

Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2019-2030

Stand: Januar 2018

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 613

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Vorwort

Der Szenariorahmen, d. h. die darin abgebildete Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen, ist von fundamentaler Bedeutung für die Höhe des in den nachfolgenden Planungsschritten zu ermittelnden Netzausbaubedarfs. Die mit dem Szenariorahmen gesetzten Prämissen sind bindend für die darauf aufsetzende Regionalisierung und Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber. Es geht also um die Prognose, welcher Erzeuger wann, wo und wieviel Strom produziert, der zur Deckung der Stromnachfrage zu den Endverbrauchern, Speichern oder Grenzkuppelstellen transportiert werden muss. Aus diesem Transportbedarf ist dann der notwendige Netzausbaubedarf abzuleiten. Mit dem Szenariorahmen fallen daher wesentliche Vorentscheidungen für die weitere Entwicklung des Übertragungsnetzes. Folglich liegt es im Interesse Aller, auch potentiell Betroffener, von den mit der Konsultation des Szenariorahmens eingeräumten Beteiligungs- und Einflussmöglichkeiten Gebrauch zu machen.

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2014 zur Konsultation des Szenariorahmens 2025 erstmals ein Begleitdokument zu dem von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Szenariorahmen zur Verfügung gestellt. Die damit gemachten Erfahrungen und die Rückmeldungen der Konsultationsteilnehmer waren durchweg positiv.

Auch in diesem Jahr stellt die Bundesnetzagentur daher konkrete Fragen an die Konsultationsteilnehmer, die aus ihrer Sicht maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2019-2030 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungsplanung Strom und der Bundesbedarfsplanaufstellung haben können. Die Bundesnetzagentur möchte mit Hilfe dieses Begleitdokuments die Öffentlichkeit ausdrücklich zu Stellungnahmen auffordern.

Die Stellungnahmen werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Für Stellungnahmen von Behörden gilt dies, wenn einer Veröffentlichung nicht ausdrücklich widersprochen wird, und für die übrigen Stellungnahmen, wenn einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zugestimmt wird.

Während des Konsultationszeitraums veranstaltet die Bundesnetzagentur am 30. Januar 2018 in Berlin und am 1. Februar 2018 in Ingolstadt Dialogveranstaltungen, um mit der Öffentlichkeit über den Entwurf des Szenariorahmens zu diskutieren.

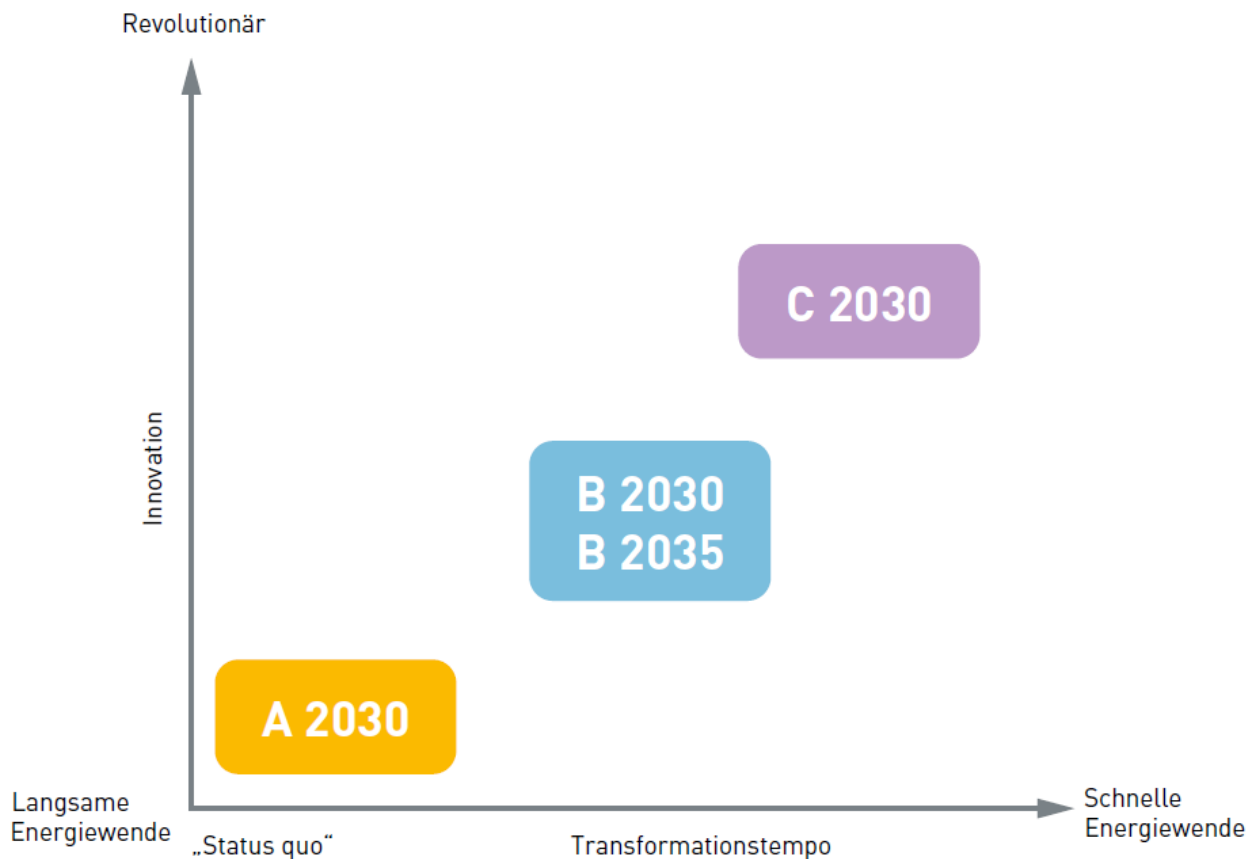
Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	3
Inhaltsverzeichnis.....	4
A Einleitung	5
B Fragestellungen zu einzelnen Einflussgrößen	6
I. Konventionelle Erzeugung.....	6
II. Erzeugung von Erneuerbaren Energien	10
III. Stromverbrauch und Jahreshöchstlast	12
IV. Sektorenkopplung und Flexibilisierung.....	14
V. Batteriespeicher.....	16
VI. Klimaschutzziele	18
VII. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel	20
VIII. Sensitivitäten	23
Impressum.....	24

A Einleitung

Im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 der Übertragungsnetzbetreiber wird erstmalig der Betrachtungszeitraum aus dem Vorgängerprozess beibehalten und drei Szenarien für das Zieljahr 2030 und ein Szenario für das Zieljahr 2035 vorgelegt. Dadurch ist auch eine Harmonisierung des nationalen Planungshorizonts mit den europäischen energiewirtschaftlichen Planungszeiträumen des Scenario Development Reports und des europäischen Ten Year Network Development Plans sichergestellt.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen eine Szenariengestaltung vor, nach der alle Szenarien die Energiewende mit unterschiedlicher technischer Ausprägung und Umsetzungsgeschwindigkeit beschreiben. Dabei orientieren sich die Szenarien grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung.



