

## **BEE-Stellungnahme**

zum Szenariorahmen für den  
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)  
(Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber)  
vom 10. Januar 2018

Berlin, 19. Februar 2018



## Inhaltsverzeichnis

1.	Vorbemerkung .....	3
2.	Antworten in Bezug auf das Begleitdokument zur Konsultation .....	4
	I. Konventionelle Erzeugung .....	5
	II. Erzeugung von Erneuerbaren Energien .....	7
	III. Stromverbrauch und Jahreshöchstlast .....	8
	IV. Sektorenkopplung und Flexibilisierung .....	10
	V. Batteriespeicher .....	11
	VI. Klimaschutzziele .....	11
	VII. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel .....	12
	VIII. Sensitivitäten .....	13
3.	Wissenschaftliche Begleitarbeiten .....	13

## 1. Vorbemerkung

Zentraler Treiber für die Energiewende, den Netzausbau und die Bemühungen zur Minderung des Ausstoßes von Treibhausgasen ist das Ziel, die Erderwärmung auf ein verkräftbares Maß zu begrenzen. In § 12a EnWG „Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung“ heißt es, dass der Szenariorahmen die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdeckt. Die deutsche Politik hat sich mehrfach zum Pariser Klimaschutzabkommen bekannt. Im aktuellen Koalitionsvertrag heißt es: *„Wir bekennen uns zu den national, europäisch 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 Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen und spätestens in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts weltweit weitgehende Treibhausgasneutralität zu erreichen.“*

Vor diesem Hintergrund ist es mehr als verwunderlich, dass keines der vorgelegten Szenarien geeignet ist, die Anforderungen des Pariser Klimaschutzabkommens zu erfüllen. Da auch Verzögerungen im Netzausbau die Erreichung von Klimaschutzzielen verhindern können, ist es empfehlenswert bei der Gestaltung des Szenariorahmens dafür Sorge zu tragen, dass der Politik alle Handlungsoptionen erhalten bleiben. Ein im Jahr 2030 leicht überdimensioniertes Netz wäre trotzdem robust, da es in den folgenden Jahren auf jeden Fall gebraucht würde. Daher sollten alle Szenarien deutlich hin zu mehr Erneuerbare Energien-Ausbau korrigiert werden. Insbesondere Szenario A bildet vor diesem Hintergrund keine wahrscheinliche Entwicklung ab.

### **Der BEE schlägt folgende Spreizung der Szenarien vor:**

- Szenario A: Klimaerwärmung bis max. 2,5°C
- Szenario B: Erreichung des 2°C Ziels
- Szenario C: Klimaerwärmung unter 2°C

Der Grad der Erderwärmung hängt nicht von der Höhe des Treibhausgasausstoßes in einem Jahr ab, sondern von der kumulierten Gesamtemission. Aus diesem Grund müssen Abschätzungen zur Erreichung von Klimaschutzzielen über den Budgetansatz und nicht über prozentuale Minderungen des Treibhausgasausstoßes erfolgen, um aussagekräftig zu sein.

- Alle Annahmen zur Erreichung von Klimaschutzzielen bzw. zur Minderung der Treibhausgasemissionen müssen über den Budgetansatz erfolgen.
- Da es bisher auf internationaler Ebene keine Einigung darüber gibt, wie das möglicherweise verbleibende globale Emissionsbudget auf die einzelnen Staaten allokiert werden soll, sollte zwischenzeitlich mit dem Pro-Kopf-Ansatz gearbeitet werden. Dieser ist für Deutschland tendenziell vorteilhaft. Der Verteilschlüssel nimmt die Aufteilung des verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets auf der Grundlage einer globalen Pro-Kopf-Verteilung mit aktuellem Bevölkerungsstand vor. Demnach stünden Deutschland

(2015: ca. 1,1% der Weltbevölkerung) etwa 9,9 Mrd. t CO<sub>2</sub> zur Emittierung zur Verfügung.<sup>1</sup>

Es ist zu erwarten, dass in Zukunft errichtete Erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen) systemdienlicher ausgelegt werden als bisher. Das EE-Portfolio im Zielzeitraum ist daher nur bedingt mit dem heutigen vergleichbar, u. a. weil ältere, wenig systemdienliche EE-Anlagen durch neue ersetzt werden.

