

Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2030

Stand: Januar 2016

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

Referat 613

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Vorwort

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 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.

Der grundsätzliche Bedarf für die bereits in der Bundesbedarfsplanaufstellung enthaltenen Vorhaben wird durch mögliche Änderungen im Szenariorahmen nicht in Frage gestellt. Mögliche Anpassungen leisten einen Beitrag zur methodischen Weiterentwicklung der Netzentwicklungsplanung.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	3
Inhaltsverzeichnis.....	4
A Einleitung	5
B Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen	7
I. Konventionelle Erzeugung.....	7
II. Erzeugung von Erneuerbaren Energien	10
III. Stromverbrauch	11
IV. Flexibilisierung und Speicher	13
V. Klimaschutzziele	15
VI. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel	15
VII. Sensitivitäten	18
Impressum.....	19

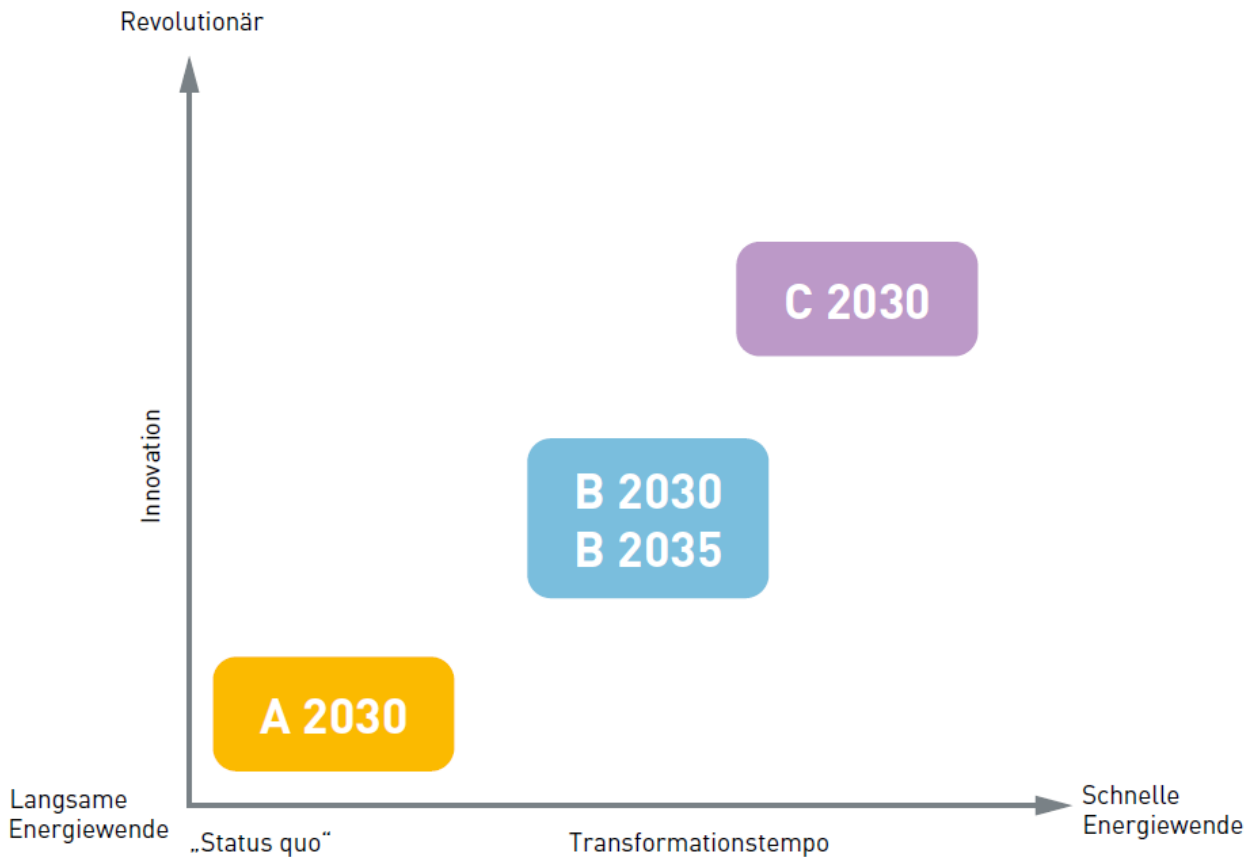
A Einleitung

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen abweichend vom Netzentwicklungsplan 2025 nicht mehr sechs Szenarien, sondern nur noch die gesetzlich vorgeschriebene Mindestanzahl von vier Szenarien vor. Die Bundesnetzagentur begrüßt diese Reduktion, mit der man wieder in den bisher bekannten Netzentwicklungsprozess einschwenkt, da sie die Erstellung von sechs Szenarien eher als Ausnahme ansieht.

