



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN **STROM**

---

## SZENARIORAHMEN FÜR DEN NETZENTWICK- LUNGSPLAN STROM 2013 - ENTWURF

Stand: 17. Juli 2012

1	EINFÜHRUNG .....	3
2	DER SZENARIORAHMEN ALS GRUNDLAGE FÜR DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN.....	3
3	ENTWICKLUNG DES SZENARIORAHMENS FÜR DEN NEP 2013 .....	6
4	KONKRETISIERUNG DER SZENARIEN .....	8
5	REGIONALISIERUNG.....	14
6	WEITERES VORGEHEN.....	18
7	ABKÜRZUNGEN UND EINHEITEN .....	18

# 1 EINFÜHRUNG

Die Energiewende verändert die Anforderungen an die Stromnetze nachhaltig: Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore) sowie zahlreiche weitere Formen regenerativer Energieerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung und auch ihre Erzeugungskapazitäten werden jedoch zukünftig noch weitaus stärker zunehmen. Große Energiemengen werden dann lastfern durch fluktuierende Quellen produziert. Dies macht einen Leistungstransport über weitaus größere Entfernungen als bisher zu den Verbrauchszentren notwendig und führt zu hohen Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke. Sichere Netze sind die Voraussetzung für eine stabile Energieversorgung und damit Grundlage einer funktionierenden Wirtschaft und Gesellschaft. Für eine weiterhin hohe Versorgungssicherheit, die Entwicklung des Strommarkts und vor allem die Integration der erneuerbaren Energien sind die Optimierung und der weitere Ausbau der Stromnetze unabdingbar.

## **Die Übertragungsnetze und ihre Betreiber**

Die Übertragungsnetze als Teil des deutschen Stromverbundnetzes transportieren auf der Höchstspannungsebene mit 380 und 220 Kilovolt große Energiemengen von den einspeisenden Erzeugungseinheiten (konventionelle und regenerative Kraftwerke) über weite Distanzen zu einigen wenigen an das Höchstspannungsnetz direkt angeschlossenen Kunden sowie zu den Verteilungsnetzen in den Regionen – sie sind sozusagen die „Stromautobahnen“ der Republik. Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW. Das Übertragungsnetz in Deutschland ist in vier Regionen, sogenannte Regelzonen, unterteilt.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes verantwortlich für die Wahrung der Systemsicherheit, die bedarfsgerechte Entwicklung und den Betrieb der Höchstspannungsnetze in ihren Regelzonen. Das heißt, sie gewährleisten den überregionalen Stromaustausch über ihre Leitungen störungsfrei und sorgen dafür, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden. Sie haben keinen Einfluss auf Anzahl oder Standorte von Energieerzeugern, -speichern oder -verbrauchern. Sie sind unabhängig von Erzeugung und Vertrieb und stellen neutral und diskriminierungsfrei das Übertragungsnetz als Plattform für den Energiemarkt zur Verfügung.

Die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und ihre vollständige Integration sind in Deutschland gesetzlich geregelt. Darüber hinaus existieren gesetzliche Regelungen zum Netzanschluss von regenerativen und konventionellen Erzeugungsanlagen wie etwa die freie Standortwahl der Kraftwerke, die für die Übertragungsnetzbetreiber bindend sind. Somit werden Art, Umfang und Ort der Erzeugung oder der Energieverbrauch nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Ebenso entscheiden sie nicht über Genehmigungen von Stromtrassen, sie setzen vielmehr die von Politik und Verwaltung getroffenen Entscheidungen um.

# 2 DER SZENARIORAHMEN ALS GRUNDLAGE FÜR DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN

## **Rechtliche Grundlage**

Die Übertragungsnetzbetreiber haben ab 2012 den gesetzlichen Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan (NEP) für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Rechtliche Grundlage ist das 2011 novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), insbesondere § 12 a - d. Der NEP wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam erstellt und soll alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die jeweils in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Für eines der Szenarien ist ein Ausblick für weitere zehn Jahre zu erstellen.

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans nach § 12 a EnWG. Darin ist vorgesehen, einen breiten Szenariorahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzentwicklungsplanung daran anzupassen. So können die sich verändernden Rahmenbedingungen und künftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen berücksichtigt werden.

Für den ersten Netzentwicklungsplan 2012 wurden vier Szenarien erstellt, von denen drei die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Last in Deutschland bis zum Jahr 2022 darstellen. Ein weiteres Szenario wurde bis in das Jahr 2032 fortgeschrieben, um einen möglichen Verlauf für die nächsten 20 Jahre abzubilden.

Der erste Netzentwicklungsplan Strom mit dem Zieljahr 2022 wurde am 30. Mai 2012 der Regulierungsbehörde übergeben. Gleichzeitig startete das Konsultationsverfahren.

### **Der Prozess**

Wesentliche Basis jedes Netzentwicklungsplans sind Szenarien hinsichtlich zukünftiger Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituationen. Der Szenariorahmen bildet für die nächsten zehn Jahre die wahrscheinlichen Entwicklungspfade im Einklang mit den energiepolitischen Entwicklungen ab, insbesondere im Energiemix und im Verbrauch. Es werden mehrere Szenarien betrachtet, um die Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abzudecken. Durch die Analyse des Netzausbaubedarfs in verschiedenen Szenarien können qualifizierte Entscheidungen für den notwendigen Ausbau getroffen werden.

Der Entwurf des Szenariorahmens wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur genehmigt.

Die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ist ein iterativer Prozess, der den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen muss. Die Rahmenbedingungen für die Ermittlung des Übertragungsbedarfs sind unter anderem: Energieerzeugung und -verbrauch, technologische Innovationen, physikalische Grenzen, politische Zielvorgaben, europäische Einbettung, Stand der Gesetzgebung und Erzeugerstrukturen. Da diese sich kontinuierlich verändern, sieht der Gesetzgeber die jährliche Erstellung eines Netzentwicklungsplans vor, der jeweils an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wird. Der Netzentwicklungsplan legt damit nicht die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes für die nächsten Jahre final fest, sondern bildet vielmehr die Grundlage für weitere Planungen und die Umsetzung der Energiewende in Deutschland.

