

An

Bundesnetzagentur

Referat 613

Szenariorahmen

Postfach 80 01

53105 Bonn

Stellungnahme zum Szenariorahmen 2030 (Version 2019) und Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2030 (Version 2019)

1 Allgemeine Anmerkungen

Agora Energiewende begrüßt ausdrücklich das eingeleitete Konsultationsverfahren zum Szenariorahmen 2030 (Version 2019) und die neuen, erweiterten Formate zur Partizipation von Stakeholdern im Gesamtprozess. Hierzu zählen insbesondere die schriftliche Stakeholder-Konsultation in Form eines umfangreichen Fragebogens im September 2017 sowie der darauf fußende Expertenworkshop am 10. Oktober 2017 in Berlin.

Der aktuelle Entwurf des Koalitionsvertrages¹ betont die *Bedeutung des Ausbaus und der Modernisierung der Energienetze*. In diesem Kontext soll zudem ein ambitionierter Maßnahmenplan zur *Optimierung der Bestandsnetze und zum schnelleren Ausbau der Stromnetze* erarbeitet werden. Die Planung der Energienetze (Strom, Gas, Wärme) soll reformiert werden, und mit neuen Technologien und einer stärkeren Digitalisierung sollen die vorhandenen Netze höher ausgelastet werden. Zudem wird das Erneuerbare-Energien (EE)-Ziel auf 65% erhöht, ist eine stärkere regionale Steuerung der EE-Anlagen vorgesehen und wird ein Kohleausstieg anvisiert. Diese jüngsten politischen Festlegungen sind in dem vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2030 (Version 2019) naturgemäß noch nicht berücksichtigt.

Im Ergebnis bedeutet der Koalitionsvertrag, dass eine erhebliche Überarbeitung des Szenariorahmens notwendig ist, um aus dem Netzentwicklungsplan (NEP)-Prozess politisch verwertbare Ergebnisse zu generieren. Mit Bezugnahme auf den vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2030 (Version 2019) und das dazugehörige Begleitdokument bringt Agora Energiewende daher im Folgenden seine Kommentare ein.

¹ Entwurf KoalV (2018): *Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD.*

2 Einbindung von Sofortmaßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) in die Netzentwicklungsplanung

Der Koalitionsvertragsentwurf sieht einen „ambitionierten Maßnahmenplan zur Optimierung der Bestandsnetze“ vor². Hintergrund ist nicht nur die deutliche Zunahme von *Redispatch*- und Einspeisemanagement(EinsMan)-Kosten, sondern auch die Tatsache, dass der derzeitige NEP-Prozess hier eine Schwachstelle hat. Denn gemäß § 12a Abs. 1 EnWG beinhaltet der Szenariorahmen mindestens drei Entwicklungspfade, welche die mindestens nächsten zehn bis höchstens 15 Jahre umfassen. Ziel ist es hierbei, die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abzudecken. Der angesetzte Zeithorizont für das Zieljahr der Modellierung ist grundsätzlich sinnvoll, da Investitionen in die Netzinfrastruktur langfristige Planungssicherheit erfordern. Zudem müssen die Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen in sich konsistent sein, um ein robustes und stabiles Zielnetz zu gewährleisten.