- Die Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2030 muss zusammen mit Speichern, Sektorenkopplung und der fortschreitenden Digitalisierung der Energiewirtschaft gedacht werden.

Anhand der Leitfragen des Begleitdokuments werden die oben genannten Gedanken in der Stellungnahme wieder aufgegriffen und konkretisiert.

Ein Aspekt, der im Begleitdokument nicht explizit abgefragt wurde, aber große Relevanz hat, ist die Erweiterung des NOVA Prinzips. Obwohl die Anwendung des NOVA Prinzips seit längerem Bestandteil der Netzplanung ist, wie sie beispielsweise in der Agora Energiewende Studie "Toolbox für die Stromnetze"<sup>2</sup> diskutiert wird.

## 2. Antworten in Bezug auf das Begleitdokument zur Konsultation

*Frage 1: Wie stehen Sie dazu, dass durch eine Erhöhung der Anzahl und Variation bestimmter Inputparameter zwar die Gestaltung der Szenarien optimiert, aber die Erkenntnis über die Auswirkungen einzelner Inputparameter für den Netzausbau erschwert wird?*

Die Ermittlung von Netzausbaubedarfen für zukünftige Zeitpunkte ist immer mit Unsicherheit behaftet und stark abhängig von den grundsätzlichen Annahmen zu Erzeugung und Last. Es ist daher zielführend, sich auf relativ wenige Szenarien zu konzentrieren, aber dafür deren Eingangsgrößen möglichst exakt zu beschreiben und verwendete Methoden, Werte und Quellen vollständig zu veröffentlichen. Die Berücksichtigung vieler Eingangsgrößen erschwert zwar Rückschlüsse auf die Wirkung einzelner Parameter, ist jedoch aufgrund der Komplexität und der Transparenz von Netzplanungsprozessen nötig.

Zur Steigerung der Nachvollziehbarkeit bei der Ermittlung der Netzplanung und die Verbesserung der öffentlichen Wahrnehmung ist es vorteilhaft, dass Inputparameter in Form von Sensitivitätsanalysen variiert werden. Durch Sensitivitätsanalysen ist es möglich zu erkennen, ob der jeweils variierte Parameter potenziell zu einer wesentlichen Änderung des Netzausbaus führen könnte. Die Variation von Inputparameter sollte jedoch in Größenordnungen erfolgen, die wahrnehmbar sind. Im vorgelegten Szenariorahmen ist die Variation der wichtigen Parameter Wind, PV und Braunkohle zwischen den Szenarien B 2030 und C 2030 marginal. Weitere Ausführungen zum Bedarf von Sensitivitätsanalysen finden sich in der Antwort auf Frage 25.

---

<sup>1</sup> Vgl. WWF 2016, S. 38ff

<sup>2</sup> <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/471/Toolbox+f%C3%BCr+die+Stromnetze/>

## I. Konventionelle Erzeugung

*Frage 2: Sind Sie mit der Ermittlung der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer für konventionelle Kraftwerke einverstanden? Halten Sie eine kürzere oder längere technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer für angemessen?*

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. Es gibt allerdings deutliche Anzeichen dafür, dass das hinterlegte Marktmodell einen durch EE-Erzeugung geprägten Energiemarkt nur unzureichend abbildet. Wir gehen davon aus, dass in einem funktionierenden Marktmodell die wirtschaftliche Lebensdauer konventioneller Kraftwerke geringer ist als die technische.

Im Zieljahr des diskutierten Szenariorahmens 2030 wird die hohe Einspeisung Erneuerbarer Energien die maßgebende Größe am Strommarkt darstellen. Zu diesem Zeitpunkt – aber auch bereits im vorhergehenden Jahrzehnt – geht es nicht mehr nur um eine Marktintegration von Erneuerbaren Energien, sondern vielmehr um deren Auswirkung auf andere Marktteilnehmer. Erneuerbare Energien sind in Zukunft die treibende und marktgestaltende Größe. Die wirtschaftliche Lebensdauer von flexiblen Kraftwerken sollte dabei höher bewertet werden als jene unflexiblere Grundlastkraftwerke.

