



Bundesnetzagentur

# Begleitdokument zur Konsultation des Szenariorahmens 2025

**(Stand: 12.05.2014)**

Bundesnetzagentur für  
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,  
Post und Eisenbahnen

Behördensitz: Bonn  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
☎ (02 28) 14-0

Telefax Bonn  
(02 28) 14-88 72

E-Mail  
poststelle@bnetza.de  
Internet  
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Kontoverbindung  
Bundeskasse Trier  
BBk Saarbrücken  
BIC: MARKDEF1590  
IBAN: DE 81 590 000 00  
00 590 010 20

In den Jahren 2011 bis 2013 wurde der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Szenariorahmen jeweils von der Bundesnetzagentur unkommentiert zur Konsultation gestellt. Die Szenariorahmen der Jahre 2011 bis 2013 waren durch einen relativ breit aufgespannten sog. „Szenario-Trichter“ mit einem zentralen Leitszenario charakterisiert.

Angesichts der im Koalitionsvertrag vom 16.12.2013 vereinbarten und im Gesetzesentwurf zur EEG-Novellierung vom 08.04.2014 enthaltenen Ausbauziele für Erneuerbare Energien sowie konkreter Vorschläge zur Weiterentwicklung der Methodik der Erstellung des Szenariorahmens hält es die Bundesnetzagentur für angezeigt, die Konsultation zum Szenariorahmen um die Diskussion über eine Neuausrichtung bzw. Neuausgestaltung der Szenarien zu erweitern.

Die Bundesnetzagentur tritt daher im Folgenden mit konkreten Fragen an die Konsultationsteilnehmer heran, die aus Sicht der Bundesnetzagentur maßgebliche Bedeutung für die Genehmigung des von den ÜNB vorgelegten Entwurfs des Szenariorahmens 2025 und die darauf aufbauenden weiteren Prozessschritte der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung haben können. Die Bundesnetzagentur möchte mit Hilfe des vorliegenden Begleitdokuments die Öffentlichkeit erneut ausdrücklich zu Stellungnahmen auffordern.

Die möglichen Änderungen des Szenariorahmens stellen den grundsätzlichen Bedarf für bereits im Bundesbedarfsplan enthaltene Vorhaben nicht in Frage, sondern leisten einen Beitrag zur methodischen Weiterentwicklung der Netzentwicklungsplanung.

## **A. Einleitung**

Zur Ermittlung der Leistungswerte der Erneuerbaren Energien wählen die Übertragungsnetzbetreiber im diesjährigen Szenariorahmen neue Ansätze. Maßgeblich ist nun der von der Politik vorgegebene Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien. Für das Szenario A 2025 wird in etwa ein 40%-Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch und für Szenario B 2025 in etwa ein 45%-Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch angenommen.<sup>1</sup> In das C-Szenario fließen diesmal nicht die von den Bundesländern gemeldeten Zahlen zu den individuell angestrebten EE-Ausbauzielen ein, sondern die einzelnen Zubaukorridore für Erneuerbare Energien gemäß der Bund-Länder-Vereinbarung zur EEG-Reform vom 01.04.2014<sup>2</sup> (im Ergebnis ca. 47%-Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch). Szenario C 2025 ist im von den ÜNB vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens somit nicht mehr wie bisher von einem extrem ambitionierten EE-Zubau gekennzeichnet. Stattdessen ist Szenario C von deutlich geringeren Erwartungen an die Kapazität der konventionellen Kraftwerke und daraus resultierend durch einen voraussichtlich erhöhten Stromimportbedarf gekennzeichnet.

Nachfolgend werden in Teil B Fragen zur grundlegenden Methodik und Konzipierung der Szenarientwicklung aufgeworfen und in Teil C die Ausgestaltung konkreter Parameter der Szenarien diskutiert.

---

<sup>1</sup> Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen die Anteile auf Basis einer Abschätzung der Volllaststunden für die einzelnen Energieträger und der Annahme eines Bruttostromverbrauchs von 600 TWh.

<sup>2</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=634058.html>.