Berechnung und Planung des Netzausbaus unterliegen einem komplexen Prozess und basieren auf einer validen Methodik. Dabei werden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

1. Genehmigung des Szenariorahmens durch die Regulierungsbehörde
2. Bestimmung der Netznutzungsfälle (stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mithilfe einer Marktsimulation
3. Ableitung von Maßnahmen zur Abdeckung des Transportbedarfs auf der Basis von Netzanalysen
4. Bewertung der Systemstabilität

### **Die Konsultationen**

Insgesamt werden bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans drei Konsultationen durchgeführt. Die erste und dritte Konsultation werden durch die Bundesnetzagentur durchgeführt. Alle Stellungnahmen werden von den Übertragungsnetzbetreibern bzw. der Bundesnetzagentur dokumentiert und bearbeitet. Nach Abschluss der jeweiligen Konsultationsschritte werden die Stellungnahmen auf der Seite [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de) bzw. auf der Internetseite der Bundesnetzagentur [www.netzausbau.bundesnetzagentur.de](http://www.netzausbau.bundesnetzagentur.de) veröffentlicht. Dieses Vorgehen ermöglicht Partizipation und gewährleistet Prozesstransparenz.

Das erste Konsultationsverfahren bezieht sich auf den von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Entwurf des Szenariorahmens. Die Ergebnisse werden von der Bundesnetzagentur dokumentiert und fließen in das Genehmigungsverfahren des Szenariorahmens ein. Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens erstellen die Übertragungsnetzbetreiber einen ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan. Im Rahmen einer weiteren Konsultation hat die Öffentlichkeit Gelegenheit, sich zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans zu äußern. Daran anschließend wird der NEP überarbeitet und eine zusammenfassende Erklärung zu den Konsultationsergebnissen angefügt.

Die Bundesnetzagentur als verantwortliche Regulierungsbehörde prüft im Anschluss an die durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführte Konsultation den zweiten überarbeiteten Entwurf mit den

darin vorgeschlagenen Maßnahmen fachlich und inhaltlich und kann die Netzbetreiber bei Bedarf zu weiteren Anpassungen verpflichten.

Zeitgleich wird eine strategische Umweltprüfung seitens der Bundesnetzagentur durchgeführt, die die grundsätzliche Beeinflussung von Menschen, Tieren und Umwelt durch die im NEP identifizierten Netzausbaumaßnahmen bewertet. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht dokumentiert und veröffentlicht. Nach Abschluss der Prüfung werden beide Dokumente, Netzentwicklungsplan und Umweltbericht, durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt. Die Öffentlichkeit und die Behörden, deren Aufgabenbereiche berührt werden, erhalten dabei die Möglichkeit zur Stellungnahme. Wenn alle Anforderungen des Gesetzgebers und der Bundesnetzagentur erfüllt sind, bestätigt die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan. Das Ergebnis dieser Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei der Bestätigung des Netzentwicklungsplans. Die Bestätigung ist nicht selbstständig durch Dritte anfechtbar. Der durch die Bundesnetzagentur bestätigte NEP ist daraufhin die verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber.

Die Bundesnetzagentur kennzeichnet in dem jährlichen Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber die bundesländerübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen. Auf dieser Basis übermittelt die Bundesnetzagentur den NEP als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan erstmals 2012 und anschließend mindestens alle drei Jahre an die Bundesregierung. Die Bundesregierung beschließt daraufhin einen Bundesbedarfsplan, der dem Bundestag zur Genehmigung vorgelegt wird. Wird der Bundesbedarfsplan vom Bundestag beschlossen, ist damit der konkrete Bedarf an notwendigen Netzausbau- und Optimierungsmaßnahmen rechtlich abschließend festgestellt. Mit der Festschreibung von Netzausbaumaßnahmen im Bundesbedarfsplan stehen für diese die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf fest.

### **Szenariotechnik**

Mithilfe der Szenariotechnik werden Analysen und Planungen zukünftiger Entwicklungen unter Einbeziehung von Unsicherheiten bezüglich eines oder mehrerer Einflussfaktoren vorgenommen. Dabei werden unterschiedliche Ausprägungsvarianten mehrerer Parameter bzw. Entwicklungspfade betrachtet.

Eine Grundvoraussetzung für die Anwendung der Szenariotechnik ist ein einheitliches Verständnis des Begriffes Szenario. Damit ist im Folgenden weder eine Prognose, also die Voraussage der Zukunft basierend auf deren Eintrittswahrscheinlichkeit, noch die teilweise Berücksichtigung von Sensitivitäten (Empfindlichkeiten) einzelner Einflussfaktoren für die Zukunft gemeint. Vielmehr soll unter dem Begriff Szenario die Beschreibung einer zukünftigen Situation verstanden werden. Folglich ist ein Szenario die Beschreibung der Entwicklung eines konsistenten Systemgesamtzustandes von heute bis in die Zukunft.

In Abhängigkeit der Entwicklung verschiedener Einflussfaktoren ist eine Vielzahl von Szenarien denkbar. Die Gesamtheit alternativer Szenarien beschreibt den Zukunftsraum, dessen Dimensionalität der Anzahl der Einflussfaktoren entspricht. Die Varianz möglicher Einflussfaktoren, also die Möglichkeit extremer Entwicklungen, steigt mit der zeitlichen Entfernung von der Gegenwart an.

Der Schlüssel der Szenarioentwicklung für die Abschätzung des zukünftigen Transportbedarfs für elektrische Energie – und gleichzeitig die größte Herausforderung – ist die Identifikation möglichst aller Variablen, die die Energieentwicklung bestimmen. Auf Basis ausgewählter Variablen werden Stromerzeugung und -verbrauch ermittelt und die damit verbundenen Anforderungen an das Übertragungsnetz berechnet.