Diese *statische – auf ein konkretes Zieljahr (in zehn oder 15 Jahren) zeitpunktbezogene – Betrachtung* vernachlässigt jedoch eine *volkswirtschaftliche Betrachtungsweise der Übergangsjahre*. Der Netzentwicklungsplan strebt eine Vermeidung von Netzengpässen (unter Anwendung des Drei-Prozent-Ansatzes) im Übertragungsnetz des jeweiligen Zieljahres an; die Kosten für *Redispatch*- und EinsMan-Maßnahmen in der Übergangsphase sind jedoch nicht Gegenstand der Analyse. Dies ist kritisch, da sich über die letzten Jahre (mit Ausnahme des windschwachen Jahres 2016) eine steigende Tendenz bei *Redispatch*- und Einspeisemanagement-Maßnahmen abgezeichnet hat, mit resultierenden jährlichen Kosten in Höhe von rund einer Milliarde Euro. Bis zur Inbetriebnahme der vorgesehenen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs(HGÜ)-Leitungen und vor Hintergrund des Kernenergieausstiegs im Jahr 2022 ist zusätzlicher Aufwand durch *Redispatch* und Einspeisemanagement zu erwarten. Um diesen zu verringern, ist es zweckmäßig, *Kurzfristmaßnahmen* – sog. *Ad-hoc-Maßnahmen* – in die volkswirtschaftliche Betrachtung zu integrieren. Darunter fallen schnell realisierbare Phasenschieber (Querregler) zur Lastflusssteuerung, die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile oder die Zubeseilung auf bestehenden Freileitungen (für eine ausführlichere Darstellung, siehe: Impulspapier „Optimierung der Stromnetze“ von Agora Energiewende³). Die flächendeckende Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen, die derzeit aus einer Vielzahl von Gründen nur zu einem Bruchteil umgesetzt ist, ermöglicht eine deutlich höhere Netztransportkapazität, wie Analysen gezeigt haben⁴.

Insbesondere der Einsatz von Querreglern kann unter bestimmten Voraussetzungen kurzfristig im Übergang stark belastete Leitungen entlasten und ökonomisch zweckmäßig sein, wenn die hierfür

² Entwurf KoA (2018): *Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD.*

³ Agora Energiewende (2017): *Optimierung der Stromnetze. Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten und zur Rettung der deutschen Strompreiszone.* Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/456/Optimierung+der+Stromnetze/>

⁴ Z.B. Consentec (2016): *Netzstresstest. Abschlussbericht.* 25.11.2016. Studie im Auftrag der TenneT TSO GmbH.

anfallenden CAPEX und OPEX geringer sind als die andernfalls anfallenden *Redispatch*- und Einspeisemanagementmaßnahmen (Opportunitätskostenansatz).

Im Rahmen des NEP Strom 2030, Version 2017 ist seitens der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur (BNetzA) erstmals die Anwendung und Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen diskutiert worden – ein guter Schritt in die richtige Richtung, den es weiter auszugestalten gilt. Die BNetzA hat neun der 13 vorgeschlagenen Ad-hoc-Maßnahmen – darunter vor allem lastflussteuernde Maßnahmen – innerhalb des Prüfungsprozesses genehmigt⁵. Dabei hat die BNetzA die wirtschaftliche Eignung jeder Maßnahme anhand eines Stützjahres 2023 geprüft und dabei die getroffenen Annahmen z.B. zum Erneuerbaren-Energien-Ausbau, zur Verbrauchslast und zur Entwicklung der Brennstoffkosten linear heruntergebrochen sowie den Netzausbau aus dem Bundesbedarfsplan-Monitoring abgeleitet⁶.

Vorschlag: Weitere Ausgestaltung der Einführung von Kurzfristmaßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) in der Netzentwicklungsplanung

- *Erweiterung der NEP-Berechnung um ein Stützjahr im Zeitraum von drei bis vier Jahren (z.B. 2023) zusätzlich zu den Vorgaben gemäß §12a Abs. 1 S. 2 EnWG, um an einzelnen neuralgischen Punkten im Netz Ad-hoc-Maßnahmen zu identifizieren, die im Übergang den Einsatz von Redispatch und Einspeisemanagement verringern.*
- *Transparente Darstellung des Opportunitätskostenansatzes als Nachweismethode.*
- *Verfeinerung der Methodik für die Annahmen in dem Stützjahr.*

3 Grundsätzlicher Änderungsbedarf beim Szenariorahmen 2030

Der Koalitionsvertragsentwurf wurde vor dem Hintergrund des schwierigen Prozesses der Umsetzung der im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus dem Jahr 2009 und der im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) – zuletzt geändert im Jahr 2016 – festgelegten Trassen formuliert. Insgesamt ergibt sich daraus ein Netzausbaubedarf von 7.700 Kilometern an Leitungen, davon wurden 3.050 Kilometer aus dem BBPIG im NEP als Netzverstärkung kategorisiert. Aus dem BBPIG sind gegenwärtig 150 Kilometer realisiert (von 5.900 Kilometern), aus dem EnLAG rund 750 Kilometer (was 40 Prozent der vorgesehenen EnLAG-Leitungen entspricht)⁷. Der Koalitionsvertragsentwurf betont die Notwendigkeit, die Energienetzplanung neu zu konzipieren, ***Innovation und Digitalisierung*** stärker zu berücksichtigen und mehr Strom durch das bestehende Netz zu transportieren.