Der konventionelle Kraftwerkspark wird sich nicht nur aufgrund von Marktgegebenheiten oder technischen Lebensdauern verändern, sondern wird auch von nicht marktlichen oder technischen Einflüssen abhängen, wie beispielsweise regulatorischen Veränderungen oder politischen Entscheidungen. Daher sollten zusätzlich zum Ergebnis der Marktsimulation Kraftwerke mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Markt genommen werden, um unter anderem die Kapazitäts- und Klimareserve sowie die Wahrscheinlichkeit eines Kohleausstiegsplans der Bundesregierung zu berücksichtigen.

*Frage 3: Wie beurteilen Sie die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke und KWK-fähigen Gaskraftwerke?*

Die Vorschläge sind zu begrüßen. Es sollte aber darauf geachtet werden, dass der Betrieb der Power-to-Heat (PtH) und Speichieranlagen netzausbauvermeidend erfolgt. PtH-Anlagen sollen zu Zeiten hoher Einspeisung durch Erneuerbare Energie genutzt werden und konventionelle Wärmeenergie verdrängen. Speicher sollen in Zeiten hoher Last ausspeisen. Aufgrund dieser Betriebsweise sollen die PtH-Anlagen und Speicher nicht in die Berechnung der Jahreshöchstlast einfließen.

Die Größe und geografische Lage der KWK-Anlagen sollte anhand der Wärmesenken gewählt werden – also insbesondere an Orten mit dichter Bebauung und hohem Altbaubestand bzw. gewerblicher / industrieller Wärmenachfrage.

*Frage 4: Ist die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Methodik zum Ersatz für aus dem Markt ausscheidende KWK-fähige Kraftwerke angemessen? Mit welchen Power-to-Heat-Technologien soll dieser Ersatz realisiert werden? In welcher Höhe sollten dabei Effizienzsteigerungen im Wärmesektor angenommen werden?*

Für den Zeitraum bis 2030 ist die Methodik zu begrüßen, da zur Erreichung der Klimaziele zunächst nur noch hochflexible Kraftwerke gebaut werden sollten, deren Wirkungsgrad durch

die Nutzung von Abwärme überdurchschnittlich hoch ist. Ein wesentlichen zusätzlichen Beitrag zur Flexibilitätserhöhung an diesen Kraftwerken stellt der Einsatz von PtH dar.

- Bei der Umsetzung ist Variante 1 generell zu bevorzugen.
- Das Vorgehen in Szenario C sollte durch eine Marktmodellierung auf Konsistenz geprüft werden.
- Dort, wo es möglich ist, sollten Großwärmepumpen verwendet werden. Ansonsten ist der Einsatz von Elektrodenkesseln vorzusehen.

Im Wärmesektor gehen wir von Effizienzsteigerungen in Höhe von 25% bis zum Jahr 2030 und einem Gesamtwärme und –kältebedarf (inkl. Raumwärme, Trinkwarmwasser und Prozesswärme) von 912 TWh aus.

***Frage 5:** Ist es sinnvoll innerhalb des Szenariorahmens eine Diskussion über die Versorgungssicherheit zu führen? Ist dieses Thema von Relevanz für den Netzausbaubedarf?*

Nein, da die Versorgungssicherheit keinen unmittelbaren Einfluss auf den Netzausbau hat. Die Debatte zu Versorgungssicherheit sollte an anderer Stelle geführt werden und gegebenenfalls als Ergebnis in die Szenariogestaltung einfließen. Es muss die Frage klären, wie in Zeiten geringer Einspeisung aus Erneuerbarer Energie und unter Nutzung aller verfügbaren Flexibilitäten und Speicher, die Deckung der Last sichergestellt wird. Da in solchen Knappheitssituationen auch die reduzierte Last zur Lösung der Versorgungssicherheitsfrage beitragen muss und dies weitgehend durch Marktpreissignale erfolgen kann, ist ein starker Anstieg der Jahreshöchstlast nicht zu erwarten. Für die europäische Betrachtung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit könnten beispielsweise die Arbeiten des Pentalateralen Forums als Grundlage dienen.

Zudem sind die im vorliegenden Dokument verwendeten Methoden nicht Stand der wissenschaftlichen Diskussion. Die Leistungsbilanz sollte zukünftig durch die Anwendung probabilistischer Methoden ermittelt werden.