## 3 ENTWICKLUNG DES SZENARIORAHMENS FÜR DEN NEP 2013

### Eingangsbegründungen

Die Szenarien für den Netzentwicklungsplan 2013 basieren auf dem von den Übertragungsnetzbetreibern erstmalig im Jahre 2011 entwickelten Szenariorahmen. Mit Schreiben vom 20. Dezember 2011 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen für den NEP 2012 nach § 12 a Abs. 3 EnWG genehmigt. Das Genehmigungsschreiben wurde auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Dem Schreiben sind die Details zu den genehmigten Werten und deren Herleitung zu entnehmen (Az.: 8121- 12/Szenariorahmen 2011).

Der Szenariorahmen für den NEP 2012 wurde auf Basis der Daten- und Informationsgrundlage ausgewählter Studien unabhängiger Forschungsinstitutionen sowie des Verbandes europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) entwickelt. Die Auswahl der Studien erfolgte im Rahmen der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“, die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gegründet wurde. Die Szenarien für den NEP 2013 wurden überarbeitet und angepasst. Der Zehnjahreshorizont wurde entsprechend um ein Jahr in die Zukunft verschoben. Da es keine grundlegenden Veränderungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen gegenüber dem Vorjahr gibt, kann die gleiche Methodik wie für den NEP 2012 zugrunde gelegt werden.

Der Szenariorahmen für den NEP 2013 hat mit dem genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2012 somit viele Gemeinsamkeiten hinsichtlich der grundsätzlichen Struktur und der Verfahren zur Ermittlung der installierten Erzeugerleistungen. Einige Punkte wurden aber auch verändert. So konnte der zugrunde liegende Kraftwerkspark konventioneller Art des Referenzjahres 2011 durch ein von der Bundesnetzagentur durchgeführtes Monitoring auf einer breiteren Basis erfasst und durch diese Detaillierung vergrößert werden, während gleichzeitig aufgrund einer weiteren Erhebung durch die Bundesnetzagentur erstmals auch von den Betreibern gemeldete Kraftwerksstilllegungen zu beachten waren. Eine große Anzahl von KWK-Anlagen geringerer Leistung konnte durch Informationen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ergänzt werden. Aufgrund der Erfahrungen aus den Marktsimulationen im Rahmen des NEP 2012 werden nur noch diejenigen mit Erdgas befeuerten Kraftwerke nach einer Betriebsdauer von 45 Jahren ersetzt, die bereits im Bestand als KWK-Anlagen betrieben werden. Die Planungen für zusätzliche neue Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt ca. 2 GW wurden der Bundesnetzagentur gegenüber bekannt gegeben und sind jetzt im Szenariorahmen enthalten.

Hinsichtlich der räumlichen Verteilung der regenerativen Stromerzeuger aller Kategorien werden jetzt deren installierte Leistungen für alle Szenarien je Bundesland angegeben.

### SZENARIO A

In Szenario A wird für das Jahr 2023 ein moderater Anstieg der Leistungsbereitstellung aus Steinkohle im konventionellen Bereich angenommen. Die installierte Leistung der regenerativen Energien bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab. Das Szenario ist ein Zukunftsbild über zehn Jahre.

### SZENARIO B (LEITSZENARIO)

Szenario B für das Jahr 2023 ist von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien (EE) als im Szenario A gekennzeichnet. Darüber hinaus wird ein Anstieg der Leistungsbereitstellung aus Gaskraftwerken prognostiziert. Dieses Basisszenario mit einem Horizont bis 2023 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2033 fortgeschrieben, sodass sich die Szenarien B 2023 und B 2033 ergeben.

### SZENARIO C

Szenario C für das Jahr 2023 zeichnet sich durch einen besonders hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus, der sich aus regionalen Entwicklungsprognosen und Zielen der Bundesländer ergibt. Der konventionelle Kraftwerkspark entspricht dem Szenario B für das Jahr 2023.

In allen Szenarien ist die Kernenergie mit ihrem planmäßigen Auslaufen bis zum Ende des Jahres 2022 nicht mehr vorhanden. Die bestehenden und geplanten Pumpspeicherkraftwerke werden für alle Szenarien gleichmäßig in vollem Umfang berücksichtigt.

### Eingangsgrößen

Als Basisannahmen für die erneuerbaren Energien werden die mit Stand 31.12.2011 in Deutschland installierten Leistungen sowie die im genehmigten Szenariorahmen des NEP 2012 ausgewiesenen Zuwächse über die nächsten zehn und 20 Jahre herangezogen.

Wesentliche Quellen für den vorliegenden Szenariorahmen des NEP 2013 sind die aktuellen Bestandslisten von konventionellen Kraftwerken der Bundesnetzagentur (Stand 01.04.2012), das Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV des VDE-FNN (Stand 29.06.2012), die bei den Ferngasleitungsnetzbetreibern (FNB) vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke sowie die Überlegungen, die in der Genehmigung des letzten Szenariorahmens (Dezember 2011) enthalten sind. Die Basis für die installierten Leistungen der EE-Anlagen sind die aktuellen Bestandslisten von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien der Bundesnetzagentur (Stand 01.04.2012), die Zielwerte der Bundesländer und die den ÜNB vorliegenden Meldungen.

Die in der Tabelle 1 aufgeführten Summenwerte der installierten Leistung je Primärenergieträger und Szenario entstehen durch Aggregation der Einzelwerte in der aus vorstehend genannten Quellen zusammengestellten Kraftwerksliste.