## B. Methodik zur Bestimmung der Szenarien

### I. Bisherige Herangehensweise: Breiter Szenario-Trichter $\Rightarrow$ Konzentration auf ein Leitszenario

Da dem Umfang und dem Tempo des Ausbaus der Erneuerbaren Energien bisher stark unterschiedliche Zielvorstellungen zu Grunde lagen, variierten bisher die Annahmen zur installierten Erzeugungsleistung in den Szenarien deutlich. Demzufolge bildeten die Szenarien A, B und C einen relativ breiten „Szenario-Trichter“ (siehe nachfolgende Abbildung 1). Das Szenario B stellte die zentrale Referenzentwicklung dar, die durch einen mittleren Ausbau an Erneuerbaren Energien gekennzeichnet war. Dieses Leitszenario flankierten einerseits Szenario A mit einem moderaten Ausbau an Erneuerbaren Energien sowie andererseits Szenario C mit einem sehr ambitionierten Ausbau an Erneuerbaren Energien. Die Variablen in diesem „Szenario-Trichter“ sind die Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien und die Weiterentwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten. Aufgrund der „Breite“ des Szenario-Trichters wurde der darauf basierenden Bestätigung des Netzentwicklungsplans der Ausbaubedarf für das Leitszenario B zu Grunde gelegt.<sup>3</sup> Angesichts der großen Bandbreite des EE-Ausbaus und den daraus resultierenden Unsicherheiten wurden bisher nur Maßnahmen bestätigt, deren Erforderlichkeit zusätzlich durch ein Robustheitskriterium abgesichert wurde.

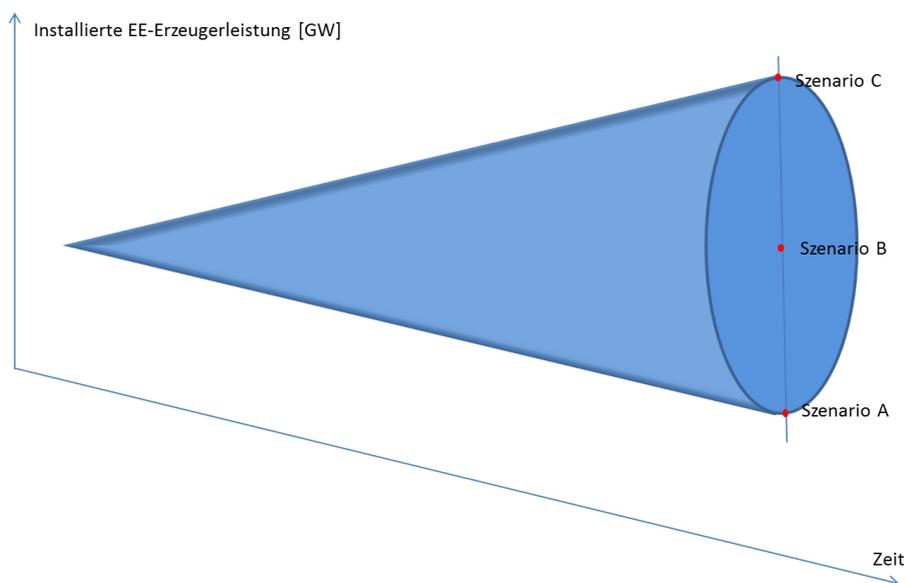


Abbildung 1: Bisheriger „breiter“ Szenario-Trichter

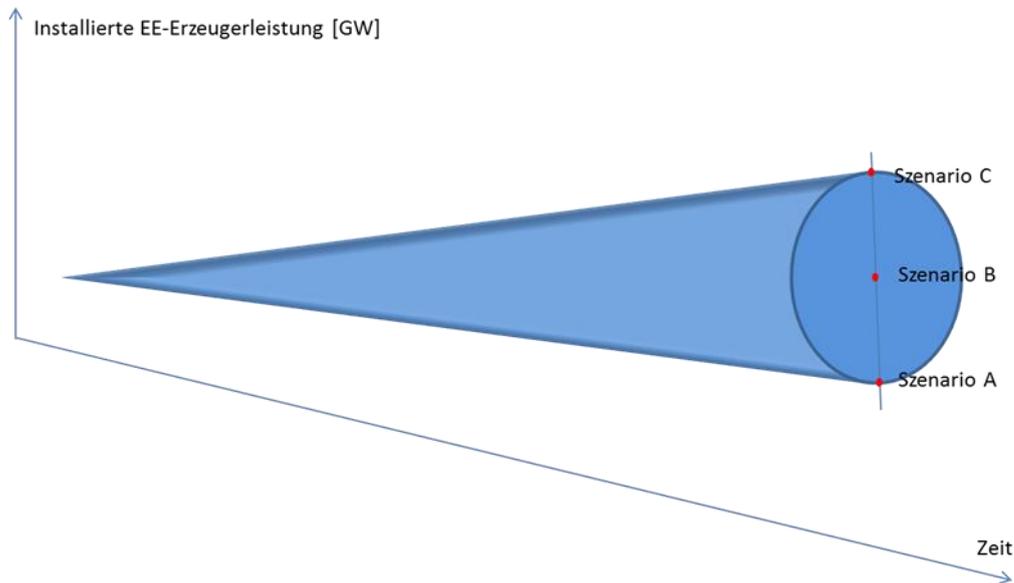
### II. Alternativer Ansatz: Enger Szenario-Trichter $\Rightarrow$ Realisierung aller im Szenario-Trichter notwendigen Maßnahmen