***Frage 6:** Teilen Sie die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere zu den Verfügbarkeitsquoten der Erneuerbaren Erzeugung, dem Lastmanagementpotential und der Zurückhaltung gegenüber Stromimporten aus dem Ausland?*

Wie unter Frage fünf erläutert, sollte das Thema Versorgungssicherheit weder separat behandelt, noch Teil des NEP-Prozesses werden. In einem gesonderten Prozess sollte die Anlagenverfügbarkeit zum Zeitraum der Jahreshöchstlast herangezogen werden. Anlagen mit Wärmeauskopplung haben zu dieser Zeit einen sehr hohen Anreiz in Betrieb zu sein (Wärmelieferverträge und hohe Strompreise).

Dies gilt insbesondere für Biogasanlagen, bei denen der Ausfall der Wärmeversorgung zu einer schweren Schädigung der biologischen Prozesse führt.

Auch für elektrische Speicher gibt es starke wirtschaftliche Anreize in diesem Zeitraum verfügbar zu sein, da hohe Erlöse zu erwarten sind.

Bei Anlagen mit Wärmeauskopplung und für Speicher sollte die Verfügbarkeit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast mit 95 Prozent angenommen werden.

Im Vorschlag für den Szenariorahmen wird das Lastreduktionspotenzial viel zu niedrig angesetzt. Da eine Lastverschiebung von einigen Stunden die Jahreshöchstlast deutlich reduzieren kann und Gesamtkosten des Versorgungssystems dadurch deutlich reduziert werden können, ist davon auszugehen, dass es regulative und marktliche Anreize zur Lastverschiebung geben wird. Bei der Ermittlung des Lastminderungspotenzials sollte daher neben den Industrieanwendungen auch Lastmanagement durch Haushaltsspeicher, Wärmepumpen und E-Mobilität berücksichtigt werden. Aggregatoren haben bereits Produkte für diese Bereiche entwickelt. Von einer hohen Marktdurchdringung der benannten Lösungen ist durch die fortschreitende Digitalisierung auszugehen.

- Alle PtX-Anwendungen sollten in das Lastverschiebungspotenzial einfließen.
- E-Mobilität sollte zu 70% als Lastverschiebungspotenzial angenommen werden.
- Wärmepumpen sollten zu 50% als Lastverschiebungspotenzial angenommen werden.
- Der Beitrag von Batteriespeicher zum Lastmanagement ist wesentlich höher anzusetzen.

## II. Erzeugung von Erneuerbaren Energien

*Frage 7: Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 50,5% (Szenario A 2030) über 54,3% (Szenario B 2030) bis 54,8% (Szenario C 2030) für angemessen? Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen jährlichen Zubauraten (insbesondere die angenommene Realisierungswahrscheinlichkeit der bezuschlagten EE-Anlagen) für angemessen?*

Der Anteil Erneuerbarer Energie am Stromverbrauch wird wie folgt zugrunde gelegt::

- Szenario A: 65 Prozent (gemäß Koalitionsvertrag)
- Szenario B: 65 Prozent (gemäß Koalitionsvertrag)
- Szenario C: 70 Prozent (begrenzung der Erderwärmung < 2°C)

Im aktuellen Koalitionsvertrag wird für das Jahr 2030 ein Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energie angestrebt. Das Ziel ist an die Bedingung geknüpft, dass der Netzausbau dies zulässt. Würden die ÜNB einen geringeren EE-Anteil annehmen und den Netzausbau entsprechend planen, wäre dies eine politische Einflussnahme, die dem gesetzlichen Auftrag laut EnWG direkt zuwider liefe.

*Frage 8: Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern angekündigte Fortschreibung der Methode zur Regionalisierung der regenerativen Erzeugung für sinnvoll?*

Die Ausschreibungsergebnisse zeigen das die bisher angewendete Methode erheblichen Verbesserungsbedarf aufweist. Ein erster Schritt zur Verbesserung könnte der Abgleich mit den Annahmen aus den NAP der VNB bringen. In einem zweiten Schritt könnte die Einbindung der Projektierer in die Prognose des regionalen Zubaus erfolgversprechend sein.

**Frage 9:** Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Vorgehensweise zur Bestimmung des Anlagenrückbaus (Wind Onshore und PV) für sachgerecht? Sind die angenommenen durchschnittlichen Lebensdauern der Anlagen sowie der Zeitverlauf auf Grundlage der Weibull-Verteilung realistisch?