### **Einpassung in den europäischen Rahmen**

Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E-Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird auch ein Stromhandel zwischen einzelnen Marktgebieten ermöglicht, der den Kraftwerkseinsatz in diesen Gebieten jeweils beeinflusst. Der zukünftige Einsatz des Erzeugungssystems in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – wird daher aufgrund der zentralen Lage innerhalb Europas und der gut ausgebauten Verbindungen zu den Anrainerstaaten von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig sein. Demzufolge sind für den Netzentwicklungsplan neben den Annahmen für das deutsche Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden alle 35 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes bei der Bestimmung der zukünftigen Transportaufgabe auf Basis einer Simulation des zukünftigen Energiemarkts mit einbezogen. Für das deutsche Übertragungsnetz sind besonders die zukünftigen grenzüberschreitenden Handelsflüsse Deutschlands relevant, die sich aus den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten sowie den installierten Leistungen und Nachfrageentwicklungen in Europa ergeben.

### **Überarbeitete und aktualisierte Datenbasis**

Die zugrunde liegenden Daten wurden aktualisiert. Insbesondere wurde auf überarbeitete Daten der Bundesnetzagentur zurückgegriffen:

- eine aktualisierte Liste der Bestandskraftwerke in Deutschland,
- Unternehmensmeldungen hinsichtlich des Zubaus und Rückbaus von Kraftwerken mit Fokus auf die nächsten fünf Jahre,
- eine Übersicht über die KWK-Anlagen in DE mit Leistung und Postleitzahl, aber ohne Angaben zu Brennstoff und Baujahr (über BAFA).

Darüber hinaus haben sich die Übertragungsnetzbetreiber mit den FNB über die Berücksichtigung von geplanten Kraftwerken in den Szenarien abgestimmt.

Die vorläufigen Werte des EE-Bestandes Ende 2011 aus Bilanzkreisabrechnungen sind in den Szenariorahmen eingeflossen.

### **Änderungen im Szenariorahmens 2013 gegenüber dem Szenariorahmen 2012**

- Aktualisierung der EE-Bestandszahlen von Ende 2010 auf Ende 2011
- Aktualisierung der Bestandskraftwerke auf Ende 2011 mit Daten aus dem Kraftwerksmonitoring der Bundesnetzagentur
- Aktualisierung der Neubaukraftwerke gemäß Bundesnetzagentur-KW-Monitoring und VDE FNN-Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV
- Aktualisierung der Rückbauten von Kraftwerken anhand angezeigter Rückbauvorhaben und nach Betriebsdauer für 2023 und 2033
- Erdgaskraftwerke mit KWK-Eigenschaft werden nach 45 Jahren Betriebsdauer ersetzt, andere außer Betrieb genommen

- Anlehnung an Studien wird durch Bezug auf die durch die Bundesnetzagentur genehmigten Zahlen aus dem NEP 2012 reduziert
- Verschiebung von Kraftwerken aus der Kategorie „sonstige Erneuerbare“ zu „sonstige konventionelle Kraftwerke“
- Anpassung von EE-Zielwerten gemäß vorliegenden Meldungen der Bundesländer (BW, BB, HB, HH, HE, MV, ST, TH)
- Anpassung der Spitzenleistung des Endenergieverbrauchs auf 87,5 GW in allen Szenarien

#### Was beibehalten wird

- Zuordnung der NEP-Szenarien zu den ENTSO-E-Szenarien aus der SO&AF
- Standardbetriebsdauer aller Kohlekraftwerke mit 50 Jahren
- dauerhafter Betrieb aller Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke
- der Energiebezug der Endverbraucher beträgt 535,4 TWh in allen Szenarien
- Übernahme der CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise aus dem NEP der FNB (Prognos AG)
- EE-Zielwerte der Bundesländer (Szenario C 2023) gemäß NEP 2012 interpoliert, wenn keine neueren Werte vorliegen

## 4 KONKRETISIERUNG DER SZENARIEN

Der aus vorstehend genannten Quellen und Verfahren ermittelte Kraftwerkspark für den Netzentwicklungsplan 2013 hat die installierten Leistungen gemäß folgender Tabelle. Die detaillierte Kraftwerkliste ist verfügbar unter [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de). Kleine Abweichungen in der Summenbildung in den Tabellen resultieren aus der Rundung auf 0,1 GW.

Tabelle 1: Nettonennleistungen konventioneller Kraftwerke

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Kernenergie	12,1	0	0	0	0
Braunkohle	20,2	19,3	17,6	11,8	17,6
Steinkohle	26,3	31,9	25,8	20,2	25,8
Erdgas	26,6	22,8	31,9	41,1	31,9
Mineralölprodukte	3,8	2,7	2,7	1,0	2,7
Pumpspeicher	6,4	10,9	10,9	10,9	10,9
Sonstige	4,1	3,3	3,3	2,3	3,3
<b>Konv. Kraftwerke gesamt</b>	<b>99,3</b>	<b>90,9</b>	<b>92,2</b>	<b>87,1</b>	<b>92,2</b>

Quelle: ÜNB

Im betrachteten Zeitraum gehen alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz. Während die Leistung von Braunkohlekraftwerken in allen Szenarien gegenüber dem heutigen Stand abnimmt, kann die Summenleistung der Steinkohlekraftwerke unter Berücksichtigung aller heute bestehenden Netzananschlusszusagen und -begehren noch zunehmen (Szenario A) oder bleibt die nächsten zehn Jahre weitgehend stabil (Szenarien B und C). Die Entwicklung der Erdgaskraftwerke hat in den nächsten zehn Jahren eine größere Bandbreite von -4 GW bis +5 GW. Die Stromerzeugungsleistung aus Mineralölprodukten wird wegen fehlender Zubauten zurückgehen. Es werden mehr Kraftwerke mit sonstigen konventionellen Brennstoffen altersbedingt stillgelegt, als sich in Planung befinden. Für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland kann in den nächsten zehn Jahren ein erheblicher Leistungszuwachs erwartet werden, wenn alle geplanten Projekte umgesetzt werden. Die sonstigen konventionellen Kraftwerke nutzen z. B. Gichtgas, Ersatzbrennstoffe, Restmüll und nicht eindeutig zuordenbare Energieträger.