Zudem wurde der Zeitraum des Ausblicks des Szenariorahmens gesetzlich flexibilisiert. Demnach wird nicht mehr wie bisher auf einen 10 bzw. 20 Jahresausblick, sondern auf einen 10-15 bzw. 15-20 Jahresausblick abgestellt. Demzufolge haben die Übertragungsnetzbetreiber im neuen Entwurf des Szenariorahmens drei Szenarien für das Zieljahr 2030 und ein Szenario für das Zieljahr 2035 vorgelegt. Dadurch wurde der neue nationale Planungshorizont mit den europäischen energiepolitischen Planungszeiträumen des Scenario Development Reports (derzeit 2030) und den Planungshorizonten der europäischen Netzentwicklungspläne des Ten Year Network Development Plans (derzeit 2030) harmonisiert.

Die Szenarien orientieren sich grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung. Die Übertragungsnetzbetreiber konnten aus Zeitgründen nicht mehr die aktuelle KWK-Novellierung sowie die jüngsten Überlegungen zur Novellierung des EEG (siehe Eckpunktepapier des BMWi zur EEG-Novelle 2016 vom 8.12.2015) berücksichtigen.

Darüber hinaus schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine neue Szenariengestaltung vor, nach der alle Szenarien die Energiewende mit unterschiedlicher technischer Ausprägung und Umsetzungsgeschwindigkeit beschreiben.



Durch die Bundesnetzagentur angepasste Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030

Innovation bezeichnet in diesem Zusammenhang den Einsatz neuer Technologien im Stromsektor zur Steigerung der Flexibilität und der Energie- sowie Emissionseffizienz. Das Transformationstempo beschreibt die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. Das Szenario A ist durch eine mäßige Geschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende gekennzeichnet, in der die Einführung neuer Technologien und der Innovationsgrad eher gering sind. Die B Szenarien zeichnen sich gegenüber dem Szenario A dadurch aus, dass durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende erhöht wird. In Szenario C 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 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 immer schwerer zu erkennen.

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 den 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 ergibt sich kraftwerksscharf direkt aus den Kraftwerken in Bestand, im Bau und in Planung, abzüglich Außerbetriebnahmen.

Im Szenariorahmen 2025 wurde die Realisierung von Kraftwerken „in Planung“ in den Szenarien unterschiedlich beurteilt. Die Planung von Braunkohlekraftwerken wurde in allen Szenarien nicht berücksichtigt. Im Szenario A wurden Steinkohlekraftwerke in Planung als realisiert unterstellt, während in den Szenarien B und C solche Planungen nicht berücksichtigt wurden. Spiegelbildlich wurde demgegenüber in Szenario A kein Zubau von Gaskraftwerken angenommen, während in den Szenarien B und C auch die Planungen von Gaskraftwerken (allerdings nur im fortgeschrittenen Stadium) relevant waren. Um den rückläufigen Trend der Umsetzung von geplanten Pumpspeicherkraftwerken abzubilden, wurden – ähnlich wie bei den Gaskraftwerken – in allen Szenarien nur fortgeschrittene Planungen berücksichtigt.

Hinsichtlich der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von Kraftwerken wurden im Szenariorahmen 2025 in Szenario A für Kohlekraftwerke 50 Jahre, für Gas-, Öl- und sonstige Kraftwerke 45 Jahre und für Pumpspeicherkraftwerke und Abfallkraftwerke eine unbefristete technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer angenommen. Im Szenario B 2025 reduzierte sich die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke um jeweils 5 Jahre und im Szenario C 2025 um jeweils 10 Jahre. Diese szenarioabhängige Unterscheidung resultierte u. a. aus der Annahme, dass sich die politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von konventionellen Kraftwerken von Szenario A bis Szenario C erschweren werden. Bei 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 bei Erreichen ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer ein baugleicher Ersatzneubau mit identischer Leistung am selben Standort unterstellt.

Erzeugungstyp	Szenario A 2025	Szenarien B1/B2 2025 Szenarien B1/B2 2030	Szenario C 2025
Braunkohle	50 Jahre	45 Jahre	40 Jahre
Steinkohle	50 Jahre	45 Jahre	40 Jahre
Erdgas	45 Jahre	40 Jahre	35 Jahre
Mineralöl	45 Jahre	40 Jahre	35 Jahre
Pumpspeicher	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt
Abfall	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt
Sonstige	45 Jahre	40 Jahre	35 Jahre

Tabelle: Technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke in den Szenarien 2025