Hintergrund dieser politischen Festlegungen ist, dass die aktuelle Logik des NEP-Prozesses automatisch zu mehr Netzausbau führt, je mehr Windkraft in Norddeutschland zugebaut wird. Für die Jahre 2030, 2035 und 2040 bedeutet der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens im Kern weitere Nord-Süd-HGÜ-Verbindungen. Alternative Entwicklungen und technische

⁵ BNetzA (2017): *Bedarfsermittlung 2017-2030. Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030*. Dezember 2017. S. 48ff.

⁶ Ebd.

⁷ BNetzA (2018): *Leitungsvorhaben*. Online verfügbar unter (abgerufen am 13.02.2018): https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=2

Innovationen für die Zeit nach der Inbetriebnahme der HGÜ-Leitungen aus dem BBPIG sind nicht Gegenstand der Betrachtung. Dies ist für den Zeitraum 2030 und danach nicht mehr angemessen – in einer Welt mit 65% Erneuerbare-Energien-Anteil im Jahr 2030 und voraussichtlich 80% Erneuerbare-Energien-Anteil im Jahr 2040, wie sie zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendig sein werden, **müssen auch *alternative Szenarien* angemessen untersucht werden.**

Der aktuell vorgelegte Szenariorahmen sollte daher an drei Stellen grundsätzlich erweitert bzw. verändert werden:

a) Aufnahme eines Alternativszenarios mit automatisierter Systemführung

Ab dem Jahr 2030 bietet das Fortschreiten der Digitalisierung Möglichkeiten im Zuge einer weiteren Automatisierung des Netzbetriebs. Automatisierte Steuerungseingriffe in Echtzeit durch **aktive Lastflusssteuerung** und einen **reaktiven, fehlerbasierten Redispatch** erlauben im fehlerfreien Normalbetrieb eine deutlich höhere Auslastung der Bestandsnetze. Eine Voraussetzung hierfür ist die notwendige Sensorik und Aktorik sowie mit kurzen Reaktionszeiten zur Verfügung stehende steuerbare Lasten und Erzeuger. Dies ist ausführlicher in der Studie „*Toolbox für die Stromnetze*“ von Agora Energiewende und Energynautics⁸ dargestellt. Als eine Erweiterung des NOVA-Prinzips⁹ für das Zieljahr 2030 schlagen wir vor, in einem zusätzlichen Alternativszenario (z.B. zusätzlich für das Szenario B 2030) zu analysieren, welche Folgen **eine weitere Automatisierung der Systemführung** auf den Netzausbau hat. Es ist zwingende Aufgabe der zuständigen Bundesnetzagentur, diesen Hinweisen aktiv nachzugehen. Ein entsprechendes Alternativszenario zur erweiterten Automatisierung der Systemführung sollte daher als ein verpflichtendes Element im Rahmen des NEP-Prozesses eingeführt werden. Hierbei gilt es auch, Kostenabschätzungen (auf CAPEX und OPEX) zu analysieren.

b) Langfristige Perspektive des Szenarios B: 2040 anstelle von 2035 als Zieljahr

Gemäß §12a Abs. 1 EnWG muss eines der Szenarien die wahrscheinliche Entwicklung für die mindestens **nächsten 15 und höchstens zwanzig Jahre** abbilden. Im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens geschieht dies im **Szenario B 2035** (Summe konventioneller Erzeugung in B 2030: 73,8 GW, in B 2035: 75,5 GW; regenerative Erzeugung in B 2030: 164,6 GW, in B 2035: 175,2 GW). Um ein Zielnetz für einen langfristigeren Zeithorizont zu modellieren (unter Berücksichtigung des weiteren EE-Ausbaus und Anwendung von Flexibilitätsoptionen sowie Abnahme des konventionellen Kraftwerksparks), ist es notwendig, das Zieljahr 2040 anstelle des Zieljahres 2035 für das längerfristige Szenario zu verwenden. Dabei ist dann eine 80-Prozent-Erneuerbare-Energien-Welt bei vollständigem Kohleausstieg Gegenstand der Modellierung und kann Politik und Öffentlichkeit eine Vorstellung darüber geben, welche weiteren Netzausbaumaßnahmen über den Bundesbedarfsplan 2016 hinaus – unter Beachtung von Innovationen (siehe a)) – noch nötig sein werden. Die Teilschritt-Betrachtung, in der alle fünf Jahre ein weiterer Ausbaubedarf benannt wird, wird in der Öffentlichkeit als „Salami-Taktik“