Die für das Jahr 2033 ausgewiesene geringere installierte Leistung aus konventionellen und damit nach Verbrauch einsetzbaren Kraftwerken kann durch die dann erwartete erhöhte Leistungsbereitstel-

lung aus Kraftwerken mit Energiequellen wie z. B. Biomasse, Grubengas, Klärgas, Deponiegas und Geothermie ersetzt werden.

Die folgenden Tabellen gliedern die Veränderungen in den Szenarien gegenüber dem Referenzjahr 2011 nach Zubauten und Rückbauten je **Primärenergieträgertyp** auf. Aus den den ÜNB vorliegenden Quellen wurden auch konkrete, von den Kraftwerksbetreibern angekündigte Stilllegungen berücksichtigt. Diese sind unter den Rubriken „davon Rückbau angezeigt“ zusammengefasst.

Tabelle 2: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Braunkohlekraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Braunkohle	20,2	19,3	17,6	11,8	17,6
Differenz zu Bestand 31.12.2011		-0,8	-2,6	-8,4	-2,6
davon in Bau		2,7	2,7	2,7	2,7
davon in Planung		1,7	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		-3,2	-3,2	-3,2	-3,2
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-2,1	-2,1	-7,9	-2,1

Quelle: ÜNB

Tabelle 3: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Steinkohlekraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Steinkohle	26,3	31,9	25,8	20,2	25,8
Differenz zu Bestand 31.12.2011		5,7	-0,5	-6,1	-0,5
davon in Bau		8,0	8,0	8,0	8,0
davon in Planung		6,1	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		-2,3	-2,3	-2,3	-2,3
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-6,2	-6,2	-11,8	-6,2

Quelle: ÜNB

Tabelle 4: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Erdgaskraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Erdgas	26,6	22,8	31,9	41,1	31,9
davon Ersatz an bestehendem Standort (KWK)		3,1	3,1	3,5	3,1
Differenz zu Bestand 31.12.2011		-3,8	5,3	14,6	5,3
davon in Bau		0,9	0,9	0,9	0,9
davon in Planung		0,6	9,7	19,7	9,7
davon Zubau dezentraler KWK-Anlagen		0,5	0,5	0,8	0,5
davon Rückbau angezeigt		-2,8	-2,8	-2,8	-2,8
davon Rückbau nach 45 Jahren angenommen		-2,9	-2,9	-3,9	-2,9

Quelle: ÜNB

Eine Besonderheit im Bereich der Gaskraftwerke ist die Annahme eines Zubaus von 500 MW Leistung aus dezentralen Kleinerzeugern bis 2023 und 800 MW bis 2033.

Tabelle 5: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Mineralölprodukt-Kraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Mineralölprodukte	3,8	2,7	2,7	1,0	2,7
Differenz zu Bestand 31.12.2011		-1,1	-1,1	-2,9	-1,1
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-0,3	-0,3	-2,1	-0,3

Quelle: ÜNB

Tabelle 6: Erwartete Entwicklung der Leistung aus sonstigen Kraftwerken

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Sonstige	4,1	3,3	3,3	2,3	3,3
Differenz zu Bestand 31.12.2011		-0,8	-0,8	-1,8	-0,8
davon in Bau		0,2	0,2	0,2	0,2
davon in Planung		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau angezeigt		-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
davon Rückbau nach 50 Jahren angenommen		-0,7	-0,7	-1,8	-0,7

Quelle: ÜNB

Im betrachteten Zeitraum gehen alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz. Die heute vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke werden in vollem Umfang erhalten bzw. es werden die in Planung befindlichen Anlagen mit einer Summenleistung von ca. 4,5 GW als in zehn Jahren realisiert angesetzt. Zu den Pumpspeicherkraftwerken zählen auch innovative Projekte wie Adele und ERES (Adiabate Druckluftspeicher). Weitere Speicheroptionen werden in diesem Szenariorahmen nicht berücksichtigt, da sie sich zurzeit noch im Entwicklungsstadium befinden. Auch die regionale Zuordnung solcher zukünftig denkbaren Speicher ist vom heutigen Standpunkt aus offen.

Die Summenleistungen der regenerativen Erzeuger in Deutschland je Energietyp werden von den ÜNB aus deren aktuell ermittelten installierten Leistungen zum Ende des Jahres 2011 zuzüglich des im genehmigten Szenariorahmen des NEP 2012 ausgewiesenen Zubaus innerhalb des betrachteten Zeitraums für die einzelnen Szenarien bestimmt.

Bei den **regenerativen Erzeugern** ergibt sich damit folgendes Gesamtbild:

Tabelle 7: Nettonennleistungen regenerativer Kraftwerke im NEP 2013

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2011	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Windenergie (Offshore)	0,2	9,8	13,1	28,1	17,8
Windenergie (an Land)	29,1	45,9	49,5	66,5	84,5
Solare Strahlungsenergie (Photovoltaik)	25,1	55,1	61,1	72,1	51,8
Wasserkraft (Lauf- und Speicherwasser)	4,7	4,8	5,0	5,2	4,8
Biomasse	5,3	7,9	8,7	9,7	7,3
sonstige reg. Erzeugung	0,7	0,9	1,2	1,9	1,4
<b>Reg. Kraftwerke</b>	<b>65,1</b>	<b>124,5</b>	<b>138,7</b>	<b>183,6</b>	<b>167,6</b>

Quelle: ÜNB

Im Vergleich mit dem Referenzjahr 2010 ist die installierte Leistung von Offshore-Windenergieanlagen im Jahr 2011 nur geringfügig angestiegen. Ein Anstieg um ca. 1 GW je Jahr im Mittel der nächsten

zehn Jahre kann erwartet werden, da allein in den nächsten vier Jahren Anschlusskapazitäten von mehr als 5 GW errichtet werden. Die Windenergieanlagen an Land erfuhren im Jahr 2011 einen Zuwachs von ca. 2 GW, sodass der im Szenariorahmen des NEP 2012 dargestellte Entwicklungspfad fortgeschrieben werden kann. Die Solarenergie erfuhr 2011 wieder einen überdurchschnittlichen Anstieg von mehr als 7 GW. Trotz der von der Bundesregierung beschlossenen Fördergrenze bei 52 GW kann bei weiterer Kostendegression, verbunden mit höheren Stromtarifen, mit einer installierten Leistung oberhalb des Wertes von 52 GW gerechnet werden. Die installierten Leistungen von Laufwasserkraftwerken können in den nächsten Jahrzehnten noch gesteigert werden, wobei die großen Potenziale bereits weitgehend ausgeschöpft sind. Der Stromerzeugung aus Biomasse wird noch ein erhebliches Wachstumspotenzial zugeschrieben.