Die in den diesjährigen Szenarien beantragten Werte der Übertragungsnetzbetreiber zur installierten Erzeugerleistung der Erneuerbaren Energien unterscheiden sich weit weniger stark als

---

<sup>3</sup> Gleichwohl hat die Bundesnetzagentur den aus den gesetzlich vorgesehenen Szenarien abgeleiteten Netzentwicklungsbedarf einer Alternativenprüfung unterzogen. Die Wahl der Ausbauszenarios, welches dem Bundesbedarfsplan zu Grunde gelegt wird, ist eine zentrale Weichenstellung im Rahmen der Netzentwicklungs- und Bundesbedarfsplanung, da sich aus den unterschiedlichen Szenarien des genehmigten Szenariorahmens auch ein unterschiedlicher Netzentwicklungsplan ableiten lässt.

noch in den Vorjahren. Die Spreizung der Randszenarien A 2025 und C 2025 ist wesentlich geringer als die Spreizung der Randszenarien A 2024 und C 2024, was dazu führt, dass der Szenario-Trichter in Bezug auf den EE- Ausbau bildlich gesprochen deutlich enger wird (siehe nachfolgende Abbildung 2).



**Abbildung 2: Entwurf des Szenariorahmens 2025 der ÜNB: „enger“ Szenario-Trichter**

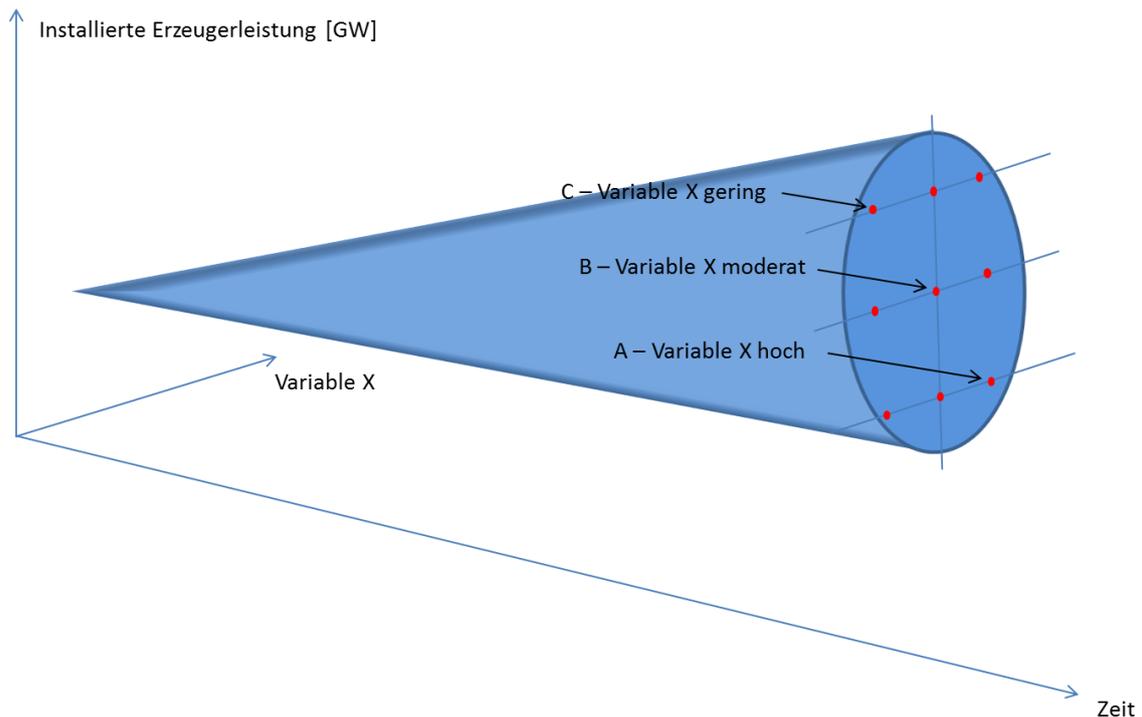
Mit der erheblich geringeren Spannbreite der berücksichtigten Entwicklungen aller Szenarien im Szenario-Trichter ist immanently verbunden, im Netzentwicklungsplan anschließend sämtliche Maßnahmen für erforderlich zu erklären, auch wenn die nur in einem der eng beieinander liegenden Szenarien vorgesehen sind.

**Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme zu der anzustrebenden Spreizung der Szenarien bzw. der „Breite“ des Szenario-Trichters.**

### III. Berücksichtigung weiterer variabler Eingangsgrößen

Bisher wurde bei der Erstellung des Szenariorahmens lediglich die regenerative und konventionelle Erzeugerleistung variiert. Wesentliche Parameter wie der Nettostromverbrauch, die zu deckende Jahreshöchstlast sowie Fundamentaldaten wie die Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Preise wurden hingegen konstant gehalten. Der Einfluss einer Variation dieser Einflussgrößen wurde bisher separat in so genannten Sensitivitätsrechnungen betrachtet. Das Motiv für diese Vorgehensweise ist neben der Beschränkung des zu leistenden Rechenaufwandes für die Übertragungsnetzbetreiber vor allem die gezielte Identifizierbarkeit der Auswirkungen genau einer Einflussgröße auf den Netzausbaubedarf.

Werden neben der installierten Erzeugerleistung der Erneuerbaren Energien und der konventionellen Kraftwerke weitere Eingangsgrößen (Variable X in der nachfolgenden Abbildung 3) in den Szenarien variiert, breitet sich der Szenario-Trichter in eine zusätzliche Dimension aus. Die nachfolgende Abbildung 3 zeigt schematisch die mit Hinzunahme einer weiteren Variablen einhergehende Aufweitung des Szenario-Trichters.



**Abbildung 3: Schematische Darstellung eines Szenario-Trichters ergänzt um die Variable X**

Für jede weitere Variable (z.B. unterschiedliche Brennstoffkosten oder CO<sub>2</sub>-Preise, verschiedene Methoden der Regionalisierung, Kappung von Einspeisespitzen) käme jeweils eine weitere Dimension hinzu. Im oben gezeigten Beispiel zweier variabler Eingangsgrößen mit jeweils drei Ausprägungen (hoch, moderat, gering) ergäben sich bereits  $3^2 = 9$  unterschiedliche Szenarien. Bei vier variablen Eingangsgrößen würde sich die Zahl der möglichen Szenarien bereits auf 81 erhöhen. Die Berechnungen zu den vergangenen Netzentwicklungsplänen zeigen, dass aufgrund des erheblichen Rechenaufwands bereits die vier gesetzlich vorgeschriebenen Szenarien den jährlichen Prozess an seine Grenzen stoßen lassen. Eine weitere Ausweitung ist nicht möglich. Deshalb verlangt der Ansatz zwingend nach einer Zwischenentscheidung, mit der die Zahl der tatsächlich zu analysierenden Szenarien auf ein handhabbares / rechenbares Maß reduziert wird.

Eine solche Berücksichtigung mehrerer variabler Eingangsgrößen wird jüngst in einem von der Agora vorgestellten Gutachten vorgeschlagen.<sup>4</sup> Die in dem dortigen Beispielsfall letztlich ausgewählten Szenarien dienen gleichberechtigt als Grundlage für die Bestimmung des Netzausbaubedarfs. In einem behördlichen Verfahren wie der Genehmigung des Szenariorahmens müssten dabei die Experten der Bundesnetzagentur mit Hilfe einer Computeranalyse in Hinblick auf die Kriterien der inneren Konsistenz, der ausreichenden Verschiedenheit und der Plausibilität der betrachteten Szenarien eine Auswahlentscheidung treffen. Die Bundesnetzagentur weist auch darauf hin, dass die von ihr zu treffende Auswahlentscheidung der entsprechenden Szenarien schon aus zeitlichen Gründen nicht nochmals konsultiert werden kann. Aus hiesiger Sicht ist damit der Transparenzgewinn des „Weitere Variable Eingangsgrößen“-Ansatzes gering.