Vereinfachte Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030

Innovation bezeichnet in diesem Zusammenhang den Einsatz neuer Technologien und Verfahren im Stromsektor zur Steigerung der Flexibilität und der Energie- sowie Emissionseffizienz. Das Transformationstempo beschreibt die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. Das konservative Szenario A 2030 ist durch eine mäßige Geschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende gekennzeichnet, in der die Einführung neuer Technologien und der Innovationsgrad eher gering sind. Die Transformationsszenarien B 2030 und B 2035 zeichnen sich gegenüber dem Szenario

A 2030 dadurch aus, dass durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende erhöht wird. Im Innovationsszenario C 2030 ist sowohl der Innovationsgrad als auch das Transformationstempo am höchsten. Dies wird durch eine intensive Nutzung neuer Technologien sowie die Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr einschließlich der Weiterentwicklung des Verhaltens der Marktakteure erreicht.

Die zunehmende Anzahl und Variation bestimmter Inputparameter durch die Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht bei ausreichend genauer Prognose eine Erhöhung der Konsistenz der einzelnen Szenarien. Dies erlaubt eine exaktere Beschreibung der zukünftig denkbaren Entwicklungen, was zu einer Optimierung des von den Szenarien abgedeckten Wahrscheinlichkeitsraums führt. Hingegen führt eine Zunahme und stärkere Variation der Inputparameter immer seltener dazu, dass für alle Szenarien die gleichen Annahmen (z. B. bzgl. Stromverbrauch oder Jahreshöchstlast) getroffen werden. Dadurch sind Auswirkungen bei der Veränderung einzelner Parameter auf den Gesamtprozess schwerer zu erkennen.

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgender 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?**

B Fragestellungen zu einzelnen Einflussgrößen

I. Konventionelle Erzeugung

Der angenommene Kraftwerkspark in 2030 und 2035 hat einen direkten Einfluss auf die sich ergebenden Lastflüsse im Übertragungsnetz. Daher ist eine realistische Abschätzung des Zu- und Rückbaus von konventionellen Kraftwerken von sehr großer Bedeutung. Die installierte Leistung in den Szenarien ergibt sich kraftwerksscharf direkt aus den Kraftwerken in Bestand, in Bau und in Planung, abzüglich Außerbetriebnahmen.

Im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 ist die Realisierung von Kraftwerken „in Planung“ in den Szenarien unterschiedlich beurteilt. Die Planung von Braun- und Steinkohlekraftwerken wurde in allen Szenarien nicht berücksichtigt. In Szenario A 2030 wurde kein Zubau von Gaskraftwerken angenommen, während in allen anderen Szenarien die Planungen von Gaskraftwerken entsprechend zur Genehmigung des Szenariorahmens Gas vom 12.12.2017 eingeschätzt wurden. Um den rückläufigen Trend der Umsetzung von geplanten Pumpspeicherkraftwerken abzubilden, wurden in Szenario A 2030 keine in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke angenommen, während in allen anderen Szenarien die Kriterien gegenüber dem Szenariorahmen 2017-2030 leicht verschärft wurden.

Hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Kraftwerken wurden im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 in Szenario A 2030 für Kohlekraftwerke 50 Jahre, für Gas-, Öl- und sonstige Kraftwerke 45 Jahre und für Pumpspeicherkraftwerke und Abfallkraftwerke eine unbefristete technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer angenommen. In den Szenarien B 2030 und B 2035 reduziert sich die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke (mit Ausnahme der Gaskraftwerke) um jeweils 5 Jahre und im Szenario C 2030 um weitere 5 Jahre. Diese szenarioabhängige Unterscheidung resultiert u. a. aus der Annahme, dass sich die politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von konventionellen Kraftwerken (mit Ausnahme der Gaskraftwerke) von Szenario A 2030 bis Szenario C 2030 erschweren werden. Beim Erreichen der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer wurden die Kraftwerke automatisch „außer Betrieb genommen“ und als Erzeugungseinheiten für die Marktmodellierung des Netzentwicklungsplans nicht mehr berücksichtigt. Gleichzeitig wurde bei KWK-fähigen Gaskraftwerken beim Erreichen ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer ein baugleicher Ersatzneubau mit identischer Leistung am selben Standort unterstellt.

Erzeugungstyp	Szenario A 2030	Szenarien B 2030/2035	Szenario C 2030
Braunkohle	50 Jahre	45 Jahre	40 Jahre
Steinkohle	50 Jahre	45 Jahre	40 Jahre
Erdgas	45 Jahre	45 Jahre	45 Jahre
Mineralöl	45 Jahre	40 Jahre	35 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre	40 Jahre	35 Jahre

Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke

Darüber hinaus wurde in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen Kleinkraftwerken mit einer elektrischen Leistung kleiner 10 MW unterstellt. Ausgehend vom Bestand in Höhe von ca. 4 GW schlagen die Übertragungsnetzbetreiber in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 einen weiteren Zubau in Höhe von knapp 4,5 GW und in Szenario B 2035 zusätzliche 1,5 GW KWK-fähige Kleinkraftwerke vor.

Die Bundesnetzagentur möchte im Szenariorahmen 2019-2030 eine neue Prognosebewertung für KWK-fähige Kraftwerke, die aus dem Markt ausscheidenden, vorgeschlagen: Den (teilweisen) Ersatz von KWK-Anlagen durch Power-to-Heat-Technologien im Sinne der Sektorenkopplung. Denn bei der Betrachtung KWK-fähiger Kraftwerke ist neben der Perspektive des Strommarkts auch die Sicht des Wärmemarkts zu berücksichtigen.

- Szenario A 2030: Sämtliche KWK-Kraftwerksstilllegungen werden durch Gas-KWK-Anlagen mit gleicher thermischer Leistung ersetzt. Dies wurde bisher nur bei Gas-KWK-Rückbauten

unterstellt. Zukünftig sollen also auch Kohle- und Öl-KWK-Rückbauten durch Gas-KWK-Neubauten ersetzt werden.