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen bei der Ermittlung der Leistung der konventionellen Kraftwerke eine weitgehende Übereinstimmung mit der bisherigen Methodik des Szenariorahmens 2025 vor. Lediglich bei bestimmten konventionellen Energieträgern ist eine modifizierte Betrachtung vorgesehen. Bei den Gaskraftwerken wird in Szenario C 2030 davon ausgegangen, dass die technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer statt wie bisher 35 Jahre nun 40 Jahre beträgt. Andererseits wird bei bestimmten KWK-fähigen Gaskraftwerken bei Erreichen ihrer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer kein baugleicher Ersatzneubau mit gleicher Leistung am selben Standort unterstellt. Diese restriktivere Betrachtung des Gaskraftwerkszubaus betrifft KWK-fähige Kraftwerke, deren angezeigtes oder technisch-wirtschaftlich bedingtes Außerbetriebnahme-Datum vor dem Jahr 2020 oder nach dem Jahr 2030 liegt.

Darüber hinaus wird in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen kleineren Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung geringer als 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 im Szenario B 2035 weitere 1,5 GW KWK-fähige Kleinkraftwerke vor. Die Erhöhung des Bestands von Pumpspeicherkraftwerken um fast die Hälfte ergibt sich ausschließlich dadurch, dass die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig solche Anlagen berücksichtigt haben, welche geografisch zwar im Ausland stehen, aber nur in das deutsche Stromnetz einspeisen (Luxemburg: 1,3 GW, Österreich: 2,1 GW).

Ferner haben die Übertragungsnetzbetreiber die Stilllegung von 2,7 GW an Braunkohlekapazitäten, die zum Jahr 2019 zunächst schrittweise in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden sollen, in allen Szenarien blockscharf abgebildet. Weitere über das Jahr 2020 hinausgehende Maßnahmen zur Kohlendioxideinsparung in der Braunkohlewirtschaft, wie sie bspw. in der Strommarktgesetzesnovelle nach § 13 g Abs. 8 EnWG n. F. vorgesehen sind, wurden von den Übertragungsnetzbetreibern nicht berücksichtigt.

Da in allen Szenarien eine deutliche Reduzierung der konventionellen Kraftwerke angenommen wird, thematisieren die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig in einem Sonderkapitel die Frage der Versorgungssicherheit. Hierfür wird ein auf Wahrscheinlichkeitsrechnungen basierendes Verfahren in Anlehnung an den aktuellen Leistungsbilanzbericht 2015 der Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt. Die Verteilung der Einspeisung aus On- und Offshore Windenergieanlagen wird über eine Wahrscheinlichkeitsfunktion für den Winter (Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) berücksichtigt. Die Kapazitäten der Energieträger Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser sowie Pumpspeicherkraftwerke und KWK-Anlagen kleiner als 10 MW werden mit einer nicht einsetzbaren Leistung statistisch berücksichtigt. Diese nicht einsetzbare Leistung reicht von 15 % bei KWK-Kleinanlagen bis zu 100 % bei Photovoltaik. Zusätzlich werden eine „Reserve für Systemdienstleistungen“ von 4,7 GW und eine Kapazitätsreserve in Höhe von 5 % der Jahreshöchstlast gemäß Strommarktgesetz-Entwurf angesetzt. Um die Last in den deutschen Regelzonen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast mit einer 99 %-Wahrscheinlichkeit zu decken, ist Deutschland nach Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber auf ein Import- oder Lastmanagementpotential in Höhe von 8,6 GW in Szenario A 2030, 16,2 GW in Szenario B 2030, 14,7 GW in Szenario B 2035 und 18,1 GW in Szenario C 2030 angewiesen.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen erstmalig auch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Ermittlung von konventionellen Kraftwerksstilllegungen und -zubauten vor. Demnach findet ein konventionelles Kraftwerk auf Basis der am Markt erzielbaren Deckungsbeiträge von unter 60 % keine Berücksichtigung mehr. Ein rein wirtschaftlich induzierter Neubau über die bereits in Bau befindlichen Anlagen wird nicht mehr identifiziert. Ein Großteil der Stilllegungen erfolgt nach Erreichen der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer und 8 GW nicht näher spezifizierte konventionelle Kraftwerksleistung werden darüber hinaus (d. h. früher) rein wirtschaftlich bedingt stillgelegt. Diese durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte ergänzende Analyse zeigt aus Sicht der Bundesnetzagentur, dass der Ansatz der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer prinzipiell richtig ist. Denn dieser von der Bundesnetzagentur gewählte robuste Ansatz geht davon aus, dass nicht alle konventionellen Kraftwerke bis zur maximalen technischen Lebensdauer betrieben werden. Der wirtschaftliche Druck rechtfertigt nicht mehr länger die Instandhaltungen und notwendigen Investitionen und damit den Weiterbetrieb der betroffenen älteren Kraftwerke.