<sup>4</sup> Agora Energiewende: Methoden der Netzentwicklung, vorläufige Fassung: [http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Netzplanung/Agora\\_BET\\_Methoden\\_der\\_Netzentwicklung\\_Final\\_Vorabfassung.pdf](http://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Netzplanung/Agora_BET_Methoden_der_Netzentwicklung_Final_Vorabfassung.pdf)

Mit dem Vorschlag der variablen Eingangsgrößen verbunden ist auch die Anforderlichkeit, den tatsächlichen Ausbaubedarf auf alle Szenarien auszuweiten und damit auch Vorhaben zu realisieren, die nicht in allen Szenarien, sondern nur bei einer ganz bestimmten ausgewählten Kombination erforderlich sind.

**Die Bundesnetzagentur bittet die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme zur zukünftigen Ausgestaltung der Szenarien insbesondere im Hinblick auf weitere variable Eingangsgrößen.**

## **C. Konkrete Fragestellungen zu den einzelnen Einflussgrößen**

### **I. Konventionelle Erzeugung**

Der angenommene Kraftwerkspark in 10 bzw. 20 Jahren 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 bisher kraftwerksscharf direkt aus den Kraftwerken in Bestand, im Bau und in Planung, abzüglich Außerbetriebnahmen.

Bisher (2011 bis 2013) wurde die Realisierung von Kraftwerken „in Planung“ in den Szenarien unterschiedlich beurteilt. Die Außerbetriebnahme von Kraftwerken wurde in allen Szenarien hingegen in gleicher Weise angenommen. Im Szenario A wurden Kohlekraftwerke in Planung bisher als realisiert unterstellt, während in den Szenarien B und C solche Planungen bisher nicht berücksichtigt wurden. Spiegelbildlich wurde demgegenüber bisher in Szenario A kein Zubau an Gaskraftwerken angenommen, während in den Szenarien B und C auch die Planungen von Gaskraftwerken Berücksichtigung fanden.

Hinsichtlich der Lebensdauer von Kraftwerken wurde bisher (2011 bis 2013) in allen Szenarien einheitlich für Kohlekraftwerke 50 Jahre, für Gaskraftwerke 45 Jahre und für Pumpspeicher eine unbefristete Lebensdauer angenommen. Bei Erreichen der Lebensdauer wurden die Kraftwerke automatisch „außer Betrieb genommen“. Gleichzeitig wurde bei KWK-fähigen Gaskraftwerken bei Erreichen ihrer Lebensdauer ein baugleicher Ersatzneubau mit gleicher Leistung am gleichen Standort unterstellt. Durch letztere Annahmen erfüllen alle Szenarien des Netzentwicklungsplans die energiepolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung, 25% der Bruttostromerzeugung aus KWK-Anlagen zu gewinnen.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen im neu vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens 2025 eine modifizierte Betrachtung für den konventionellen Energieträger Braunkohle vor. Bei den Braunkohlekraftwerken wird nun in B 2025 davon ausgegangen, dass diese unabhängig von der bisher angenommenen Lebensdauer von 50 Jahren so lange betrieben werden, wie der dazugehörige Tagebau genehmigt ist (leichte Modifizierungen zu B 2025 ergeben sich bei den Szenarien A 2025 und C 2025). Im Vergleich zu den Vorjahres-Szenarien weisen Szenario A 2025 und B 2025 deswegen um mehr als 4 GW höhere Leistungen bei der Braunkohle auf.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen außerdem im neuen Entwurf des Szenariorahmens 2025 für das Szenario C 2025 – nicht aber für die Szenarien A 2025 und B 2025 – vor, die Le-

bensdauer der konventionellen Kraftwerke um jeweils fünf Jahre zu verringern. Darüber hinaus wird gemäß Szenario C 2025 eine nicht näher spezifizierte Anzahl an konventionellen Kraftwerken („im Wesentlichen aus dem Mittellastbereich“) aus dem Markt genommen, die in einer Marktsimulation keinen ausreichenden Deckungsbeitrag („Rentabilitätsschwierigkeiten“) aufgewiesen hätten. Dadurch entsteht insbesondere bei den Gaskraftwerken ein besonders starker Rückgang von 6,7 GW. Mit einer installierten Kraftwerksleistung von nur noch 71,6 GW (d.h. 13,2 GW weniger als im letztjährigen C-Szenario) ändert Szenario C damit seinen Charakter weg vom ambitionierten EE-Szenario hin zu einem Szenario mit voraussichtlich deutlich erhöhtem Importbedarf.