- Szenario B 2030/2035: Aus dem Markt ausscheidende KWK-Anlagen werden hälftig mit Gas-KWK-Neubauten und hälftig mit Power-to-Heat-Technologien in Kombination mit Wärmespeichern ersetzt.

Bei der Umsetzung sind zwei Varianten möglich:

- (1) Die aus dem Markt ausscheidenden KWK-Anlagen im Norden Deutschlands werden mit Power-to-Heat-Technologien in Kombination mit Wärmespeichern und die im Süden Deutschlands mit Gas-KWK-Neubauten ersetzt. Mit diesem Vorschlag würde der Nord-Süd-Engpass des Übertragungsnetzes berücksichtigt und dessen weitere Belastung durch den zusätzlichen Strombedarf der Sektorenkopplung gemindert. Zwar wird hierbei eine gezielte politische Allokation nach netzdienlichen Kriterien unterstellt, für die es derzeit keine gesetzliche Grundlage gibt. Aus Sicht der Übertragungsnetzplanung führt die netzdienliche Allokation jedoch zu einer konservativen und damit robusten Abschätzung des Netzausbaubedarfs.
 - (2) Die Leistung der stillgelegten KWK-Anlagen wird standortscharf jeweils zur Hälfte mit Gas-KWK-Neubauten und zur Hälfte mit Power-to-Heat-Technologien in Kombination mit Wärmespeichern ersetzt.
- Szenario C 2030: Die Wärmeproduktion der aus dem Markt ausscheidenden KWK-Kraftwerke wird nicht durch Gas-KWK-Ersatzneubauten substituiert. Es wird stattdessen unterstellt, dass der Wärmebedarf vollständig durch Power-to-Heat-Technologien in Kombination mit Wärmespeichern erbracht wird.

In allen Szenarien müssen Effizienzsteigerungen auf dem Wärmesektor unterstellt werden, die zu einer moderaten Reduktion des derzeit unterstellten Wärmebedarfs führen. Diese Einsparungen sind dann über die angenommenen installierten Leistungen der Gas-KWK-Neubauten und der installierten Leistungen der Power-to-Heat-Anlagen sowie den Wärmespeichern zu berücksichtigen.

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

- **Sind Sie mit der Ermittlung der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer für konventionelle Kraftwerke einverstanden? Halten Sie eine kürzere oder längere technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer für angemessen?**
- **Wie beurteilen Sie die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke und KWK-fähigen Gaskraftwerke?**
- **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?**

Da in allen Szenarien eine deutliche Reduzierung der konventionellen Kraftwerke angenommen wird, thematisieren die Übertragungsnetzbetreiber in einem Sonderkapitel die Frage der Versorgungssicherheit. Zur Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit wird in einem ersten Schritt die installierte Netto-Nennleistung nach Primärenergieträgern und in einem zweiten Schritt die nicht einsetzbare Leistung nach Primärenergieträgern angegeben. Diese Methodik der Übertragungsnetzbetreiber zur Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit orientiert sich am europäischen Winter Outlook Report der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E. Dabei werden den verschiedenen Erzeugungstechnologien bestimmte Raten nicht einsetzbarer Leistung zugerechnet, die dem Stromerzeugungssystem eines Landes unter schwierigen Bedingungen („severe conditions“) voraussichtlich nicht zur Verfügung stehen. Aus dieser Analyse folgern die Übertragungsnetzbetreiber, dass der konventionelle Kraftwerkspark allein in Deutschland die prognostizierte Jahreshöchstlast in keinem Szenario sicher decken könne. Daraus leiten die Übertragungsnetzbetreiber einen erheblichen Bedarf an regenerativer Erzeugung, Importen aus dem Ausland oder Lastmanagement ab.

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

- **Ist es sinnvoll innerhalb des Szenariorahmens eine Diskussion über die Versorgungssicherheit zu führen? Ist dieses Thema von Relevanz für den Netzausbaubedarf?**
- **Teilen Sie die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere zu den Verfügbarkeitsquoten der Erneuerbaren Erzeugung, dem Lastmanagementpotential und der Zurückhaltung gegenüber Stromimporten aus dem Ausland?**

II. Erzeugung von Erneuerbaren Energien

Auch die realistische Abschätzung des Zu- und Rückbaus von EE-Anlagen ist für die Dimensionierung des Übertragungsnetzes von sehr großer Bedeutung. Die letzte EEG-Novellierung im Jahr 2017 konkretisierte die Ausbauziele und die jährlichen Zubauraten für Erneuerbare Energien. Diese Ausbauziele sind auch nach der Implementierung des neuen Ausschreibungsregimes maßgeblich.

Auf Basis des § 1 Abs. 2 EEG haben die Übertragungsnetzbetreiber die Zielanteile der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025 und 55 % bis 60 % bis zum Jahr 2035 angenommen und für das Jahr 2030 entsprechend linear von 47,5 bis 52,5 % interpoliert. Für Szenario A 2030 gilt ein mittlerer EEG Ausbaupfad von 50,5 % EE-Anteil, während die Szenarien B 2030 und C 2030 mit einem ein EE-Anteil von 54,3 % bzw. 54,8 % oberhalb des gesetzlichen EEG Ausbaupfads von maximal 52,5 % liegen.

Um die Ziele nach § 1 Abs. 2 EEG zu erreichen, hat der Gesetzgeber gemäß § 4 EEG folgende jährliche EE-Ausbaupfade festgelegt:

Energieträger	Ausbaupfad § 4 EEG	
Wind Onshore	2017–2019:	2.800 MW/a (brutto)
	Ab 2020:	2.900 MW/a (brutto)
Wind Offshore	2020:	6.500 MW
	2030:	15.000 MW
Photovoltaik	Ab 2017:	2.500 MW/a (brutto)
Biomasse	2017–2019:	150 MW/a (brutto)
	2020–2022:	200 MW/a (brutto)

Ausbaupfade erneuerbarer Energien gemäß EEG

Auf Basis des § 4 EEG haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Realisierung aller zukünftig in den Ausschreibungen bezuschlagten EE-Anlagen mit Ausnahme des Szenarios A 2030 (Realisierungsquote: 90 %) angenommen. Aufgrund der dynamischen Preis- und Kostenentwicklung wird der

weitere Ausbau der Photovoltaik nach Erreichen des 52 GW-Deckels je nach Szenario unterschiedlich stark abgesenkt bzw. sogar angehoben (Szenario C 2030).

