



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

SZENARIORAHMEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNGSPLÄNE STROM 2015

ENTWURF DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

30. APRIL 2014

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin
www.50hertz.com

Geschäftsführung:

Boris Schucht (Vorsitz), Udo Giegerich,
Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann

Handelsregister:

Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446
Umsatzsteuer-ID: DE 813473551

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund
www.amprion.net

Geschäftsführung:

Dr. Hans-Jürgen Brick, Dr. Klaus Kleinekorte

Handelsregister:

Amtsgericht Dortmund, HRB 15940
Umsatzsteuer-ID: DE 813761356

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth
www.tennet.eu

Geschäftsführer:

Martin Fuchs (Vorsitz), Alexander Hartman

Handelsregister:

Amtsgericht Bayreuth, HRB 4923
Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15 - 17
70173 Stuttgart
www.transnetbw.de

Geschäftsführer:

Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister: Registergericht Stuttgart, HRB 740510

Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

30. April 2014

Inhaltsverzeichnis

Impressum	2
Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis	5
1 Einführung.....	6
2 Der Szenariorahmen als Grundlage für die Netzentwicklungspläne.....	8
3 Entwicklung des Szenariorahmens für den NEP 2015 und den O-NEP 2015	11
3.1 Eingangsüberlegungen	11
3.2 Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten	21
3.3 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher	27
3.4 Annahmen zu erneuerbaren Energien.....	44
3.5 Annahmen zum europäischen Rahmen	47
4 Konkretisierung der Szenarien.....	53
5 Regionalisierung erneuerbarer Energien	63
5.1 Windenergie onshore	63
5.2 Photovoltaik.....	68
5.3 Biomasse	70
5.4 Wasserkraft.....	70
5.5 Geothermie	70
5.6 Deponie-/Klärgas	71
5.7 Windenergie offshore	71
5.8 Übersicht über die Regionalisierung erneuerbarer Energien	73
6 Weiteres Vorgehen	78
Abkürzungsverzeichnis.....	79
Literaturverzeichnis	80

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenariotrichter	8
Abbildung 2: Übersicht über die Erstellung des Szenariorahmens	11
Abbildung 3: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien	21
Abbildung 4: Darstellung der Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten	22
Abbildung 5: Darstellung der Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten	23
Abbildung 6: Darstellung der Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten	24
Abbildung 7: Darstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten Öl	24
Abbildung 8: Darstellung der Entwicklung der Speicherkapazitäten	25
Abbildung 9: Darstellung der Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten	25
Abbildung 10: Darstellung der Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten	26
Abbildung 11: Installierte Leistungen für Wind onshore im Vergleich	45
Abbildung 12: Installierte Leistungen für Photovoltaik im Vergleich	45
Abbildung 13: Installierte Leistungen für Biomasse im Vergleich	46
Abbildung 14: Installierte Leistungen für Wind offshore im Vergleich	46
Abbildung 15: Verbrauch in allen Szenarien	49
Abbildung 16: Verbrauch SOAF 2013 gegenüber SOAF 2012	49
Abbildung 17: Nettoerzeugungskapazität in allen Szenarien	49
Abbildung 18: Nettoerzeugungskapazität SOAF 2013 ggü. SOAF 2012	49
Abbildung 19: Struktur des Erzeugungsparks nach Energieträgern in allen Szenarien	50
Abbildung 20: EE Erzeugungskapazitäten in allen Szenarien	50
Abbildung 21: EE Erzeugungskapazität SOAF 2013 ggü. SOAF 2012	50
Abbildung 22: Aufschlüsselungen der prognostizierten EE Erzeugungskapazität nach Energieträgern in allen Szenarien.....	51
Abbildung 23: Verfahren zur Ermittlung der Verbraucherleistung und des Energiebedarf.....	59
Abbildung 24: Zeitlicher Verlauf des Leistungsbedarfs im Jahr 2011.....	59
Abbildung 25: Preisentwicklung CO ₂	61
Abbildung 26: Entwicklung der Rohstoffpreise	62
Abbildung 27: Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie in Deutschland	64
Abbildung 28: Ausschluss von Standorten mit einer Hangneigung von mehr als 5°.....	65
Abbildung 29: Beispielhafte Darstellung der potenziellen Volllaststunden in 80 m über Grund....	66
Abbildung 30: Schematische Darstellung der Modellierung von Repowering	67
Abbildung 31: Georeferenzierter PV-Bestand inklusive Identifikation vier verschiedener Anlagen-Kategorien.	68
Abbildung 32: Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden (Bottom-Up-Ansatz).....	69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten	15
Tabelle 2: Bundeslandspezifische Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Zeithorizont 2025	17
Tabelle 3: Gemeldete Zahlen der Bundesländer Windenergie und Photovoltaik	18
Tabelle 4: Gemeldete Zahlen der Bundesländer Biomasse, Laufwasser und Sonstige	19
Tabelle 5: Kraftwerkskapazitäten in Baden-Württemberg	28
Tabelle 6: Kraftwerkskapazitäten in Bayern	29
Tabelle 7: Kraftwerkskapazitäten in Berlin	30
Tabelle 8: Kraftwerkskapazitäten in Brandenburg	31
Tabelle 9: Kraftwerkskapazitäten in Bremen	32
Tabelle 10: Kraftwerkskapazitäten in Hamburg	33
Tabelle 11: Kraftwerkskapazitäten in Hessen	34
Tabelle 12: Kraftwerkskapazitäten in Mecklenburg Vorpommern	35
Tabelle 13: Kraftwerkskapazitäten in Niedersachsen	36
Tabelle 14: Kraftwerkskapazitäten in Nordrhein-Westfalen	37
Tabelle 15: Kraftwerkskapazitäten in Rheinland-Pfalz	38
Tabelle 16: Kraftwerkskapazitäten in Saarland	39
Tabelle 17: Kraftwerkskapazitäten in Sachsen	40
Tabelle 18: Kraftwerkskapazitäten in Sachsen-Anhalt	41
Tabelle 19: Kraftwerkskapazitäten in Schleswig-Holstein	42
Tabelle 20: Kraftwerkskapazitäten in Thüringen	43
Tabelle 21: Zuordnung der Szenarien von NEP 2015 zu den Szenarien im Entwurf der SOAF 2013 – 2030	51
Tabelle 22: Zuordnung der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und jeweiligen Nachbarland	52
Tabelle 23: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland	53
Tabelle 24: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke	54
Tabelle 25: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Steinkohlekraftwerke	54
Tabelle 26: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Erdgaskraftwerke	55
Tabelle 27: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Öl-Kraftwerke	56
Tabelle 28: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Speicher (inkl. Pumpspeicher)	56
Tabelle 29: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Abfall-Kraftwerke	57
Tabelle 30: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der sonstigen Kraftwerke	57
Tabelle 31: Energie und Leistung des Endverbrauchs	58
Tabelle 32: Nettostromverbrauch je Bundesland und Anteil am Bedarf in Deutschland 2008	60
Tabelle 33: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten	61
Tabelle 34: Emissionsfaktoren	62
Tabelle 35: Installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See (Wind offshore)	72
Tabelle 36: Installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land (Wind onshore)	73
Tabelle 37: Installierte Leistung der Photovoltaikanlagen	74
Tabelle 38: Installierte Leistung der Biomassekraftwerke	75
Tabelle 39: Installierte Leistung der Laufwasserkraftwerke	76
Tabelle 40: Installierte Leistung Geothermie im Bereich sonstiger regenerativer Erzeugung	77

1 Einführung

Eine ganz zentrale Herausforderung für die Übertragungsnetze besteht darin, auch in Zukunft Versorgungssicherheit bei stabilem Netzbetrieb zu gewährleisten. Dazu müssen Stromnetze, die aufgrund der Energiewende und der damit verbundenen Veränderung in der Stromerzeugung neuen Anforderungen unterliegen, konsequent weiter entwickelt werden.

Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen, Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore) sowie zahlreiche weitere Formen regenerativer und dezentraler Energieerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung und auch ihre Erzeugungskapazitäten werden zukünftig noch weitaus stärker zunehmen. Vor allem Windenergieanlagen produzieren schwerpunktmäßig fernab der im Westen und Süden Deutschlands gelegenen Verbrauchszentren Strom. Dies macht einen Transport über weitaus größere Entfernungen als bisher notwendig. Da sich die geographische Verteilung der Stromerzeugung verändert, wird der Transportbedarf zunehmen, wobei vor allem die große Anzahl von Windenergieanlagen im Norden einen Übertragungsbedarf von Nord nach Süd verursacht. Photovoltaikanlagen und Windparks sind darüber hinaus fluktuierende Quellen, die nicht zu jeder Zeit die gleiche Menge Strom produzieren und den Bedarf nicht zu jeder Zeit decken können. Diese Schwankungen müssen durch entsprechend flexible konventionelle Kraftwerke ausgeglichen werden.

Für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb müssen zwei Grundprinzipien immer erfüllt sein: Es muss zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom erzeugt werden wie gerade verbraucht wird und der Strom muss von den Erzeugungseinheiten zum Verbraucher gelangen, ohne dabei Überlastungen im Netz zu verursachen.

Sichere und zuverlässige Netze sind die Voraussetzung für eine stabile Energieversorgung. Sie bilden damit die Grundlage einer funktionierenden Wirtschaft und für den Wohlstand einer Gesellschaft. Für einen weiterhin zuverlässigen Transport des erzeugten Stroms, insbesondere des steigenden Anteils aus erneuerbaren Energien, die Entwicklung des Strommarktes und vor allem die hohe Versorgungssicherheit sind die Optimierung und der weitere Ausbau der Stromnetze unabdingbar. Diese Entwicklung muss im Einklang mit den aktuellen politischen und gesellschaftlich intensiv diskutierten Rahmenbedingungen erfolgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind sich bewusst, dass der mit diesem Szenariorahmen angestoßene Prozess für die Erstellung der Netzentwicklungspläne 2015 eine hohe öffentliche Aufmerksamkeit erfährt. Einerseits steht am Ende dieses Prozesses erstmals die spätestens alle drei Jahre zu erfolgende Überarbeitung des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber an. Andererseits bereitet die deutsche Bundesregierung energiepolitische Reformen vor, die es insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien zu berücksichtigen gilt. Da dieser Prozess noch nicht abgeschlossen ist, haben sich die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Szenariorahmens auf die bereits vorliegenden Dokumente der Bundesregierung (Eckpunkte für die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 22.01.2014, EEG-Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums vom 04.03.2014 und EEG-Kabinettsbeschluss vom 08.04.2014) sowie die Ergebnisse des Energiegipfels von Bund und Ländern am 01.04.2014 gestützt.

Vor diesem Hintergrund liegt es in der Natur der Sache, dass die noch laufende Reform des EEG mit diesem, jetzt für die öffentliche Konsultation vorbereiteten Entwurf des Szenariorahmens noch nicht vollständig abgebildet werden kann. In diesem Entwurf des Szenariorahmens sind alle bis Mitte April 2014 verfügbaren Erkenntnisse aus dem politischen Prozess eingeflossen, wie z. B. der politisch festgelegte Ausbaukorridor für erneuerbare Energien (40-45 % 2025, 55-60 % 2035) oder die spezifischen Korridore und Zielzahlen für die einzelnen erneuerbare Energien-Technologien.

Unabhängig von einer möglichen Überarbeitung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Lichte der Konsultationsbeiträge ist es notwendig, alle Akteure in der Gesellschaft frühzeitig in den Prozess einzubeziehen und bereits in die Erstellung des Szenariorahmens zu involvieren. Aus diesem Grunde haben die ÜNB – wie bereits in den Vorjahren – am 06.02.2014 den Stakeholder-Dialog zum Szenariorahmen weiter intensiviert, um im Austausch mit regionalen Akteuren, Energieexperten und Behörden verbesserte gemeinsame Lösungsansätze zu finden. Die überaus konstruktive Diskussion wurde vor allem über die Regionalisierung des Zubaus erneuerbarer Energien sowie über die Frage einer stärkeren Berücksichtigung von Bottom-Up-Ansätzen geführt.

Darüber hinaus wurden von den ÜNB im Vorfeld der Erstellung des Szenariorahmens zwei Begleitgutachten von der Deutschen Energie-Agentur (dena) und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) sowie eine Stakeholderbefragung zur Regionalisierung erneuerbarer Energien beauftragt. Wie in den Vorjahren wurden die Bundesländer um eine Stellungnahme zu regionalen Ausbauzielen für erneuerbare Energien gebeten und die Verteilungsnetzbetreiber hinsichtlich der ihnen vorliegenden Anträge für den Anschluss erneuerbarer Energien befragt.

Die ÜNB haben einen gesellschaftlichen Auftrag, der in § 11 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verankert ist. Er lautet, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Das heißt, sie gewährleisten den störungsfreien überregionalen Stromaustausch über ihre Leitungen und sorgen dafür, dass sich Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit im Gleichgewicht befinden. Mit ihrer Arbeit leisten sie einen wichtigen Beitrag dazu, dass die Stromversorgung den Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der ökologischen Nachhaltigkeit gleichermaßen dient, denn sie sind verantwortlich für die Systemstabilität des Netzes und tragen damit wesentlich zur Sicherheit der Energieversorgung bei.

2 Der Szenariorahmen als Grundlage für die Netzentwicklungspläne

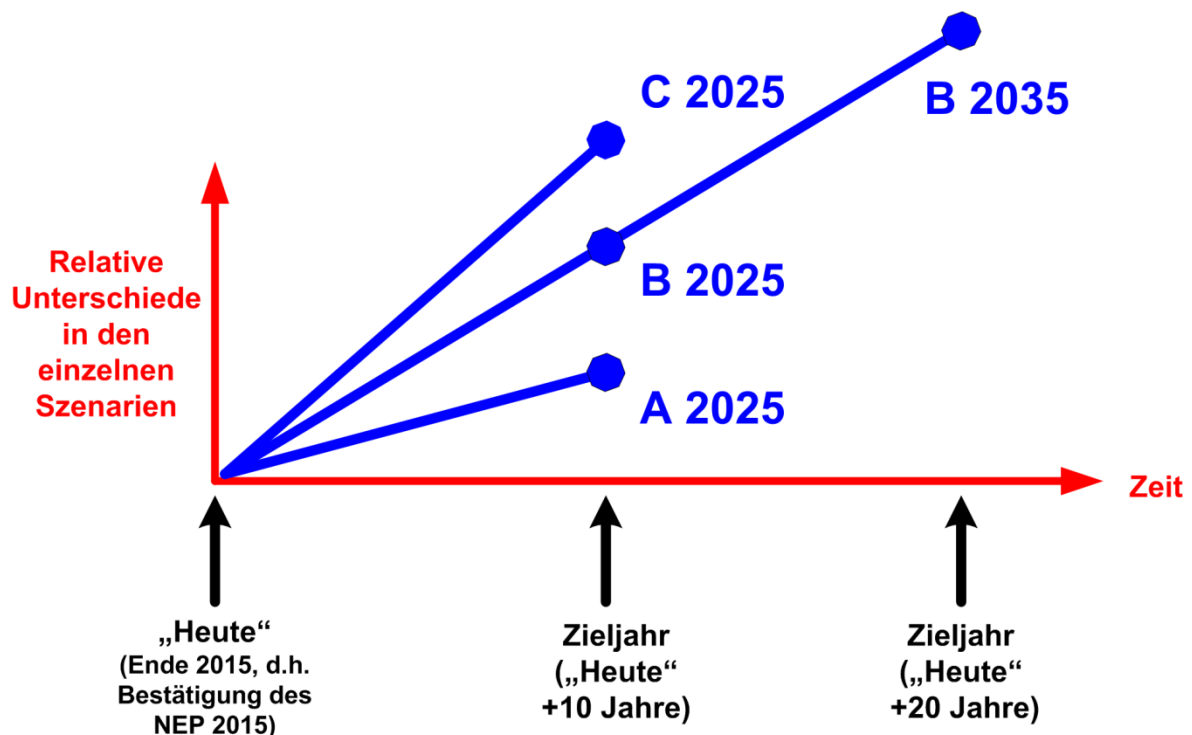
Rechtliche Grundlage

Die ÜNB haben seit 2011 den Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Die rechtliche Grundlage dafür bilden insbesondere die §§ 12a-d sowie §§ 17a-c des 2011 novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Der Netzentwicklungsplan wird von den vier deutschen ÜNB gemeinsam erstellt und soll alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Der Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP). Gesetzlich ist vorgesehen, einen breiten Rahmen mit mindestens drei wahrscheinlichen Entwicklungspfaden vorzulegen, diesen jährlich zu aktualisieren und die Netzplanungen daran anzupassen. Damit können veränderte Rahmenbedingungen und künftige energiewirtschaftliche und technologische Entwicklungen berücksichtigt werden.

Im Szenariorahmen werden grundsätzlich vier Szenarien erstellt, von denen drei die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare und konventionelle Erzeugung, Energieverbrauch sowie maximale Last in Deutschland und eine Zuordnung zu bestehenden Szenarien in Europa für die nächsten zehn Jahre darstellen. Ein Szenario wird darüber hinaus fortgeschrieben, um einen möglichen Verlauf für die nächsten 20 Jahre abzubilden.

Abbildung 1: Szenariotrichter



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Vom Szenariorahmen über den Netzentwicklungsplan hin zum Bundesbedarfsplangesetz

Für die Planung des Netzausbaus wurde mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 ein mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung des energiewirtschaftlichen Bedarfs eingeführt. Zugleich wurde im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) festgelegt, dass für Höchstspannungsleitungen, die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet wurden, eine bundeseinheitliche Bundesfachplanung und Planfeststellung vorgesehen ist.

Der aktuelle Szenariorahmen für den NEP und den O-NEP 2015 umfasst wichtige Eingangsgrößen wie die Art, die Menge und die geografische Verteilung der regenerativen Erzeugung, die Entwicklung des Verbrauchs und der konventionellen Kraftwerke sowie die Verpflichtung zur vollständigen Aufnahme und zur Übertragung des Stroms aus erneuerbaren Energien.

Die BNetzA stellt den von den ÜNB erarbeiteten Szenariorahmen öffentlich zur Konsultation, bevor sie ihn gegebenenfalls überarbeitet und anschließend genehmigt. Bevor die von den ÜNB ermittelten Eingangsdaten für die Netzberechnung also durch die BNetzA validiert werden, können Stakeholder schon in dieser frühen Prozessphase ihre Positionen und Stellungnahmen einbringen. Der Prozess zur Bestimmung der Eingangsgrößen für die Netzentwicklungsplanung erfolgt transparent über das Internet und ist auf Öffentlichkeitsbeteiligung ausgelegt.

Auf Basis des genehmigten Szenariorahmens werden der NEP und der O-NEP erarbeitet. Beide Berichte werden als Entwurf von den Übertragungsnetzbetreibern öffentlich zur Konsultation gestellt. Nach Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse wird dann eine zweite Fassung an die BNetzA übermittelt. Die BNetzA erstellt einen Umweltbericht und führt ihrerseits eine weitere öffentliche Konsultation durch. Basierend darauf bestätigt die BNetzA schließlich den NEP und den O-NEP als Basis für den Bundesbedarfsplan.

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den NEP und den O-NEP als Grundlage für einen Bundesbedarfsplan. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans anschließend dem Bundesgesetzgeber vor (§ 12e Abs. 1 EnWG). Im Entwurf des Bundesbedarfsplans kennzeichnet die BNetzA u. a. die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen. Dabei werden Anfang und Ende von Übertragungsbedarfen skizziert. Konkrete Trassenverläufe und Standorte werden allerdings noch nicht festgelegt. Mit Verabschiedung des Bundesbedarfsplans durch den Bundestag sowie den Bundesrat wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt (§ 12e Abs. 4 EnWG).

Prozessüberschneidungen

Die Erarbeitung des NEP und des O-NEP sind iterative Prozesse, die den jeweils aktuellen technologischen und politischen Entwicklungen, wie auch den gesellschaftlichen Ansprüchen Rechnung tragen müssen. Beide Pläne und ihre Basis, der Szenariorahmen, werden daher jährlich erarbeitet und mit Annahmen im Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) abgestimmt. Da die jeweiligen Prozesse von der Erstellung des Szenariorahmens durch die ÜNB bis zur Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die BNetzA insgesamt deutlich mehr als ein Jahr in Anspruch nehmen, kommt es dabei zu zeitlichen Überschneidungen. So werden die ÜNB-Entwürfe des NEP 2014 und des O-NEP 2014 konsultiert und noch durch die ÜNB überarbeitet, während bereits der Szenariorahmen zum NEP 2015 und O-NEP 2015 zur Konsultation gestellt wird. Ein zweijähriger Prozess würde dies vermeiden.