⁸ Agora Energiewende und Energynautics (2018): *Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. S. 58ff. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/471/Toolbox+f%C3%BCr+die+Stromnetze/>

⁹ NetzOptimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau

wahrgenommen und steigert weder die Akzeptanz für den Bau der bereits vorgesehenen Netze noch kann sie für die nach dem BBPIG 2016 notwendigen Trassen Zustimmung generieren.

c) Gemeinsame Modellierung von Strom- und Gasnetz

Im Zuge des Kohleausstiegs werden bis 2040 eine erhebliche Anzahl neuer Gaskraftwerke errichtet werden müssen. Laut verschiedenen Szenarien sind 10 bis 20 GW zusätzlicher Gaskapazitäten notwendig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Jahr 2040. Sowohl für das Strom- wie auch das Gasnetz hat die Lokalisierung dieser Gaskraftwerke eine erhebliche Bedeutung. Der Szenariorahmen sollte daher analysieren, welche Netzausbau-Effekte sowohl auf der Gas- als auch auf der Stromseite es hätte, wenn dieser Zubau an Gaskraftwerkskapazitäten auf verschiedene Art und Weise geschähe. Ergibt sich ein Bild, welche Lokalisierung den minimalen Netzausbaubedarf zur Folge hätte, könnten im EnWG Lokalisierungsanreize für die Errichtung der Neuanlagen in bestimmten geographischen Regionen vorgesehen werden – anstatt den Neubau von Stromnetzen vorzusehen.

4 Anmerkungen zu konkreten Fragen

Im Folgenden bezieht Agora Energiewende zu konkreten Fragen des Begleitdokumentes¹⁰ zum Szenariorahmen 2030 (Version 2019) der BNetzA Stellung.

A Einleitung

Frage: 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?

Antwort: Der Leitgedanke, die Szenarien an den beiden Achsen Transformationstempo (Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende) und Innovation (neue Technologien) aufzuspannen, ist strukturiert und nachvollziehbar.

Auffällig ist jedoch, dass sich zwischen den Szenarien A, B und C bei einigen Technologien **keine markanten Unterschiede – insbesondere zwischen dem Szenario B und dem ambitionierteren Szenario C – in einigen Annahmen zeigen** (Beispiele: *Onshore Wind*: Szenario A: 60,2 GW, B: 69,5 GW, C: 70,4 GW; *Offshore Wind*: Szenario A: 14,3 GW, B: 15,0 GW, C: 17,3 GW; *Summe konventioneller Erzeugung*: Szenario A: 78,9 GW, B: 73,8 GW, C: 71,0 GW). Hier wäre eine ausgeprägtere Differenzierung wünschenswert (ggf. im Rahmen von Sensitivitätsanalysen), insbesondere für das Szenario C, welches über den Ausbaupfad nach §1 EEG hinausgehen soll.

Des Weiteren wird in allen Szenarien für den deutschen Kraftwerkspark das gleiche Szenario für das europäische Ausland verwendet.

¹⁰ BNetzA (2018): *Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030*. Stand: Januar 2018.

Ein sinnvolles zusätzliches Instrument sind aus unserer Sicht Sensitivitätsanalysen, um ggf. im Rahmen eines Szenarios (z.B. B oder C) noch einmal bestimmte Variationen an Inputparametern zu überprüfen.