Hinsichtlich der Regionalisierung der regenerativen Erzeugung haben die Übertragungsnetzbetreiber keine Änderungen gegenüber der Methodik des letzten Szenariorahmens 2017-2030 vorgenommen. Es bleibt also insbesondere für Wind Onshore-Anlagen bei dem Ansatz eines flächenmäßig gleichmäßigen Zubaus gemäß dem Motto: „Wo Flächen ausgewiesen werden bzw. potenziell nutzbar sind, werden auch Windenergieanlagen installiert.“ Fraglich ist, inwieweit dieser räumliche Ansatz mit dem bisherigen Ausschreibungsdesign (noch kein regionaler Ausgleichsfaktor für windschwächere Standorte) korrespondiert.

Wegen des EEG-Zubaudeckels und der Vielzahl an EE-Anlagen, die in den nächsten Jahren das Ende ihrer Förderdauer erreichen, nehmen die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig eine detaillierte Bewertung des EE-Anlagenrückbaus vor. Für Wind Onshore wird eine durchschnittliche Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren in Szenario A 2030 und von 24 Jahren in den Szenarien B 2030/2035 und C 2030 angenommen. Für PV-Anlagen wird in Szenario A 2030 eine durchschnittliche Lebensdauer von 21 Jahren und in den Szenarien B 2030/2035 und C 2030 von 25 Jahren angenommen. Dabei wird der Rückbau von Bestandsanlagen im Zeitverlauf mittels einer Weibull-Verteilung näherungsweise abgeschätzt.

Für die Prognose von Wind Offshore-Anlagen werden die gesetzlichen Ausbauziele nur für die Szenarien B 2030/2035 strikt eingehalten. Bei der Regionalisierung des Zielwertes 2030 werden für die Nordsee 11,7 GW und für die Ostsee 3,3 GW angenommen. Für das Szenario B 2035 wird über das Jahr 2030 hinaus ein kontinuierlicher jährlicher Ausbau von 800 MW im Durchschnitt angenommen. Daraus ergibt sich eine installierte Erzeugungsleistung von 19 GW mit einer regionalen Aufteilung von 14,4 GW in der Nordsee und 4,6 GW in der Ostsee. Eine Ausnahme besteht für Szenario A 2030, bei der eine in Höhe von 0,7 GW verzögerte Entwicklung des Kapazitäts- und Ausschreibungsverfahrens angenommen wird. Die installierte Leistung von 14,3 GW verteilt sich auf 3,1 GW in der Ostsee und 11,2 GW in der Nordsee. Das Szenario C 2030 hingegen geht – entgegen der aktuellen ausdrücklichen Gesetzeslage – von einer im Vergleich zum Szenario B 2030 um drei Jahre beschleunigte Entwicklung aus. Das führt zu einer prognostizierten Kapazität von 17,3 GW, die sich auf 3,8 GW in der Ostsee und auf 13,5 GW in der Nordsee aufteilt.

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

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

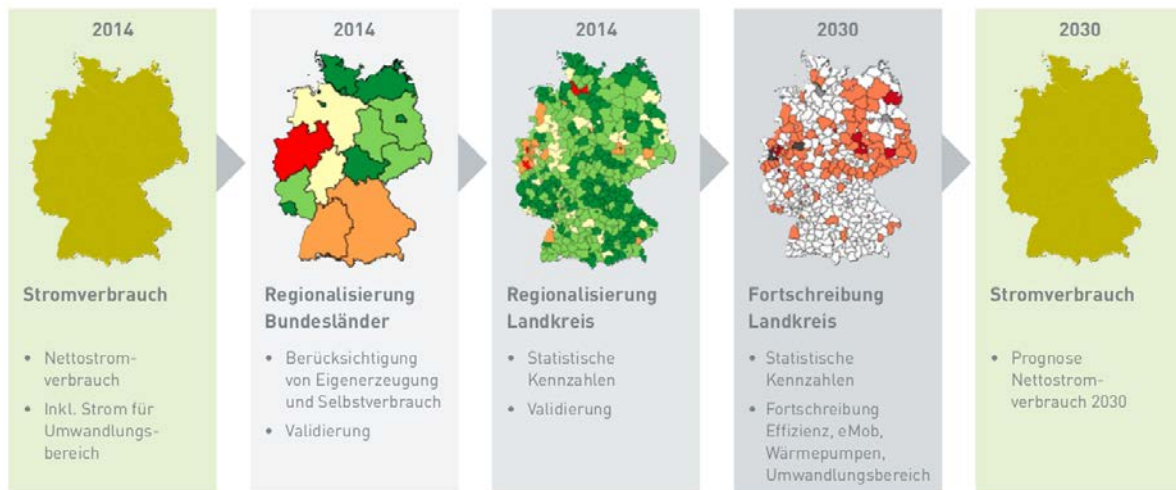
III. Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

Der Nettostromverbrauch, d. h. der gesamte in einem Jahr von den Verbrauchern in ganz Deutschland benötigte Strom inklusive Netzverlusten im Verteilnetz, und die Jahreshöchstlast sind zentrale Eingangsgrößen für die Netzentwicklung, da die Last durch die Stromerzeugung zu jeder Zeit gedeckt werden muss. Mit Hilfe der beiden Kenngrößen können typische Lastzeitreihen der Vergangenheit auf Prognosewerte hochgerechnet werden, wodurch sich die Lastzeitreihen der Zukunft abschätzen lassen.

Gemäß den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber hat der Nettostromverbrauch ausgehend von 530,4 TWh für alle Szenarien eine steigende Tendenz: Szenario A 2030 mit 536 TWh, Szenario B 2030 mit 552 TWh, Szenario C 2030 mit 576 TWh und Szenario B 2035 mit 556 TWh. In allen Szenarien übersteigen die verbrauchssteigernden Einflussgrößen, wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen und E-Mobilität, die Einsparungen der Effizienzsteigerungen der konventionellen Stromwendungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 an der Weiterentwicklung einer modellgestützte Projektion/Regionalisierung des Stromverbrauchs aus dem letzten Szenariorahmen 2017-2030 festgehalten, die Komplexität jedoch deutlich reduziert.

Beginnend mit der Festlegung einer jährlichen Referenzenergiemenge je Stromnachfragesektor für das geografische Gebiet Deutschlands erfolgt zunächst eine räumliche Top-Down Methode auf die Bundesländer und dann weiter herab auf die Landkreise. Hiervon ausgehend werden sogenannte Indikatoren d. h. regionale Kennzahlen mit wesentlichem Einfluss auf die nachgefragte Strommenge identifiziert und deren Entwicklung bis hin zu den betrachteten Zeithorizonten 2030/2035 prognostiziert. Diese landkreisscharfe Prognose des Stromverbrauchs wird im Rahmen einer Bottom-up Methode wieder hoch auf das geografische Gebiet Deutschlands aggregiert.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Als maßgebliche Treiber der Stromnachfrage identifizieren die Übertragungsnetzbetreiber folgende Indikatoren:

- Bevölkerungsentwicklung (moderater Rückgang von 80,9 Mio. auf 79,3 Mio.)
- Anzahl der Privathaushalte
- Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser
- Wärmepumpen (je nach Szenario 1,25 Mio. bis 5 Mio.)
- Elektromobilität (je nach Szenario 1 Mio. bis 10 Mio.)