- **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 kleineren Kraftwerke und KWK-fähigen Gaskraftwerke?**
- **Halten Sie den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber für sinnvoll, Pumpspeicherkraftwerke für die nationale Kraftwerkliste zu berücksichtigen, die zwar im Ausland stehen, aber nur in das deutsche Stromnetz einspeisen?**
- **Wie stehen Sie zu dem von den Übertragungsnetzbetreibern festgestellten erhöhten Import- oder Lastmanagementbedarf aufgrund eines kürzer laufenden bzw. unrentableren konventionellen Kraftwerkparks? Haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei den Anteil der nicht einsetzbaren Leistung der Erneuerbaren Energien angemessen berücksichtigt?**
- **Wie beurteilen Sie die (angedachten aber nicht angewandten) Überlegungen der Übertragungsnetzbetreiber, die Betriebsdauer von konventionellen Kraftwerken von einer ausschließlichen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung abhängig zu machen?**

II. Erzeugung von Erneuerbaren Energien

Die letzte EEG-Novellierung im Jahr 2014 konkretisierte die Ausbauziele und die Zubauraten für Erneuerbare Energien mit einem Anteil von 40-45 % am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 bzw. 55-60 % im Jahr 2035. Diese Ausbauziele sollen nach Kenntnis der Bundesnetzagentur auch bei dem neuen Ausschreibungsdesign der Mitte 2016 bevorstehenden EEG-Novellierung bestehen bleiben.

Bei der Ermittlung des Zubaus an Erneuerbaren Energien sind die Übertragungsnetzbetreiber von einem kurz- bis mittelfristig nichtlinearen Ausbaupfad bis 2020 ausgegangen, der auf ihrer EEG-Mittelfristprognose basiert. Die Übertragungsnetzbetreiber haben den gemäß § 1 Abs. 2 EEG angestrebten Anteil der Erzeugung der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (s. o.) für das Jahr 2030 nicht linear interpoliert. Bei einer Interpolation wäre im Jahr 2030 der Erneuerbare Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch 47,5-52,5 % gewesen. Stattdessen schlagen die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2030 einen Erneuerbaren Energien Anteil am Bruttostromverbrauch innerhalb einer pauschalen Bandbreite von 45 % (oberer Zielwert des Jahres 2025) und 60 % (oberer Zielwert des Jahres 2035) vor. Für Szenario A 2030 gilt ein EE-Anteil von 51 % und für die Szenarien B 2030 und C 2030 ein EE-Anteil von 56 %. Das Szenario B 2035 überschreitet den gesetzlich vorgegebenen Ausbaupfad, da ein EE-Anteil von 63 % angenommen wird. Aus Zeitgründen haben die Übertragungsnetzbetreiber die neuesten EEG-Novellierungsüberlegungen wie die Ermittlung der zukünftigen Ausschreibungsmenge Wind Onshore in Abhängigkeit des Zubaus anderer Erneuerbaren Energien (siehe Eckpunktepapier des BMWi zur EEG-Novelle 2016 vom 8.12.2015) nicht berücksichtigt.

Für die Prognose von Wind Offshore werden die gesetzlichen Ausbauziele strikt eingehalten. Eine Ausnahme besteht für Szenario A 2030, bei der eine um drei Jahre verzögerte Entwicklung des Kapazitäts- und Ausschreibungsverfahrens angenommen wird. Im Offshore Bereich wird in allen Szenarien eine unterschiedliche regionale Aufteilung der prognostizierten Leistung zwischen Nord- und Ostsee vorgenommen: Szenario A 2030 (Nordsee: 10,8 GW und Ostsee: 1,8 GW), Szenario B 2030 (Nordsee: 12,7 GW und Ostsee: 2,3 GW), Szenario B 2035 (Nordsee: 15,9 GW und Ostsee: 3,1 GW) und Szenario C 2030 (Nordsee: 12,2 GW und Ostsee: 2,8 GW).

- **Ist aus Ihrer Sicht die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 anhand einer pauschalen Bandbreite von 45-60 % oder die Ermittlung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch anhand einer linearen Interpolation von 47,5-52,5 % vorzugswürdig?**
- **Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 51% (Szenario A) über 56 % bzw. 63 % (Szenario B) bis 56 % (Szenario C) für angemessen?**
- **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? Gibt es aus Ihrer Sicht Alternativen zu der Regionalisierung der Übertragungsnetzbetreiber?**

III. Stromverbrauch

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 die Prognosewerte der Zukunft hochgerechnet werden, wodurch sich die Lastzeitreihen der nächsten Dekade abschätzen lassen.