Einflussgrößen für die Entwicklung der Energieinfrastruktur

Die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft hat direkt oder indirekt Auswirkungen auf den Ausbaubedarf des Stromnetzes. Der benötigte Umfang des Netzausbaus hängt von vielen Faktoren ab. Daher muss ein Netzentwicklungsplan für das Zieljahr 2025 künftige Netznutzungssituatio-

nen durch Marktmodelle und die Simulation unterschiedlicher Energieszenarien bestmöglich abbilden. Wichtige Einflussgrößen sind:

- **Stromverbrauch:** Wie hoch der Stromverbrauch in zehn Jahren sein wird, hängt unter anderem stark von der Entwicklung der Gesamtwirtschaft und einzelner Industriezweige, aber auch von der Marktentwicklung spezieller Technologien wie beispielsweise der Elektromobilität und dem Erfolg von Energieeffizienzprogrammen ab.
- **Effizienz:** Die Steigerung der Energieeffizienz bei industriellen Prozessen, Wärmeerzeugung und dem Energieeinsatz im privaten Bereich führt einerseits zu unmittelbaren Einspareffekten beim Stromverbrauch. Andererseits können Anwendungen mit zusätzlichem Strombedarf fossile Energieträger verdrängen. Per Saldo wird daraus eine Erhöhung des Stromanteils am Energieverbrauch resultieren.
- **Energieträger:** Die Entwicklungen bei den erneuerbaren Energien, insbesondere der Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik, aber auch die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Energieträgern wie Erdgas und Kohle bestimmen die Art der Stromproduktion. Dabei haben das Dargebot der natürlichen Ressourcen, der CO₂-Ausstoß und die Brennstoffpreise entscheidenden Einfluss auf die tatsächliche Verteilung der Erzeugung. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks gibt es Prognosen, die im Szenariorahmen netzknotenscharf berücksichtigt werden und somit als Eingangsgröße in den Netzentwicklungsplan einfließen können. Eine verlässliche Prognose der regenerativen Erzeugung (nach Art, Leistung und geographischer Verteilung) wurde vorgenommen, unterliegt aber deutlich größeren Unsicherheiten. Insbesondere kann der Einfluss politischer Entscheidungen auf die Erzeugungslandschaft nur sehr begrenzt antizipiert werden.
- **CO₂-Preise:** Die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle bei Investitionsentscheidungen für neue Kraftwerke sowie für den Einsatz der Kraftwerke nach der Merit-Order.
- **Europäische Marktintegration:** Erneuerbare Energien werden europaweit verstärkt ausgebaut. Einige Länder, die aufgrund ihrer Topografie das Potenzial haben, errichten zudem neue Speicherkapazitäten. Der grenzüberschreitende Austausch von Energie in Europa bei unterschiedlichen Energiepreisen ist Praxis und wird in Zukunft weiter zunehmen. Bei hoher regenerativer Energieerzeugung in Deutschland wird verstärkt ins Ausland exportiert.
- **Energiespeicherung:** Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch muss für eine sichere Stromversorgung zu jeder Zeit gewährleistet sein. Speicher können grundsätzlich einen Beitrag zur Vergleichmäßigung des stark schwankenden Energieangebots durch Wind und Sonne leisten. Die verlustarme Speicherung von Energie ist auch heute noch eine der größten energietechnischen und -technologischen Herausforderungen. Großtechnisch realisiert sind heute nur Pumpspeicherkraftwerke. Alternative Speichertechnologien, wie beispielsweise Methanisierung oder Druckluftspeicher, werden derzeit erforscht, stehen aber absehbar nicht zur Verfügung. Die installierte Kapazität der Speicher, ihre Bewirtschaftung und die geografische Lage der Speicher beeinflussen den Netzausbaubedarf.
- **Gesetzliche Rahmenbedingungen:** Die freie Standortwahl von Kraftwerken und ihr freier Einsatz im deutschen und europäischen Markt sind ebenso wie die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und die vollständige Integration der erzeugten Energie in Deutschland gesetzlich geregelt.

Schritte zur Erstellung des Netzentwicklungsplans

Die Planung des Netzausbaus ist ein mehrstufiger Prozess, der sich grundsätzlich wie folgt gliedern lässt:

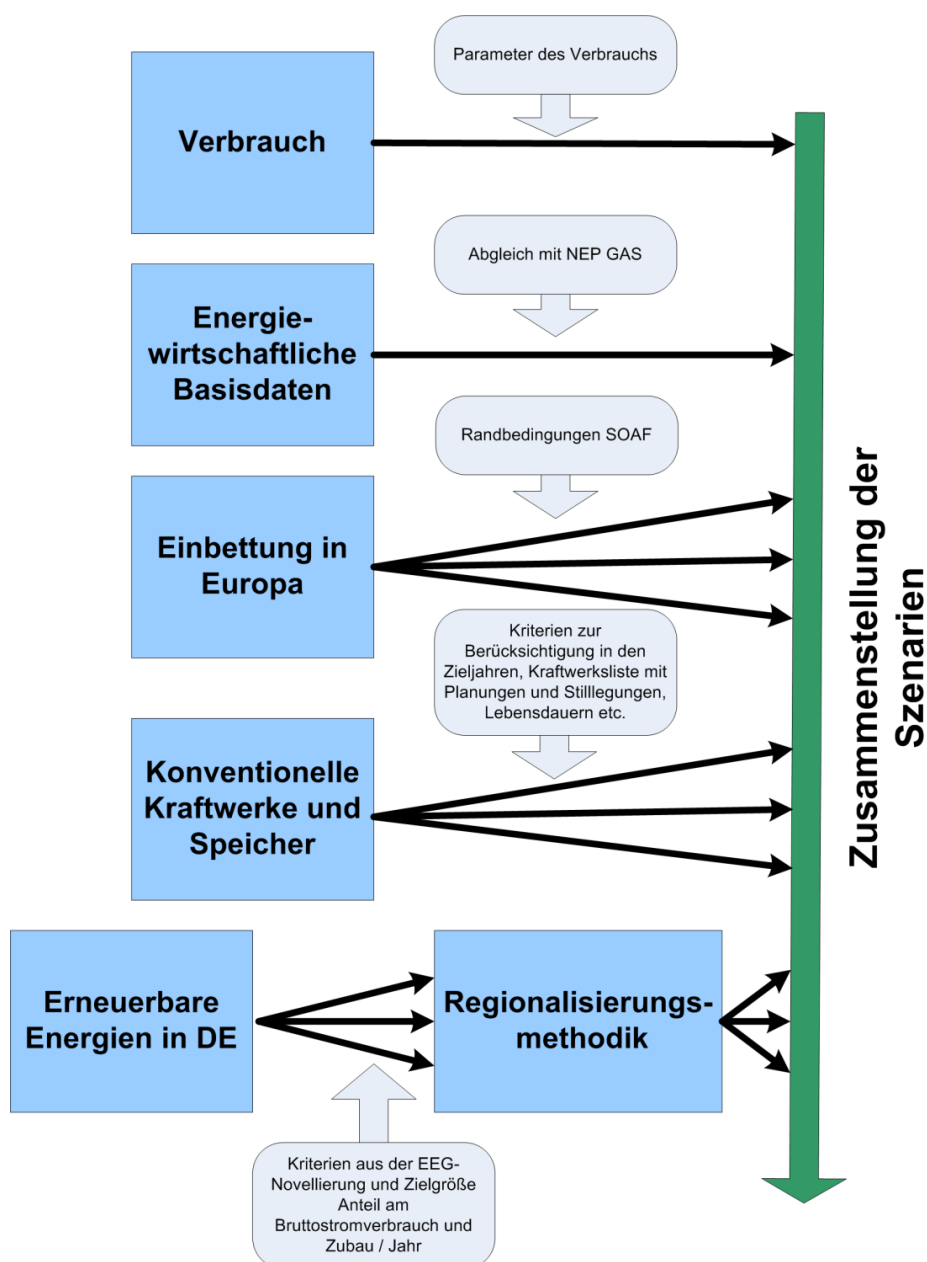
1. Festlegung des Szenariorahmens inklusive Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch,
2. Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes im europäischen Markt mithilfe eines Marktmodells auf Basis des genehmigten Szenariorahmens,
3. Ableitung von Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf der Basis von Netzanalysen,
4. Bewertung der Systemstabilität.

3 Entwicklung des Szenariorahmens für den NEP 2015 und den O-NEP 2015

3.1 Eingangsüberlegungen

Die Szenarien für die Netzentwicklungspläne 2015 basieren auf dem im Stakeholderdialog vom 06.02.2014 vorgestellten Konzept zur Ermittlung eines konsistenten Szenariorahmens. Damit wurde die Vorgehensweise bei der Erstellung der Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne 2012-2014 weiterentwickelt. Diese neue Methode leitet für drei der vier Szenarien die installierte Leistung der erneuerbaren Energien aus dem Anteil am Bruttostromverbrauch ab.

Abbildung 2: Übersicht über die Erstellung des Szenariorahmens



Angesichts der noch laufenden EEG-Novelle haben die ÜNB für die Erstellung der Szenarien alle bis Mitte April 2014 verfügbaren Informationen berücksichtigt. Dies betrifft sowohl die Ausbaukorridore für erneuerbare Energien aus dem Koalitionsvertrag und dem EEG-Kabinettsbeschluss vom 08.04.2014 (40-45 % bis 2025 und 55-60 % bis 2035) als auch die beim Energiegipfel am 01.04.2014 von Bund und Ländern erzielte Einigung über Ausbaukorridore oder -zielzahlen für einzelne erneuerbare Energien-Technologien.

Die ÜNB schlagen vor, den von der Politik vorgegebenen Weg der Abbildung eines Zielkorridors für erneuerbare Energien auch im Szenariorahmen umzusetzen. Deshalb orientieren sich die Szenarien am unteren Rand des im Koalitionsvertrag festgelegten Zielkorridors für den Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (A 2025: ca. 40 %), am oberen Rand (B 2025: ca. 45 %) sowie an den Festlegungen des Nettozubaus in den einzelnen erneuerbare Energien-Technologien (Szenario C 2025).

Die von den Bundesländern gemeldeten Zahlen, die in Summe weit über den Ausbaukorridoren der Bundesregierung liegen, gehen diesmal nicht direkt in den Szenariorahmen ein. Nach der am 01.04.2014 beim Energiegipfel von Bund und Ländern erzielten Einigung zu den Ausbaupfaden für die einzelnen erneuerbare Energien-Technologien scheint es nicht mehr zielführend, ein Länder-Szenario mit den aufsummierten Länderangaben zu ermitteln. Die Angaben der Bundesländer zeigen aber das hohe Potenzial an Flächen und Zubaumöglichkeiten für erneuerbare Energien. Insofern lassen sie es als sehr plausibel erscheinen, dass die vereinbarten Ziele für erneuerbare Energien auf Bundesebene auch gut erreicht werden können.

Die Spreizung der Szenarien wurde mit der am 01.04.2014 zwischen Bund und Ländern erzielten politischen Einigung und dem darauf aufbauenden Kabinettsbeschluss zur Novellierung des EEG vom 08.04.2014 eingeengt. Im Bereich der erneuerbaren Energien zeichnet sich damit der Korridor klarer als in der Vergangenheit ab. Anders sieht dies im Bereich konventioneller Kraftwerke aus. Zu beobachten ist eine steigende Unsicherheit für Neuinvestitionen und eine sinkende Wirtschaftlichkeit der Bestandsanlagen. Zwar werden in den Szenarien alle Kraftwerksanschlussanträge berücksichtigt; unter der Annahme, dass sich der Ausbau erneuerbarer Energien am oberen Rand des derzeit diskutierten Spektrums bewegt, ist aber eine weitere Erhöhung des Drucks auf den konventionellen Kraftwerkspark wahrscheinlich. Dies ist im Szenario C 2025 abgebildet, bei dem im Bereich der konventionellen Kraftwerke – mit Ausnahme der Braunkohlekraftwerke¹ – von einer um fünf Jahre reduzierten Lebensdauer ausgegangen wird. Zusätzlich wird im Szenario C 2025 ein Teil der Kraftwerksleistung aus der Marktmodellierung herausgenommen, um so den Rentabilitätschwierigkeiten der Erzeugungsanlagen Rechnung zu tragen.

Die für das Szenario C 2025 getroffenen Annahmen im Bereich konventioneller Kraftwerke führen zu einer installierten Kraftwerksleistung von 71,6 GW (siehe Tabelle 1). Dies liegt rund 13 GW unter der installierten Leistung des von der BNetzA genehmigten Szenarios C 2024 des NEP 2014 und wirft die Frage auf, ob diese inländischen Kraftwerksbasis ausreichend für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland sein kann. Diese sich möglicherweise auftuende Diskrepanz zwischen einem aus Gründen der Versorgungssicherheit erforderlichen Sockel gesicherter Erzeugungskapazitäten im Inland und deren Wirtschaftlichkeit kann von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen dieses Szenariorahmens nicht aufgelöst werden. Es soll aber im Szenario C 2025 analysiert werden, welche Auswirkungen ein reduzierter konventioneller Kraftwerkspark auf den Markt hätte und wie das resultierende Übertragungsnetz dann zu dimensionieren wäre.

¹ Die Lebensdauer der Braunkohlekraftwerke orientiert sich grundsätzlich an den genehmigten Reichweiten der dazugehörigen Tagebaue. Die genaue Methodik in den Szenarien ist im jeweiligen Abschnitt detailliert beschrieben.

Die Ermittlung des Anteils der Einspeisung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch basiert auf einer Abschätzung der Volllaststunden und der Annahme eines Bruttostromverbrauchs von 600 TWh. Bei Wind und Photovoltaik unterliegen diese durchschnittlichen Auslastungsstunden je nach Standort, Wetterjahr und technologischer Weiterentwicklung Schwankungen, sodass die gegebenen Anteile eine Abschätzung darstellen. In einem schlechten Windjahr kann z. B. der Zielkorridor unterschritten werden. Auch der Bruttostromverbrauch kann ex ante nur abgeschätzt werden. In der Marktmodellierung des NEP wird der Anteil dann konkreter ausgewiesen, kann aber auch nur einen Modellfall abbilden.

Szenario A

In Szenario A werden sämtliche geplanten Braun- und Steinkohlekraftwerke berücksichtigt. Braunkohle-Kraftwerksblöcke, die vor 1970 in Betrieb gegangen sind, werden dagegen nicht berücksichtigt. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien bildet den unteren Rand des Szenariorahmens ab und ist mit der daraus resultierenden Stromerzeugung an den unteren Rand des politischen Ausbaukorridors (40 % 2025) angelehnt.

Bei Wind onshore wird ein jährlicher Netto-Zubau von circa 1.600 MW angenommen, um den o.g. Anteil von ca. 40 % am Bruttostromverbrauch zu erhalten. Im Bestand wird ein Repowering und Weiterbetrieb der Anlagen angenommen.

Die Zubauannahmen von Windenergieanlagen auf See (offshore) sind im Detail im Kapitel 5.7 dargelegt.

Für Photovoltaik wird ein Netto-Zubau von jährlich circa 2.000 MW angesetzt. Nach Erreichen des PV-Förderdeckels von 52 GW im Jahr 2020 wird ein darüber hinausgehender Zubau von 500 MW pro Jahr angenommen.

Bei Biomasse wird ein jährlicher Ausbau von 20 MW angesetzt. Es wird zwar angenommen, dass Bestandsanlagen modernisiert werden. Jedoch werden lediglich neue Anlagen gemäß den Anforderungen an einen flexiblen Betrieb errichtet.

Szenario B

Szenario B für das Jahr 2025 ist von einem etwas höheren Anteil an erneuerbaren Energien (EE) als im Szenario A gekennzeichnet und ist am oberen Rand des politischen Ausbaukorridors (45 % 2025) angelehnt. Geplante Kohlekraftwerke werden nicht berücksichtigt. Dieses Szenario mit einem Zeithorizont bis 2025 wird zudem um weitere zehn Jahre bis 2035 fortgeschrieben.

Bei Wind onshore wird ein jährlicher Netto-Zubau von circa 2.200 MW angenommen, um den Anteil am Bruttostromverbrauch an der oberen Grenze zu erhalten. Im Bestand wird ein Repowering und Weiterbetrieb der Anlagen angenommen.

Die Zubauannahmen von Windenergieanlagen auf See (offshore) sind im Detail im Kapitel 5.7 dargelegt.

Für Photovoltaik wird ein Netto-Zubau von jährlich circa 2.500 MW angesetzt. Nach Erreichen des PV-Förderdeckels von 52 GW im Jahr 2019 wird ein darüber hinausgehender Zubau von 500 MW pro Jahr angenommen. Im Bestand wird ein Repowering und Weiterbetrieb der Anlagen angenommen.

Bei Biomasse wird ein jährlicher Ausbau von 100 MW angesetzt. Es wird zwar angenommen, dass Bestandsanlagen modernisiert werden. Jedoch werden lediglich neue Anlagen gemäß den Anforderungen an einen flexiblen Betrieb errichtet.

Schreibt man diese Zubauzahlen und die Entwicklungen im Bestand über 20 Jahre fort, erhält man die entsprechenden Mantelzahlen für das Szenario B 2035. Unter den oben getroffenen Annahmen ergibt sich ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch, der an der oberen Grenze des politischen Zielkorridors von 60 % für 2035 liegt.

Szenario C

Szenario C für das Jahr 2025 zeichnet sich durch einen hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus und liegt etwas oberhalb des politischen Ausbaukorridors von 40-45 % im Jahr 2025. Für die erneuerbaren Energien wird bei Wind onshore die beim Energiegipfel am 01.04.2014 erzielte Einigung von Bund und Ländern und dem darauf aufbauenden Kabinettsbeschluss vom 08.04.2014 übernommen. Es wird ein jährlicher Zubau von 2.500 MW netto unterstellt.

Für Photovoltaik wird wie im Szenario B ein Netto-Zubau von jährlich 2.500 MW angesetzt. Nach Erreichen des PV-Förderdeckels von 52 GW im Jahr 2019 wird ein darüber hinausgehender Zubau von 500 MW pro Jahr angenommen. Im Bestand wird ein Repowering bzw. Weiterbetrieb der Wind- bzw. PV-Anlagen angenommen.

Bei Biomasse wird ebenfalls wie im Szenario B ein jährlicher Zubau von 100 MW angesetzt. Es wird zwar angenommen, dass Bestandsanlagen modernisiert werden. Jedoch werden lediglich neue Anlagen gemäß den Anforderungen an einen flexiblen Betrieb errichtet.

Die Zubauannahmen von Windenergieanlagen auf See (offshore) sind im Detail im Kapitel 5.7 dargelegt.

Auf dieser Zahlenlage ergibt sich eine Indikation für einen EE-Anteil im Szenario C 2025 in Höhe von ca. 47 %.

Der hohe Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien vermindert die Rentabilität einiger konventioneller Kraftwerke. Aktuell werden Kraftwerke teilweise wenige Jahre nach Inbetriebnahme schon stillgelegt oder werden noch vor Erreichen der technischen Nutzungsdauer vom Markt genommen. Diese mögliche Entwicklung zu einem reduzierten Kraftwerksbestand in den kommenden Jahren wird im Szenario C 2025 abgebildet. Hierfür wird im konventionellen Kraftwerkspark die Lebensdauer der Steinkohle-, Erdgas- und Öl-Kraftwerke im Vergleich zu den Szenarien A 2025 und B 2025 um jeweils fünf Jahre verringert.

Die Stilllegungen bei Braunkohlekraftwerken werden grundsätzlich entsprechend der Reichweite der zugehörigen Tagebaue berücksichtigt. Darüber hinaus wird im Szenario C 2025 die Lebensdauer von Braunkohlenkraftwerken um zehn Jahre verkürzt, sodass Kraftwerke, zu deren Tagebauanbindung keine gesicherten Informationen vorlagen, nicht berücksichtigt werden. Auch bei gesicherten Informationen zur Tagebaureichweite wurden Kraftwerksblöcke nicht berücksichtigt, deren Tagebau vor 2030 enden würde. Zusätzlich wurde je ein Braunkohle-Kraftwerksblock im Rheinischen Revier und im Lausitzer Revier vorzeitig bereits für 2025 nicht berücksichtigt, deren Tagebaue erst ab dem Jahr 2030 umstrukturiert würden. So wird auch bei Braunkohle-Kraftwerken ein Rückgang der installierten Leistungen abgebildet.

Zudem werden gegenüber der ursprünglichen Kraftwerksliste im Szenario C 2025 weitere Kraftwerke aus dem Markt genommen, die in der Marktsimulation einen unzureichenden Deckungsbeitrag aufweisen. Hier unterstellen die ÜNB, dass diese Kraftwerke, die sich im Wesentlichen im Mittellastbereich befinden, nicht wirtschaftlich betrieben werden können und daher nicht weiter am Energiemarkt teilnehmen. Eine weitere Präzisierung der Systematik zur Abbildung des reduzierten Kraftwerksparks im Szenario C 2025 kann u. a. auf Basis der diesbezüglichen Konsultationsbeiträge vorgenommen werden.

Die heute noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke werden aufgrund ihrer planmäßigen Außerbetriebnahme bis spätestens zum Ende des Jahres 2022 in keinem der Szenarien berücksichtigt. Die bestehenden Speicher (inkl. Pumpspeicherwerke) werden für alle Szenarien ohne Rückbau berücksichtigt. Die detaillierte Liste konventioneller Kraftwerke ist verfügbar unter www.netzentwicklungsplan.de/content/materialien.

Tabelle 1: Nettonennleistungen aller Erzeugungseinheiten

Nettonennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	20,3	19,6	13,9	17,4
Steinkohle	26,2	26,1	24,6	14,9	22,2
Erdgas	26,5	23,0	26,3	37,5	21,5
Mineralölprodukte	4,1	1,7	1,7	1,1	0,8
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	8,5	8,5	12,6	6,4
Sonstige	3,2	1,8	1,8	1,7	1,8
Abfall	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Summe konventio- nelle Kraftwerke	101,2	83,0	84,2	83,3	71,6
Wind (onshore)	33,2	53,6	60,2	82,2	63,5
Wind (offshore)	0,5	8,9	10,5	18,5	10,8
Photovoltaik	35,1	54,7	55,7	60,7	55,7
Biomasse	6,4	6,3	7,2	8,2	7,2
Wasserkraft	4,6	4,6	4,7	4,9	4,7
Sonstige regenerative Erzeugung	0,4	0,5	0,8	1,2	0,8
Summe erneuerbare Energien	80,2	128,6	139,2	175,7	142,7
Gesamt	181,4	211,6	223,3	259,0	214,3

Die in Tabelle 1 dargestellten Angaben zu den Nettonennleistungen leiten sich aus einer detaillierten Kraftwerksliste und den unter dem Kapitel „Regionalisierung“ genannten installierten Leistungen je Bundesland ab. Durch die hier vorliegende Darstellung auf gerundete Werte kann es zu einer Differenz zwischen der Summe der oben angegebenen Einzelwerte und den angegebenen Summen kommen.