- **Soll an der bisherigen Methodik der Ermittlung der konventionellen Kraftwerksleistung festgehalten werden? Wie beurteilen Sie die neuen Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber?**
- **Wie stehen Sie zu der Neugestaltung des Szenarios C 2025 als Szenario mit voraussichtlich erhöhtem Importbedarf aufgrund eines kürzer laufenden bzw. unrentableren konventionellen Kraftwerksparks?**
- **Wie beurteilen Sie den Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, die Lebensdauer der Braunkohlewerke an die Genehmigungsdauer des Tagebaus zu koppeln?**

## **II. Ausbaupfade für Erzeugung von Erneuerbaren Energien**

Die anstehende EEG-Novellierung konkretisiert die Ausbauziele und die Zubauraten für Erneuerbare Energien. Demnach sind im derzeitigen Gesetzesentwurf zur EEG-Reform der Bundesregierung vom 08.04.2014<sup>5</sup> konkrete Ausbauziele (Erneuerbare Energien-Anteil von 40-45% am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 bzw. 55-60 % in 2035) vorgegeben. Diese Ausbauziele sollen durch so genannte „atmende“ Deckel erreicht werden. Dieses System hat sich im Bereich der Photovoltaik nach Ansicht der Bundesregierung bewährt<sup>6</sup> und soll nun auch auf Wind Onshore übertragen werden.

- **Inwieweit halten Sie die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Zuordnung des Anteils von Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40% (Szenario A) über 45% (Szenario B) bis 47% (Szenario C) auf die Szenarien des Szenariorahmens für angemessen?**
- **Wie beurteilen Sie die Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber, die bisher im C-Szenario sehr hohen Ausbauziele der einzelnen Bundesländer (insbesondere bei Wind Onshore) nun nicht mehr unmittelbar zu berücksichtigen?**

<sup>5</sup> <http://www.bundesrat.de/SharedDocs/beratungsvorgaenge/2014/0101-0200/0157-14.html>

<sup>6</sup> Der tatsächliche PV-Zubau entsprach mit 3,3 GW im Jahr 2013 erstmals den Zielvorgaben des atmenden Deckels i. H. v. 2,5 bis 3,5 GW pro Jahr, § 20a EEG 2012.

### III. Verbrauch und Jahreshöchstlast

Der Nettostromverbrauch, d.h. der gesamte in einem Jahr von den Verbrauchern in ganz Deutschland benötigte Strom, 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 skaliert werden, wodurch sich die Lastzeitreihen der nächsten Dekade abschätzen lassen.

Ausgehend von aktuellen Referenzwerten des BDEW<sup>7</sup> und Leistungsbilanzen der Übertragungsnetzbetreiber<sup>8</sup> wurden bisher der Nettostromverbrauch und die Jahreshöchstlast für das jeweilige Referenzjahr ermittelt. Bei dem diesjährigen Entwurf des Szenariorahmens beziehen sich die Übertragungsnetzbetreiber auch auf die Erhebungen und Einschätzungen der Bundesnetzagentur in diesem Bereich.

Die Eingangsgrößen Verbrauch und Jahreshöchstlast werden im jetzt vorgelegten Entwurf des Szenariorahmens wie auch bisher für die nächsten zehn Jahre für alle drei Szenarien als konstant angenommen. Dieses Vorgehen wird mit der schwer abschätzbaren Entwicklung des Jahresstromverbrauchs in den nächsten Jahren begründet. Studien kommen bei der Analyse von verbrauchssteigernden oder verbrauchssenkenden Faktoren zu unterschiedlichen Prognosen. Deshalb wurde bisher immer davon ausgegangen, dass sich beide Tendenzen zu einer konstanten Entwicklung überlagern.<sup>9</sup> Für einen steigenden Verbrauch führen Studien z.B. das Wirtschaftswachstum, eine positive Entwicklung der Elektromobilität und einen Anstieg der elektrischen Wärmeproduktion (Power to Heat) an. Für einen sinkenden Stromverbrauch wird auf eine Steigerung der Energieeffizienz, den demographischen Bevölkerungsrückgang, eine Verbesserung des Erzeugungs- und Demand-Side-Managements (Smart Grids) und ein sich positiv entwickelndes Verbraucherbewusstsein verwiesen.