Bisher wurde von aktuellen Referenzwerten des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft, den Leistungsbilanzen der Übertragungsnetzbetreiber und den Erhebungen und Einschätzungen der Bundesnetzagentur in diesem Bereich der Nettostromverbrauch und die Jahreshöchstlast für das jeweilige Referenzjahr ermittelt. Bei dem diesjährigen Entwurf des Szenariorahmens 2030 beziehen sich die Übertragungsnetzbetreiber auf den zeitlichen Verlauf des Strombezugs des Jahres 2012 und auf die sektorspezifischen Stromverbrauchsprofile des Jahres 2013. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dabei die bisherige Methode weiterentwickelt, indem sie nun eine modellgestützte Projektion / Regionalisierung des sinkenden Stromverbrauchs durchgeführt haben. Das ergibt abhängig vom jeweiligen Szenario u. a. Effizienzsteigerungen von 42 bis 76 TWh.

Der Nettostromverbrauch sinkt also bezogen auf das Referenzjahr 2013 in den Szenarien A 2030, B 2030 sowie B 2035. Dies ist vor allem auf Effizienzsteigerungen bestehender Stromanwendungen zurückzuführen, deren Reduktion nicht vollständig durch zusätzliche Stromanwendungen wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen kompensiert wird. Für das Szenario C 2030 nehmen die Übertragungsnetzbetreiber hingegen an, dass der Nettostromverbrauch auf dem heutigen Niveau liegt. Hier wird von einer weiteren Durchdringung neuer Stromanwendungen wie zum Beispiel Elektromobilität im Nutzfahrzeugbereich und dem öffentlichen Nahverkehr, Speicherheizungen und Power-to-Gas ausgegangen, die die gesamten Effizienzeinsparungen kompensieren.

Für die Regionalisierung des Stromverbrauchs haben die Übertragungsnetzbetreiber für jedes Szenario ein nationales Lastprofil und anschließend verschiedene regionale Lastprofile auf Landkreisebene bestimmt. Anschließend werden diese Lastprofile in einzelne sektorspezifische Stromverbrauchsprofile zerlegt (Haushalte, Gewerbe Handel Dienstleistungen, Industrie und Verkehr). So können bei einem unterschiedlichen sektorspezifischen Lastverlauf die entsprechenden Auswirkungen auf die Regionen detailliert abgebildet werden (so wirkt sich bspw. die Annahme eines erhöhten Wirtschaftswachstums stärker auf das Lastprofil und den Strombedarf einer industriell als einer landwirtschaftlich geprägten Region aus). Des Weiteren werden als Treiber für die Stromnachfrage und als Einflussfaktoren auf die einzelnen Lastprofile u. a. folgende Faktoren identifiziert:

- Bevölkerungsentwicklung (Variante „Kontinuität bei starker Zuwanderung“ auf der Basis Migrationsbericht 2011 Bundesamt für Migration und Flüchtlinge und Bevölkerungszensus 2011)
- Wirtschaftsentwicklung (jährlicher Anstieg des Bruttoinlandsprodukts um durchschnittlich 0,79 %)
- Regionale Strukturparameter (auf Basis der regionalen Strukturdaten 2015 des Bundesamts für Bauwesen und Raumordnung)
- Wärmepumpen (je nach Szenario installierte Leistungen von 9,8 bis 12,6 GW)
- Elektromobilität (je nach Szenario Ladeleistungen von 5,6 bis 30,0 GW)

Die Jahreshöchstlast im Jahr 2030 liegt in allen Szenarien auf einem unterschiedlichen, aber im Vergleich zum Ausgangsjahr 2013 ähnlichen Niveau. Die rückläufige Entwicklung des Nettostromverbrauchs wirkt sich dabei nicht im selben Maß auf die Entwicklung der Jahreshöchstlast aus: Einerseits führt die Effizienzsteigerung bestehender Stromanwendungen zu einer Reduktion, andererseits führt die Einführung neuer Stromanwendungen zu einer Erhöhung.

- **Wie bewerten Sie die im Entwurf des Szenariorahmens 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?**

IV. Flexibilisierung und Speicher

Bei der Erstellung des Szenariorahmens 2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmalig zusätzliche 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.

Hinsichtlich der im Stromerzeugungssystem befindlichen Must-Run-Erzeugung orientiert sich Szenario A 2030 am heutigen Niveau. In Szenario B 2030 wird eine stückweise Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung angenommen, d.h. etwa die Hälfte der installierten KWK-Nennleistung wird vollständig strommarktbasierend eingesetzt. In Szenario C werden alle KWK-Anlagen rein strommarktgetrieben eingesetzt (ermöglicht durch den flächendeckenden Einsatz von Wärmespeichern, Heizkesseln und elektrischen Heizstäben).