Insgesamt wird von einer Verdoppelung der installierten Leistung von regenerativen Kraftwerken im Szenario A ausgegangen. Der Leistungsanstieg aus erneuerbaren Energien ist bis 2023 in den Szenarien B und C deutlich höher.

Für die **Entwicklung des Verbrauchs** wird von folgenden Parametern ausgegangen:

Tabelle 8: Energie und Leistung des Endverbrauchs

Endverbrauch	Referenz 2010	Szenario A 2023	Szenario B 2023	Szenario B 2033	Szenario C 2023
Energie (TWh)	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4
max. Leistung (GW)	87,5	87,5	87,5	87,5	87,5

Quelle: ÜNB

Der Endenergieverbrauch wird in allen Szenarien auf dem heutigen Stand gehalten. Dies ist dadurch begründet, dass es heute noch schwer möglich ist, die gegensätzlichen Entwicklungen hinsichtlich des zukünftigen Energiebedarfs (Smart Grids, Demand Side Management, E-Mobility, Wärmepumpen etc.) gegeneinander abzuwägen. Zudem hilft das Festhalten dieses Parameters bei der Identifikation der Einflussgrößen, die den Netzausbaubedarf wesentlich beeinflussen. Die Herleitung der maximalen Leistung des Endverbrauchs wurde im ersten Entwurf zum NEP 2012 beschrieben.<sup>1</sup>

Die ÜNB schließen sich den Ausführungen der Bundesnetzagentur in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2012 vom 20.12.2011 an:

„Eine einheitliche und eindeutige Schlussfolgerung bezüglich der zu erwartenden Stromverbrauchs-entwicklung kann aus den ausgewerteten Studien nicht abgeleitet werden. Als Grundtendenz zeigt sich aber, dass die überwiegende Zahl der Untersuchungen einen konstanten oder allenfalls moderaten Anstieg des Stromverbrauchs unterstellt oder prognostiziert und sich sinkende Verbrauchsannahmen stark an politischen Zielvorgaben orientieren. Ein auf dem Niveau von 2010 konstant verharrender Stromverbrauch ist daher aus Sicht der Bundesnetzagentur als wahrscheinliche Entwicklung im Sinne der Vorgaben des § 12a EnWG zu erachten und damit bei der Ausgestaltung der Szenarien zu berücksichtigen. Schon diese Konstanz ist bei einem auch nur geringen Wirtschaftswachstum ein höchst ambitioniertes Ziel, das erhebliche Fortschritte bei der Energieeffizienz voraussetzt. Es muss davon ausgegangen werden, dass erzielte Verbrauchseinsparungen durch Steigerung der spezifischen Effizienz durch einen Zuwachs bei Anwendungen sowie durch ein mit dem Stromverbrauch positiv korreliertes Wirtschaftswachstum kompensiert werden. Insbesondere in den Bereichen Transport (Elektromobilität) und Wärmeerzeugung (Wärmepumpen, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Speicher) ist tendenziell mit einer Ersetzung von fossilen Energieträgern durch Strom und damit mit einer Zunahme des Stromverbrauchs zu rechnen. Dies folgt dem Interesse der Reduzierung des CO<sub>2</sub> – Ausstoßes, muss aber bei der Abschätzung des künftigen Stromverbrauchs entsprechend berücksichtigt werden.“

Als Eingangsdaten für die Marktsimulation mit dem europäischen und deutschen Kraftwerkspark werden Preise für Emissionszertifikate und Brennstoffpreise benötigt. Zusätzlich müssen die Emissionsfaktoren bekannt sein. In Abstimmung mit dem NEP der FNB werden dafür folgende Werte verwendet:

<sup>1</sup> Erster Entwurf zum NEP 2012 vom 30. Mai 2012, S. 30-32

Tabelle 9: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten

Alle Szenarien	Einheit	2010	2023	2033
<b>Internationale Preise</b>				
Ölpreis real	[USD2010/bbl]	80	106	114
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis	[EUR2010/t]	13	27	45
<b>Grenzübergangspreise Deutschland</b>				
Rohöl	[EUR2010/t]	446	572	696
Erdgas	[€Cent2010/kWh]	2,1	2,6	2,7
Kraftwerkssteinkohle	[EUR2010/t SKE]	85	79	86
Braunkohle (Inland)	EUR2010/MWh(th)	1,5	1,5	1,5

Quelle: IEA, Prognos AG

Tabelle 10: Emissionsfaktoren

Primärenergieträger	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen [t CO <sub>2</sub> / GJ <sub>therm</sub> ]
Braunkohle	0,1110
Steinkohle	0,0917
Erdgas	0,0556
Öl	0,0750

 Quelle: Umweltbundesamt (2011): CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen

Für die Modellierung des europäischen Strommarktes der Jahre 2023 und 2033 werden Eingangsdaten der Erzeugungsleistung und des Verbrauchs in den europäischen Märkten sowie Angaben der maximal zulässigen bilateralen Austauschleistungen zwischen diesen benötigt.