B I. Konventionelle Erzeugung

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

Antwort: Die Bestimmung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens basiert auf den aktuellen Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten der BNetzA, dem KraftNAV des VDE FNN sowie den vorliegenden Kapazitätsreservierungs- und -ausbauanträgen für Erdgaskraftwerke nach der GasNZV (vgl. FNB Gas, genehmigt durch die BNetzA am 12.12.2017)¹¹. Für **Braunkohlekraftwerke** erfolgt – wenn kein Stilllegungsdatum vorliegt (Kraftwerksmonitoring der BNetzA) – die Außerbetriebnahme nach 50 Jahren (Szenario A), 45 Jahren (Szenario B, sowohl 2030 als auch 2035) und 40 Jahren (Szenario C). Analog werden die gleichen Laufzeiten in den jeweiligen Szenarien für **Steinkohlekraftwerke** angewandt.

Zu den Kennzahlen der Szenarien sind auf S. 23 im Entwurf des Szenariorahmens¹² die **Leistung in [GW]** für die jeweiligen Energieträger genannt. Wie auf S. 87 im Entwurf des Szenariorahmens¹³ erwähnt, ist bei den Annahmen die Dimensionierung des thermischen Kraftwerksparks aus Sicht der ÜNB am oberen Rand erfolgt.

Entscheidend ist bei der **Modellierung** die **resultierende Erzeugung [GWh]** aus den Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken. Zur Einhaltung der Emissionsobergrenze wählt der NEP methodisch eine Verknappung der CO₂-Zertifikate und dadurch eine künstliche Steigerung des nationalen CO₂-Preises. Dies bedeutet, dass der jeweilige Kraftwerkspark in den einzelnen Szenarien unverändert bleibt. Allerdings erfolgt je nach Höhe des nationalen CO₂-Preises eine unterschiedliche Auslastung der Kraftwerke (Volllaststunden). Hier besteht im Kontext einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (betriebswirtschaftlich) die Frage, ob und welche konventionellen Kraftwerke ggf. nicht mehr rentabel wären und daher eher stillgelegt werden würden, wenn der nationale CO₂-Preis ein bestimmtes Level überschreitet. Die Erreichung der CO₂-Ziele für 2030 im Stromsektor allein über die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes mittels CO₂-Preis abzubilden und dabei die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen auszublenden, greift zu kurz. Die Wirkung von CO₂-Preisen wird dabei unterschätzt, weil die Stilllegung von Kraftwerken bereits bei niedrigeren CO₂-Preisen aufgrund der nicht mehr gegebenen Fixkostendeckung erfolgt.

¹¹ Vgl. S. 86ff.: *Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Version 2019)*, Entwurf der ÜNB.

¹² Vgl. S. 23: *Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Version 2019)*, Entwurf der ÜNB.

¹³ Vgl. S. 87: *Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Version 2019)*, Entwurf der ÜNB.

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

Antwort: Das Thema Versorgungssicherheit und Leistungsbilanz wird auf anderen Ebenen methodisch adressiert, das Thema Netzausbaubedarf hingegen im NEP-Prozess. Hintergrund: Während im Rahmen des *Ten Year Network Development* (TYNDP)-Prozesses der *Mid-Term Adequacy Forecast* (MAF; früher: *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* (SO&AF)) für die nächsten fünf bis zehn Jahre inkludiert ist, ist dies nicht der Fall im deutschen Regelwerk der Netzausbauplanung im Rahmen des EnWG. Gemäß EU-Regulierung muss ENTSO-E hingegen innerhalb des zweijährig zu erstellenden TYNDPs einen europaweiten *generation adequacy outlook* durchführen, der auf der nationalen Bewertung der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber basiert. Auf deutscher Ebene halten wir eine Weiterentwicklung der Bewertung der nicht einsetzbaren EE-Leistung¹⁴ sowie des Lastmanagementpotenzials und der grenzüberschreitenden Analysen im Kontext der Leistungsbilanz und Versorgungssicherheit für sinnvoll. Dieser Prozess sollte allerdings außerhalb des NEP-Prozesses weiter ausgearbeitet und diskutiert werden. Dennoch ist es essenziell, dass die zugrundeliegenden Annahmen und Szenarien im NEP so gewählt werden, dass sie die Konsequenz für den Netzausbau offen legen.

