativer Wärme, beispielsweise durch KWK-Prozesse, wertvoller wird.

Zu Frage 30: Halten Sie einen gemeinsamen Szenariorahmen Strom/Gas für sinnvoll?

sowie

Zu Frage 31: Halten Sie einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom/Gas für sinnvoll?

Zusammenfassung zu Frage 30 und 31:

- Aufgrund der Konsistenz der Szenarien ist perspektivisch die Harmonisierung des Szenariorahmens für die Netzentwicklung für das Strom- und Gasnetz sinnvoll.
- Allerdings sollten die Netzentwicklungspläne für das Strom- und Gasnetz weiterhin getrennt erarbeitet werden. Ein gemeinsamer Netzentwicklungsplan wäre sehr komplex und daher auch die Einbindung von öffentlichen Akteuren und der Zivilgesellschaft nicht geeignet.

Europäischer Rahmen

Zu Frage 32: Halten Sie die vorgeschlagene Zuordnung aller nationalen Szenarien zu einem europäischen Szenario für angemessen?

sowie

Zu Frage 33: Welches Szenario halten Sie für am geeignetsten?

Zusammenfassung zu Frage 32 und 33:

- Nach Ansicht des BEE ist die vorgeschlagene Kopplung der nationalen Szenarien an das europäische Szenario National Trends nicht geeignet, um ausreichend ambitionierte Szenarien im Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber abzubilden. Dem Szenario National Trends liegt die Berücksichtigung der nationalen Energie- und Klimapläne zu Grunde, daher ist dieses nicht kompatibel mit der Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens.
- Der BEE hält das Szenario Distributed Energy des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 des Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für am geeignetsten, um den notwendigen Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes abzubilden. Das C2035 Szenario des Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber sollte sich daher mindestens am Distributed Energy Szenario orientieren.

Zu Frage 34: Halten Sie die vorgeschlagenen zusätzlichen Interkonnektoren für angemessen?

Zusammenfassung zu Frage 34:

- Die europäischen Ausbauprojekte des TYNDP 2020 werden voraussichtlich von ENTSO-E im ersten Quartal 2020 veröffentlicht und sollten im Szenariorahmen berücksichtigt werden.

Sensitivitäten

Zu Frage 35: Halten Sie die Berücksichtigung einer Sensitivität zum North Sea Wind Power Hub für sinnvoll?

Zusammenfassung zu Frage 35:

- Die Sensitivität zum North Sea Wind Power Hub im Szenario C2035 ist sinnvoll und sollte beibehalten werden.

- Wünschenswert wäre eine ergänzende Einordnung der Übertragungsnetzbetreiber, wie der North Sea Wind Power Hub im Marktmodell berücksichtigt wird, da dieses Konzept Verbindungen zu elektrischen Nachbarländern vorsieht. Insbesondere sollte der Umgang mit den Kapazitäten für den Europäischen Stromhandel auf diesen transnationalen Verbindungsleitungen dargelegt werden.

Zu Frage 36: Gibt es andere Sensitivätsberechnungen, die Sie für den Netzentwicklungsplan als sinnvoll erachten?

Zusatz-Sensitivität 1: Preiselastischer konventioneller Erzeugungssockel

Als zusätzliche Sensitivität schlagen wir eine Flexibilisierung des konventionellen Erzeugungssockels vor. Im Bericht über die Mindestenerzeugung⁷ wird ein preisunelastischer konventioneller Erzeugungssockel von heute ca. 18,4 GW bis 24,3 GW ausgewiesen, von dem nur rund 4 GW bis 7,5 GW die technische Mindestenerzeugung der Kraftwerke darstellt. Der konventionelle Erzeugungssockel beträgt ca. 15 GW und reagiert heute nicht auf Marktsignale. In der Sensitivität sollte der konventionelle Erzeugungssockel zumindest zum Teil preiselastisch modelliert werden (z.B. 40 – 50% preiselastisch). Da der Erzeugungssockel auch mit dem Marktaustritt von konventionellen Kraftwerken abnimmt, sollte die Höhe des Sockels im Verhältnis mit der fortschreitenden Abschaltung sinken.

Zusatz-Sensitivität 2: Variation des TYNDP-Szenario

Wir empfehlen, im Szenariorahmen nicht das TYNDP-Szenario „National Trends“ zugrunde zu legen (siehe Frage 31 und 32). Sollte entgegen dieser Empfehlung das Szenario „National Trends“ die Grundlage des Szenariorahmens darstellen, so bietet sich eine Sensitivität an, die in einem oder mehreren Szenarien (B2035, C2035) das TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ verwendet.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

+49 30 275 81 70 – 0

info@bee-ev.de

Bernhard Strohmayer
Referent für Energiemärkte und Mobilität
+49 30 275 81 70 – 22
bernhard.strohmayer@bee-ev.de

⁷ BNetzA (09/2019) | Bericht über die Mindestenerzeugung 2019 | t1p.de/2eeg