Wir empfehlen die Methodik aus dem Barometer der Energiewende 2017 von Fraunhofer IEE (IWES) für den Ersatz von EE-Anlagen zu verwenden<sup>3</sup>.

Es ist nicht nachzuvollziehen, warum in den Szenarien unterschiedliche Sterberaten angenommen werden. Für PV sollten generell 25 Jahre und für Wind 24 Jahre angenommen werden.

**Frage 10:** Wie beurteilen Sie die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber bei der Prognose von Wind Offshore? Ist die Aufteilung der prognostizierten Leistung Wind Offshore zwischen Nord- und Ostsee sinnvoll?

Die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber fallen zu gering aus und sollten sich an die von den Küstenländern im Cuxhavener Appell<sup>4</sup> genannten Zahlen von 20 GW im Jahr 2030 und 35 GW im Jahr 2035 orientieren. Auch in Zukunft werden Offshore-Windparks von professionellen Akteuren errichtet. Daher ist mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit und der Einhaltung der Zielkorridore zu rechnen.

### III. Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

**Frage 11:** Wie bewerten Sie die im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene regionale und sektorspezifische Methodik zur Ermittlung des Stromverbrauchs und dessen Höhe?

Wie aus den historischen Daten hervorgeht, wird die Stromnachfrage stark von den Faktoren Wetter und Konjunktur beeinflusst (z.B. geringer Stromverbrauch im Jahr 2014). Für die konjunkturbedingten Nachfrageschwankungen sollten aus Tabelle 18 des Szenariorahmens (2030/2019) regionale Gewichtungsfaktoren abgeleitet und in die Regionalisierung der Nachfrage einbezogen werden.

Die Methodik zur Berücksichtigung der Power-to-X Technologien ist aus unserer Sicht sehr gelungen und gut nachvollziehbar. An dieser Stelle möchten wir ein ausdrückliches Lob aussprechen.

Die Höhe des zugrunde gelegten Stromverbrauches fällt aus unserer Sicht jedoch deutlich zu niedrig aus. Die Wahl des Jahres 2014 ist unglücklich, da es hier sowohl einen wetter- als auch konjunkturbedingten Rückgang der Stromnachfrage gab.

Treiber für den Umbau des Energieversorgungssystems ist die Bemühung, die Erderwärmung zu begrenzen. Wie bereits in der Einleitung dargelegt, können Abschätzungen zur Erreichung dieses Zieles nur über den Budgetansatz erfolgen, da letzten Endes die Gesamtmenge der in der Atmosphäre vorhandenen klimarelevanten Gase über die Höhe der Erderwärmung entscheidet. Eine Reduzierung der THG-Emissionen kann letztlich nur über die Reduktion des

---

<sup>3</sup> <https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer.html>

<sup>4</sup> Cuxhavener Appell <https://goo.gl/Bx8Dst>

Energieverbrauches und die Umstellung auf CO<sub>2</sub>-freie oder -neutrale Energiequellen erfolgen. Da bei der Reduktion des Energieverbrauchs bisher kaum Erfolge erzielt wurden, muss in der Konsequenz der Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler Energiequellen deutlich erhöht werden, um die Klimaziele einhalten zu können. Dies bedeutet, dass alle Sektoren verstärkt auf Strom aus Wind- und PV-Anlagen zurückgreifen müssen und die Biomassepotenziale nachhaltig und intersektoral genutzt werden.

Wir gehen von einem Bruttostromverbrauch von 650 TWh im Jahr 2030 aus. Zwischen den Szenarien A und B kann der Stromverbrauch variiert werden, wobei in beiden Szenarien ein EE-Anteil von 65% im Jahr 2030 erreicht werden sollte.

*Frage 12: Erachten Sie die Auswahl und die Auswirkungen der unterschiedlichen Treiber je nach Szenario für den Stromverbrauch als angemessen?*

Der Auswahl der Treiber stimmen wir grundsätzlich zu. Deren Auswirkungen werden jedoch unterschätzt. Wir gehen insgesamt von einer deutlich höheren Stromnachfrage bei höherer Flexibilität aus.