Änderungen und Aktualisierungen im Entwurf des Szenariorahmens 2015 gegenüber dem genehmigten Szenariorahmen 2014

Seit der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP 2014 haben sich einige Eingangsgrößen weiterentwickelt. Daher wurden für den aktuellen Entwurf des Szenariorahmens folgende Änderungen und Aktualisierungen vorgenommen:

- Aktualisierung der EE-Bestandszahlen von Ende 2012 auf Ende 2013,
- Anpassung der Mantelzahlen für die Szenarien A, B und C: Berücksichtigung der bundesweiten Ziele über Randbedingungen gemäß in Erarbeitung befindlicher EEG-Novelle,
- Weiterentwicklung der Regionalisierungsmethodik in allen Szenarien,
- Verwendung einer aktualisierten Übersicht über die KWK-Bestandsanlagen in Deutschland vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA),
- Aktualisierung der Bestandskraftwerke auf Ende 2013 mit Daten aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA,
- Aktualisierung der Neubaukraftwerke gemäß Kraftwerksmonitoring der BNetzA, zusätzlich Informationen der FNB und VDE FNN-Kraftwerksanschlussregister nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV),
- Aktualisierung der Rückbauten von Kraftwerken anhand angezeigter Rückbauvorhaben und nach Betriebsdauer (ausgenommen Braunkohlekraftwerke²) für 2025 und 2035,
- Verkürzung der Lebensdauer von Steinkohle-, Erdgas- und Öl-Kraftwerken um fünf Jahre im Szenario C,
- Berücksichtigung der geplanten Pumpspeicher in den Szenarien A und B nach KraftNAV, vollständige Berücksichtigung aller geplanten Pumpspeicher im Szenario B 2035,
- Anpassung der Jahreshöchstlast von 84 GW im NEP 2014 auf 86 GW in allen Szenarien,
- Anpassung des Nettostrombedarfs auf ca. 552 TWh unter Berücksichtigung der Verlustleistung in den Verteilungsnetzen in allen Szenarien auf Basis des Jahres 2012, was einem Endenergiebedarf von ca. 535 TWh entspricht,
- Zuordnung der NEP-Szenarien zu den aktuellen ENTSO-E-Szenarien aus der SOAF (Scenario Outlook & Adequacy Forecast).

Folgende Punkte wurden im Vergleich zu Szenariorahmen im NEP 2014 beibehalten:

- Standardbetriebsdauer aller mit Steinkohle- und Mineralöl befeuerten Kraftwerke von 50 Jahren in den Szenarien A und B,
- baugleicher Ersatz von Erdgaskraftwerken mit KWK-Eigenschaft nach 45 Jahren Betriebsdauer und Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken ohne KWK-Eigenschaft nach Ablauf der Betriebsdauer,
- kein Rückbau aufgrund der Lebensdauerannahmen bei Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken,
- Übernahme der CO₂- und Brennstoffpreise in Anlehnung an den NEP Gas der FNB.

² Bei den Braunkohlekraftwerken wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass diese so lange betrieben werden wie der dazugehörige Tagebau genehmigt ist. Zur Modellierung in den Szenarien siehe Kapitel 3.1, S. 12-14 sowie Kapitel 3.2, S. 22.

Meldungen der Bundesländer

Nachfolgend werden die Ergebnisse der aktuellen Abfrage unter den Bundesländern dargestellt.

Tabelle 2: Bundeslandspezifische Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Zeithorizont 2025

	Rückmeldung	Angaben zu installierten Leistungen der EE in 2025
Baden-Württemberg	✓	✓
Bayern	✓	X
Berlin	✓	X
Brandenburg	✓	✓
Bremen	✓	✓
Hamburg	✓	✓
Hessen	✓	✓
Mecklenburg-Vorpommern	✓	✓
Niedersachsen	✓	✓
Rheinland Pfalz	✓	✓
Nordrhein-Westfalen	✓	✓
Saarland	✓	✓
Sachsen	✓	✓
Sachsen-Anhalt	✓	✓
Schleswig-Holstein	✓	✓
Thüringen	✓	✓

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber nach Länderangaben

Anders als im Vorjahr werden die aufsummierten Meldungen der Bundesländer nicht als Grundlage für das Szenario C 2025 genommen. Stattdessen orientieren sich die Zahlen für Szenario C 2025 – wie im Kapitel 3.1 auf S. 12 dargestellt – an der Bund-Länder-Einigung vom 01.04.2014 zum Ausbau der einzelnen erneuerbare Energien-Technologien.

Die Meldungen der Bundesländer stellen aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber eine obere Abschätzung des Potenzials dar, das in vielen Ländern insbesondere bei Windenergie onshore durch eine entsprechende Ausweisung von (Vorrang-)Flächen in den zum Teil sehr detaillierten Rückmeldungen untermauert wurde. Aus den aktualisierten Planungen ergibt sich eine Einschätzung der Bundesländer zu einer installierten Leistung von ca. 86 GW Windenergie onshore mit einem Zubau von ca. 50 GW in den nächsten zehn Jahren, was ungefähr dem zweifachen Zubaukorridor von 2.500 MW/a entspricht.

Laufende Fortschreibungen regionaler Raumordnungsprogramme mit weiteren Flächenausweisungen für die Windenergienutzung können den weiteren Ausbau sicher positiv unterstützen. Diese Entwicklungen stehen aber unter dem Vorbehalt, dass die bundesrechtlichen Regelungen insbesondere im EEG die Nutzung der Vorrangflächen in den genannten Zeiträumen auch tatsächlich zulassen. Soweit Deckelungen in den Regelungen des EEG den weiteren Windenergieausbau in Deutschland begrenzen sollten, ist damit zu rechnen, dass davon auch das Ausbautempo in den Bundesländern betroffen ist. Die bundesweit verstärkte Ausweisung von Vorrangflächen wird dann zwangsläufig dazu führen, dass nicht alle bereit gestellten Vorrangflächen zeitnah genutzt werden können. Welche dieser Flächen in welchen Bundesländern vor dem Hintergrund der erzielten Einigung von Bund und Ländern wann bebaut werden, wird sich durch wettbewerbliche Faktoren wie z. B. Standortqualität, Infrastruktur und zur Verfügung stehende Investoren entscheiden.

Die im Rahmen der Aufstellung des Szenariorahmens bei den ÜNB eingegangenen Meldungen der Bundesländer hinsichtlich der Werte für die installierten Leistungen nach erneuerbaren Energieträgern sind in den Tabellen 3 und 4 für die Netzentwicklungspläne 2014 und 2015 mit den Zeithorizonten 2024 und 2025 dargestellt.

Tabelle 3: Gemeldete Zahlen der Bundesländer Windenergie und Photovoltaik

Angaben in GW für 2024 und 2025	Wind onshore 2024	Wind onshore 2025	Wind offshore 2024	Wind offshore 2025	Photovoltaik 2024	Photovoltaik 2025	Bemerkungen
Baden-Württemberg	4,7	5,7	0,0	0,0	10,0	10,6	aktualisierte Planung
Bayern	5,0	5,0	0,0	0,0	14,3	14,3	Vorjahreswerte
Berlin	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2	Vorjahreswerte
Brandenburg	8,4	9,1	0,0	0,0	3,0	3,1	aktualisierte Planung
Bremen	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	aktualisierte Planung
Hamburg	0,1	>0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	aktualisierte Planung
Hessen	3,4	4,0	0,0	0,0	3,7	4,0	aktualisierte Planung

Mecklenburg-Vorpommern	8,6	8,9	2,9	3,0	2,0	2,9	aktualisierte Planung
Niedersachsen	14,5	14,9	10,2	Bundesziel	7,1	7,1	aktualisierte Planung
Nordrhein-Westfalen	11,0	11,6	0,0	0,0	5,5	5,5	aktualisierte Planung
Rheinland Pfalz	6,3	6,4	0,0	0,0	3,9	3,8	aktualisierte Planung
Saarland	0,8	0,8	0,0	0,0	0,7	0,7	aktualisierte Planung
Sachsen	1,2	1,1	0,0	0,0	2,3	2,1	aktualisierte Planung
Sachsen-Anhalt	5,5	4,5	0,0	0,0	1,4	2,5	aktualisierte Planung
Schleswig-Holstein	13,0	10,5	3,0	2,6	2,0	2,7	aktualisierte Planung
Thüringen	4,3	3,4	0,0	0,0	2,4	2,5	aktualisierte Planung
Summe	87,1	86,1	16,1	(5,6)	58,5	62,0	

Quelle: Meldungen der Bundesländer, Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Gemeldete Zahlen der Bundesländer Biomasse, Laufwasser und Sonstige

Angaben in GW für 2024 und 2025	Biomasse 2024	Biomasse 2025	Laufwasser 2024	Laufwasser 2025	Sonstige EE 2024	Sonstige EE 2025	Bemerkungen
Baden-Württemberg	0,8	0,8	1,0	0,9	0,1	0,1	aktualisierte Planung
Bayern	1,4	1,4	2,3	2,3	0,1	0,1	Vorjahreswerte
Berlin	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	Vorjahreswerte
Brandenburg	0,4	0,4	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	aktualisierte Planung
Bremen	<0,1	<0,1	0,0	0,0	<0,1	<0,1	aktualisierte Planung

Hamburg	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	aktuali- sierte Planung
Hessen	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	aktuali- sierte Planung
Mecklenburg- Vorpommern	0,4	0,4	-	-	<0,1	<0,1	aktuali- sierte Planung
Niedersachsen	1,5	1,1	0,1	0,1	0,2	0,2	aktuali- sierte Planung
Nordrhein- Westfalen	0,8	0,8	0,2	0,2	0,4	0,4	aktuali- sierte Planung
Rheinland Pfalz	0,2	0,2	0,3	0,3	<0,1	0,1	aktuali- sierte Planung
Saarland	0,1	0,0	<0,1	<0,1	0,0	0,0	aktuali- sierte Planung
Sachsen	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	aktuali- sierte Planung
Sachsen-Anhalt	0,5	0,3	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	aktuali- sierte Planung
Schleswig- Holstein	0,4	0,4	0,0	0,0	0,2	0,3	aktuali- sierte Planung
Thüringen	0,4	0,4	<0,1	<0,1	0,1	0,1	aktuali- sierte Planung
Summe	7,8	7,1	4,1	4,0	1,1	1,3	

Quelle: Meldungen der Bundesländer, Übertragungsnetzbetreiber

Die Methodik zur Regionalisierung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien wurde gegenüber den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen weiterentwickelt. Dies betrifft vor allem die Regionalisierung des Bestandes und Zubaus von Windenergieanlagen (WEA) sowie Photovoltaikanlagen (PV). In Kapitel 5 wird die jeweilige Regionalisierungsmethodik detailliert dargestellt.

Die ÜNB haben zudem die Prognosewerte der VNB für den NEP 2015 erfragt. Eine Zusammenstellung der Werte ergab aufgrund der geringen Rücklaufquote jedoch kein vollständiges Bild.

3.2 Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten

Die nachfolgenden Daten zum Entwurf des Szenariorahmens des NEP 2015 enthalten jeweils die für die Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland relevanten Informationen aus Sicht der ÜNB. Dafür sind folgende Abgrenzungen von Bedeutung:

- Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland sowie die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ).
- Kraftwerksleistungen sind Nettoleistungen aller zum jeweiligen Zeitpunkt betriebsbereiten Kraftwerke ohne Berücksichtigung des Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke oder Heizkraftwerke.
- Alle Kraftwerke wurden erfasst, unabhängig davon, ob sie in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- Bei der Ermittlung und Beschreibung der geforderten energiewirtschaftlichen Szenarien wurde der Kraftwerkspark mit einer detaillierten Kraftwerksliste blockscharf ermittelt.

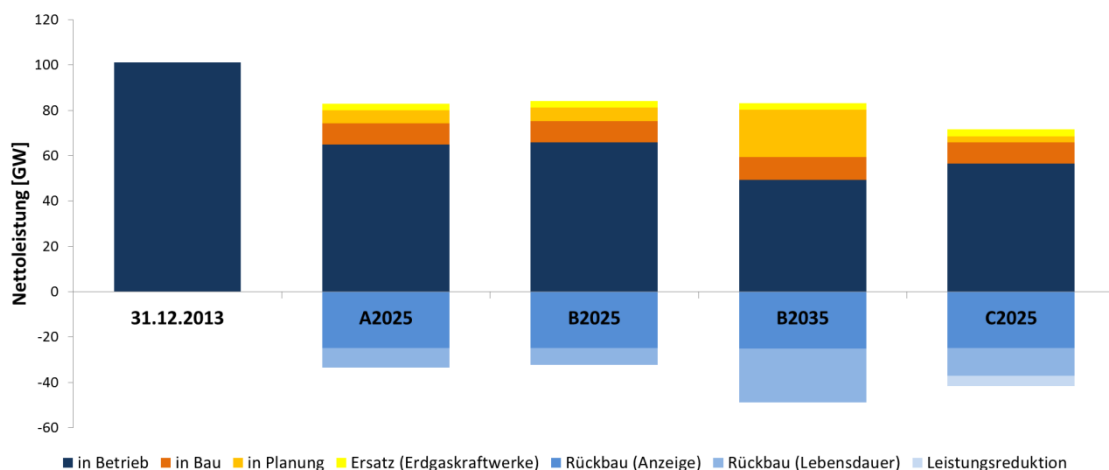
Eingangsgrößen

Wesentliche Quellen für den konventionellen Kraftwerkspark im vorliegenden Entwurf für den Szenariorahmen des NEP 2015 waren die aktuellen Bestandslisten konventioneller Kraftwerke der Bundesnetzagentur (Stand 14.03.2014), das Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV des VDE FNN (Stand 01.04.2014) sowie die aktuell bei den FNB vorliegenden Anschlussbegehren für Gaskraftwerke. Im Rahmen der Aufbereitung der Eingangsdaten wurden Informationen zu einzelnen Kraftwerksblöcken präzisiert und mit unterschiedlichen Planungsstatus für den Stromsektor versehen. Diese Angaben wurden mit dem Kraftwerksanschlussregister beim VDE FNN nach § 9 KraftNAV abgeglichen. Aus diesen Quellen sind mit dem Stichtag 31.12.2013 alle Kraftwerke als in Betrieb, in Bau und in Planung befindlich kategorisiert.

Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Zur Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten in den Szenarien erfolgt eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau sowie in Planung befindlichen Kraftwerke zum 31.12.2013. Die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt neben dem angezeigten Zubau neuer Anlagen auch den Rückbau gemäß Stilllegungsanzeige respektive Erreichen der jeweiligen technischen Lebensdauer.

Abbildung 3: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei Erdgaskraftwerken mit KWK-Eigenschaft wird in allen Szenarien nach Ende der technischen Lebensdauer ein leistungs- und standortgleicher Ersatz angenommen. Die Kriterien für die Berücksichtigung der konventionellen Kraftwerke und Speicher im jeweiligen Szenario wurden u. a. mit der BNetzA und den FNB abgestimmt. Die angewandten Kriterien je konventionellem Energieträger werden im Folgenden erläutert.

Bei Betrachtung des gesamten konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland ist im Vergleich zum Referenzdatum Ende 2013 ein genereller Rückgang der Erzeugungskapazität in den Szenarien erkennbar. Dieser ist durch die angenommene Entwicklung der einzelnen Erzeugungstechnologien determiniert, wie im Folgenden dargestellt.

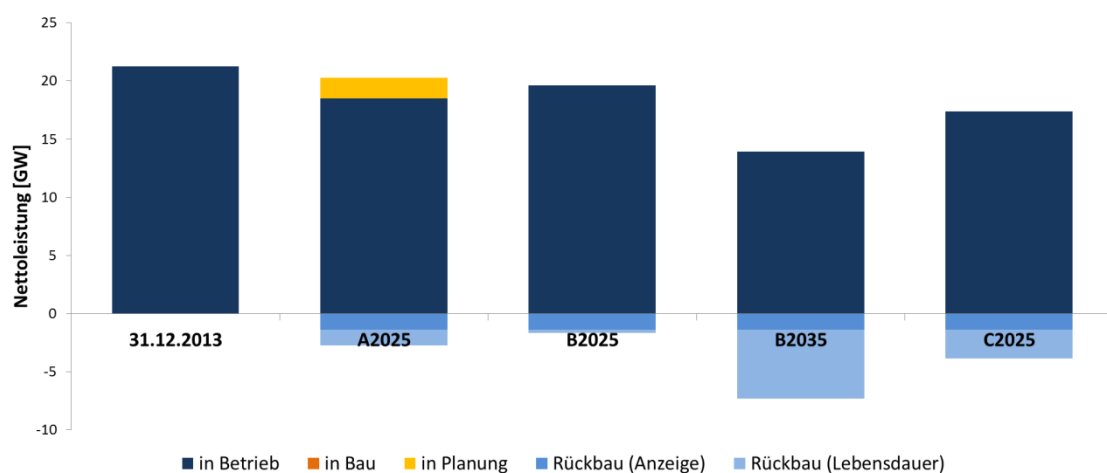
Braunkohlekraftwerkskapazitäten

Zur Ermittlung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten in den Szenarien erfolgt eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Braunkohlekraftwerke zum 31.12.2013.

In Planung befindliche Braunkohlekraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme nur im Szenario A 2025 berücksichtigt. Somit erfolgt in den Szenarien B 2025, B 2035 und C 2025 kein Zubau der in Planung befindlichen Braunkohlekraftwerke.

Die Stilllegungen bei Braunkohlekraftwerken werden in allen Szenarien entsprechend der Reichweite der zugehörigen Tagebaue berücksichtigt. Zusätzlich werden im Szenario A 2025 Braunkohle-Kraftwerksblöcke, die vor 1970 in Betrieb gingen, nicht berücksichtigt. Im Szenario C 2025 wird die Lebensdauer von Braunkohlenkraftwerken um zehn Jahre verkürzt, sodass Kraftwerke, zu deren Tagebauanbindung keine gesicherten Informationen vorlagen, nicht berücksichtigt werden. Auch bei gesicherten Informationen zur Tagebaureichweite wurden im Szenario C 2025 Kraftwerksblöcke nicht berücksichtigt, deren Tagebau vor 2030 enden würde. Zusätzlich wurde je ein Braunkohle-Kraftwerksblock im Rheinischen Revier und im Lausitzer Revier vorzeitig bereits für 2025 nicht berücksichtigt, deren Tagebaue erst ab dem Jahr 2030 umstrukturiert würden. So wird auch bei Braunkohle-Kraftwerken ein Rückgang der installierten Leistungen im Szenario C 2025 abgebildet.

Abbildung 4: Darstellung der Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten



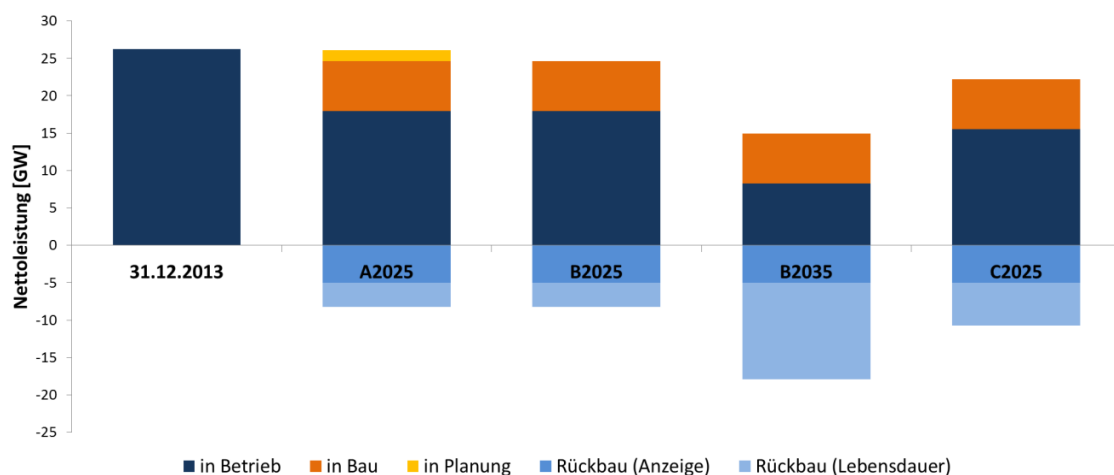
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Steinkohlekraftwerkskapazitäten

Zur Ermittlung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten in den Szenarien erfolgt eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Steinkohlekraftwerke zum 31.12.2013.

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus den Meldungen der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Steinkohlekraftwerken nach einer angenommenen technischen Betriebsdauer von 50 Jahren (A 2025, B 2025, B 2035) bzw. 45 Jahren (C 2025). In Bau befindliche Steinkohlekraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt. In Planung befindliche und Steinkohlekraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme nur im Szenario A 2025 berücksichtigt. Somit erfolgt in den Szenarien B 2025, B 2035 und C 2025 kein Zubau der in Planung befindlichen Steinkohlekraftwerke.

Abbildung 5: Darstellung der Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Erdgaskraftwerkskapazitäten

Zur Ermittlung der Erdgaskraftwerkskapazitäten in den Szenarien erfolgte eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Erdgaskraftwerke zum 31.12.2013. Durch den Abgleich mit dem NEP Gas der FNB finden auch Erdgaskraftwerke aus dem NEP Gas Einzug in die Kraftwerksliste des NEP Strom der ÜNB.

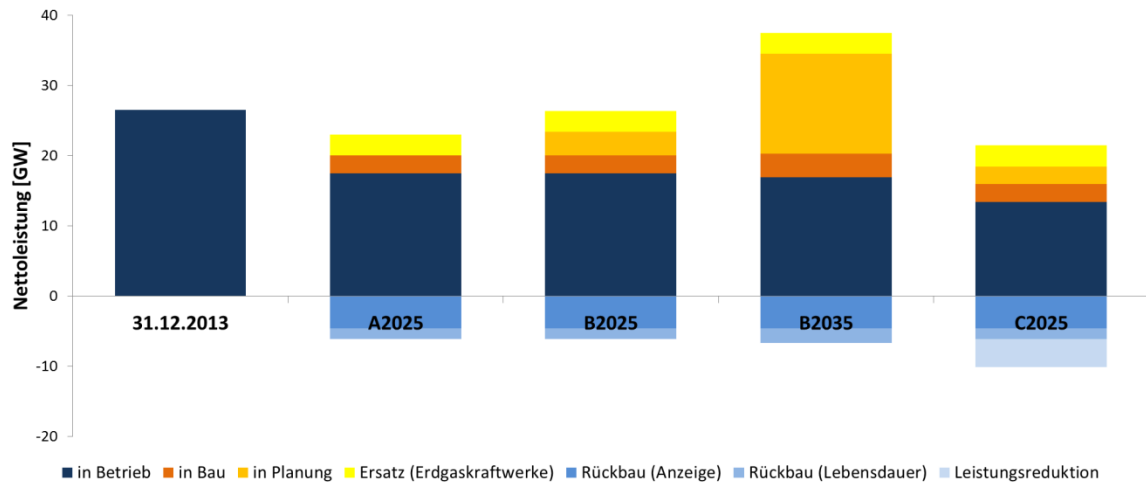
Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus den Meldungen der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken in den Szenarien nach 45 Jahren (A 2025, B 2025, B 2035) bzw. 40 Jahren (C 2025). Erdgaskraftwerke mit KWK-Eigenschaft werden danach leistungs- und standortgleich ersetzt. Erdgaskraftwerke ohne KWK-Eigenschaft werden nach Ablauf der Betriebsdauer außer Betrieb genommen. In Bau befindliche Erdgaskraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt.