Die Übertragungsnetzbetreiber haben darüber hinaus je nach Szenario erstmalig Energieeffizienzfaktoren für die Bereiche Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Verarbeitendes Gewerbe, Industrie und Verkehr vorgeschlagen.

Sektor / Abnahme in % bis Zieljahr	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Haushalte	1,0	2,5	5,0	3,3
GHD	1,0	2,5	5,0	3,3
Verarbeitendes Gewerbe/Industrie	1,0	2,5	5,0	3,3
Verkehr	0	0	0	0

Angenommene Energieeffizienzrate der Übertragungsnetzbetreiber je Sektor und Szenario

Die Jahreshöchstlast im Jahr 2030 liegt in allen Szenarien auf einem im Vergleich zur Genehmigung des letzten Szenariorahmens 2017-2030 (84 GW) deutlich höherem Niveau (Szenario A 2030: 90 GW, Szenarien B 2030/2035: 95/97 GW, Szenario C 2030: 98 GW). Dies basiert insbesondere auf der Einführung neuer Stromanwendungen (Wärmepumpen, E-Mobilität) trotz Effizienzsteigerung bestehender Stromanwendungen.

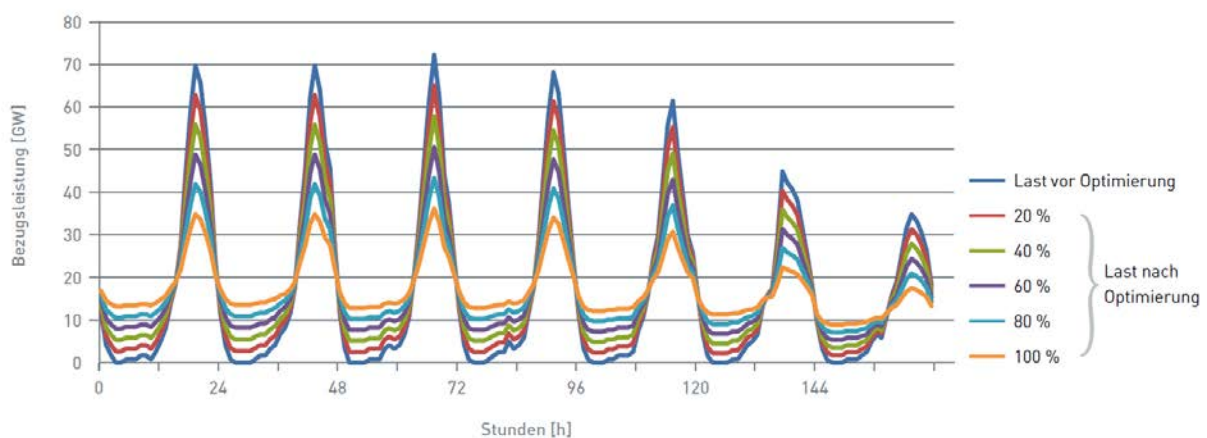
Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

- **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?**
- **Erachten Sie die Auswahl und die Auswirkungen der unterschiedlichen Treiber je nach Szenario für den Stromverbrauch als angemessen?**
- **Erachten Sie die Auswahl und die Auswirkungen der unterschiedlichen Energieeffizienzfaktoren je nach Szenario für den Stromverbrauch als angemessen?**
- **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?**

IV. Sektorenkopplung und Flexibilisierung

Bei der Erstellung des Szenariorahmens 2019-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber, wie im letzten Szenariorahmen 2017-2030, verschiedene Flexibilitätsoptionen analysiert und in die Betrachtungen miteinbezogen. Hierzu zählen im Wesentlichen das Lastmanagement klassischer und neuer Stromanwendungen (Elektromobilität und Wärmepumpen), dezentrale und zentrale Speicher sowie die (zeitliche) Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen. Die jeweiligen qualitativen Ausprägungen dieser Flexibilitätsoptionen sind im Szenario A 2030 gering, in den Szenarien B 2030/2035 mittel und im Szenario C 2030 hoch.

Vor dem Hintergrund der erwarteten zunehmenden Sektorenkopplung insbesondere an elektrisch angetriebenen Fahrzeugen (je nach Szenario 1 Mio. bis 10 Mio.) und Wärmepumpen (je nach Szenario 1,25 Mio. bis 5 Mio.) kommt der Prognose des zukünftigen Verhaltens der Verbraucher und deren Stromlieferanten in diesen beiden Sektoren eine entscheidende Rolle zu. Eine relevante Kennzahl ist hierbei die Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage, welche den Anteil derjenigen Stromnutzer an der Gesamtanzahl aller potentiellen Nutzer beschreibt, der zu einem bestimmten Zeitpunkt zeitgleich Energie aus den Stromnetzen bezieht. Höhere Gleichzeitigkeiten erfordern dabei grundsätzlich eine Auslegung der Stromnetze auf höhere Bezugsleistungen. Die Übertragungsnetzbetreiber bilden in der nachfolgenden Abbildung die Auswirkungen verschiedener Gleichzeitigkeitsfaktoren auf den Lastverlauf ab.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Hinsichtlich der im Stromerzeugungssystem befindlichen Kraftwerke mit zusätzlichen Versorgungsaufgaben (wie Wärme oder Industrieprozesse) beschreiben die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig zwei Flexibilisierungsszenarien. Das erste Szenario „Business as usual“ wird den Szenarien A 2030, B 2030 und B 2035 zugeordnet. Es unterstellt eine moderate Transformationsgeschwindigkeit, bei dem die Fernwärmeerzeugung primär auf konventionellen Technologien basiert. Zur Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion werden teilweise Wärmespeicher, Elektroheizkessel und Geothermie eingesetzt. Das zweite Szenario „positives Klimaschutzenszenario“ ist dem Szenario C 2030 zugeordnet. In diesem Szenario wird eine hohe Transformationsgeschwindigkeit bei der Entkopplung von Strom- und Wärmeproduktion unterstellt, indem ein großer Teil der Fernwärme aus Geothermie, Solarthermie, Elektroheizkesseln, Wärmespeichern und Großwärmepumpen erzeugt wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben erstmalig verschiedene Power-to-X-Technologien in ihre Flexibilitätsoptionen mit einbezogen. Demnach wird für alle Szenarien ein Power-to-Heat Potential von 3,3 GW angenommen (2 GW im Netzausbaubereich und 1,3 GW Bestandsanlagen und geplante Projekte). Die räumliche Verteilung der Power-to-Heat Anlagen erstreckt sich über ganz Deutschland mit Schwerpunkt von Fernwärmegebieten innerhalb des Netzausbaubereiches – insbesondere Hamburg (1,1 GW) und Berlin (0,44 GW). Im Rahmen des Power-to-Gas Potentials wird Power-to-