In allen Szenarien werden dezentrale Speicher berücksichtigt, die der Speicherung von lokal und aus volatilen Energiequellen gewonnenem Strom dienen. Hier liegt der Fokus auf PV-Batteriespeichern zur Maximierung der Eigenversorgung privater Haushalte, wobei die Höhe der installierten Leistung nicht näher spezifiziert wird. In allen Szenarien wird eine verlagerbare Leistung von Elektrofahrzeugen (von 3,1 GW bzw. 1,5 Mio. E-Autos bis 13,7 GW bzw. 8,1 Mio. E-Autos) und Wärmepumpen (von 7,0 bis 8,2 GW) berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass im Hausspeicherbereich die Lithium-Ionen-Technologie als zukünftige Speichertechnologie eine nicht unbedeutende Rolle spielen wird. In den letzten Jahren wurde bereits ein starker Rückgang der Anschaffungskosten dieser Batterien in Ausführungen unter 10 kWh nutzbarer Speicherkapazität beobachtet. Die Abschätzung der optimalen Batterie für Privathaushalte ist komplex und sehr individuell. Sie hängt im Wesentlichen vom jeweiligen Jahresstromverbrauch und dem Verbrauchsverhalten des Haushaltes sowie vom Wunsch nach Autarkie und der Größe der privat betriebenen Erzeugungsanlage ab. Die durchschnittliche Größe von Batteriespeichern in Einfamilienhaushalten beträgt ca. 6-8 kWh nutzbarer Speicherkapazität, dies entspricht einer Lade- / Entladeleistung von rund. 3-8 kW. Da Lithium-Ionen-Batterien auch – und in einem viel größerem Umfang als im Hausspeicherbereich – in der Elektromobilität eingesetzt werden, sieht die Bundesnetzagentur eine starke Kostenreduktion in den nächsten Jahren

voraus. Folglich geht die Bundesnetzagentur – in Abhängigkeit der Strompreis- und der EEG-Vergütungsentwicklung – davon aus, dass sich ungefähr ab dem Jahr 2020 Batteriespeicher bei der Neuinstallation von PV-Anlagen lohnen werden. Wurden bis ins Jahr 2000 insgesamt ca. 100 MW PV-Dachanlagen installiert, steigerte sich der jährliche Zubau kontinuierlich bis auf ca. 800 MW im Jahr 2011, bevor er einen Rückgang auf ca. 400 MW im Jahr 2015 erfuhr. Für diese Anlagen werden Speicher nach dem Auslaufen der EEG-Förderung eine lukrative Investition darstellen, um den Eigenverbrauch zu optimieren. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist durch die genannten Effekte eine Bandbreite an installierter Speicherleistung von 0,5-0,7 GW im Jahr 2020 über 1,2-1,8 GW im Jahr 2025 bis hin zu 3,4-6,0 GW im Jahr 2035 realistisch.

Die Bundesnetzagentur ist ferner der Ansicht, dass die Technologie Power-to-Gas als Flexibilisierungsoption zur Anwendung kommen kann, indem „Stromüberschüsse“ in Wasserstoff umgewandelt werden. Der gegenwärtige Trend zeigt, dass der gewonnene Wasserstoff direkt genutzt wird, z. B. als Kraftstoff in der E-Mobilität oder auch als Grundstoff in der chemischen Industrie. Er wird nicht in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist, um dieses als Speicher zu nutzen. Dies mag aus technischer Sicht sinnvoll sein, allerdings liegt der Gesamtwirkungsgrad des Prozesses „Strom → Gas (Wasserstoff bzw. Methan) → Strom“ bei ca. 30-40 % und hat daher als Speichertechnologie für elektrische Energie, die in großem Umfang genutzt werden könnte, ökonomische Nachteile. Folglich hält die Bundesnetzagentur für das Jahr 2030 ein für den Szenariorahmen berücksichtigungswürdiges Potential von 1-2 GW für realistisch.

- **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?**
- **Sind die von der Bundesnetzagentur dargestellten Betrachtungen zu PV - Batteriespeichern und Power-to-Gas Anlagen dem Grunde und der Höhe nach angemessen?**

V. Klimaschutzziele

Im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber in allen vier Szenarien die Einhaltung einer CO₂-Emissionsobergrenze für den deutschen Stromsektor entsprechend der nationalen CO₂-Minderungsziele eingehalten.¹ Im Zuge dessen muss zunächst eine Emissionsobergrenze für den deutschen Stromsektor in den Zieljahren festgelegt werden. Für diese Emissionsobergrenze erachten die Übertragungsnetzbetreiber eine Bandbreite von ± 5 % für die Modellierung als sinnvoll. Nach der Festlegung der Bandbreite der Emissionsobergrenze müssen entsprechende Ansätze zur modellseitigen Implementierung dieser Ziele verwendet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellen für die Modellierung der nationalen CO₂-Klimaschutzziele folgende drei Ansätze zur Diskussion:

1. Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken
2. Vorgabe einer CO₂-Obergrenze oder Erhöhung der CO₂-Preise für alle deutschen Kraftwerke
3. Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierungen von Kraftwerken, z. B. CO₂-Abscheidung und -Speicherung oder Brennstoffwechsel

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2025 haben die Übertragungsnetzbetreiber bereits die zweite Variante des zweiten Ansatzes (Erhöhung der CO₂-Preise für alle deutschen Kraftwerke) angewandt. Für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2030 favorisieren sie auch ausdrücklich diese Vorgehensweise.

- Welche der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellten Ansätze für die Modellierung der nationalen CO₂-Klimaschutzziele halten Sie für sinnvoll?
- Sollte es aus Ihrer Sicht, wie im Szenariorahmen 2025, auch ein Szenario geben, in dem die ambitionierten nationalen CO₂-Klimaschutzziele nicht vollständig erreicht werden?

VI. Europäischer Kraftwerkspark und Europäischer Handel

Die Bundesnetzagentur bekennt sich zu einem möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt innerhalb Europas, der den Wettbewerb stärken soll, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Dabei spielen die Handelsaktivitäten auf dem Binnenmarkt zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle. Deutschland ist in diesem Zusammenhang eines der wichtigsten Transitländer in Europa, d. h. der nationale Stromnetzausbau dient auch diesem Zweck. Zudem kann durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch die nationale Versorgungssicherheit durch Ausgleichseffekte weiter entfernt liegender

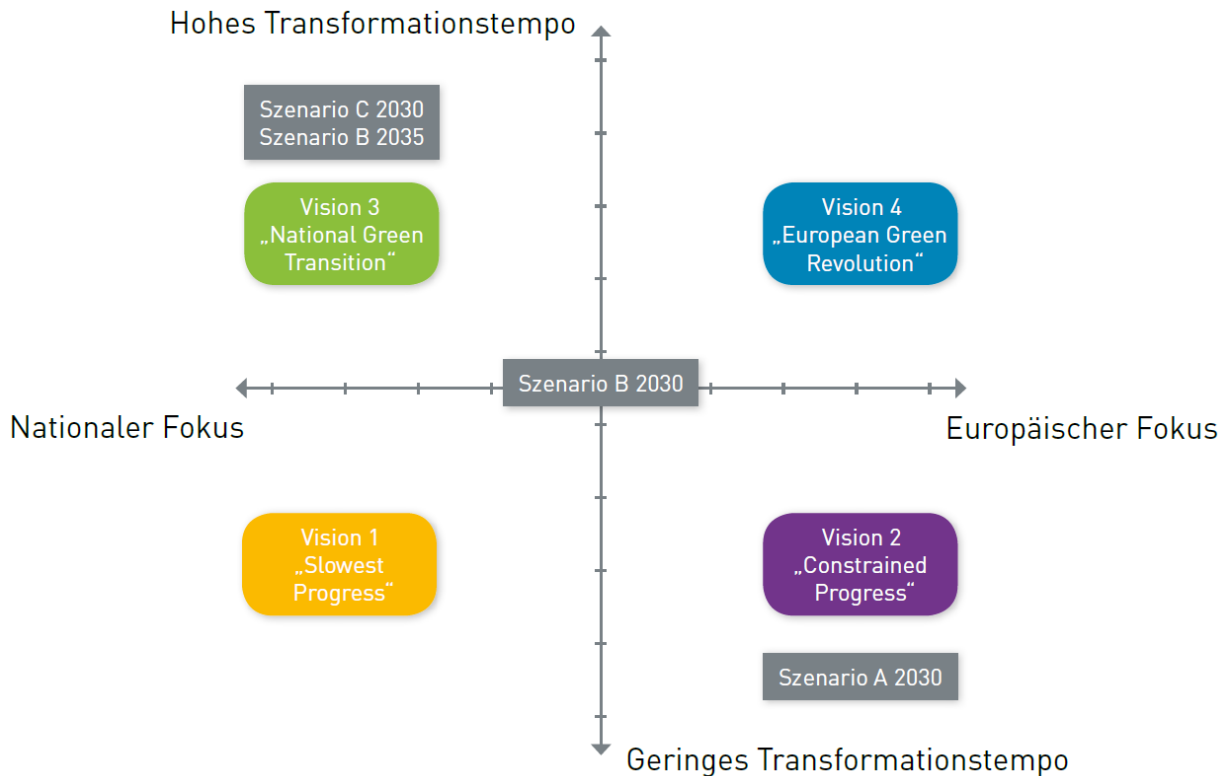
¹ Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 sollen die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % und bis 2050 um 80 bis 95 % reduziert werden.