Zusätzlich werden Erdgaskraftwerke nach dem oben beschriebenen Vorgehen zur wirtschaftlichen Bewertung in C 2025 nicht berücksichtigt.

Im Szenario A 2025 erfolgt kein Zubau von in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken. In den Szenarien B 2025 und C 2025 werden in Planung befindliche Erdgaskraftwerke dagegen berücksichtigt, wenn diese sowohl den FNB als auch den ÜNB bekannt sind. Zusätzlich zu diesen gemeinsam bekannten in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken werden im Szenario B 2035 Erdgaskraftwerksprojekte berücksichtigt, die entweder den FNB oder den ÜNB bekannt sind, oder die der BNetzA bekannt gemacht wurden. Diese Kategorisierung erfolgte unter Zuhilfenahme des Kraftwerksanschlusregisters nach KraftNAV des VDE FNN (Stand 01.04.2014), der Kapazitätsre-

servierungsansprüche nach § 38 GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung), der Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV für Betreiber von Gaskraftwerken und der Meldungen an die BNetzA.

Abbildung 6: Darstellung der Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten

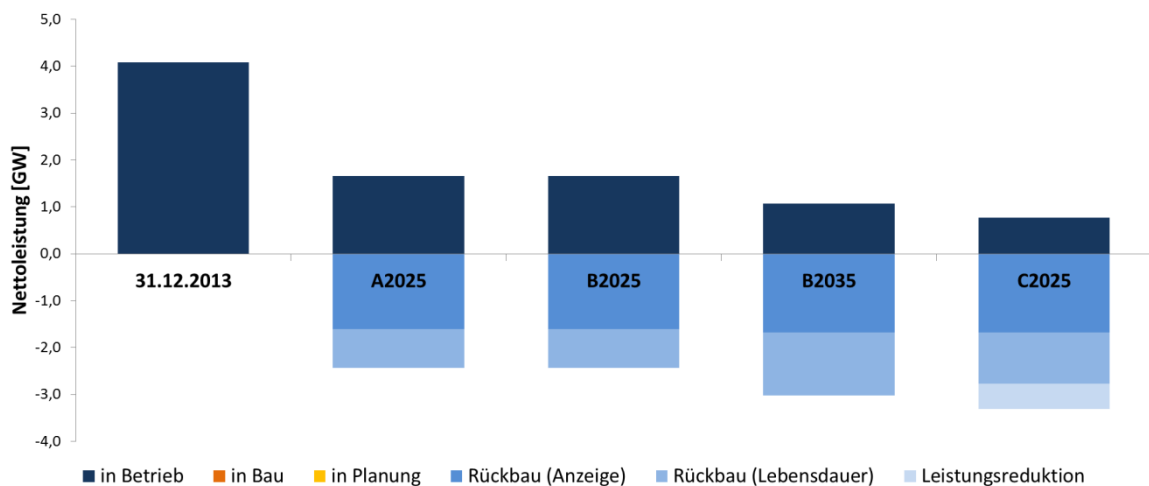


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kraftwerkskapazitäten Öl

Die Außerbetriebnahme der Ölkraftwerke erfolgt nach einer angenommenen Betriebsdauer von 50 Jahren (A 2025, B 2025, B 2035) und 45 Jahren (C 2025). Neue Kraftwerkskapazitäten sind nach Informationen der ÜNB weder im Bau noch in Planung. Zusätzlich werden Ölkraftwerke nach dem oben beschriebenen Vorgehen zur wirtschaftlichen Bewertung in C 2025 nicht berücksichtigt.

Abbildung 7: Darstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten Öl

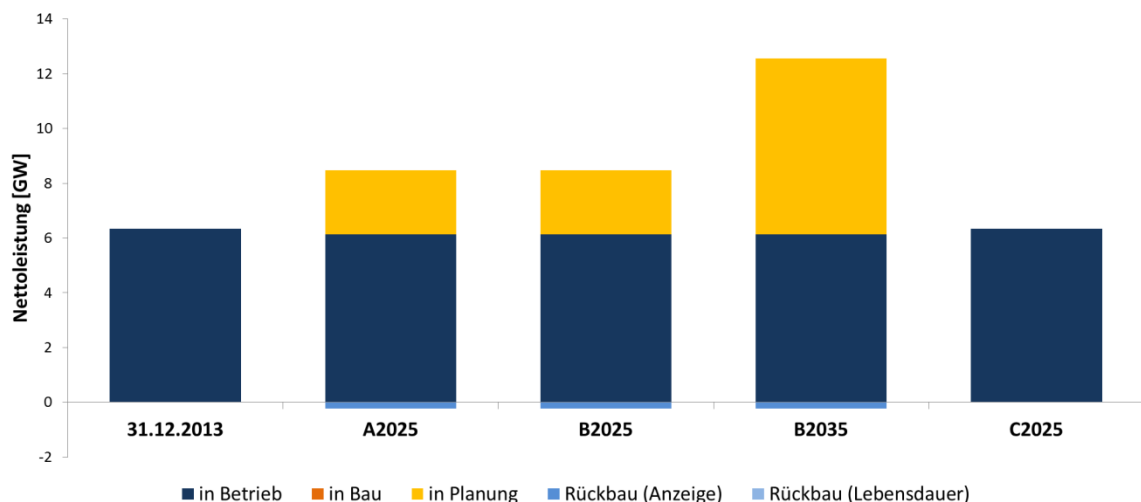


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Speicher (inkl. Pumpspeicher)

Zur Ermittlung der Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten in den Szenarien erfolgte eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen Speicherwerke zum 31.12.2013. In Bau befindliche Speicher werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt. In Planung befindliche Speicher mit einer Anfrage oder Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber sind in den Szenarien A 2025 und B 2025 berücksichtigt. In Planung befindliche Speicher ohne Anfrage oder Zusage nach Kraftwerksanschlussregister der Netzbetreiber sind ausschließlich im Szenario B 2035 berücksichtigt. Darüber hinaus wurde kein weiterer Zubau an Speichermöglichkeiten in Deutschland angenommen. Im Szenario C2025 wird kein Speicherzubau über den Bestand hinaus angenommen.

Abbildung 8: Darstellung der Entwicklung der Speicherkapazitäten

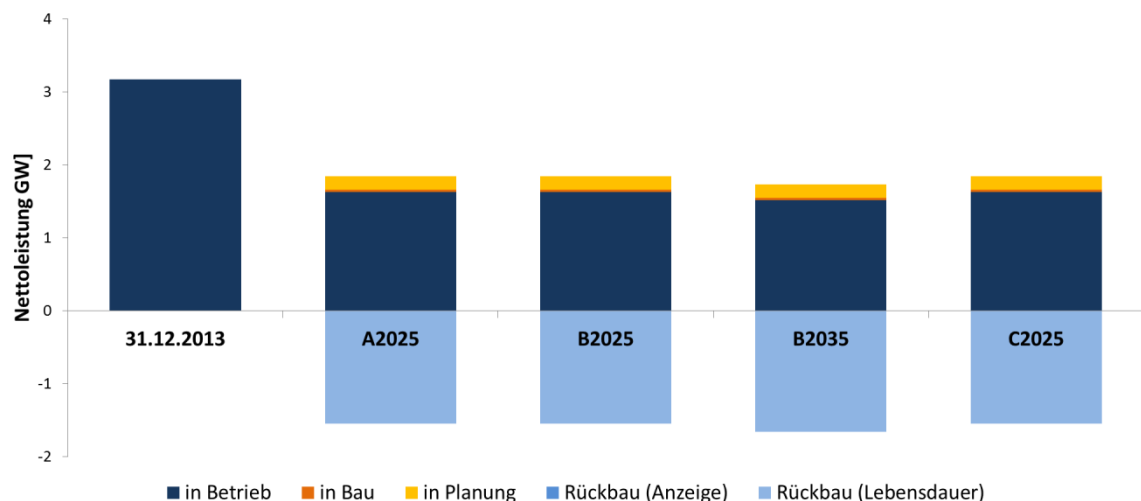


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Sonstige konventionelle Kraftwerkskapazitäten

In allen Szenarien erfolgt die Außerbetriebnahme der sonstigen konventionellen Kraftwerke (Kraftwerke ohne eindeutige Zuordnung eines Hauptenergieträgers) nach einer angenommenen Betriebsdauer von 45 Jahren. In Bau und in Planung befindliche sonstige konventionelle Kraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in alle Szenarien berücksichtigt.

Abbildung 9: Darstellung der Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten

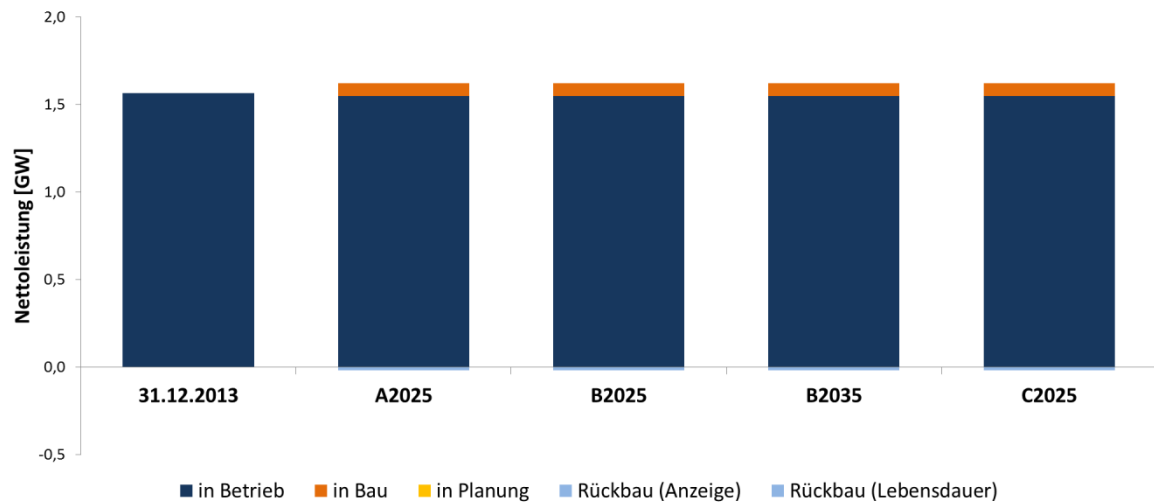


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abfallkraftwerkskapazitäten

In allen Szenarien erfolgt keine Außerbetriebnahme der Abfallkraftwerke. In Bau und in Planung befindliche Abfallkraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt.

Abbildung 10: Darstellung der Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3 Regionalisierung konventioneller Kraftwerke und Speicher

Konventionelle Kraftwerke und Speicher wurden in einer Kraftwerksliste erfasst, welche Bestandskraftwerke, Kraftwerke in Bau, Kraftwerke in Planung sowie Ersatzneubauten beinhaltet. Basierend auf den Angaben der Kraftwerksbetreiber ist hierüber eine standortscharfe Zuordnung aller konventionellen Kraftwerkskapazitäten möglich.

Zur Erfassung des Bestandes an dezentralen KWK-Anlagen werden die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber, die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und die Liste des Anlagenbestands des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) herangezogen.

Die Regionalisierung des Ausbaus der dezentralen KWK erfolgt über die Wärmenachfrage differenziert nach verschiedenen Verbrauchergruppen. Im Folgenden ist die angenommene Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten nach Bundesland und jeweiligem Szenario aufgeschlüsselt dargestellt. Die Regionalisierung kleiner KWK-Anlagen ist in dieser Übersicht nicht enthalten.

Tabelle 5: Kraftwerkskapazitäten in Baden-Württemberg

BW (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	2,7	0,0	4,2	1,1	0,1	0,7	1,9	0,0	10,7
Szenario A 2025	0,0	0,0	5,0	0,5	0,1	0,1	2,1	0,0	7,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	2,0
davon Abnahme	2,7	0,0	0,9	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	4,9
Szenario B 2025	0,0	0,0	5,0	0,8	0,1	0,1	2,1	0,0	8,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	0,3	0,0	0,0	0,3	0,0	2,2
davon Abnahme	2,7	0,0	0,9	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	4,9
Szenario B 2035	0,0	0,0	2,8	2,5	0,1	0,0	3,8	0,0	9,2
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	2,0	0,0	0,0	2,0	0,0	5,7
davon Abnahme	2,7	0,0	3,1	0,6	0,0	0,7	0,0	0,0	7,2
Szenario C 2025	0,0	0,0	5,0	0,8	0,1	0,0	1,9	0,0	7,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
davon Abnahme	2,7	0,0	0,9	0,6	0,0	0,7	0,0	0,0	4,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Kraftwerkskapazitäten in Bayern

BY (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	5,3	0,0	0,8	4,4	0,2	1,0	0,5	0,0	12,2
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,8	3,1	0,2	0,2	0,8	0,0	5,2
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,4
davon Abnahme	5,3	0,0	0,0	1,4	0,0	0,8	0,0	0,0	7,4
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,8	4,0	0,2	0,2	0,8	0,0	6,0
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2
davon Abnahme	5,3	0,0	0,0	1,4	0,0	0,8	0,0	0,0	7,4
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,8	5,6	0,2	0,1	1,8	0,0	8,4
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,0	1,2	0,0	3,7
davon Abnahme	5,3	0,0	0,0	1,4	0,0	0,9	0,0	0,0	7,6
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,8	1,7	0,2	0,0	0,5	0,0	3,3
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
davon Abnahme	5,3	0,0	0,0	2,8	0,0	1,0	0,0	0,0	9,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 7: Kraftwerkskapazitäten in Berlin

BE (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	0,3	0,0	0,0	2,4
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,7	1,0	0,0	0,3	0,0	0,0	1,9
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
davon Abnahme	0,0	0,2	0,1	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,8
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,7	1,0	0,0	0,3	0,0	0,0	1,9
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
davon Abnahme	0,0	0,2	0,1	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,8
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,7	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
davon Abnahme	0,0	0,2	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	1,0
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
davon Abnahme	0,0	0,2	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	1,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: Kraftwerkskapazitäten in Brandenburg

BB (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	4,4	0,0	0,8	0,1	0,3	0,0	0,1	5,8
Szenario A 2025	0,0	4,4	0,0	0,8	0,1	0,3	0,0	0,1	5,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Szenario B 2025	0,0	4,4	0,0	0,8	0,1	0,3	0,0	0,1	5,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Szenario B 2035	0,0	2,5	0,0	0,8	0,1	0,3	0,0	0,1	3,9
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
davon Abnahme	0,0	1,9	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4
Szenario C 2025	0,0	3,9	0,0	0,2	0,1	0,3	0,0	0,1	4,7
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,5	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Kraftwerkskapazitäten in Bremen

HB (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	1,1
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,4	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	1,2
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,6
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,4	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	1,2
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,6
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	0,9
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,9
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	0,9
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Kraftwerkskapazitäten in Hamburg

HH (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Szenario A 2025	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario B 2025	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario B 2035	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario C 2025	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Kraftwerkskapazitäten in Hessen

HE (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,0	0,8	1,6	0,1	0,0	0,6	0,0	3,2
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,8	1,0	0,1	0,0	0,9	0,0	2,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,8	1,0	0,1	0,0	0,9	0,0	2,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,8	2,1	0,1	0,0	0,9	0,0	3,9
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,3	0,0	1,4
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,8	0,9	0,1	0,0	0,6	0,0	2,4
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Kraftwerkskapazitäten in Mecklenburg Vorpommern

MV (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Kraftwerkskapazitäten in Niedersachsen

NI (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	2,7	0,4	2,2	3,7	0,1	0,1	0,2	0,3	9,6
Szenario A 2025	0,0	0,4	2,9	2,7	0,1	0,0	0,2	0,2	6,5
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
davon Abnahme	2,7	0,0	0,0	1,0	0,0	0,1	0,0	0,1	3,8
Szenario B 2025	0,0	0,4	2,9	2,8	0,1	0,0	0,2	0,2	6,6
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
davon Abnahme	2,7	0,0	0,0	1,0	0,0	0,1	0,0	0,1	3,8
Szenario B 2035	0,0	0,0	1,2	2,8	0,1	0,0	0,4	0,2	4,7
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	1,0
davon Abnahme	2,7	0,4	1,8	1,0	0,0	0,1	0,0	0,1	5,9
Szenario C 2025	0,0	0	1,5	2,8	0,1	0,0	0,2	0,2	4,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8
davon Abnahme	2,7	0,4	1,4	1,0	0,0	0,1	0,0	0,1	5,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Kraftwerkskapazitäten in Nordrhein-Westfalen

NW (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	10,8	13,0	7,6	0,5	0,5	0,3	1,5	34,2
Szenario A 2025	0,0	9,4	11,2	6,7	0,5	0,2	0,2	0,4	28,5
davon Zuwachs	0,0	1,1	4,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2
davon Abnahme	0,0	2,5	5,9	2,0	0,0	0,3	0,1	1,2	12,0
Szenario B 2025	0,0	9,3	9,7	8,5	0,5	0,2	0,2	0,4	28,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	2,6	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5
davon Abnahme	0,0	1,4	5,9	2,0	0,0	0,3	0,1	1,2	10,9
Szenario B 2035	0,0	6,0	6,0	11,0	0,5	0,1	0,9	0,3	24,8
davon Zuwachs	0,0	0,0	2,6	5,5	0,0	0,0	0,7	0,0	8,8
davon Abnahme	0,0	4,8	9,6	2,1	0,0	0,4	0,1	1,2	18,3
Szenario C 2025	0,0	8,0	9,7	6,6	0,5	0,1	0,3	0,4	25,6
davon Zuwachs	0,0	0,0	2,6	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	5,5
davon Abnahme	0,0	2,7	5,9	3,9	0,0	0,4	0,0	1,2	14,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Kraftwerkskapazitäten in Rheinland-Pfalz

RP (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,0	0,0	0,1	1,7
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,0	0,0	0,0	1,6
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,0	0,0	0,0	1,6
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,0	0,3	0,0	1,9
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,0	0,0	0,0	1,6
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Kraftwerkskapazitäten im Saarland

SL (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,0	2,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	2,5
Szenario A 2025	0,0	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	2,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Szenario B 2025	0,0	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	2,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
davon Abnahme	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9
Szenario C 2025	0,0	0,0	1,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	1,4
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Kraftwerkskapazitäten in Sachsen

SN (Leistungen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	4,4	0,0	0,6	0,0	0,0	1,1	0,0	6,1
Szenario A 2025	0,0	4,3	0,0	0,6	0,0	0,0	1,0	0,0	6,0
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Szenario B 2025	0,0	4,3	0,0	0,6	0,0	0,0	1,0	0,0	6,0
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Szenario B 2035	0,0	4,3	0,0	0,6	0,0	0,0	1,0	0,0	6,0
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Szenario C 2025	0,0	4,3	0,0	0,6	0,0	0,0	1,1	0,0	6,1
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Kraftwerkskapazitäten in Sachsen-Anhalt

ST (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	1,1	0,0	0,8	0,2	0,2	0,1	0,0	2,4
Szenario A 2025	0,0	1,7	0,0	0,8	0,2	0,2	0,1	0,0	3,1
davon Zuwachs	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
davon Abnahme	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Szenario B 2025	0,0	1,1	0,0	0,8	0,2	0,2	0,1	0,0	2,5
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario B 2035	0,0	1,0	0,0	1,8	0,2	0,2	0,1	0,0	3,3
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
davon Abnahme	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Szenario C 2025	0,0	1,0	0,0	0,8	0,2	0,1	0,1	0,0	2,2
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Kraftwerkskapazitäten in Schleswig-Holstein

SH (Leistun- gen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	1,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,5	0,1	0,1	2,9
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,5
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
davon Abnahme	1,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	2,5
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,1	0,1	0,7
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
davon Abnahme	1,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	2,5
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
davon Abnahme	1,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,5	0,0	0,1	2,7
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,1	0,6
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
davon Abnahme	1,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	2,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Kraftwerkskapazitäten in Thüringen

TH (Leistungen in GW)	Kern- ener- gie	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Abfall	Mineralöl- produkte	Pump- speicher	Sonst.	Summe
Bestand 31.12.2013	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	1,5	0,0	2,0
Szenario A 2025	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	3,0	0,0	3,5
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	1,5
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario B 2025	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	3,0	0,0	3,5
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	1,5
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario B 2035	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	3,2	0,0	3,7
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	1,8
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Szenario C 2025	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	1,5	0,0	2,0
davon Zuwachs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Abnahme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.4 Annahmen zu erneuerbaren Energien

In den Szenarien wird auf Basis bekannter Bestandsanlagen im Referenzjahr ein Rahmen realistischer Entwicklungen beim Zubau erneuerbarer Energien aufgespannt. Wesentliche Einflussgröße zur Ermittlung der Mantelzahlen sind die bis Mitte April bekannten und in dem Regierungsentwurf der EEG-Novelle verankerten Rahmenbedingungen. Insbesondere berücksichtigt werden energieträgerspezifische Angaben zu jährlichen Zubaukorridoren sowie der angestrebte Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 600 TWh. Dieses Vorgehen gewährleistet eine adäquate Abbildung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung.

Insgesamt wird in Szenario C der größte Zuwachs installierter Leistung erneuerbarer Energien ausgewiesen. Szenario A bildet mit einem EE-Anteil von etwa 40 % den unteren Rand des Szenariorahmens ab. Das Szenario B ist von einem höheren Anteil erneuerbarer Energien als im Szenario A gekennzeichnet (etwa 45 %), liegt jedoch unterhalb des Szenarios C.

Im Folgenden werden die Annahmen zur installierten Leistung erneuerbarer Energien in den einzelnen Szenarien detaillierter erläutert. Außerdem wird in diesem Kapitel eine Einordnung der Annahmen in die Bandbreite aktueller Studien vorgenommen.