Wasserstoff von 0,8 bis 2,4 GW und Power-to-Methan von 0,2 bis 0,6 GW vorausgesagt. Das Substitutionspotenzial von Power-to-Wasserstoff-Anlagen konzentriert sich auf Industriestandorte mit entsprechendem Wasserstoffbedarf. Das räumliche Substitutionspotenzial von Power-to-Methan-Anlagen ist weitaus heterogener, da sich dieses in erster Linie an der Verortung von Biomethananlagen als CO₂-Quellen orientiert. Insgesamt liegt der räumliche Fokus der Power-to-Gas-Anlagen aufgrund des Substitutionspotenzials und der Netz- und Systemdienlichkeit eher in Norddeutschland. Power-to-Chemicals und Power-to-Liquid/Fuel bleiben von den Übertragungsnetzbetreibern noch unberücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

- **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?**
- **Wie beurteilen Sie den von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichzeitigkeitsfaktor des Strombezugs im Rahmen der Elektromobilität und der Wärmeversorgung privater Haushalte?**
- **Sind die von den Übertragungsnetzbetreibern dargestellten Betrachtungen zu Power-to-X Anlagen dem Grunde und der Höhe nach angemessen?**

V. Batteriespeicher

Nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber wird die Verbreitung von dezentralen Speichern (z. B. Batteriespeicher im Hausbereich) im Wesentlichen von der Wirtschaftlichkeit durch einen gekoppelten Betrieb mit PV-Aufdachanlagen im Bereich privater Haushalte getrieben. Daher haben die Übertragungsnetzbetreiber bei den Speichern den Fokus auf die Nutzung dezentraler Speicher zur Maximierung der PV-Eigenversorgung privater Haushalte in Höhe von 2,7 bis 6,1 GW gelegt. Mit dieser Eingrenzung lasse sich die installierte Leistung der dezentralen Batteriespeicher in Abhängigkeit vom Zubau der PV-Aufdachanlagen geeignet abschätzen. Die Bundesnetzagentur begrüßt, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 detailliert Angaben zu Batteriespeichern im privaten Bereich (PV-Speicher) gemacht haben.

Allerdings ist die Bundesnetzagentur der Auffassung, dass nicht nur PV-Speicher sondern auch gewerblich genutzte Speicher und Großbatteriespeicher (Anschlussleistung größer 1 MW) detailliert dargestellt werden sollten. Neben den PV-Speichern waren Ende 2017 auch Großbatteriespeicher mit einer kumulierten Leistung von ca. 140 MW im Einsatz. Letztere waren größtenteils am Regelleistungsmarkt aktiv, könnten aber im Betrachtungszeitraum 2030/2035 ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke am Strommarkt teilnehmen und dadurch Einfluss auf die Netzauslastung haben.

Daher schlägt die Bundesnetzagentur vor, auch größere und gewerblich genutzte Speicher in die Prognosen mitaufzunehmen und empfiehlt, sich dabei an der Klassifizierung des Bundesverbandes Energiespeicher (BVES) zu orientieren. Der BVES unterscheidet folgende drei Speichergrößenkategorien.

Kleiner 30 kW	In dieser Kategorie liegt der Anteil an PV-Speichern bei ca. 98 %. Der Rest entfällt auf Kleingewerbe. Diese Speicher werden zur Eigenverbrauchserhöhung eingesetzt.
30 bis 150 kW	Diese Speichergröße kommt für gewerbliche Anwendungen zum Einsatz. Neben dem primären Einsatzzweck der Eigenverbrauchserhöhung werden diese Speicher auch für die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) und vereinzelt auch zur Spitzennachfragekappung und im Bereich der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität eingesetzt.
Ab 150 kW	Ein kleiner Teil dieser Speicher kommt für USV, Spitzennachfragekappung und zur Erhöhung der Quality Power zum Einsatz. Der Großteil dieser Speicher verfügt über eine Anschlussleistung größer 1 MW und ist aktuell am Regelleistungsmarkt aktiv.

Klassifizierung der Speichergrößen

Der BVES prognostiziert für die Zieljahre 2030 und 2035 folgende Speicheranzahlen in den beschriebenen Kategorien.

Anschlussleistung	Anzahl und (durchschnittliche Kapazität / Anschlussleistung)	Anzahl und (durchschnittliche Kapazität / Anschlussleistung)
	2030	2035
Kleiner 30 kW	700.000 – 900.000 kumuliert (7 kWh / 7 kW)	1,3 Mio. kumuliert (7 kWh / 7 kW)
30 bis 150 kW	5.000 kumuliert (70 kWh / 40 kW)	7.000 kumuliert (70 kWh / 40 kW)
Ab 150 kW	750 – 1.200 kumuliert (5 MWh / 2 MW)	1.700 kumuliert (5 MWh / 2 MW)

Prognostizierte Anzahl von Batteriespeichern in den Jahren 2030 und 2035

Dadurch ergeben sich für die Zieljahre nachstehende installierte Kapazitäten und Leistungen:

Anschlussleistung	2030	2035
Kleiner 30 kW	4,9 – 6,3 GWh	9,1 GWh
	4,9 – 6,3 GW	9,1 GW
30 bis 150 kW	350 MWh	490 MWh
	200 MW	280 MW
Ab 150 kW	3,75 – 6,0 GWh	8,5 GWh
	1,5 – 2,4 GW	3,4 GW

Installierte Kapazitäten und Leistungen in den Jahren 2030 und 2035

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

- **Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen PV-Speicher dem Grunde und der Höhe nach für realistisch?**
- **Sind die von der Bundesnetzagentur dargestellten Betrachtungen des BVES zu PV-Speichern und Großbatteriespeichern (> 1 MW) dem Grunde und der Höhe nach angemessen?**

VI. Klimaschutzziele

Im Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 sehen die Übertragungsnetzbetreiber in allen vier Szenarien die Einhaltung einer CO₂-Emissionsobergrenze für den deutschen Stromsektor entsprechend der nationalen CO₂-Minderungsziele vor. Erstmals werden dabei die durch den Klimaschutzplan 2050 vorgegebenen sektorspezifischen Minderungsziele berücksichtigt. Der Sektor Energiewirtschaft, welcher den Stromsektor beinhaltet, soll dabei überproportional zur Erreichung der CO₂-Ziele beitragen.