Die Zuordnung der Szenarien des NEP zu denen der SO&AF der ENTSO-E ist wie folgt vorgesehen:

Tabelle 11: Zuordnung der Szenarien von NEP und SO&amp;AF

Szenarien im Netzentwicklungsplan 2013	Szenarien „SO&AF“	Bemerkung zum europäischen Szenario
Szenario A 2023	System Adequacy Forecast, Szenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2023	System Adequacy Forecast, Szenario B	moderater Verbrauchszuwachs, Höchstlastdeckung gewährleistet
Szenario B 2033	EU 202020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs
Szenario C 2023	EU 202020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs

Quelle: ÜNB

Die Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Märkten in zehn und 20 Jahren werden aus den im TYNDP 2012 ausgewiesenen internationalen Kuppelleitungen hergeleitet.

## 5 REGIONALISIERUNG

Für das Verständnis der regionalen Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen in diesem Entwurf für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2013 sind einige grundlegende Rahmenbedingungen wichtig:

- Die Übertragungsnetzbetreiber haben keinen Einfluss auf die räumliche Verteilung der zukünftig erwarteten EE-Erzeugungsanlagen.
- Es finden alle EE-Erzeugungsanlagen in allen dezentralen Netzen Berücksichtigung.
- Die zum Referenzzeitpunkt 31.12.2011 bekannten dezentralen EE-Anlagen mit Einspeisung in die Nieder- und Mittelspannungsnetze konnten regional gut zugeordnet werden.
- Die ÜNB müssen Annahmen zur zukünftigen regionalen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen treffen. Dazu dienen die Bestands- und die Zielzahlen aller Bundesländer als Orientierung und der Zielwert im jeweiligen Szenario für jede Energiequelle für Deutschland insgesamt als feste Größe.

Die regionale Zuordnung der verteilten regenerativen Stromerzeuger erfolgt nach Bundesländern. Dabei dienen die Leistungswerte zum Ende des Jahres 2011 und die von den Bundesländern für den NEP 2012 und teilweise bereits für den NEP 2013 gemeldeten Zielwerte für die nächsten zehn Jahre als Stützpunkte zur Ermittlung der Leistungswerte je Bundesland in den jeweiligen Szenarien. Um aktuelle Zielwerte der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien zu erhalten, haben die Übertragungsnetzbetreiber alle Bundesländer mit der Bitte um Bereitstellung dieser Werte angeschrieben. Der Status der Rückmeldungen zum 13.07.2012 ist in der letzten Spalte vermerkt. Dabei bedeutet „keine Angabe von Werten“, dass in einer vorliegenden Meldung für den jeweiligen Energieträger keine Angaben enthalten sind.

Für die Energiequellen Wind, solare Strahlungsenergie, Biomasse und sonstige EE wird die Aufteilung der für Deutschland in einem Szenario vorgesehenen Summenleistung auf die Bundesländer nach einem einheitlichen Verfahren durchgeführt<sup>2</sup>. Dabei wird der gesamte Zubau in einem Szenario gegenüber dem Referenzjahr so auf die Bundesländer aufgeteilt, dass auf Bundesländer mit großem Entwicklungspotenzial gemäß Szenario C ein höherer Anteil entfällt als auf Bundesländer mit geringerer Zuwachsprognose.

Für Laufwasser- und Speicherkraftwerke wird ein Zubau in den Szenarien proportional zur bereits installierten Leistung in den Bundesländern angesetzt.

Tabelle 12: Installierte Leistung der Windenergieanlagen (offshore)

OWP (GW)	0,2	9,8	13,1	28,1	18,5	Bundesland-Angabe
Bundesland	31.12.2011	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023	Stand 13.07. 2012
NI	0,1	6,6	8,8	18,9	12,0	keine Meldung
SH	0,0	1,6	2,2	4,7	3,0	keine Meldung
MV	<0,1	1,6	2,1	4,5	2,8	Ja

Quelle: Bestands-KW-Liste Bundesnetzagentur

<sup>2</sup> Erster Entwurf zum NEP 2012, S. 33-34

Tabelle 13: Installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land

WEA (GW)	29,1	45,9	49,5	66,5	84,5	Bundesland- Angabe
Bundesland	31.12.2011	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023	Stand 13.07. 2012
BW	0,6	1,7	2,0	3,1	4,4	Ja
BY	0,7	1,8	2,0	3,1	4,3	keine Meldung
BE	<0,1	<0,1	<0,1	0,1	0,1	keine Meldung
BB	4,5	5,6	5,8	6,9	8,1	Ja <sup>*)</sup>
HB	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	Ja
HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	Ja
HE	0,7	1,5	1,7	2,5	3,4	Ja
MV	1,6	3,7	4,1	6,2	8,4	Ja
NI	7,0	9,2	9,7	11,9	14,2	keine Meldung
NW	3,1	5,3	5,7	7,9	10,3	keine Meldung
RP	1,7	2,5	2,7	3,6	4,5	keine Meldung
SL	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	keine Meldung
SN	1,0	1,2	1,2	1,4	1,6	keine Meldung
ST	3,7	4,2	4,3	4,8	5,4	Ja
SH	3,3	6,2	6,9	9,8	13,0	keine Meldung
TH	0,8	2,4	2,8	4,4	6,1	Ja <sup>*)</sup>

Ja<sup>\*)</sup>: interpolierter Wert in Szenario C

Quelle: Bundesnetzagentur-KW-Bestandsliste, Bilanzkreisabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Installierte Leistung der solaren Strahlungsenergieanlagen

PV (GW)	25,1	55,1	61,1	72,1	51,8	Bundesland- Angabe
Bundesland	31.12.2011	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023	Stand 13.07. 2012
BW	3,9	10,2	11,5	13,8	9,5	Ja
BY	8,3	14,7	16,0	18,3	14,0	keine Meldung
BE	<0,1	0,2	0,3	0,3	0,2	keine Meldung
BB	1,5	3,1	3,4	4,0	2,9	Ja <sup>*)</sup>
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
HH	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	Ja <sup>*)</sup>
HE	1,2	4,0	4,5	5,5	3,7	Ja
MV	0,5	2,8	3,3	4,1	2,5	Ja
NI	2,3	3,9	4,2	4,8	3,7	keine Meldung
NW	2,9	5,8	6,4	7,5	5,5	keine Meldung
RP	1,2	2,9	3,2	3,8	2,7	keine Meldung
SL	0,2	0,8	0,9	1,1	0,7	keine Meldung
SN	0,8	1,0	1,1	1,1	1,0	keine Meldung
ST	0,8	1,4	1,5	1,7	1,3	Ja
SH	1,0	2,1	2,4	2,8	2,0	keine Meldung
TH	0,5	2,2	2,6	3,2	2,0	Ja <sup>*)</sup>