Ermittlung der Bestandsdaten

Die Summen der installierten Leistungen der regenerativen Erzeugung in Deutschland je Energietyp basieren auf einer Reihe verschiedener Quellen. Das Vorgehen für die Ermittlung der einzelnen Referenzwerte für den Stichtag 31.12.2013 unterscheidet sich abhängig vom regenerativen Erzeuger:

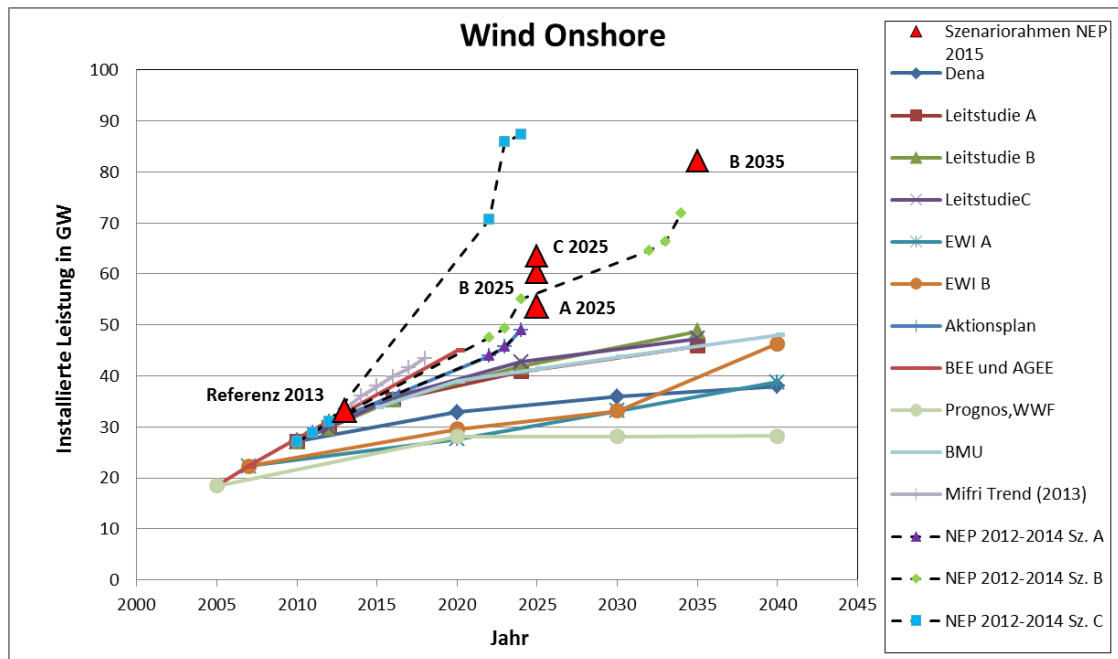
- Die aktuelle installierte Leistung von Photovoltaikanlagen ergibt sich aus der Auswertung der Stammdaten der ÜNB zum Stichtag 31.12.2013 mit Datenstand vom 25.02.2014.
- Die installierten Leistungen von Windenergieanlagen onshore zum Stichtag 31.12.2013 wurden den Anlagenstammdaten der ÜNB – ebenfalls mit dem Stand 25.02.2014 – entnommen.
- Die installierten Leistungen der Windenergieanlagen offshore wurden den Anlagenstammdaten der ÜNB entnommen. Zu beachten ist, dass es sich hierbei ausschließlich um an das Übertragungsnetz angeschlossene Anlagen handelt.
- Die installierte Leistung von Wasserkraftwerken zum Stichtag 31.12.2013 ergibt sich aus den Anlagenstammdaten der ÜNB mit dem Stand 25.02.2014 und einer georeferenzierten Liste der Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW (WaWi [22]).
- Die installierte Leistung von Biomasseanlagen und sonstigen regenerativen Erzeugern zum Stichtag 31.12.2013 ergibt sich aus den Anlagenstammdaten der ÜNB mit Stand 25.02.2014.

Vergleichende Betrachtung

In den nachfolgenden Grafiken sind die Mantelzahlen der installierten Leistungen erneuerbarer Energien in den Szenarien des NEP 2015 im Kontext weiterer Studien dargestellt. Beispielhaft gezeigt ist eine vergleichende Einordnung der Prognosewerte für die Technologien Wind onshore, Photovoltaik, Biomasse sowie Wind offshore.

Anhand der Studien, die zur Verdeutlichung und Einordnung der Mantelzahlen herangezogen wurden, werden einerseits gleichbleibende Trends sichtbar, andererseits auch eine Schwankungsbreite zwischen den einzelnen Studien, die auch in unterschiedlichen Randbedingungen begründet ist. Einige Studien wurden zudem vor der Katastrophe in Japan im Jahr 2011 erstellt, sodass in ihren Annahmen nicht die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Kernenergie berücksichtigt sind.

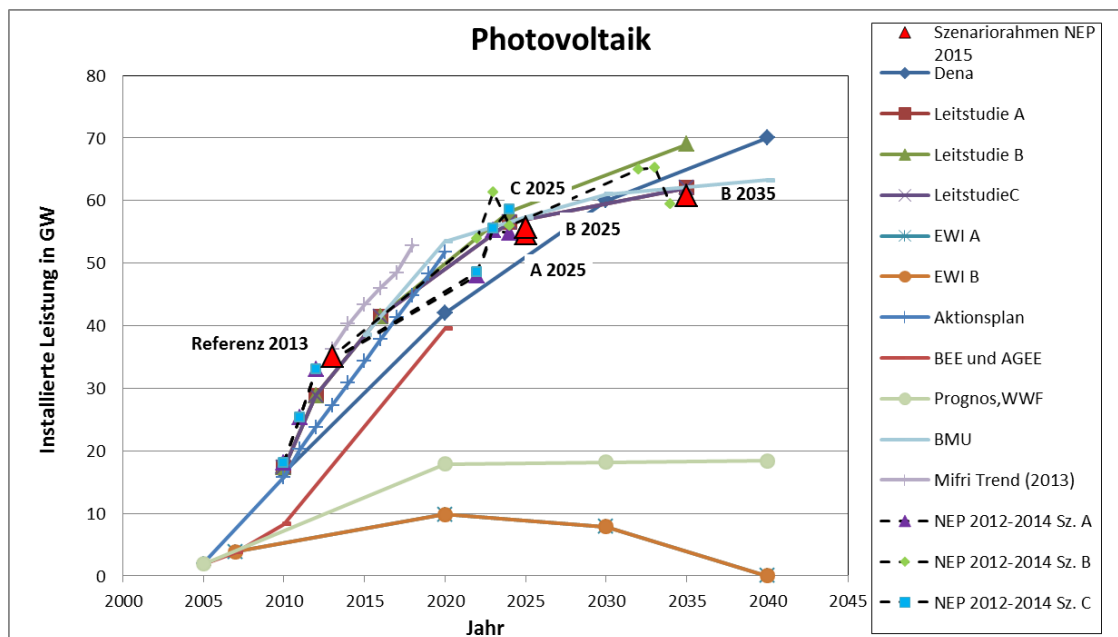
Abbildung 11: Installierte Leistungen für Wind onshore im Vergleich



Quellen: Dena [1], Leitstudie [2], EWI [3], Aktionsplan [4], BEE/AGEE [5], Prognos/WWF [6], Mifri [11], DLR/BMU [14]

Abbildung 11 zeigt die Einbettung der Mantelzahlen für Wind onshore im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2015 in die Zahlenwerte der vorherigen Netzentwicklungspläne sowie verschiedene Studien. Das Szenario C 2025 liegt immer noch am oberen Rand der installierten Leistungen von Wind onshore.

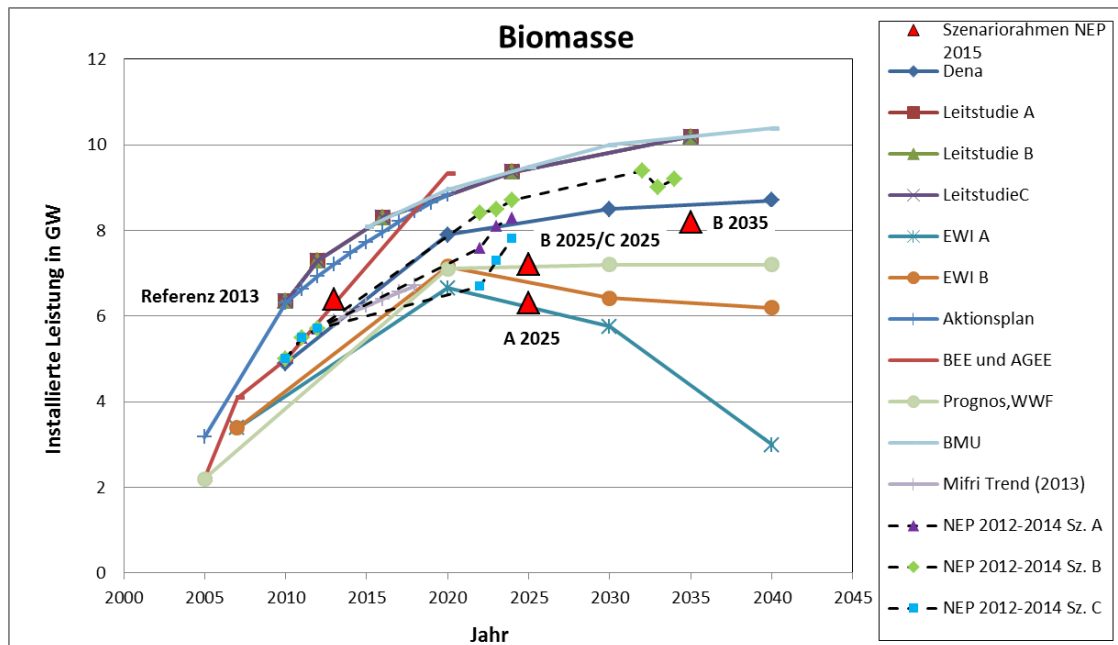
Abbildung 12: Installierte Leistungen für Photovoltaik im Vergleich



Quellen: Dena [1], Leitstudie [2], EWI [3], Aktionsplan [4], BEE/AGEE [5], Prognos/WWF [6], Mifri [11], DLR/BMU [14]

Abbildung 12 weist die Mantelzahlen für Photovoltaik im Entwurf des Szenariorahmens im Vergleich zu den vorherigen Netzentwicklungsplänen sowie verschiedenen weiteren Studien aus. Unterschiede ergeben sich insbesondere aus den Annahmen zum politischen Rahmen.

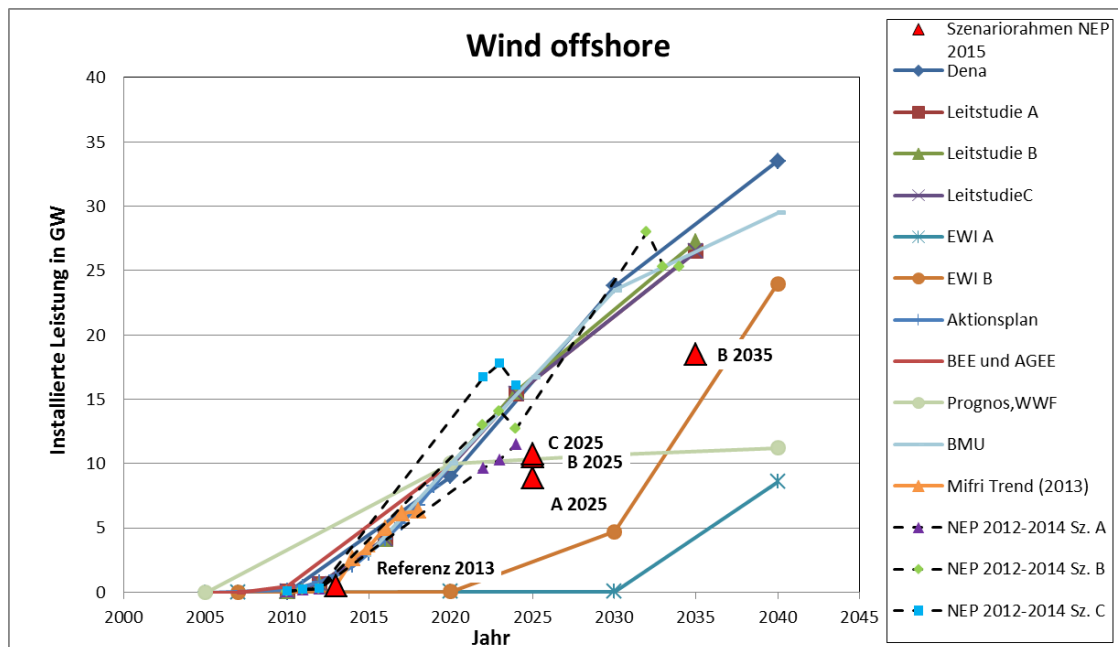
Abbildung 13: Installierte Leistungen für Biomasse im Vergleich



Quellen: Dena [1], Leitstudie [2], EWI [3], Aktionsplan [4], BEE/AGEE [5], Prognos/WWF [6], Mifri [11], DLR/BMU [14]

Abbildung 13 zeigt die Einbettung der Mantelzahlen für Biomasse im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2015 in die Zahlenwerte der Vorgänger-NEP und verschiedener Studien.

Abbildung 14: Installierte Leistungen für Wind offshore im Vergleich



Quellen: Dena [1], Leitstudie [2], EWI [3], Aktionsplan [4], BEE/AGEE [5], Prognos/WWF [6], Mifri [11], DLR/BMU [14]

Abbildung 14 zeigt die Einbettung der Mantelzahlen für Wind offshore im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2015 in die Zahlenwerte der Vorgänger-NEP und verschiedener Studien.

3.5 Annahmen zum europäischen Rahmen

Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E-Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird ein Stromhandel zwischen einzelnen Marktgebieten ermöglicht. Das dritte Energie-Binnenmarktpaket der Europäischen Union, das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat als Ziel die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen sowohl innerhalb als auch zwischen den Mitgliedstaaten. Dabei spielen die dem Binnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle, da durch Handelsaktivitäten der Kraftwerkseinsatz in diesen Gebieten regional und auch überregional beeinflusst wird.

Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa hinsichtlich der Leistung nicht unbegrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Energiepreisen. Durch einen möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch weiter entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden.

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, d. h. für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland können Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung 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.

Bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012-2014 wurde die künftige Entwicklung des europäischen Binnenmarktes auf Basis der in ENTSO-E gemeinsam von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern erarbeiteten „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012 – 2025“ (SOAF) mit den Szenarien aus dem Szenariorahmen des deutschen NEP verknüpft. Für den NEP 2015 wird die jeweils aktuellste verfügbare SOAF verwendet. Dies ist nach aktuellem Stand die SOAF 2013, da die SOAF 2014 aller Voraussicht nach nicht rechtzeitig vor Beginn der Marktsimulationen im NEP 2015 veröffentlicht werden wird.

Aufgrund seiner geographischen Lage liegt Deutschland im Zentrum des europäischen Strommarktes. Wieweit dieser Markt bereits fortgeschritten ist, lässt sich an Hand der Ergebnisse der Marktsimulation des NEP 2014 ablesen. Dort weisen bis zu 94% der Jahresstunden Anteile von Transiten durch Deutschland auf, die nicht durch Stromerzeugung bzw. Stromverbrauch in Deutschland verursacht sind.

Die SOAF ist eine jährliche Veröffentlichung von ENTSO-E und präsentiert die Szenarien, die im Zehnjahres-Netzentwicklungsplan auf europäischer Ebene (TYNDP) in Erfüllung des dritten Energie-Binnenmarktpaketes als Grundlage der europäischen Netzentwicklung Berücksichtigung finden. Zudem wird in der SOAF die Passfähigkeit zwischen installierter Erzeugungsleistung und Verbrauch im gesamten ENTSO-E Verbundsystem für einen mittleren und langfristigen Zeithorizont prognostiziert.

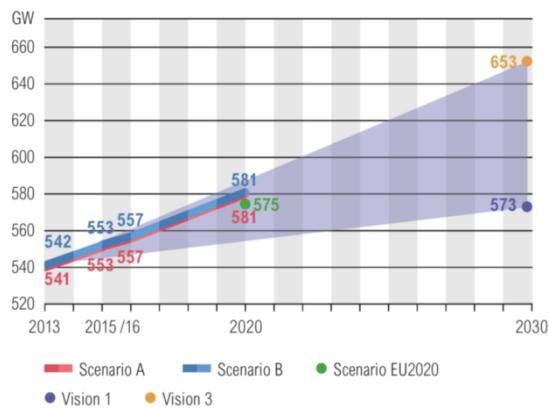
Der Bericht zur SOAF 2013 wurde von ENTSO-E zwischen den beiden europäischen Netzentwicklungsplänen TYNDP der Jahre 2012 und 2014 herausgegeben und zeigt eine Aktualisierung der mittelfristigen Ergebnisse des TYNDP 2012. Die vorliegende SOAF 2013 wurde aus Eingangsdaten der Übertragungsnetzbetreiber aus den ENTSO-E Mitgliedstaaten zwischen September und Oktober 2012 zusammengestellt und bezieht sich auf den Zeitraum zwischen 2013 und 2030. Sie enthält drei Szenarien für Erzeugung und Verbrauch: Das „EU 2020 Szenario“, das von den nationalen erneuerbaren Energien-Aktionsplänen abgeleitet wurde, die in Einklang mit den europäischen 20-20-20-Zielen stehen, ein Szenario B, das auf den Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber basiert und zusätzlich ein Szenario A, das aus dem Szenario B abgeleitet wird, aber nur die als wahrscheinlich eingeschätzten Erzeugungseinheiten berücksichtigt. Als neues Element enthält die SOAF 2013 Daten zu Szenarien für 2030, die eine Brücke zwischen den europäischen Energiezielen für 2020 und 2050 schlagen sollen. Im Überblick umfasst das Dokument folgende Szenarien:

- Szenario EU 2020 (basierend auf den nationalen EE-Aktionsplänen, engl.: NREAPs),
- Szenario A („Conservative Scenario“),
- Szenario B („Best Estimate Scenario“),
- Vision 1 „Slow progress“,
- Vision 3 „Green transition“.

Für die jeweiligen Szenarien werden für charakteristische Referenzzeitpunkte u. a. die Erzeugung aus konventionellen und regenerativen Energiequellen, der Verbrauch, die geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeit sowie die Export- und Importkapazität für jedes Land aufgeführt. Dabei beschreiben die beiden Visionen 1 und 3 zwei von vier Eckpunkten der als zukünftig für möglich angesehenen Entwicklungen. Diese sind als Extremwerte ausgelegt und entsprechen damit nicht der Vorgabe des EnWG hinsichtlich der Betrachtung wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen des NEP.

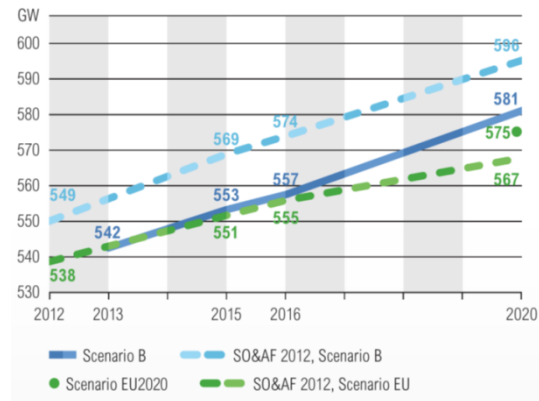
In den folgenden Abbildungen wird ein Überblick über Verbrauch, Erzeugung und Struktur der Erzeugung zwischen den einzelnen Szenarien gegeben, dabei wird der Referenzzeitpunkt im Januar miteinander verglichen. Darüber hinaus werden auch die Veränderungen gegenüber dem SOAF 2012 ausgewiesen.

Abbildung 15: Verbrauch in allen Szenarien; Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr



Quelle: SOAF 2013

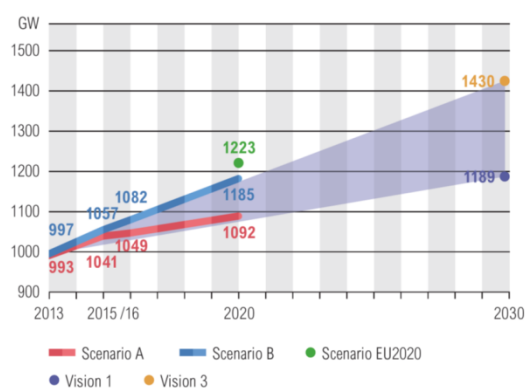
Abbildung 16: Verbrauch SOAF 2013 gegenüber SOAF 2012; Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr



Quelle: SOAF 2013

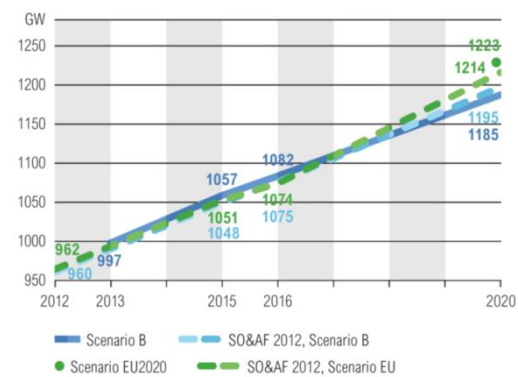
Im Vergleich zur SOAF 2012 wird in der SOAF 2013 eine geringere Last in Szenario B angenommen, in Abbildung 6a für den Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr dargestellt. Hingegen erhöht sich die Last im Szenario EU2020 etwas gegenüber der SOAF 2012.

Abbildung 17: Nettoerzeugungskapazität in allen Szenarien; 19:00 Uhr Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr



Quelle: SOAF 2013

Abbildung 18: Nettoerzeugungskapazität SOAF 2013 ggü. SOAF 2012; Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr

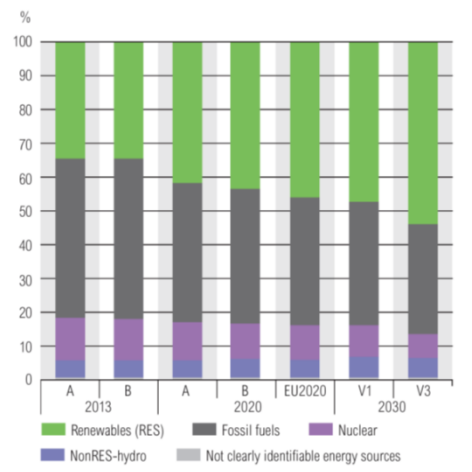


Quelle: SOAF 2013

Im Gegensatz zur Lastprognose ist die ENTSO-E Erzeugungskapazität in Summe im Szenario EU2020 höher als in Szenario B. Erwartungsgemäß wird im konservativen Szenario A der geringste Zuwachs an Erzeugungskapazität prognostiziert.