Im Zuge dessen haben die Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit dem Umweltbundesamt für den deutschen Kraftwerkspark im Jahr 2030 184 Mio. t CO₂ als Zielgröße festgelegt. Diese Zielgröße wurde kraftwerksscharf modelliert und ermittelt. Dabei berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber, neben den CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, erstmalig auch diejenigen Emissionen, die durch Wärmeproduktion in KWK-Anlagen entstehen. Da die CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung in den bisherigen Netzentwicklungsplänen keine Beachtung fanden, musste immer ein interpolierter Zielwert für den Stromsektor und ein Korrekturterm für die KWK-Wärmeproduktion verwendet werden. Der neue CO₂-Zielwert hat also den Vorteil, dass die bisherige komplizierte sog. finnische Vorgehensweise entfällt. Der absolute Wert ist dabei zwar im Vergleich zum letzten Szenariorahmen gestiegen, aber nicht weil die Zielsetzung zur CO₂-Reduktion aufgeweicht wurde, sondern nur weil

die Bilanzsumme von rein strommarktspezifischen Kraftwerksemissionen auf zusätzliche wärmarktspezifische Kraftwerksemissionen erweitert wurde.

Die Bundesnetzagentur möchte, neben dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, auch die bisher bekannte Methodik zur Diskussion stellen. Diese muss allerdings um die neuen Zielwerte auf der Grundlage des Klimaschutzplans 2050 ergänzt werden. Demnach werden nur die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung berücksichtigt. Die Bundesnetzagentur ermittelt demzufolge einen Wert von 147,2 – 151,5 Mio. t CO₂ als Zielgröße für 2030. Die Ziele des Klimaschutzplan 2050 für Energiewirtschaft (61 – 62 % Reduktion) und Industrie (49 – 51 % Reduktion) wurden entsprechend auf den Kraftwerkspark aufgeteilt. Als Grundlage dient dabei weiterhin der vom Umweltbundesamt für den Stromsektor für das Jahr 1990 ermittelte Ausgangswert von 366,3 Mio. t CO₂. Bei dieser Vorgehensweise müsste für die Modellierung weiterhin ein Korrekturterm der CO₂-Emissionen der Wärmeerzeugung aufgeschlagen werden, welcher im Nachhinein durch die finnische Methode herausgerechnet werden müsste.

Neben der Höhe der CO₂-Emissionen spielt deren Modellierung eine große Rolle. Die Übertragungsnetzbetreiber stellen für die Modellierung der nationalen CO₂-Klimaschutzziele folgende vier Ansätze (von denen sie den ersten bevorzugen) zur Diskussion:

- 1) Verknappung der CO₂-Zertifikate und dadurch künstliche Steigerung des nationalen CO₂-Preises (indirekte Vorgabe einer CO₂-Obergrenze)
- 2) Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken
- 3) Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken, z. B. CO₂-Abtrennung (CCS-Technologien) oder Brennstoffwechsel
- 4) Emissionsbudgets für einzelne Kraftwerke (Betriebsstundenvorgabe, Einsatzrestriktionen)

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

- **Wie beurteilen Sie die CO₂-Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber/des Umweltbundesamts und der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Vorgabe des Klimaschutzplans 2050?**
- **Ist die verbindliche Vorgabe eines CO₂-Ziels sinnvoll? Ist die Vorgabe entsprechender Instrumente, die in der Marktmodellierung zur Erreichung des CO₂-Ziels unterstellt werden sollen, sinnvoll?**
- **Welche der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Ansätze für die Modellierung der nationalen CO₂-Klimaschutzziele halten Sie für realistisch?**

VII. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel

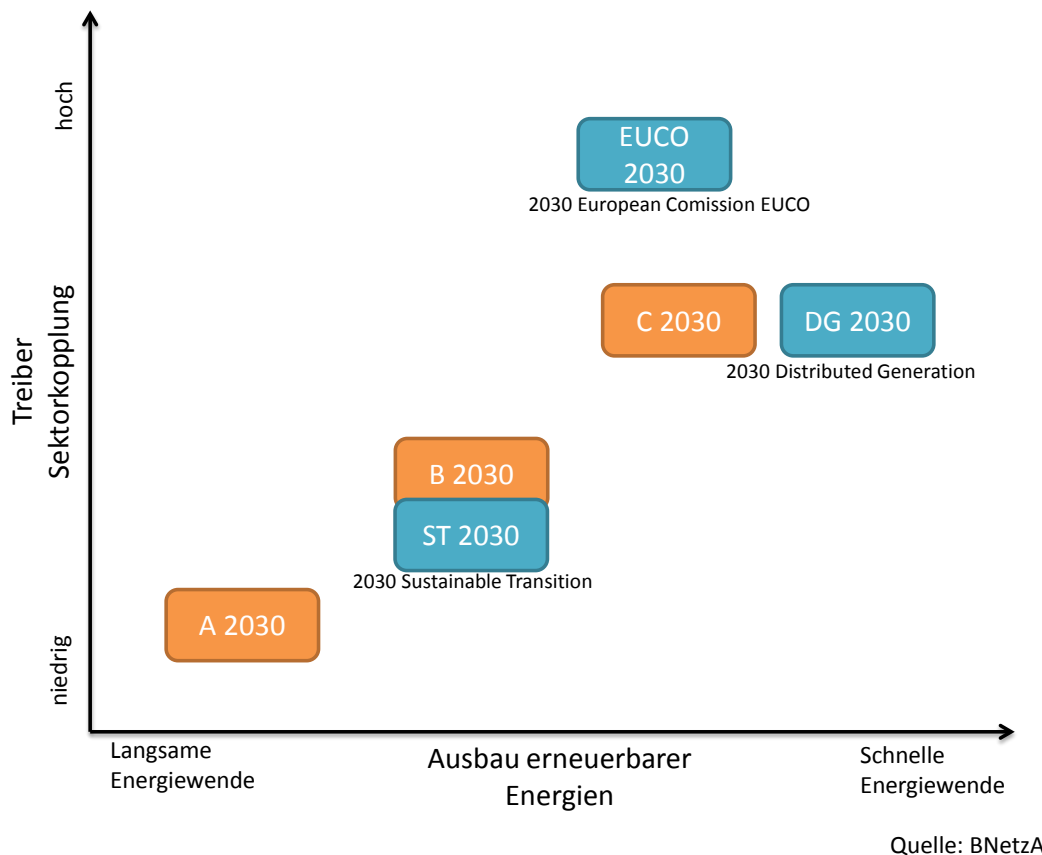
Die Bundesnetzagentur bekennt sich zu einem möglichst freizügigen europäischen Energiebinnenmarkt. Dieser stärkt den Wettbewerb, schafft Versorgungssicherheit und fördert für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie. Dabei spielen die Handelsaktivitäten auf dem Binnenmarkt zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle. Deutschland hat in diesem Zusammenhang auch eine gewisse Transitfunktion in Europa, der nationale Stromnetzausbau dient also zum Teil auch diesem Zweck. Zudem kann durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch die nationale Versorgungssicherheit durch Ausgleichseffekte weiter entfernt liegender Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speicher, deutlich erhöht werden. Demzufolge sind für den Szenariorahmen neben den Annahmen für das nationale Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa von großer Bedeutung.