*Frage 13: Erachten Sie die Auswahl und die Auswirkungen der unterschiedlichen Energieeffizienzfaktoren je nach Szenario für den Stromverbrauch als angemessen?*

Eine Steigerung der Energieeffizienz um 5 Prozent (wie im Szenarion C zugrunde gelegt) erscheint uns deutlich zu hoch. Als maximaler Wert sollten 2,5 Prozent angenommen werden. Eine Unterschätzung der Effizienzsteigerung ist generell als robuster (und einfacher zu korrigieren) anzusehen als eine Überschätzung.

*Frage 14: Wie bewerten Sie die im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Methodik zur Ermittlung der Jahreshöchstlast und deren Höhe? Ist der Einfluss der zunehmenden Sektorenkopplung (insbesondere der deutliche Anstieg von E-Mobilität und Wärmepumpen) angemessen berücksichtigt?*

Wir halten das von den ÜNB vorgeschlagene Vorgehen für ungeeignet.

Da die Jahreshöchstlast neben der maximalen Produktion und den Stromtransiten die wichtigste Größe für die Ermittlung des Netzausbaubedarfes ist, verwundert es, dass ihr lediglich 12 Zeilen Text gewidmet werden. Diese bilden zudem nicht den Stand der wissenschaftlichen Diskussion zum Thema ab.

Ebenfalls nicht berücksichtigt wird, dass nahezu alle neuen Geschäftsmodelle im Energiehandel auf die Erbringung von Flexibilität fokussieren, obwohl sie heute noch oft durch den regulatorischen Rahmen in ihrer Leistungsfähigkeit eingeschränkt werden. Es ist zu erwarten, dass dem Energiemarkt im Jahr 2030 ein großes Flexibilitätspotenzial zur Verfügung steht. Da die Reduzierung der Jahreshöchstlast erheblich von der Volkswirtschaft zu tragende Kosten vermeidet, muss davon ausgegangen werden, dass der regulatorische Rahmen zunehmend mehr Anreize schafft, Flexibilitätspotentiale zu heben und die Jahreshöchstlast zu senken. Wir gehen davon aus, dass:

- PtX-Anwendungen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast komplett abgeschaltet sind.

- Elektromobilität im Zieljahr in der Lage ist, die Ladeleistung bis zu 70% zu verschieben.
- Batterien im Jahr 2030 regulatorisch und betriebstechnisch in der Lage sind, 70% der installierten Leistung zur Lastreduktion (Eigenverbrauch/ Ausspeisung) beizutragen.
- Wärmepumpen zu 50% mit Speicher und Zusatzheizungen (z.B. Pelletöfen) ausgestattet sind und eine Lastverschiebung von sechs Stunden ermöglichen.
- das Lastverschiebungspotenzial der Industrie deutlich zunimmt und zur Senkung der Jahreshöchstlast zur Verfügung steht.

Aufgrund der besonderen Bedeutung der Jahreshöchstlast fordern wir eine genauere Betrachtung dieses Themas. Wichtige Größen zur Beurteilung sind in diesem Zusammenhang:

- das Marktmodell (Modellierung der Börsenpreise während dieser Stunden)
- Untersuchungen über die Prognostizierbarkeit der Jahreshöchstlast
- Zeitpunkt, Dauer und Strompreis (beispielweise der acht Tage mit der höchsten Last der vergangenen Jahre, wenn möglich ergänzt um die jeweilige Durchschnittstemperatur und EE-Erzeugung).

#### IV. Sektorenkopplung und Flexibilisierung

*Frage 15: Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen dem Grunde und der Höhe nach für realistisch? Sollte das von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellte Flexibilitätspotenzial je nach Region unterschiedlich abgebildet werden?*

Aufgrund der besonderen Bedeutung der Jahreshöchstlast fordern wir eine genauere Betrachtung dieses Themas, auch in Bezug auf Flexibilitätsoptionen, die zur Senkung der Jahreshöchstlast beitragen (siehe Frage 14). Aus unserer Sicht bildet vor allem das Szenario A den Beitrag von Flexibilitätsoptionen unzureichend ab.

Es ist sinnvoll, das Flexibilitätspotenzial je nach Region unterschiedlich abzubilden.