**Bisher wurde in allen Szenarien ein konstanter Verlauf des Nettostromverbrauchs und der Jahreshöchstlast angenommen. Sollte diese Konstanz-Annahme auch in Zukunft beibehalten oder verbrauchssteigernde bzw. -senkende Prognosen zu Grunde gelegt werden?**

### IV. Regionalisierung der Erneuerbaren-Energien-Erzeugung

Die regionale Verteilung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hat wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Netzausbauplanung. Vor diesem Hintergrund ist eine belastbare Methodik bei

<sup>7</sup> <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/B7A2B3B1AA32A3E8C125783700644E07>

<sup>8</sup> <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

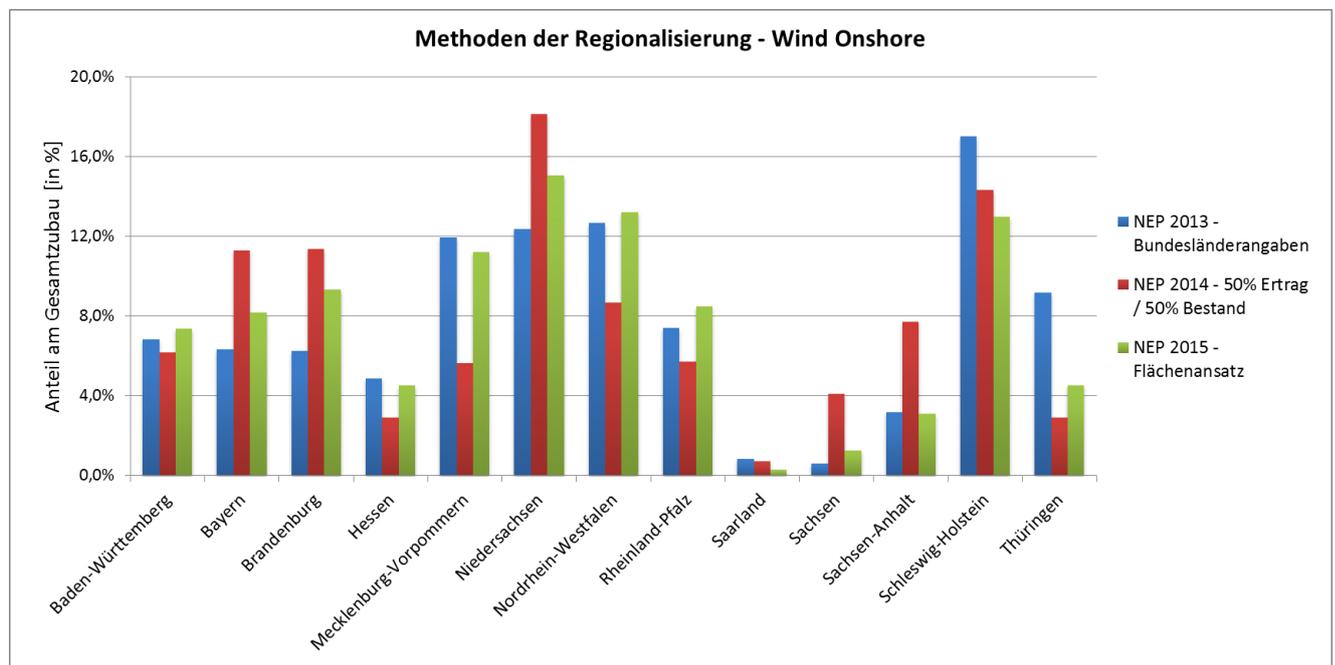
<sup>9</sup> In der Agora-Studie: „Positive Effekte von Energieeffizienz auf dem deutschen Stromsektor“ wird ein weiter Überblick über aktuelle Studien zum Thema gegeben. Die Spannweite für die Entwicklung des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2024 reicht dabei von +7% bis zum Extremwert von -40%. Auf weitere Studien zum Thema wird im der Genehmigung des Szenariorahmens 2011 verwiesen; [http://stiftung-mercator.de/fileadmin/user\\_upload/INHALTE\\_UPLOAD/Klimawandel/Agora\\_Energiewende/Agora\\_ECF\\_RAP\\_Effizienzstudie\\_DE\\_web.pdf](http://stiftung-mercator.de/fileadmin/user_upload/INHALTE_UPLOAD/Klimawandel/Agora_Energiewende/Agora_ECF_RAP_Effizienzstudie_DE_web.pdf).

der Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien von besonderer Bedeutung. In den vergangenen Netzentwicklungsplänen kamen mehrere unterschiedliche Methoden zur Regionalisierung des Zubaus der Erneuerbaren Energien zur Anwendung.