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

Antwort: Die Zurückhaltung bei der nicht einsetzbaren EE-Leistung (z.B. Wind Onshore 99%, Photovoltaik 100%, Wind Offshore 97%) sowie bei Lastmanagementpotenzial und Stromimporten aus dem Ausland ist methodisch eine Vorfestlegung. Die Außenhandelsbilanz sollte sich allein aus den Annahmen und der entsprechenden Marktsimulation ergeben. Wie unter *B VIII. Sensitivitäten* später erwähnt, wäre es zweckmäßig zusätzlich zu dem europäischen *Sustainable Transition 2030*-Szenario europäische Szenarien mit unterschiedlichen Erneuerbaren-Energien-Ausbauraten im Ausland zu hinterlegen.

B II. Erzeugung von Erneuerbaren Energien

Frage: 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?

Antwort: Die aktuelle Beschlusslage der Koalitionsverhandlungen zur Bildung einer Bundesregierung sieht vor, den Anteil der Erneuerbaren Energien auf bis zu 65% am Bruttostromverbrauch zu erhöhen. Dies sollten die Szenarien abbilden. Zudem sollte der Strombedarf in allen Szenarien einen angemessenen Grad der Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor unterstellen. Die gewählten 1,25 Mio. Wärmepumpen im Szenario A 2030 entsprechen weniger als einer Trendfortschreibung der aktuellen Entwicklung. Hier sollten als

¹⁴ Vgl. S. 97: *Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Version 2019)*, Entwurf der ÜNB.

konservative Annahme mindestens 2 Mio. Wärmepumpen in 2030 mit dem entsprechenden Strombedarf unterstellt werden.

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

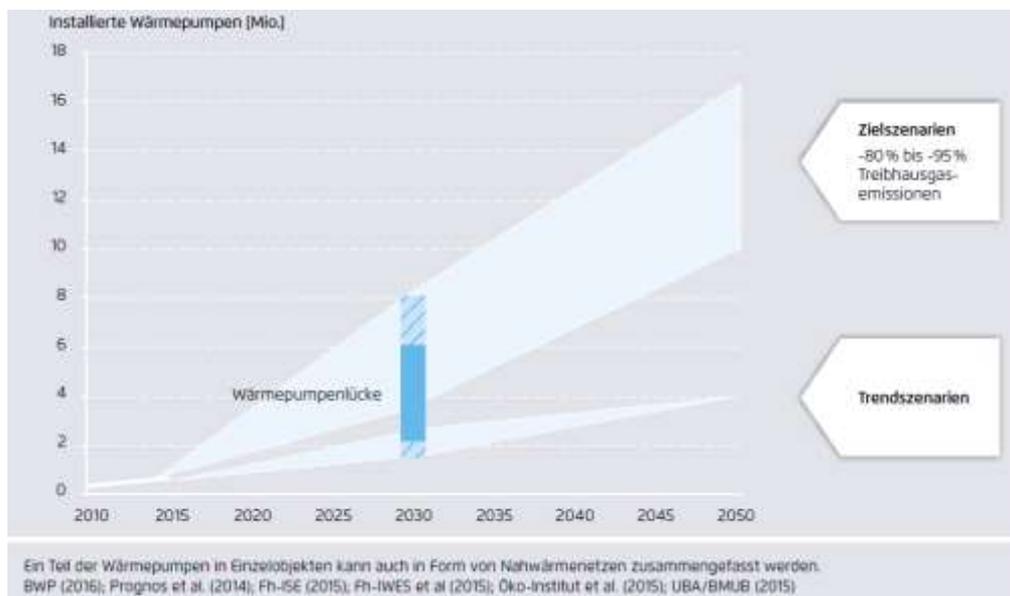
Antwort: Wie unter *B VIII. Sensitivitäten* im Folgenden erwähnt, halten wir eine Sensitivitätsanalyse mit einer alternativen Regionalisierung von Erneuerbaren Energien anstelle eines flächenmäßig gleichen Zubaus, wie er z.B. durchgängig für Onshore Windenergie gewählt wird, für sinnvoll (siehe unten).

B IV. Sektorenkopplung und Flexibilisierung

Frage: Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Flexibilitätsoptionen dem Grunde und der Höhe nach für realistisch?