*Frage 16: Wie beurteilen Sie den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichzeitigkeitsfaktor des Strombezugs im Rahmen der Elektromobilität und der Wärmeversorgung privater Haushalte?*

Zum Kapitel 5.12 des Szenariorahmens:

Grundsätzlich: Transparenz bedeutet nicht Vereinfachung, sondern Nachvollziehbarkeit der Annahmen. Wer transparent sein will, sollte seine Modelle und Eingangsdaten als Open Source zur Verfügung stellen.

Wir gehen davon aus, dass das Energieversorgungssystem der Zukunft darauf ausgelegt ist, das Dargebot CO<sub>2</sub>-neutraler Energie so weitreichend zu nutzen wie möglich. Daher wäre die Glättung der Lastkurve nur dort sinnvoll, wo sie einer besseren Auslastung der vorhandenen Infrastruktur dient. Ein Modell, das generell auf Lastglättung optimiert ist, sollte nur in Stunden hoher konventioneller Erzeugung angewendet werden, da es sonst zur Überschätzung des Netzausbaubedarfs führen würde.

Wir gehen weiterhin davon aus, dass auch der Strombezug für Elektromobilität und der Wärmeversorgung privater Haushalte über Aggregatoren gemanagt wird. Es sollten also dieselben Annahmen wie im Kapitel 7.2. Lastmanagement zugrundeliegt werden.

*Frage 17: Sind die von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellten Betrachtungen zu Power-to-X Anlagen dem Grunde und der Höhe nach angemessen?*

Ja.

## V. Batteriespeicher

*Frage 18: Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen PV-Speicher dem Grunde und der Höhe nach für realistisch?*

Die Annahmen zu PV-Speichern, bzw. Speichern kleiner 30kW aus der Tabelle des Begleitdokuments der Konsultation für die Zieljahre 2030 und 2035 sind sinnvoll und realistisch. Die Annahmen sollten in den Szenariorahmen aufgenommen werden.

Die Annahmen in Szenario A sind jedoch nicht konsistent.

*Frage 19: Sind die von der Bundesnetzagentur dargestellten Betrachtungen des BVES zu PV-Speichern und Großbatteriespeichern (> 1 MW) dem Grunde und der Höhe nach angemessen?*

Ja, die Einteilung ist nachvollziehbar. Es besteht aber immer noch der Eindruck, dass die Möglichkeiten von durch Aggregatoren optimierten Kleinspeichern hinsichtlich Flexibilität und Systemdienstleistungen unterschätzt wird.

## VI. Klimaschutzziele

*Frage 20: Wie beurteilen Sie die CO<sub>2</sub>-Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber/des Umweltbundesamts und der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Vorgabe des Klimaschutzplans 2050?*

Die CO<sub>2</sub>-Berechnungen sollten grundsätzlich über einen Budgetansatz erfolgen, da eine Beurteilung hinsichtlich der Erderwärmung sonst nur durch ergänzende Berechnungen möglich wäre (siehe Einleitung). Es sollte nicht der Eindruck erweckt werden, dass der Klimaschutzplan 2050 kompatibel zu den Anforderungen des Pariser Klimaabkommens sei.

Das Szenario C2030 sollte so ausgestaltet werden, dass es mit den Zielen des Paris-Abkommens kompatibel ist. Für das Sektorziel 2030 würde dies mindestens eine Emissionsminderung von 75 Prozent im Jahr 2030 gegenüber 1990 bedeuten. Das Budget würde sich dann von aktuell 184 Mio. t. auf 114 Mio. t CO<sub>2</sub> verringern. Alternativ könnte das Klimaschutzszenario 95 des BMUB mit 113 Mio. t im Jahr 2030 herangezogen werden.

Im Klimaschutzplan 2050 heißt es unter 5.1.:

„Die Bereitstellung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien durch den Energiesektor kann nur in dem Maße einen Anteil zur Dekarbonisierung anderer Sektoren

leisten, in dem der Umstieg auf erneuerbare Energien gelingt. Dabei gilt: Erstens muss der Energiebedarf in allen Sektoren deutlich und dauerhaft verringert werden („Efficiency First“), zweitens findet eine direkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Sektoren statt, soweit möglich und ökonomisch sinnvoll, drittens wird Strom aus erneuerbaren Quellen für Wärme, Verkehr und Industrie effizient eingesetzt (Sektorkopplung). Aus der Forderung, dass nur Erneuerbarer Strom zur Dekarbonisierung anderer Sektoren herangezogen werden darf, folgt für den NEP Prozess, dass diese Mengen vom Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung abgezogen werden müssen. Hieraus darf aber nicht abgeleitet werden, dass dem Stromsektor zusätzliche CO<sub>2</sub>-Mengen angerechnet werden dürfen.