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und die europäischen Fernleitungsbetreiber (ENTSO-G) haben kürzlich erstmalig einen gemeinsamen Entwurf des Scenario Development Reports 2018 (SDR 2018) veröffentlicht. Dieser soll als Grundlage für den nächsten Ten-Year Network-Development-Plan 2018 (TYNDP 2018) dienen. Aufgrund der zeitlichen Harmonisierung (Zieljahr 2030) des Szenariorahmens 2019-2030 mit dem TYNDP 2018 ist erneut eine Zuordnung der nationalen Szenarien zu den europäischen Szenarien möglich. Allerdings unterscheidet sich der SDR 2018 maßgeblich von seinem Vorgänger. Der SDR 2018 enthält drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 sowie drei weitere Szenarien mit dem Zieljahr 2040. Das Szenario *Sustainable Transition 2030* ist das einzige Szenario, welches Bottom-up auf Basis von Datenmeldungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber erstellt wurde. Bei dem Bottom-up Verfahren werden zuerst die nationalen Ziele und Daten der nationalen Übertragungsnetzbetreiber genutzt, um auf die Gesamtzahlen zu kommen. Im Top-down Verfahren werden zuerst die europaweiten Ziele betrachtet und anschließend auf die einzelnen Länder heruntergebrochen.

Jahr	Name	Typ	abgeleitet von..
2020	2020 Best Estimate Scenario	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2025	2025 Best Estimate Scenario "Kohle vor Gas"	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2025	2025 Best Estimate Scenario "Gas vor Kohle"	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2030	2030 European Comission EUCO	Top down	Ziele der europäischen Kommission
2030	2030 Sustainable Transition	Bottom up	Daten der nationalen ÜNB
2030	2030 Distributed Generation	Top down	2030 Sustainable Transition
2040	2040 Sustainable Transition	Top down	2030 Sustainable Transition
2040	2040 Global Climate Action	Top down	2030 Sustainable Transition
2040	2040 Distributed Generation	Top down	2030 Distributed Generation

Quelle: S. 21 Draft Scenario Report 2018, ANNEX II, ENTSO-E/ENTSO-G

Die nachfolgende Grafik stellt gemäß der Einschätzung der Bundesnetzagentur die schematische Ausrichtung der maßgeblichen europäischen Szenarien im Vergleich zu den nationalen Szenarien des Szenariorahmens 2019-2030 dar.



Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen nun erstmalig vor, sämtliche nationalen Szenarien an einem einzigen europäischen Szenario, nämlich Sustainable Transition 2030, zu koppeln. Bisher wurden den nationalen Szenarien jeweils verschiedene europäische Szenarien mit ähnlicher „Storyline“ zugeordnet. Im Rahmen der europaweiten Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber wurde also, je nach Szenario, ein unterschiedlicher nationaler und europäischer Kraftwerkspark angenommen. Für nationale Szenarien, für die kein direkt passendes Pendant gefunden wurde, hatten die Übertragungsnetzbetreiber auch einmal Schnittmengen aus zwei europäischen Szenarien gebildet. Durch die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Kopplung der nationalen Szenarien an ein einziges europäisches Einheitsszenario wird folglich in jedem Szenario zwar ein unterschiedlicher nationaler Kraftwerkspark aber nur ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellberechnungen verwendet.

Um einen möglichst realistischen europäischen Stromaustausch für die Zieljahre zu simulieren, müssen Annahmen zu den verfügbaren Übertragungskapazitäten (NTC = Network Transfer Capacity) zwischen den am Markt agierenden Ländern getroffen werden. Konkret handelt es sich bei einer Übertragungskapazität um das maximal mögliche Handelsvolumen zwischen den Preiszonen der elektrischen Anrainerstaaten und Deutschland. Die Annahmen zu den Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten beruhen auf Abstimmungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des aktuellen TYNDPs und sind in der nachstehenden Tabelle aufgelistet.

2030 [MW]	AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	GB	LU	NL	NO	PL	SE	Σ
Von DE nach ...	7.500	2.000	4.300	2.000	1.000	3.000	4.800	1.400	3.300	5.000	1.400	2.000	1.315	39.015
Von ... nach DE	7.500	2.000	5.700	2.600	1.000	3.000	4.800	1.400	3.300	5.000	1.400	3.000	1.315	42.015
2035 [MW]														
Von DE nach ...	7.500	2.000	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	1.400	3.300	6.000	1.400	2.000	2.015	43.001
Von ... nach DE	7.500	2.000	6.400	2.600	1.600	3.000	4.800	1.400	3.300	6.000	1.400	3.000	2.015	45.015

Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgenden Fragen:

- Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung sämtlicher nationalen Szenarien zu einem einzigen europäischen Szenario für angemessen?
- Erachten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten Werte für die Übertragungskapazitäten der Anrainerstaaten mit Deutschland als angemessen?

VIII. Sensitivitäten

Seitens der Öffentlichkeit wurde in den vergangenen Konsultationsprozessen vielfach der Wunsch geäußert, über die Szenarien hinaus gezielt den Einfluss einzelner Parameter auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen.

In der Genehmigung des letzten Szenariorahmens 2017-2030 hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern keine Sensitivitäten aufgetragen.

Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahmen zu folgender Frage:

- Werden Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 als sinnvoll erachtet?

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

szenariorahmen@bnetza.de

Stand

Januar 2018

Text

Referat 613