Im Vergleich zur SOAF 2012 liegt die prognostizierte Erzeugungskapazität in der SOAF 2013 in Szenario B etwas niedriger, während das Szenario EU2020 leicht über der SOAF 2012 angesiedelt ist.

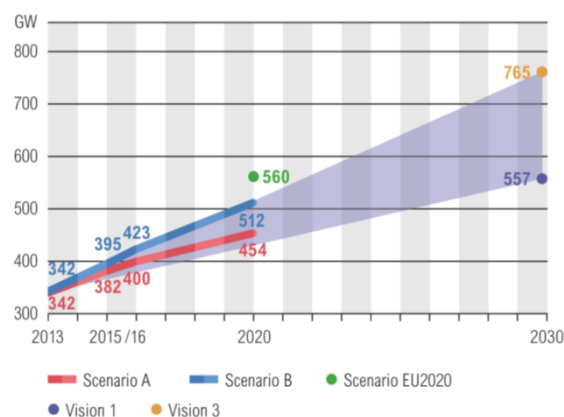
Abbildung 19: Struktur des Erzeugungsparks nach Energieträgern in allen Szenarien (relative Werte in %); RES= erneuerbare Energien; Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr



Quelle: SOAF 2013

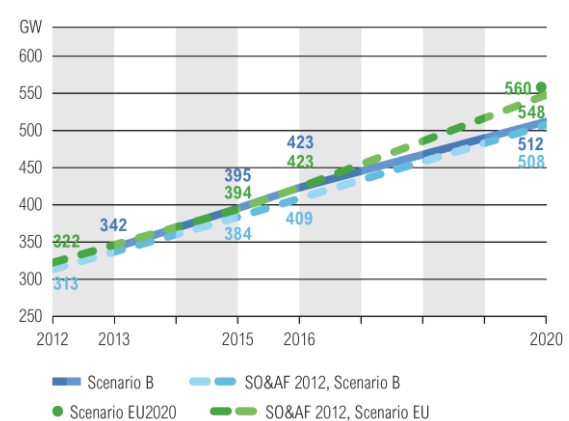
Als Ergebnis der europäischen Energie- und Klimapolitik wird erwartet, dass die Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien die am schnellsten wachsende Erzeugungskategorie sind. Die europäische Kommission hat angezeigt, dass der Anteil an Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2030 zwischen 51,4 % und 59,8 % für die gesamte EU liegen müsste, damit diese auf dem Pfad bleibt, der durch die „EU energy roadmap 2050“ vorgegeben wird.

Abbildung 20: EE Erzeugungskapazitäten in allen Szenarien; Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr



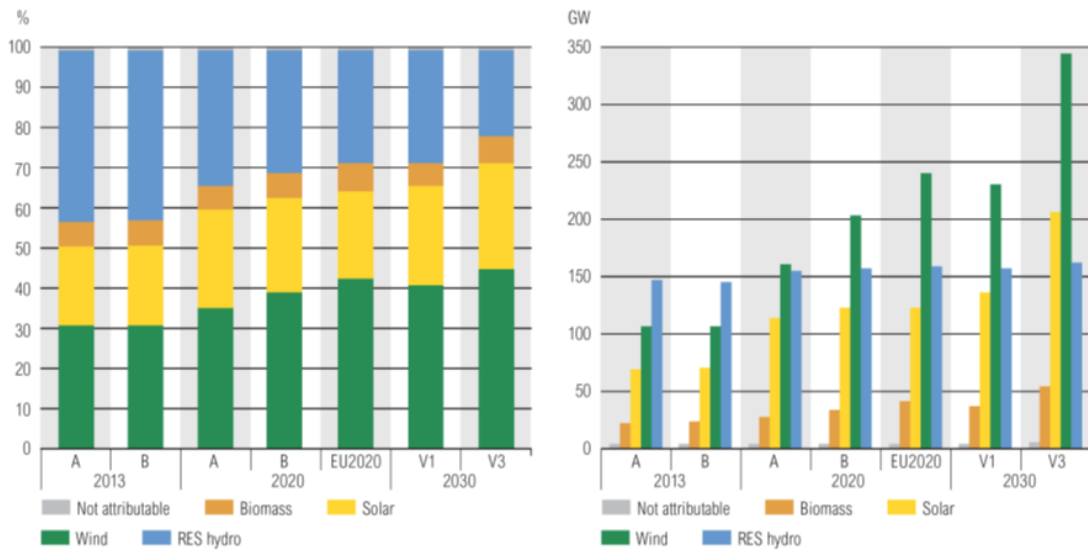
Quelle: SOAF 2013

Abbildung 21: EE Erzeugungskapazität SOAF 2013 ggü. SOAF 2012; Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr



Quelle: SOAF 2013

Abbildung 22: Aufschlüsselungen der prognostizierten EE Erzeugungskapazität nach Energieträgern in allen Szenarien (relative Werte in % und Werte in GW); Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr



Quelle: SOAF 2013

Quelle: SOAF 2013

Vergleicht man die Entwicklung der erneuerbaren Energien der SOAF 2013 mit der SOAF 2012, wie in Abbildung 16 für den Referenzzeitpunkt Januar 19:00 Uhr dargestellt, so wird deutlich, dass die europäischen Übertragungsnetzbetreiber im letzten Jahr in ihrer Einschätzung insgesamt optimistischer geworden sind, dass die energiepolitischen 20-20-20-Ziele erfüllt werden. Dabei kann man erkennen, dass der Anteil an Wind stark zunimmt. Es wird erwartet, dass sich die installierte Leistung von ca. 100 GW an Windenergieanlagen von 2013 an hin zu einer installierten Leistung zwischen 230 GW und 345 GW entwickelt. Die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen steigt dabei von 70 GW in 2013 auf ein Niveau zwischen 140 GW und 200 GW im Jahr 2030 je nach Szenario.

Für die Netzentwicklung in Deutschland wird jedem Szenario aus dem Szenariorahmen ein entsprechendes Szenario für das gesamteuropäische Umfeld so gegenübergestellt, dass ein Einklang der energiewirtschaftlichen und -politischen Entwicklungen in den Szenarien des NEP in Deutschland und für Europa entstehen kann. Die energiewirtschaftlichen Eingangsparameter in Europa werden dabei nach den konsultierten und vorgelegten Parametern des Szenariorahmens NEP 2015 angepasst. Diese Zuordnung ist in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 21: Zuordnung der Szenarien von NEP 2015 zu den Szenarien im Entwurf der SOAF 2013 – 2030

Szenarien im Netzentwicklungsplan 2015	Szenarien „SOAF“	Bemerkung zum europäischen Szenario
Szenario A 2025	System Adequacy Forecast, Szenario A	geringer Verbrauchszuwachs; konservative Einschätzung des KW-Parks
Szenario B 2025	System Adequacy Forecast, Szenario B	moderater Verbrauchszuwachs, moderater Zubau von Kraftwerken
Szenario B 2035	Vision 3	Extremszenario, entspricht hinsichtlich der installierten Leistung erneuerbarer Energien jedoch Szenario B in DE
Szenario C 2025	EU 2020	geringerer Verbrauchszuwachs, hoher EE-Zuwachs

Quelle: SOAF 2013-2030

Für die Verbindung von und nach Deutschland aus den Nachbarstaaten wird angenommen, dass dem Energiebinnenmarkt Kapazitäten nach Tabelle 22 zur Verfügung gestellt werden können. Diese Werte wurden in Abstimmung mit den Nachbar-ÜNB ermittelt und werden für die Marktmodellierung angesetzt.

Tabelle 22: Zuordnung der Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und jeweiligen Nachbarland

2025	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	1.000	4.400	1.300	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	2.000	600
Von ... nach Deutschland	1.000	4.200	2.600	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	3.000	600
2035	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	2.000	6.000	2.600	1.600	3000	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200
Von ... nach Deutschland	2.000	6.000	2.600	1.600	3000	5.000	2.700	5.000	2.800	3.000	1.200

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Angaben europäischer Übertragungsnetzbetreiber

Zusätzlich werden in der Marktsimulation – wie auch bereits im NEP 2014 praktiziert – die Beschränkungen der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich berücksichtigt. Die Abbildung dieser Übertragungskapazität ist eine Notwendigkeit für die korrekte Dimensionierung des Netzausbaus in Deutschland und nicht als Vorschlag zur Aufspaltung der gemeinsamen Preiszone zwischen Deutschland und Österreich zu verstehen. In der Marktsimulation wird zwischen Deutschland und Österreich eine in beiden Richtungen nutzbare Handelskapazität in Höhe von 5.500 MW für die Szenarien A 2025, B 2025 und C 2025 sowie 7.500 MW für das Szenario B 2035 angesetzt.

Alle vorgenannten Werte werden nach Abschluss der Abstimmung mit den europäischen Nachbarn im Rahmen der Erstellung des TYNDP 2014 angepasst.

Mit der Einbindung der Szenarien des NEP in den gesamteuropäischen Kontext liefert die Marktsimulation im Ergebnis je Szenario einen wirtschaftlich optimierten Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage für den gesamten europäischen Betrachtungsbereich einschließlich Deutschland.

4 Konkretisierung der Szenarien

Im Folgenden wird die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung vom Bestand Ende 2013 zum jeweiligen Szenario für jeden Primärenergieträger im Einzelnen aufgeschlüsselt. Durch die Darstellung gerundeter Werte kann es zu einer Differenz zwischen der in den nachfolgenden Tabellen angegebenen Summen und den Einzelwerten kommen.

Tabelle 23: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland

Konventionelle Kraftwerke Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Deutschland	101,2	83,0	84,2	83,3	71,6
davon Ersatz an bestehendem Standort Erdgas (KWK)		3,0	3,0	3,0	3,0
Differenz zu Bestand 31.12.2013		-18,2	-17,1	-17,9	-29,6
davon in Bau		9,4	9,4	10,2	9,4
davon in Planung		5,8	5,8	20,8	2,6
davon Rückbau		-33,3	-32,2	-48,9	-41,6
davon Rückbau angezeigt		-24,9	-24,9	-25,0	-24,8
davon Rückbau nach technischer Lebensdauer		-8,4	-7,3	-23,9	-12,3
davon Leistungsreduktion		0,0	0,0	0,0	-4,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 3.2 beschrieben

Tabelle 24: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Braunkohle	21,2	20,3	19,6	13,9	17,4
Differenz zu Be- stand 31.12.2013		-1,0	-1,6	-7,3	-3,9
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		1,8	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau		-2,7	-1,6	-7,3	-3,9
<i>davon Rückbau angezeigt</i>		-1,4	-1,4	-1,4	-1,4
<i>davon Rückbau nach technischer Lebensdauer</i>		-1,3	-0,3	-5,9	-2,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 3.2 beschrieben

Tabelle 25: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Steinkohlekraftwerke

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Steinkohle	26,2	26,1	24,6	14,9	22,2
Differenz zu Be- stand 31.12.2013		-0,1	-1,6	-11,3	-4,0
davon in Bau		6,7	6,7	6,7	6,7
davon in Planung		1,5	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau		-8,2	-8,2	-17,9	-10,7
<i>davon Rückbau angezeigt</i>		-5,0	-5,0	-5,0	-5,0
<i>davon Rückbau nach technischer Lebensdauer</i>		-3,2	-3,2	-12,9	-5,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 3.2 beschrieben

Tabelle 26: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Erdgaskraftwerke

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Erdgas	26,5	23,0	26,3	37,5	21,5
davon Ersatz an bestehendem Standort Erdgas (KWK)		3,0	3,0	3,0	3,0
Differenz zu Be- stand 31.12.2013		-3,5	-0,2	10,9	-5,0
davon in Bau		2,6	2,6	3,4	2,6
davon in Planung		0,0	3,3	14,2	2,5
davon Rückbau		-6,1	-6,1	-6,6	-10,1
<i>davon Rückbau angezeigt</i>		-4,6	-4,6	-4,6	-4,6
<i>davon Rückbau nach technischer Lebensdauer</i>		-1,5	-1,5	-2,1	-1,5
<i>davon Leistungsre- duktion</i>		0,0	0,0	0,0	-4,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Tabelle 27: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Öl-Kraftwerke

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Mineralölprodukte	4,1	1,7	1,7	1,1	0,8
Differenz zu Bestand 31.12.2013		-2,4	-2,4	-3,0	-3,3
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau		-2,4	-2,4	-3,0	-3,3
<i>davon Rückbau angezeigt</i>		-1,6	-1,6	-1,7	-1,7
<i>davon Rückbau nach technischer Lebensdauer</i>		-0,8	-0,8	-1,3	-1,1
<i>davon Leistungsreduktion</i>		0,0	0,0	0,0	-0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Tabelle 28: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Speicher (inkl. Pumpspeicher)

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Speicher	6,4	8,5	8,5	12,6	6,4
Differenz zu Bestand 31.12.2013		2,1	2,1	6,2	0,0
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		2,3	2,3	6,4	0,0
davon Rückbau		-0,2	-0,2	-0,2	0,0
<i>davon Rückbau angezeigt</i>		-0,2	-0,2	-0,2	0,0
<i>davon Rückbau nach technischer Lebensdauer</i>		0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Tabelle 29: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der Abfall-Kraftwerke

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Abfall	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Differenz zu Bestand 31.12.2013		0,1	0,1	0,1	0,1
davon in Bau		0,1	0,1	0,1	0,1
davon in Planung		0,0	0,0	0,0	0,0
davon Rückbau		0,0	0,0	0,0	0,0
<i>davon Rückbau angezeigt</i>		0,0	0,0	0,0	0,0
<i>davon Rückbau nach technischer Lebensdauer</i>		0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Tabelle 30: Erwartete Entwicklung der installierten Leistung der sonstigen Kraftwerke

Netto Nennleistung in GW	Referenz 2013	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Sonstige	3,2	1,8	1,8	1,7	1,8
Differenz zu Bestand 31.12.2013		-1,3	-1,3	-1,4	-1,3
davon in Bau		0,0	0,0	0,0	0,0
davon in Planung		0,2	0,2	0,2	0,2
davon Rückbau		-1,5	-1,5	-1,7	-1,5
<i>davon Rückbau angezeigt</i>		0,0	0,0	0,0	0,0
<i>davon Rückbau nach technischer Lebensdauer</i>		-1,5	-1,5	-1,7	-1,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis Quellen wie in Kap. 3.2 beschrieben

Für die Entwicklung des Verbrauchs wird von folgenden Parametern ausgegangen:

Tabelle 31: Energie und Leistung des Endverbrauchs

Verbrauch	Referenz 2012	Szenario A 2025	Szenario B 2025	Szenario B 2035	Szenario C 2025
Endenergie (TWh)	534,5	535	535	535	535
Nettostrombedarf inkl. Verteilnetzver- lusten (TWh)	551,7	552	552	552	552
Bruttostromverbrauch (TWh)	617	600	600	600	600
max. Leistung (GW) ³	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0

Quelle: BNetzA, BDEW, Übertragungsnetzbetreiber

Der Endenergieverbrauch wird in allen Szenarien auf dem heutigen Stand gehalten. Dabei wird ein Normaljahr mit 365 Tagen zugrunde gelegt. Als Basisjahr wird das Jahr 2012 gewählt, da für das Jahr 2013 noch keine endgültigen Werte vorliegen. Von einer Variation des Verbrauchs über die Zeit und die Szenarien wird abgesehen, da es heute noch schwer möglich ist, die gegensätzlichen Entwicklungen hinsichtlich des zukünftigen Energiebedarfs (Smart Grids, Demand Side-Management, Elektromobilität, Wärmepumpen, Effizienzsteigerung etc.) gegen einander abzuwägen. Zudem hilft das Festhalten dieses Parameters bei der Identifikation der Einflussgrößen, die den Netzausbaubedarf wesentlich beeinflussen. Die gesamte Energiemenge des Endverbrauchs im Jahr 2012 wurde einer Erhebung der Bundesnetzagentur entnommen⁴.

Als Bezugsgröße für die Ermittlung des Anteils der Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch wird der vom BDEW ermittelte Wert gemäß Tabelle 31 Energie und Leistung des Endverbrauchs verwendet.

Dieser Bruttostromverbrauch kann allerdings nicht als Eingangsgröße für Marktsimulationen und Netzberechnungen herangezogen werden, da er Energiemengen enthält, die erst in diesen Simulationen ermittelt werden können:

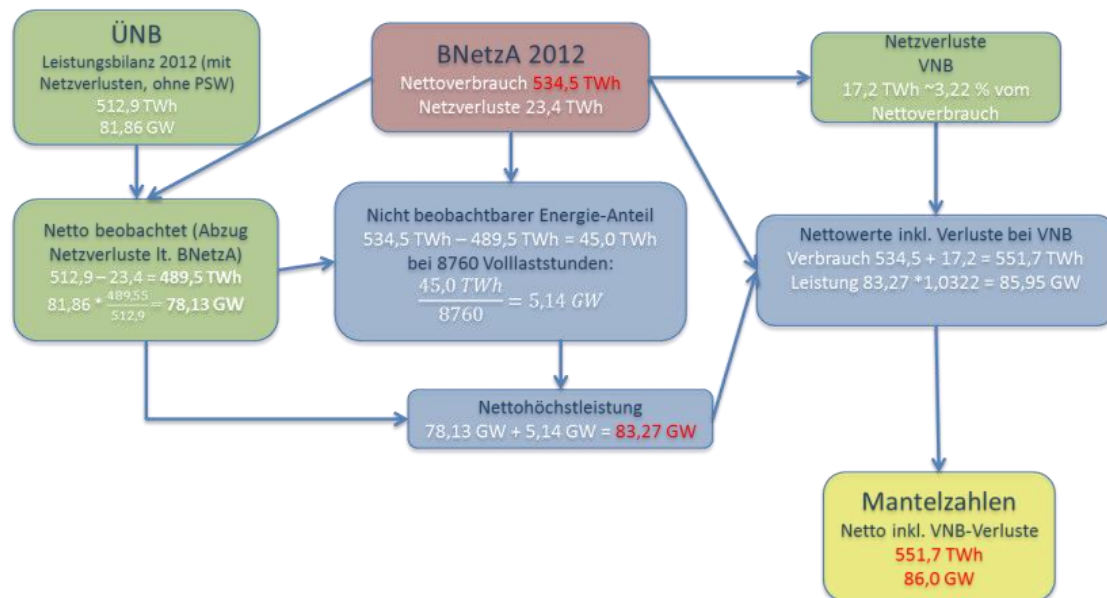
- Der Pumpstrombedarf von Pumpspeicherwerken in einer Größenordnung von 5-20 TWh je Jahr ergibt sich aus dem mittels der Marktsimulation bestimmten Einsatzverhalten,
- Die Verlustenergie im Höchstspannungsnetz in Höhe von ca. 10-20 TWh je Jahr ergibt sich aus dem Ausbauzustand des Netzes und den Belastungszuständen,
- Der Eigenbedarf der thermischen Kraftwerke ergibt sich aus dem mittels der Marktsimulation bestimmten Einsatzverhalten.

³ Unter Einbeziehung der Verlustleistung in den Verteilungsnetzen.

⁴ http://www.bdeiw.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten, 9.2 Netto-Stromverbrauch in Deutschland.

Das Vorgehen zur Ermittlung der Belastungszeitreihen und der Jahreshöchstlast des Endverbrauchs ist in Abbildung 23 beschrieben⁵.

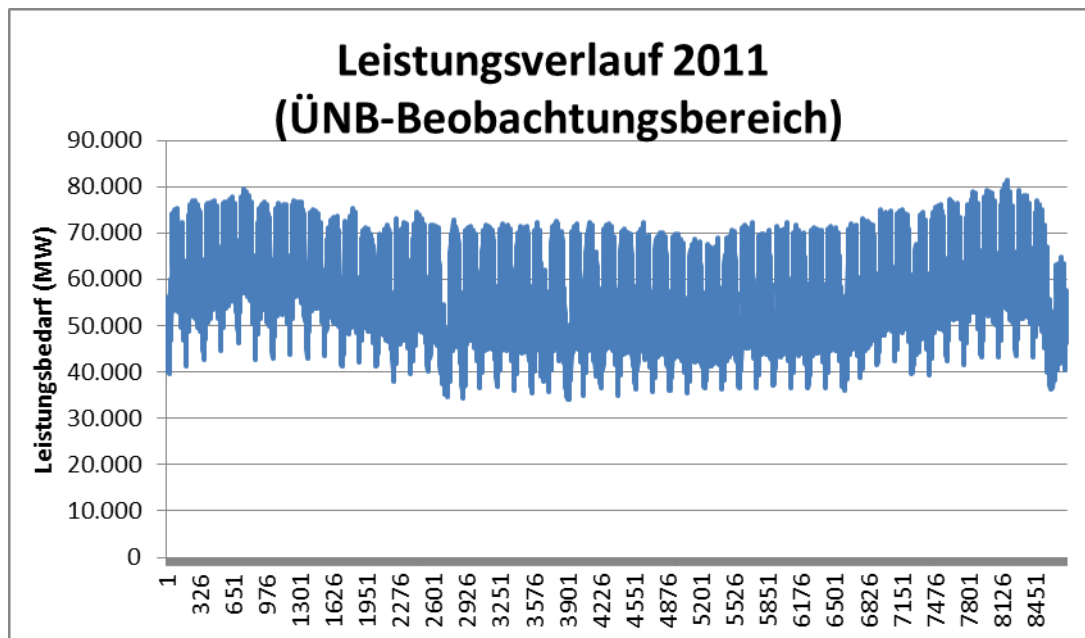
Abbildung 23: Verfahren zur Ermittlung der Verbraucherleistung und des Energiebedarf



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der zeitliche Verlauf des Leistungsbedarfs in Deutschland orientiert sich am Jahr 2011.

Abbildung 24: Zeitlicher Verlauf des Leistungsbedarfs im Jahr 2011



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁵ Erster Entwurf zum NEP 2012 vom 30.05.2012, S. 30 – 32.