Zur Einhaltung des Paris-Abkommens in Deutschland wäre außerdem ein vollständiger Kohleausstieg bis spätestens 2035 notwendig.

Deutschland hätte selbst das aus dem vorliegenden Szenarioentwurf ableitbare, vorteilhafte Pro-Kopf-Budget an CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits deutlich vor 2030 aufgebraucht. In den folgenden Jahren würde sich dadurch ein negativer CO<sub>2</sub>-Ausstoß ergeben, was bedeutet, dass CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entfernt werden müsste.

*Frage 21: Ist die verbindliche Vorgabe eines CO<sub>2</sub>-Ziels sinnvoll? Ist die Vorgabe entsprechender Instrumente, die in der Marktmodellierung zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Ziels unterstellt werden sollen, sinnvoll?*

Eine verbindliche Vorgabe eines CO<sub>2</sub>-Ziels ist unbedingt notwendig. Für das Szenario C2035 sollte darüber hinaus mindest eine lineare Degression der Emissionen zugrunde gelegt werden. Zudem sollte der vollständige Verzicht auf Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten zugrundegelegt werden.

Die Vorgabe von entsprechenden Instrumente, die in der Marktmodellierung zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Ziels unterstellt werden, ist zwingend notwendig, um das CO<sub>2</sub>-Budget einzuhalten.

Um unrealistischen Verzerrungen im Modell zu begegnen, sollte für den europäischen Raum ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis eingeführt werden. Dies sollte für diejenigen Länder, die ergänzende CO<sub>2</sub>-Preise (Steuern, Abgaben oder ähnliches) eingeführt haben oder diese einführen wollen (UK, Frankreich, Schweden, Schweiz und Deutschland), berücksichtigt werden.

*Frage 22: Welche der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Ansätze für die Modellierung der nationalen CO<sub>2</sub>-Klimaschutzziele halten Sie für realistisch?*

Keinen.

## VII. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel

*Frage 23: Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung sämtlicher nationalen Szenarien zu einem einzigen europäischen Szenario für angemessen?*

Wir halten es nicht für angemessen, aber in Ermangelung geeigneter alternativer Szenarien für die beste Lösung.

*Frage 24: Erachten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten Werte für die Übertragungskapazitäten der Anrainerstaaten mit Deutschland als angemessen?*

Diese Frage kann aufgrund mangelnder Aufbereitung und Veröffentlichung der Daten nicht beantwortet werden.

### VIII. Sensitivitäten

*Frage 25: Werden Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 als sinnvoll erachtet?*

Durch Sensitivitätsanalysen ist es weiterhin möglich zu erkennen, ob einzelne variierte Parameter innerhalb der Szenarien potenziell zu einer wesentlichen Änderung des Netzausbaus führen könnten. Die Variation von Inputparametern sollte jedoch in Größenordnungen erfolgen, die wahrnehmbar sind.

Im vorgelegten Szenariorahmen ist die Variation folgender Parameter sinnvoll:

- Höherer Anteil von Wind und PV zwischen den Szenarien B 2030 und C 2030
- Braunkohle zwischen den Szenarien B 2030 und C 2030 deutlicher gestalten
- Strombedarf der Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie

### 3. Wissenschaftliche Begleitarbeiten

Die Bundesnetzagentur sollte berechtigt erscheinende Vorschläge aus dem Konsultationsprozess, die nicht unmittelbar in die vorgeschlagenen Modelle oder Szenarien integriert werden können, als Forschungsfragen für wissenschaftliche Begleitarbeiten an geeignete Stellen, z. B. an das BMWi oder das BMBF weitergeben.

#### **Kontakt:**

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

Holger Loew, Leiter Infrastruktur und Technik  
030 275 81 70-17, Holger.Loew@bee-ev.de

Bernhard Strohmayer, Referent für Energiemärkte und Mobilität  
030 275 81 70-22, Bernhard.Strohmayer@bee-ev.de