So basierten die Netzentwicklungspläne 2012 und 2013 auf einer Regionalisierung, die sich unmittelbar aus den von den Bundesländern in den Szenarien C 2022 und C 2023 gemeldeten Bundesländerausbauzielen ableiteten. Diese Regionalisierungsmethodik wurde allerdings aufgrund der deutlichen Kritik in vorjährigen Verfahren verworfen.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 basiert nun auf einer Regionalisierung, in der zu 50% der Bestand der entsprechenden Anlagen (Wind Onshore, PV) und zu 50% das Ertragspotenzial (Windhöflichkeit, PV-Flächenverfügbarkeit) berücksichtigt wurde. Kritisiert wird an diesem Ansatz in Bezug auf Wind Onshore u. a., dass eine Unterscheidung nach Windhöflichkeit nicht maßgeblich sei, sondern dass es vielmehr auf die Existenz von für die Windenergie nutzbaren Flächen ankomme.

Der nun von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens 2025 stützt sich auf eine neue Regionalisierungsmethodik für Wind Onshore und PV. Insbesondere für Wind Onshore wurde eine neue Methodik entwickelt, die vor allem auf der Existenz ausgewiesener Windvorrangs- und Windeignungsflächen beruht. Die nachfolgende Abbildung vergleicht die Ergebnisse der verschiedenen Regionalisierungsmethodiken miteinander.



- **Wie bewerten Sie die im Entwurf des Szenariorahmens 2025 von den ÜNB vorgeschlagene neue Regionalisierungsmethodik?**
- **Haben Sie Vorschläge zu einer alternativen Regionalisierungsmethodik?**

## V. Kappung der Einspeisespitzen der Erneuerbaren Energien

Den Einfluss einer Kappung der Einspeisespitzen der Erneuerbaren Energien auf den Netzausbaubedarf haben die Übertragungsnetzbetreiber im Sensitivitätsbericht vom 16. April 2014 aufgezeigt.<sup>10</sup> Demnach wurde eine maximal zulässige Reduktion der Jahresarbeit von neuen Onshore-Windenergieanlagen (Zubau ab 01.01.2015) von jeweils 2,5% auf das Verteil- und das Übertragungsnetz angenommen. Dabei hat die Kappung der Einspeisespitzen den grundsätzlichen Netzausbaubedarf nahezu unangetastet gelassen, auch wenn sich einige Maßnahmen in dem betrachteten Zeithorizont als entbehrlich erwiesen haben. Es stellt sich die Frage, ob trotz bisher fehlender rechtlicher Verankerung die Kappung von Einspeisespitzen auch im Rahmen der auf den Szenariorahmen aufbauenden Berechnungen zum Netzentwicklungsplan 2025 modelliert werden soll. Dafür spricht aus Sicht der Bundesnetzagentur die mittlerweile weit verbreitete Ansicht, das Übertragungsnetz solle nicht für den Transport der letzten Kilowattstunde Strom ausgebaut werden.

- **Sollte die Bundesnetzagentur bereits in der Genehmigung des diesjährigen Szenariorahmens eine Kappung der Einspeisespitzen von Onshore-Windenergieanlagen berücksichtigen?**
- **Inwieweit sollten dann die Annahmen der bereits durchgeführten Sensitivitätsbetrachtung der Übertragungsnetzbetreiber übernommen werden?**

## VI. 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 letztjährigen Szenariorahmens hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern aufgetragen, zwei Sensitivitäten zu betrachten. In einem ersten Schritt haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Absenkung der installierten Leistung Wind Offshore untersucht. In einem zweiten Schritt wurde eine „Kappung der Einspeisespitzen“ für die Netzentwicklungsplanung aus Wind Onshore simuliert und analysiert.

**Die Bundesnetzagentur bittet um Hinweise, falls weitere Sensitivitätsberechnungen für den Netzentwicklungsplan 2025 für sinnvoll erachtet werden.**

<sup>10</sup> <http://www.netzentwicklungsplan.de/sensitivitaetenbericht-2014>