Die Aufteilung des Verbrauchs auf die Bundesländer orientiert sich an den statistischen Daten des Länderarbeitskreises Energiebilanzen. Für die Jahre nach 2008 liegen nicht für alle Bundesländer Werte vor.

Tabelle 32: Nettostromverbrauch je Bundesland und Anteil am Bedarf in Deutschland 2008

Bundesland	Elektrische Energie 2008	
Deutschland	547,4 TWh	100,0 %
Baden-Württemberg	73,2 TWh	13,4 %
Bayern	80,3 TWh	14,7 %
Berlin	13,4 TWh	2,4 %
Brandenburg	15,0 TWh	2,7 %
Bremen	5,0 TWh	0,9 %
Hamburg	12,7 TWh	2,3 %
Hessen	38,1 TWh	7,0 %
Mecklenburg-Vorpommern	6,4 TWh	1,2 %
Niedersachsen	53,4 TWh	9,8 %
Nordrhein-Westfalen	151,6 TWh	27,7 %
Rheinland-Pfalz	28,4 TWh	5,2 %
Saarland	9,2 TWh	1,7 %
Sachsen	20,2 TWh	3,7 %
Sachsen-Anhalt	15,7 TWh	2,9 %
Schleswig-Holstein	12,2 TWh	2,2 %
Thüringen	12,6 TWh	2,3 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Länderarbeitskreis Energiebilanzen

Ergänzende Eingangsdaten zur Marktmodellierung

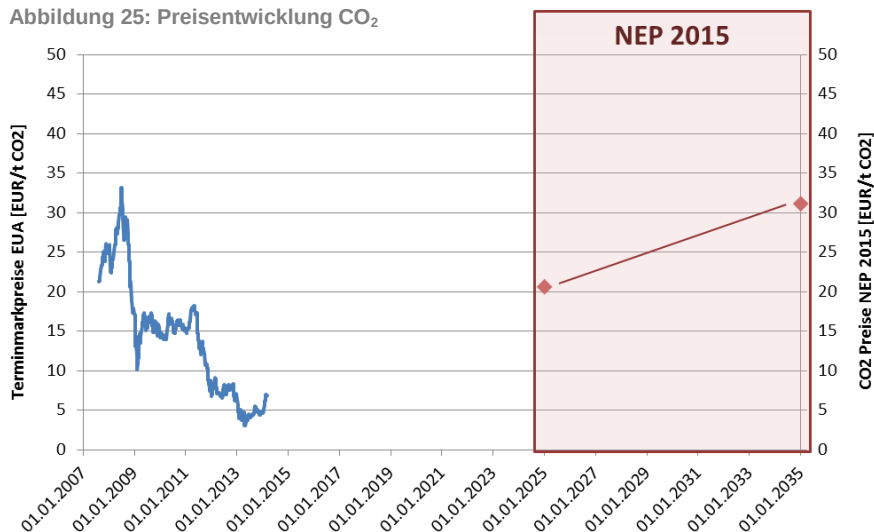
Als Eingangsdaten für die Marktsimulation mit dem europäischen und deutschen Kraftwerkspark werden Preise für Emissionszertifikate und Brennstoffpreise benötigt. Zusätzlich müssen die Emissionsfaktoren bekannt sein. In Anlehnung an den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas der FNB werden dafür die in Tabelle 33 aufgeführten Werte verwendet.

Tabelle 33: Brennstoffpreise und Zertifikatskosten

Alle Szenarien	Einheit	2012	2025	2035	Veränderung 2035 zu 2012
Internationale Preise					
Ölpreis real	[USD ₂₀₁₂ /bbl]	109	116	128	17 %
CO ₂ -Zertifikatspreis	[EUR ₂₀₁₂ /t]	8	21	31	289 %
Grenzübergangspreise DE					
Rohöl	[EUR ₂₀₁₂ /t]	628	668	737	17 %
Erdgas	[Cent ₂₀₁₂ /kWh]	2,7	2,7	2,9	9 %
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₁₂ /t SKE]	78	86	87	11 %
Braunkohle (Inland)	[EUR ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	1,5	1,5	1,5	0 %

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber (2014): Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas 2015

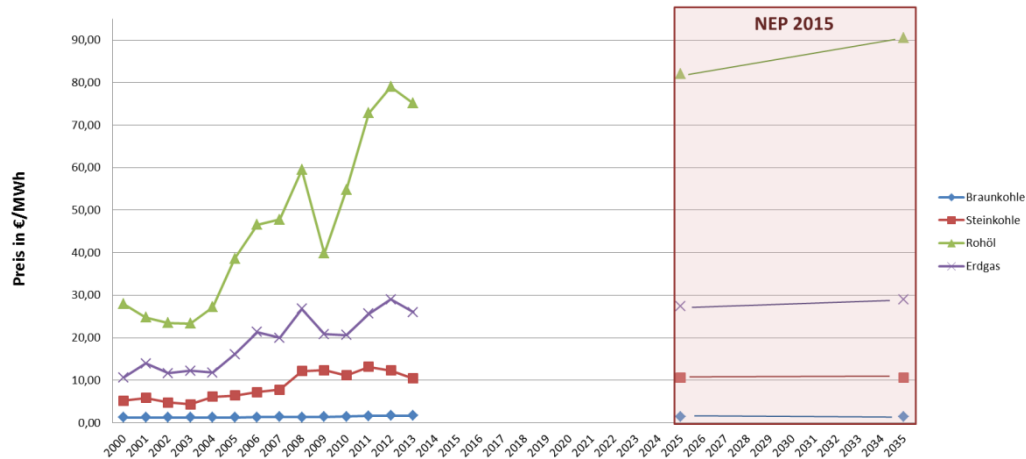
Die in Tabelle 33 aufgeführten Preise für Brennstoffe und für Emissionszertifikate basieren auf dem World Energy Outlook 2013 (New Policies Scenario), für Braunkohle auf Annahmen der FNB auf Basis der Energieszenarien. Damit wird den aktuellen Entwicklungen auf den internationalen Rohstoffmärkten sowie dem europäischen Emissionshandel Rechnung getragen. Die Grenzübergangspreise für Kraftwerkssteinkohle und Rohöl für das Jahr 2025 erhöhen sich demnach gegenüber dem Jahr 2024 aus dem NEP 2014 um rund 6 % bzw. etwa 12 %. Der Grenzübergangspreis für Erdgas bleibt nahezu unverändert. Die größten Unterschiede zum NEP 2014 weisen die CO₂-Zertifikatspreise für die Jahre 2025 und 2035 auf. Diese liegen ca. 29 % bzw. ca. 35 % unter den Werten für die Jahre 2024 und 2034 des NEP 2014.

Abbildung 25: Preisentwicklung CO₂

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis European Environmental Agency (2013) und EEX (2014)

Zur Einordnung der Primärenergieträgerpreise und der Emissionszertifikatspreise sind die historischen Daten in den Abbildungen 25 und 26 zum Vergleich mit aufgeführt.

Abbildung 26: Entwicklung der Rohstoffpreise



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BAFA (2014), Destatis (2014)

In Abstimmung mit dem NEP Gas sind folgende Emissionsfaktoren der Marktsimulation mit dem europäischen und deutschen Kraftwerkspark zugrunde gelegt:

Tabelle 34: Emissionsfaktoren

Primärenergieträger	Spezifische CO ₂ -Emissionen [t CO ₂ /GJ _{therm}]
Braunkohle	0,1123
Steinkohle	0,0942
Erdgas	0,0560
Öl	0,0753

Quelle: Länderarbeitskreis Energiebilanzen (2014),

<http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/download/co2bilanzen/methodik/Emissionsfaktoren.xls>, Stand: 20.03.2014

5 Regionalisierung erneuerbarer Energien

Für das Verständnis der regionalen Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen in diesem Entwurf für den Szenariorahmen des NEP 2015 sind einige grundlegende Rahmenbedingungen wichtig:

- Die Übertragungsnetzbetreiber haben keinen Einfluss auf die räumliche Verteilung der zukünftig erwarteten EE-Erzeugungsanlagen.
- Es finden alle EE-Erzeugungsanlagen mit Anschluss an alle Netzebenen Berücksichtigung.
- Der zum Referenzzeitpunkt 31.12.2013 bekannte Bestand dezentraler EE-Anlagen mit Einspeisung in die Höchst- und Hochspannungs- sowie in Nieder- und Mittelspannungsnetze konnte regional gut zugeordnet werden.
- Die ÜNB müssen Annahmen zur zukünftigen regionalen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen treffen.
- Die ÜNB haben zwei begleitende Gutachten zur Regionalisierung in Auftrag gegeben, die einerseits die wesentlichen Faktoren für die Regionalisierung in einem Stakeholderdialog erarbeiten und andererseits diese Faktoren in einer geschlossenen Methodik und in hoher Detaillierung umsetzen.

In den folgenden Kapiteln wird die Methodik zur Regionalisierung der Mantelzahlen je Energieträger beschrieben, während in Kapitel 5.8 die Ergebnisse je Energieträger tabellarisch dargestellt werden.

5.1 Windenergie onshore

Anforderungen an die Methodik zur regionalen Verteilung von Wind onshore

Auf Basis von Analysen zu Regionalisierungsansätzen in Studien und den bisherigen Netzentwicklungsplänen, sowie Workshops und Interviews mit Stakeholdern wurden folgende Anforderungen für eine Methodik zur regionalen Verteilung der Mantelzahlen für Wind onshore identifiziert:

- Als Startwert für die weitere regionale Verteilung der EE-Mantelzahlen sollen neben dem Ist-Bestand die genehmigten Anträge für neue Windenergieanlagen einfließen, um die absehbare weitere Entwicklung in den Bundesländern zu berücksichtigen. Da diese Anträge nicht einheitlich vorlagen, wurden auch historische Zubauraten genutzt.
- Für das Repowering von Bestandsanlagen soll der bei einer Leistungserhöhung im Allgemeinen deutlich erhöhte Flächenbedarf pro Anlage berücksichtigt werden. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass in der Vergangenheit bebaute Flächen z.T. nicht für ein Repowering geeignet sind (u. a.: größere Höhen moderner Anlagen in Verbindung mit den Abstandsregelungen sowie Altanlagen außerhalb von Vorrangs-/Eignungsflächen).
- Für die regionale Verteilung des weiteren Neubaus von Wind onshore ist die Verfügbarkeit von ausgewiesenen Vorrangs- und Eignungsflächen der zentrale Einflussfaktor.
- Da die Ziele der Bundesländer für den Ausbau von Wind onshore teilweise über die heute ausgewiesenen Flächen hinausgehen, sind in dem durch die Netzentwicklungsplanung abgedeckten Zeitraum von zehn bzw. 20 Jahren weitere Flächenausweisungen anzunehmen bzw. konkret angekündigt. Für die Regionalisierung soll dies durch die Ergänzung von Potenzialflächen berücksichtigt werden, die zeitlich verzögert (nach fünf Jahren oder ggf. entsprechend konkreter Ankündigungen der Bundesländer) für den Ausbau von Wind onshore zur Verfügung stehen.
- Die regionale Verteilung der EE-Mantelzahlen erfolgt mit gleicher Erschließungswahrscheinlichkeit auf die im jeweiligen Jahr verfügbaren Flächen, sofern dort jeweils ein Mindestertrag vorliegt. Eine weitere Unterscheidung der Standorte nach Windhöufigkeit erfolgt nicht, da wind-

schwächere Standorte entsprechend dem Referenzertragsmodell des EEG eine den Standortnachteil ausgleichende längere Anfangsvergütung erhalten.

Bestandsanalyse

Zur räumlichen Abbildung des historischen Ausbaus der Windenergie onshore werden die folgenden Datenquellen herangezogen und zusammengeführt:

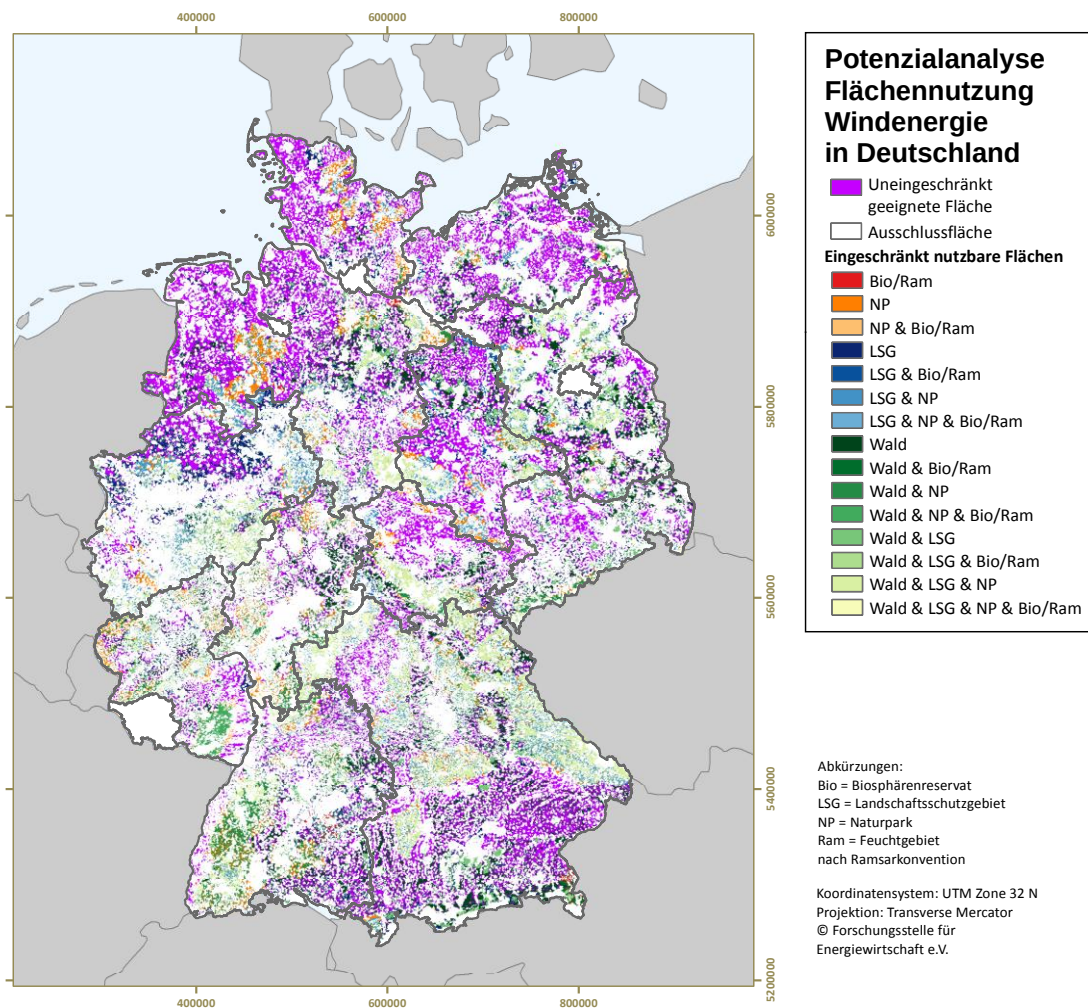
- OpenStreetMap [21]
- Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [20]

Potenzialanalyse

Im Rahmen der Potenzialanalyse werden bereits ausgewiesene und angekündigte Vorrangflächen, aber auch potenzielle zukünftige Flächen für Windenergieanlagen betrachtet. Bereits ausgewiesene und angekündigte Vorrangflächen können sofort im Modell erschlossen werden, potenzielle zukünftige Flächen nur mit einem zeitlichen Verzug.

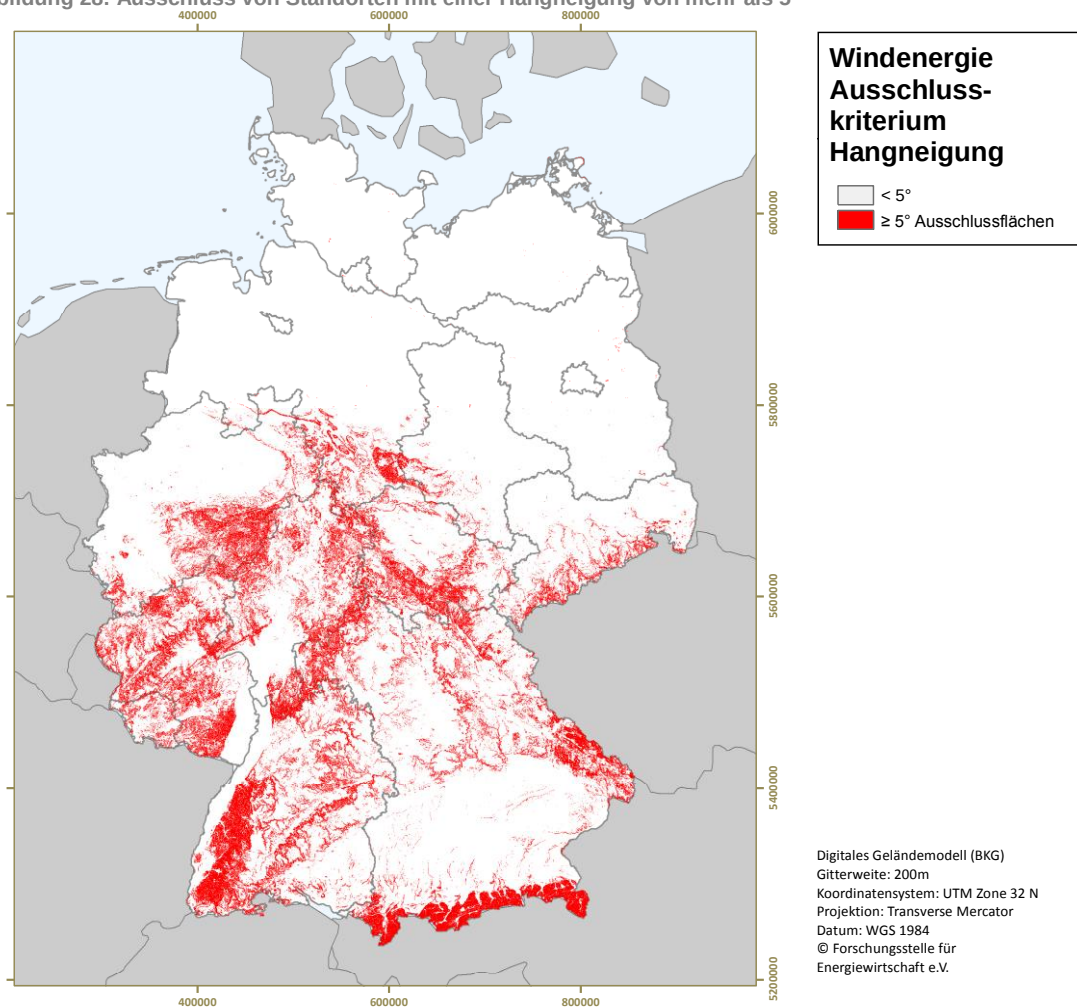
Als Randbedingung für den zukünftigen Ausbau der Windenergie wird ein technisches bzw. wirtschaftliches Potenzial bestimmt. Für Windenergie nicht geeignete Flächen (Siedlungen, Verkehrswege, Schutzgebiete) inklusive einzuhaltender Abstände werden ausgeschlossen. Für Windenergie eingeschränkt nutzbare Flächen (z. B. Wald oder Naturparks) werden gesondert berücksichtigt. Die daraus resultierenden geeigneten Flächen sind in Abbildung 27 dargestellt.

Abbildung 27: Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie in Deutschland



Zusätzlich werden aufgrund erschwerter Erschließbarkeit und vergleichsweise hohen Investitionskosten Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° ausgeschlossen, siehe Abbildung 28.

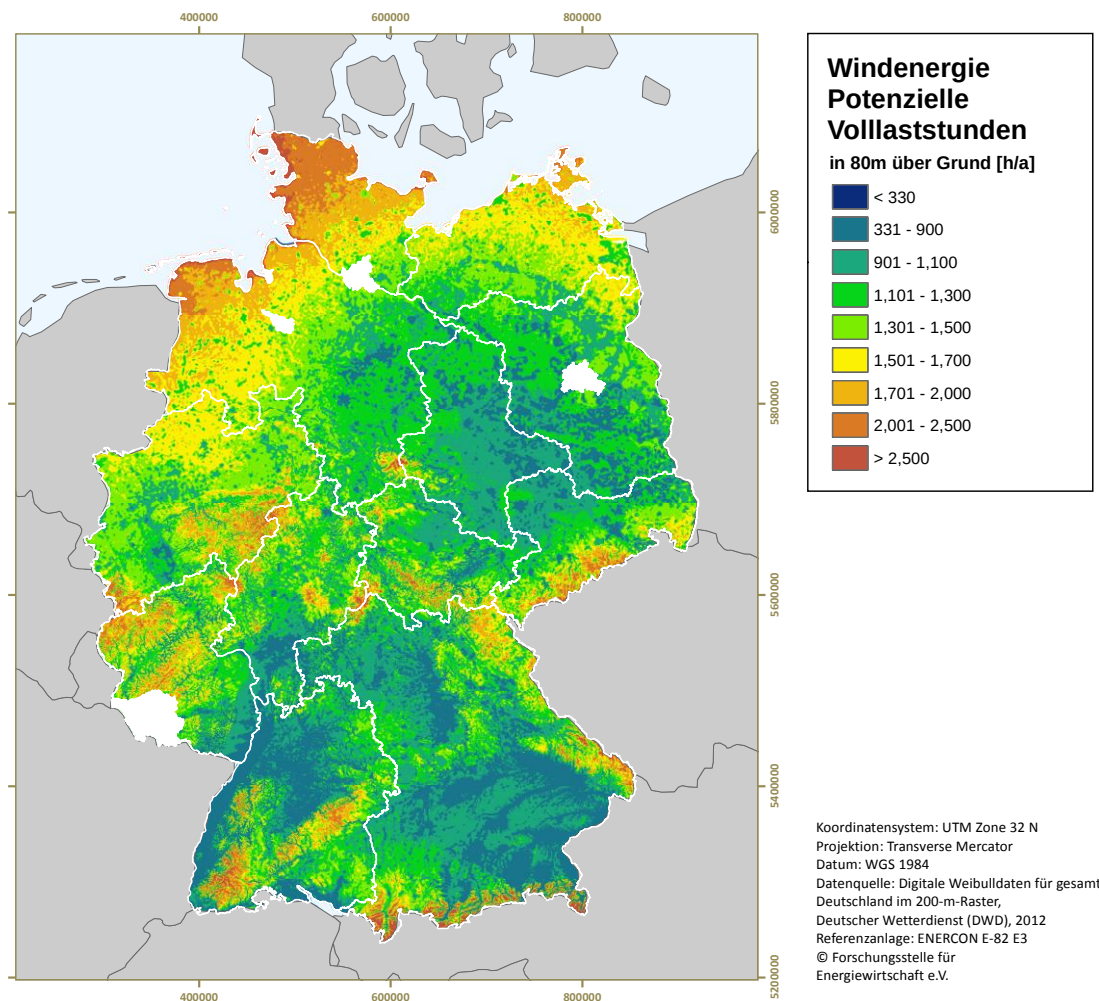
Abbildung 28: Ausschluss von Standorten mit einer Hangneigung von mehr als 5°



Quelle: FfE

Die wirtschaftliche Priorisierung der Standorte erfolgt über die potenziellen Volllaststunden, siehe Abbildung 29.