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.

Aufgrund der zeitlichen Harmonisierung des Zieljahres 2030 mit dem Ten Year Network Development Plan 2016 haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Zuordnung der nationalen Szenarien zu den vier europäischen 2030-„Visions“ (Vision 1: Slowest Progress, Vision 2: Constrained Progress, Vision 3: National Green Transition und Vision 4: European Green Revolution) des Scenario Development Reports (wird in Zukunft als Scenario Report fortgeführt) vorgenommen. Der Scenario Outlook and Adequacy Forecast (wird in Zukunft als Mid-Term Adequacy Forecast fortgeführt) mit seinen 2025-„Scenarios“ spielt für den Entwurf des Szenariorahmen 2030 demnach keine Rolle mehr. Die Visionen 1 und 3 orientieren sich an der nationalen Energiepolitik der Nationalstaaten. Die Visionen 2 und 4, die wiederum aus den Visionen 1 und 3 abgeleitet werden, nehmen eine verstärkte europäische Integration an. Während die Visionen 3 und 4 eine lineare Entwicklung abbilden, starten die Visionen 1 und 2 langsam und steigern sich bezüglich ihres Fortschritts erst nach 2030 zur Energy Roadmap 2050. Die Brennstoff- und CO₂-Kosten führen in den Visionen 1 und 2 zu einer bevorzugten Nutzung von Kohle und in den Visionen 3 und 4 zu einer bevorzugten Nutzung von Gas.

Allerdings sind die europäischen Visionen des Scenario Development Reports „Eckszenarien“, die quasi als äußere Extrempunkte ein „Zielquadrat“ aufspannen, während die nationalen Szenarien des Szenariorahmens 2030 „Rand- bzw. Leitszenarien“ sind, die einen „Trichter“ wahrscheinlicher Entwicklungen abbilden. Aus diesem Grund schlagen die Übertragungsnetzbetreiber für das Szenario B 2030 erstmalig einen Mittelwert aus den zwei europäischen Visionen 2 und 3 vor.

Die Zuordnung der nationalen Szenarien zu den europäischen Visionen im Entwurf des Szenariorahmens 2030 ist in der nachfolgenden Abbildung aufgeführt:



Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030

Um einen möglichst realistischen europäischen Stromaustausch für die Zieljahre zu simulieren, müssen Annahmen zu den verfügbaren Übertragungskapazitäten (NTC = Network Transmission 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 Anrainerstaaten und Deutschland. Die Annahmen zu den Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten beruhen auf Abstimmungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des aktuellen Ten Year Network Development Plans und sind in der nachstehenden Tabelle aufgelistet.

2030 [MW]	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	2.000	3.286	2.000	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	2.000	2.015
Von ... nach Deutschland	2.000	4.700	2.600	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	3.000	2.000
2035 [MW]											
Von Deutschland nach ...	2.00	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	3.300	6.000	1.400	3.000	2.015
Von ... nach Deutschland	2.000	6.400	2.600	1.600	3.000	4.800	3.300	6.000	1.400	3.000	2.000

Darstellung der Übertragungsnetzbetreiber: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030

Eine Besonderheit gilt gegenwärtig für Österreich, das derzeit eine gemeinsame Preiszone ohne definierte Übertragungskapazität mit Deutschland bildet. Sowohl für die Marktmodellierung als auch zur Ermittlung eines realistischen Netzausbaus ist jedoch eine Definition der Übertragungskapazität von und nach Österreich notwendig. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde eine in beide

Richtungen nutzbare Handelskapazität in Höhe von 7,5 GW für alle vier Szenarien angesetzt. Diese Größe steht ebenfalls im Einklang mit den Annahmen des europäischen Ten Year Network Development Plans.

- **Halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung der nationalen Szenarien zu den europäischen Visionen für angemessen? Ist die Bildung eines Mittelwertes aus den europäischen Visionen vertretbar, ggf. auch für die anderen nationalen Szenarien?**
- **Erachten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten Werte für die Übertragungskapazitäten der Anrainerstaaten mit Deutschland als angemessen?**
- **Wie bewerten Sie die für die Marktmodellierung angenommene Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich von 7,5 GW?**

VII. 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 hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern keine Sensitivitäten aufgetragen, da sie angesichts der Berücksichtigung der Klimaschutzziele der Bundesregierung anstelle der beantragten vier Szenarien für die Erstellung des Netzentwicklungsplans 2025 sechs Szenarien zu betrachten hatten.

Die Bundesnetzagentur bittet um Hinweise, falls Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2030 als sinnvoll erachtet werden.

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 2016

Text

Referat 613