Ja<sup>\*)</sup> = interpolierter Wert in Szenario C

Quelle: Bundesnetzagentur-KW-Bestandsliste, Bilanzkreisabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Installierte Leistung der Laufwasser-Kraftwerke

Wasserkraft (GW)	4,7	4,8	5,0	5,2	4,8	Bundesland- Angabe
Bundesland	31.12.2011	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023	Stand 13.07. 2012
BW	1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	Ja
BY	3,0	3,1	3,2	3,3	3,0	keine Meldung
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	keine Meldung
BB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	Ja
HH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
HE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	Ja
MV	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
NI	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	keine Meldung
NW	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	keine Meldung
RP	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	keine Meldung
SL	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Meldung
SN	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	keine Meldung
ST	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	Ja
SH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Meldung
TH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten

Quelle: Bundesnetzagentur-KW-Bestandsliste, Bilanzkreisabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Installierte Leistung der Biomassekraftwerke

BIO (GW)	5,3	7,9	8,7	9,7	7,3	Bundesland- Angabe
Bundesland	31.12.2011	A 2023	B2023	B 2033	C 2023	Stand 13.07. 2012
BW	0,6	0,9	1,0	1,1	0,8	Ja
BY	1,0	1,7	1,8	2,1	1,5	keine Meldung
BE	<0,1	0,3	0,3	0,4	0,2	keine Meldung
BB	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	Ja <sup>*)</sup>
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
HH	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	Ja
HE	0,2	0,4	0,5	0,6	0,4	Ja
MV	0,3	0,5	0,5	0,6	0,4	Ja
NI	1,0	1,1	1,2	1,2	1,1	keine Meldung
NW	0,6	0,9	1,0	1,1	0,8	keine Meldung
RP	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2	keine Meldung
SL	<0,1	<0,1	<0,1	0,1	<0,1	keine Meldung
SN	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	keine Meldung
ST	0,3	0,6	0,6	0,7	0,5	Ja
SH	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	keine Meldung
TH	0,2	0,5	0,5	0,6	0,4	Ja <sup>*)</sup>

Ja<sup>\*)</sup> interpolierter Wert in Szenario C

Quelle: Bundesnetzagentur-KW-Bestandsliste, Bilanzkreisabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17 Installierte Leistung sonstiger regenerativer Kraftwerke

sonst. EE (GW)	0,7	0,9	1,2	1,9	1,4	Bundesland- Angabe
Bundesland	31.12.2011	A 2023	B 2023	B 2033	C 2023	Stand 13.07. 2012
BW	<0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	Ja
BY	0,1	0,1	0,2	0,5	0,3	keine Meldung
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	keine Meldung
BB	<0,1	<0,1	0,1	0,1	0,1	keine Angabe von Werten
HB	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
HH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
HE	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	Ja
MV	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Angabe von Werten
NI	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	keine Meldung
NW	0,3	0,3	0,4	0,5	0,4	keine Meldung
RP	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Meldung
SL	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	keine Meldung
SN	<0,1	<0,1	0,1	0,1	0,1	keine Meldung
ST	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	Ja
SH	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	keine Meldung
TH	<0,1	<0,1	<0,1	0,1	<0,1	keine Angabe von Werten

Quelle: Bundesnetzagentur-KW-Bestandsliste, Bilanzkreisabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber

## 6 WEITERES VORGEHEN

Die Übertragungsnetzbetreiber legen diesen Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2013 der Bundesnetzagentur vor. Die Regulierungsbehörde macht den Entwurf des Szenariorahmens öffentlich bekannt und gibt der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange Gelegenheit zur Äußerung. Die Ergebnisse der Konsultation fließen in die Genehmigung des Szenariorahmens ein und werden von der Bundesnetzagentur geprüft, bevor sie den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung genehmigt. Damit steht dann ein Szenariorahmen als solide, breit konsultierte Basis für die Entwicklung des Netzentwicklungsplans fest.

Der zeitliche Rahmen für das Konsultationsverfahren ist grundsätzlich offen. Der Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 ging am 19.07.2011 bei der Bundesnetzagentur ein und wurde am 20.12.2011 genehmigt.

Anschließend erhalten die Übertragungsnetzbetreiber die Genehmigung des Szenariorahmens unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation durch die Bundesnetzagentur und ggf. weiterer Auflagen. Der genehmigte Szenariorahmen ist wiederum die Grundlage für die Erstellung des Entwurfs für den Netzentwicklungsplan 2013 durch die Übertragungsnetzbetreiber, welcher der Regulierungsbehörde jährlich zum 3. März zur Bestätigung vorgelegt werden muss. Die Regulierungsbehörde übermittelt den Netzentwicklungsplan mindestens alle drei Jahre der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor.

## 7 ABKÜRZUNGEN UND EINHEITEN

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
EE	erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FNB	Ferngasleitungsnetzbetreiber
GJ	Gigajoule (109 Ws = 0,278 MWh)
GW	Gigawatt (1.000 MW oder 1.000.000 kW)
IEA	International Energy Agency
KW	Kraftwerk
NEP	Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark
Prognos AG	Prognos AG, Basel (CH)
SO&AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast der ENTSO-E
TWh	Terrawattstunde (1.000.000 MWh oder 1.000.000.000 kWh)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE FNN	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
WEA	Windenergieanlage

### **Bundesländer:**

BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
BE	Berlin
BB	Brandenburg
HB	Bremen
HH	Hamburg
HE	Hessen
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein
TH	Thüringen