Antwort: Die Annahmen für Wärmepumpen liegen im Szenario A 2030 (Annahme: 1,25 Mio.) unterhalb der Trendszenarien, welche einen Anstieg auf rund 2 Mio. Wärmepumpen zugrunde legen (Abbildung 1). In Klimaschutzszenarien werden noch wesentlich mehr Wärmepumpen benötigt (4 bis 8 Mio. in 2030). Daher sind in den Szenarien A 2030 (1,25 Mio. Wärmepumpen), B 2030 (2,5 Mio. Wärmepumpen) und C 2030 (5,0 Mio. Wärmepumpen) die Werte entsprechend nach oben hin anzupassen (siehe auch B II.).

Abbildung 1: Anzahl der Wärmepumpen im Szenarienvergleich in Millionen und Wärmepumpenlücke



Quelle: Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. S. 11.

B VIII. Sensitivitäten

Frage: Werden Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2019–2030 als sinnvoll erachtet?

Antwort:

Ja, und zwar in folgenden Bereichen:

a) Innovative automatisierte Systemführung ab 2030

Wie o.g. unter 3) in den grundsätzlichen Anmerkungen beschrieben, kann die Einführung einer automatisierten Systemführung ab 2030 nach ersten Einschätzungen einen fundamentalen Einfluss auf den Netzausbau haben. Es ist daher zwingend notwendig, diese zu vertiefen, z.B. als Sensitivität/Alternativszenario im Rahmen des NEP.

b) Modellierung des europäischen Auslands

Des Weiteren wird im NEP ein einziges – also das gleiche – europäische Szenario für die unterschiedlich ambitionierten NEP-Szenarien in Deutschland zugrunde gelegt („mittleres“ Szenario: *Sustainable Transition (ST) 2030*)¹⁵.

Zur Diskussion der Interdependenzen mit verschiedenen Entwicklungspfaden des europäischen Kraftwerksparks halten wir eine Sensitivitätsanalyse für erforderlich. Unterschiedliche Erneuerbaren-Energien-Ausbaupfade für das benachbarte EU-Ausland sollten als Sensitivität analysiert werden, zumal dies mit einer steigenden Interkonnektorenauslastung zunehmend relevanter wird. Für ausgewählte Länder mit einer hohen Sensitivität – so spielt beispielsweise die Entwicklung des Strommixes in Frankreich bis 2030 eine große Rolle – könnte eine zusätzliche Sensitivitätsanalyse mit einem *Bottom-Up-Ansatz* durchgeführt werden.

c) Alternative Regionalisierung von Erneuerbaren Energien

Unterschiedliche Regionalisierungen der EE-Zubau-Verteilung (z.B. Nord-Süd) sind zusätzlich relevant zu der zugrundeliegenden Annahme eines flächenmäßig gleichen Zubaus, wie er z.B. durchgängig für Onshore Windenergie gewählt wird. Eine alternative Regionalisierung von Erneuerbaren Energien – z.B. relativ mehr Onshore-Wind- Zubau in Süd- und Mitteldeutschland durch Steuerungsinstrumente wie regionaler Ausgleichsfaktor oder gezielte räumlich beschränkte Ausschreibungen – ist als Sensitivitätsanalyse zweckmäßig, da sie direkten Einfluss auf den Netzausbau haben kann.

Grundsätzlich ist bei den Sensitivitätsanalysen anzumerken, dass sie nicht durchgängig für alle drei Szenarien A, B und C durchgeführt werden müssten, sondern bei einem Szenario (z.B. B oder C) ausreichend wären, um die generelle Wirkung eines veränderten Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den Netzausbau zu prüfen.

¹⁵ Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Version 2019), Entwurf der ÜNB. S. 108 f.

Ansprechpartner

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Dr. Stephanie Ropenus

Projektleiterin Netze und Nordische Länder

Tel. +49 (0)30 7001 435 -122

M +49 (0)151 7263 6418

stephanie.ropenus@agora-energiewende.de

Frank Peter

Stellvertretender Direktor und Leiter Team Deutschland

Tel. +49(0)30 7001 435-123

M +49 (0)170 9196 897

frank.peter@agora-energiewende.de