Abbildung 29: Beispielhafte Darstellung der potenziellen Volllaststunden in 80 m über Grund



Quelle: FfE

Diese werden für verschiedene Windenergieanlagen aus den Windhäufigkeiten (Weibulldaten des Deutschen Wetterdienstes) im 200 m-Raster berechnet. Das wirtschaftliche Potenzial umfasst nur Standorte mit einem definierten Mindestenergieertrag. Für Standorte, die mit anderen Nebenhöhen oder Anlagentypen bebaut werden, ergibt sich eine andere Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

Im ersten Schritt wird für jedes Bundesland das technisch erschließbare Potenzial für den zu erwartenden Zubau ermittelt. Dieses wird mit den Bundeslandzielen abgeglichen. Somit wird garantiert, dass der Ausbau in einem Bundesland diese Grenze nicht überschreitet.

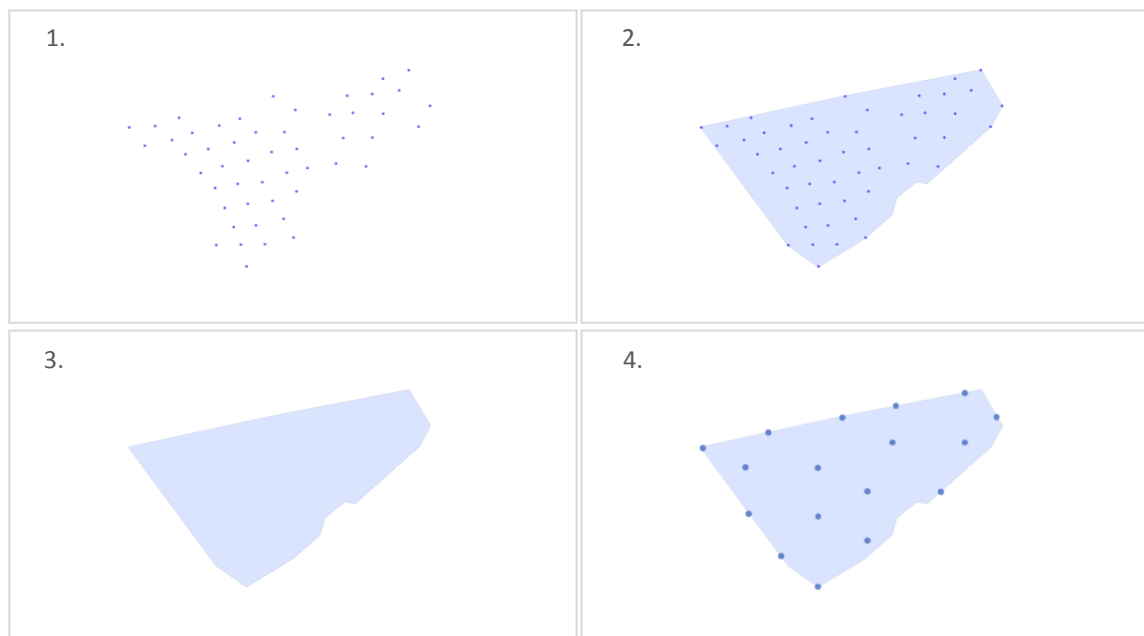
Modellierung des Ausbaus und des Repowering

Die Modellierung des Ausbaus erfolgt anlagenscharf. Die Erschließungswahrscheinlichkeit für einen Standort hängt von dessen Ertrag und seinen gewichteten Abwertungsfaktoren (z. B. Wald oder Naturpark oder auch von Kombinationen von Faktoren) ab. An den Ertrag wird hierbei nur eine Mindestanforderung gestellt, Gebiete mit einem höheren Ertrag erhalten keine höhere Erschließungswahrscheinlichkeit.

Beim Repowering wird die Fläche des bestehenden Windparks aufgewertet, siehe Abbildung 30, Grafik 1 und 2. Alte Windparks werden also mit hohen Erschließungswahrscheinlichkeiten durch neue Windparks ersetzt, siehe Abbildung 30, Grafik 3 und 4. Windparks in Ausschlussflächen werden am Ende ihrer technischen Lebensdauer rückgebaut.

Abbildung 30: Schematische Darstellung der Modellierung von Repowering:

1. Bestehende Windenergieanlagen
2. Definition eines Windparks, der wie eine Vorrangfläche behandelt wird
3. Außerbetriebnahme der bestehenden Windenergieanlagen
4. Repowering mit größeren Anlagen



Quelle: FfE

Das verwendete Modell verteilt die Windenergieanlagen standortscharf anhand der Kriterien und nach einem Monte-Carlo-Ansatz solange, bis die Mantelzahl für Deutschland und das jeweilige Szenario erreicht ist. Der Zubau von Anlagen erfolgt mit einer Standardreferenzanlage von 3 MW Leistung.

5.2 Photovoltaik

Anforderungen an die Methodik zur regionalen Verteilung von Photovoltaik

Auf Basis von Analysen zu Regionalisierungsansätzen in Studien und den bisherigen Netzentwicklungsplänen, sowie Workshops und Interviews mit Stakeholdern wurden folgende Anforderungen für eine Methodik zur regionalen Verteilung der Mantelzahlen von Photovoltaik identifiziert:

- Altanlagen im Bestand, deren Lebensdauer endet, werden ersetzt. Es erfolgt keine wesentliche Leistungserhöhung.
- Aus der Differenz der Mantelzahlen von Photovoltaik und dem Bestand ergibt sich der Zubau im jeweiligen Szenario. Für die Bestimmung der Aufteilung des Zubaus von PV auf Dach- bzw. Freiflächenanlagen wird die Höhe des im Regierungsentwurf zur EEG-Novellierung vom 08.04.2014 angekündigten Ausschreibungsvolumen für Freiflächenanlagen (400 MW p.a.) verwendet.
- Die regionale Verteilung des Neubaus von PV-Anlagen auf Gebäuden soll entsprechend der verfügbaren Dachflächen (inkl. Industriedachflächen) und des bisher in einem Gebiet erfolgten Verlaufs der Erschließung des Potenzials für PV erfolgen (um implizit Einflüsse durch die Bevölkerungsstruktur, Verfügbarkeit von Kapital, Sättigungseffekte u. ä. zu berücksichtigen).
- Die regionale Verteilung des Neubaus von Freiflächenanlagen erfolgt entsprechend der Verfügbarkeit von Flächen, auf denen Anlagen durch das EEG gefördert werden können (z. B. entlang von Verkehrswegen etc.), wobei bevorzugt Standorte verwendet werden, die sich hinsichtlich Bodenpreise und solarer Einstrahlung auszeichnen.

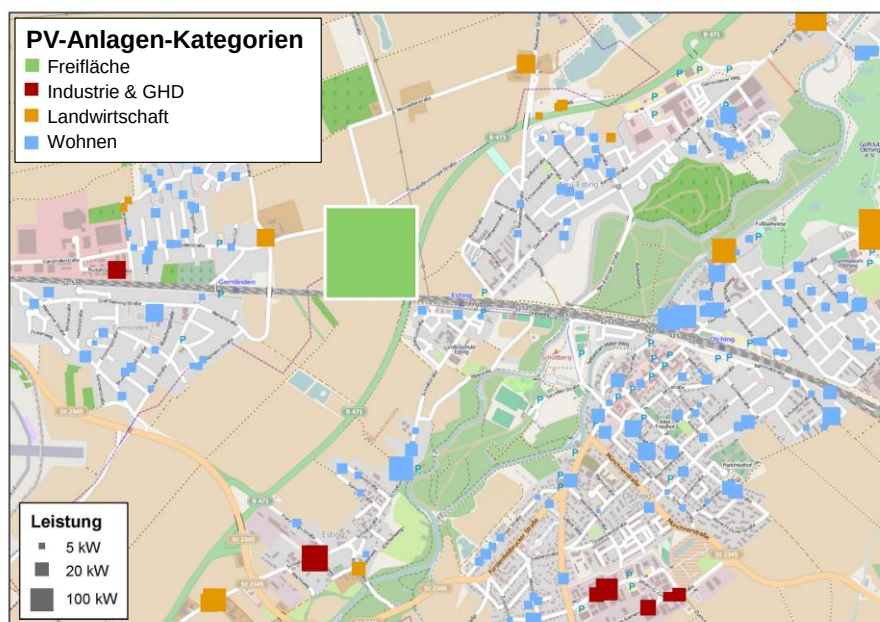
Bestandsanalyse

Zur räumlichen Abbildung des historischen Ausbaus der PV werden die folgenden Datenquellen herangezogen und mittels GIS(Geoinformationssystem)-Analyse zusammengeführt:

- Georeferenzierte Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (FfE [20]),
- Flächennutzung nach OpenStreetMap [21], Digitales Landschaftsmodell (DLM), CORINE Land Cover (CLC) [16].

Dabei können vier verschiedene Anlagen-Kategorien identifiziert werden, siehe Abbildung 31.

Abbildung 31: Georeferenzierter PV-Bestand inklusive Identifikation vier verschiedener Anlagen-Kategorien



Quelle: FfE

Potenzialanalyse

Bei der Bestimmung des PV-Potenzials auf Gebäuden werden die folgenden Kategorien unterschieden: Wohngebäude, gewerbliche Gebäude (Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) und landwirtschaftliche Gebäude. Das resultierende Potenzial für jede dieser Kategorien berechnet sich auf Basis folgender Untersuchungen:

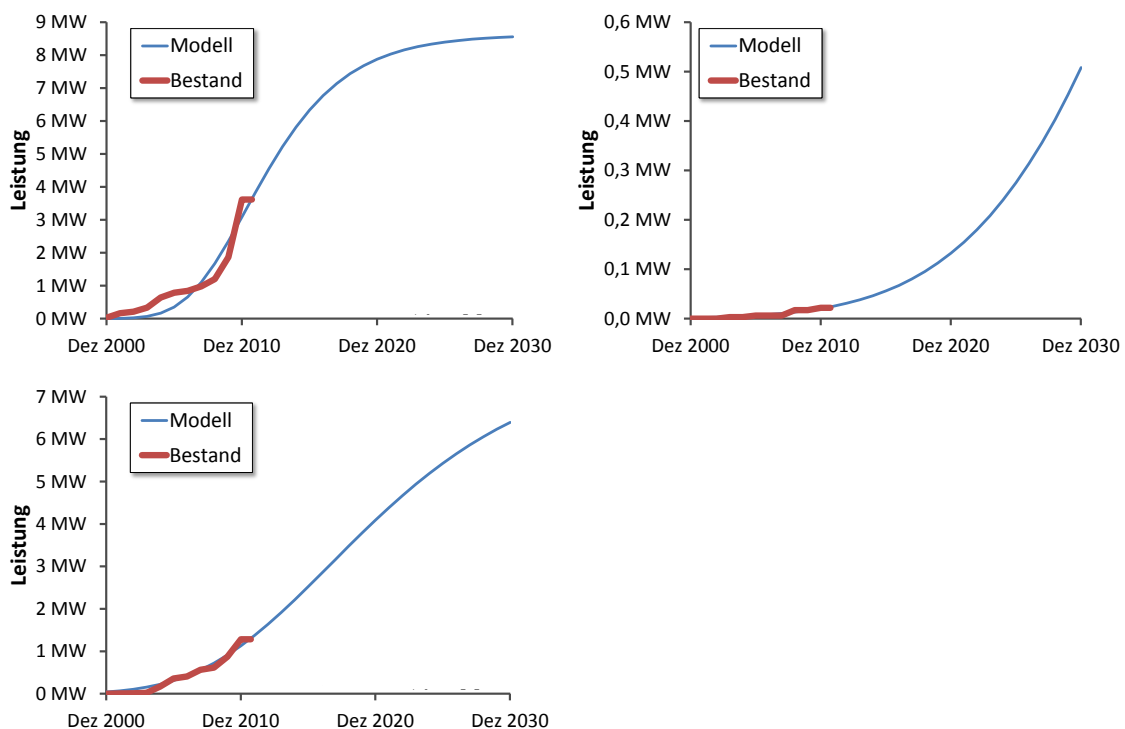
- Auswertung von Daten der Statistischen Landesämter zur Gebäudestruktur und Wohnfläche (DESTATIS [17]),
- Auswertung der Flächennutzung nach OpenStreetMap und CORINE Landcover (CLC) [16; 21],
- Klassifizierung nach Siedlungstyp,
- Auswertung ausgewählter Solardachkataster,
- Parametrisierung der siedlungstypischen Verschattung,
- Analyse von Dachaufbauten.

Das Flächenpotenzial für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen übersteigt den bisherigen Ausbau um ein Vielfaches. Daher wird das Potenzial für PV-Freiflächenanlagen aufgrund der aktuell gültigen förderpolitischen Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Flächen entlang von Verkehrswegen begrenzt. Konversionsflächen sind gesondert zu betrachten.

Regionalisierung – Modellierung des Ausbaus

Die Modellierung des zu erwartenden Ausbaus der PV-Anlagen auf Gebäuden erfolgt in einem ersten Schritt über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde. Dabei werden die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das Potenzial als Eingangsparameter herangezogen (Bottom-Up-Ansatz). Abbildung 32 veranschaulicht beispielhaft die resultierenden Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden.

Abbildung 32: Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden (Bottom-Up-Ansatz)



Quelle: FfE

Anschließend erfolgt eine Faltung der resultierenden Ausbaukurven, sodass in Summe die bundesweiten Ausbauziele (Mantelzahlen) erreicht werden (Top-Down-Ansatz). Der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen orientiert sich an dem Ausbau der vergangenen drei Jahre und dem Potenzial entlang von Verkehrsflächen.

5.3 Biomasse

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Biomasseanlagen werden die georeferenzierten Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (FfE [20]) herangezogen.

Potenzialanalyse

Das Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse wird vereinfacht über ein Flächenpotenzial abgeschätzt. Dabei werden potenziell geeignete Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung (exklusive Moore und Heiden) aus der Regionalstatistik entnommen und über eine GIS-Analyse erfasst.

Regionalisierung – Modellierung des Ausbaus

Die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand sowie zu 50 % über das Flächenpotenzial. Eine Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen aus Windenergie und PV wäre technisch umsetzbar und würde zu einer Erhöhung der installierten Leistung der Bestandsanlagen führen. Jedoch besteht unter den aktuellen förderpolitischen Rahmenbedingungen noch kein signifikanter Anreiz für die Umrüstung von Bestandsanlagen zu einer solchen Flexibilisierung.

5.4 Wasserkraft

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Wasserkraftanlagen werden die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (FfE [20]) sowie die georeferenzierte Liste der Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW (WaWi [22]) herangezogen.

Potenzialanalyse

In Anbetracht des aktuell wirksamen rechtlichen Rahmens (Wasserhaushaltsgesetz, Wasserrahmenrichtlinie) ist der Bau neuer Wasserkraftanlagen in Deutschland stark eingeschränkt. Daher wird vereinfacht angenommen, dass der zukünftige Ausbau der Wasserkraft in Deutschland in erster Linie über den Ausbau bestehender Wasserkraftanlagen erfolgt.

Regionalisierung

Die Leistungssteigerung wird durch die Umrüstung der bestehenden Wasserkraftanlagen erreicht, daher wird der zu erwartende Ausbau der Wasserkraft über den Anlagenbestand regionalisiert.

5.5 Geothermie

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Geothermie-Anlagen werden die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (FfE [20]) sowie die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA [15]) herangezogen.

Potenzialanalyse

Potenziell geeignete Gebiete für Geothermie werden über das Geothermische Informationssystem für Deutschland als Flächenpotenzial erfasst.

Regionalisierung

Die Regionalisierung des Ausbaus der Geothermie erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand und zu 50 % über die Flächenpotenziale.

5.6 Deponie-/Klärgas

Die zukünftige, regionalisierte Entwicklung der installierten Leistung von Deponie- und Klärgas-Anlagen wird durch eine Leistungssteigerung von Bestandsanlagen erreicht.

5.7 Windenergie offshore

Grundlage für die Prognose der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie im Szenariorahmen 2014 ist der Kabinettsbeschluss zur EEG-Novelle vom 08.04.2014 als aktuellste verfügbare Quelle für die zukünftigen Entwicklungsziele der Bundesregierung. Für das Jahr 2020 wird in diesem Entwurf eine installierte Erzeugungsleistung von insgesamt 6,5 GW in Nord- und Ostsee vorgesehen⁶. Beginnend mit dem Jahr 2021 soll der Zubau kontinuierlich mit durchschnittlich 800 MW pro Jahr erfolgen.

Das Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2025 ist damit auf Basis dieses Ausbaupfades bei einer Erzeugungsleistung in Höhe von **10,5 GW** anzunehmen. Diese Entwicklung wird daher dem Szenario B 2025 zugrunde gelegt. Ausgangspunkt der Aufteilung der 10,5 GW auf Nord- und Ostsee ist die sich aus dem jeweiligen Szenario ergebende Gesamtentwicklung der Offshore Windenergie, die sich anhand der (regionalen) Ausbauerwartung des jeweiligen zur Anbindung von Offshore-Windparks verpflichteten Übertragungsnetzbetreibers ermittelt. Daraus ergeben sich im Szenario B 2025 für die Nordsee **8,8 GW** und für die Ostsee **1,7 GW**.

Im Übrigen sieht der Entwurf zur Reform des EEG vor, dass der Zubau der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 14,5 GW beträgt⁷. Durch Interpolation aus den Szenarien B 2025 und B 2035 ergibt sich eine erwartete Erzeugungsleistung in Höhe von 11,15 GW in der Nordsee und 3,35 GW in der Ostsee. Dabei ist anzumerken, dass nach den bestimmenden Regelungen des EnWG zur Erstellung der Netzentwicklungspläne nur ein zehn und 20-Jahres-Horizont maßgeblich sind. Für die Netzentwicklungspläne 2015 waren demnach ausschließlich die Jahre 2025 und 2035 zu betrachten. Der Hinweis auf eine Aufteilung für das Jahr 2030 dient dementsprechend nur zur Bezugnahme auf die politischen Zielformulierungen, stellt jedoch keinen formalen Bestandteil des Szenariorahmens dar.

Eine entsprechende Berücksichtigung der Entwicklung nach 2030 halten die aktuellen Entwürfe zum EEG/ EnWG dagegen nicht bereit. Aus Sicht der ÜNB ist jedoch auch über das Jahr 2030 hinaus ein kontinuierlicher Zubau zu erwarten. Für die Fortschreibung des Szenarios B 2025 in das Jahr 2035 (Szenario B 2035) wird – ausgehend von einem weiterhin kontinuierlichen Zubau von 800 MW pro Jahr – mit einer installierten Erzeugungsleistung von **18,5 GW** gerechnet. Aufgrund von Nachholeffekten wird der Anteil der Ostsee gegenüber der Nordsee langfristig etwas ansteigen. Für 2035 wird daher eine Aufteilung von **5,0 GW** in der Ostsee und **13,5 GW** in der Nordsee zugrunde gelegt.

⁶ Nach dem Willen des Gesetzgebers soll der Deckel von 6,5 GW Offshorewind bis 2020 flexibler ausgelegt werden. Es können 1,2 GW mehr Kapazitäten vergeben werden – also 7,7 GW – da nicht ausgeschlossen werden kann, dass das eine oder anderer Projekt mit einer unbedingten Netzanbindungszusage nicht realisiert werden wird.

⁷ Im Gesetzesentwurf ist ausgehend von 6,5 GW installierter Leistung aus Offshore-Windenergie ein Zubau von 800 MW pro Jahr vorgesehen. Damit ergäbe sich für das Jahr 2030 eine Leistung von 14.500 MW. Trotzdem sieht der aktuelle Gesetzesentwurf eine Zielformulierung von 15.000 MW vor. Dies ist ein offensichtlicher Widerspruch, der im Sinne einer systematischen Fortführung der jährlichen Zubaurate von 800 MW aufzulösen war. Entsprechend werden hier für das Szenario B 2025 14.500 MW in Ansatz gebracht.

Das Szenario A 2025 geht von einer moderaten Entwicklung aus und bildet damit den Fall ab, dass der im Gesetzesentwurf vorgesehene Deckel nicht vollständig durch Offshore-Windparks ausgeschöpft wird. Zur Quantifizierung dieser Entwicklung wird eine im Vergleich zum Szenario B 2025 um zwei Jahre verzögerte Entwicklung angenommen. Bei einem Zubau von 800 MW pro Jahr bedeutet dies eine Reduzierung im Vergleich zum Szenario B 2025 um 1,6 GW auf in Summe **8,9 GW**. Diese teilen sich auf in **1,0 GW** in der Ostsee und **7,9 GW** in der Nordsee.

Das Szenario C 2025 bildet lediglich eine leichte Variation des derzeit von der Bundesregierung vorgesehenen Entwicklungspfad ab. Für das Szenario C 2025 wird nach 2020 ein linearer Zubau unterstellt, mit dem das im EEG-Kabinettsentwurf vom 08.04.2014 vorgegebene Ziel von 15 GW installierter Leistung im Jahr 2030 exakt erreicht wird. Hierfür wird ein jährlicher Zubau von 850 MW ab dem Jahr 2021 unterstellt. Die Erzeugungsleistung steigt damit im Vergleich zum Szenario B 2025 um 250 MW auf **10,75 GW⁸**. Diese teilt sich auf in **1,8 GW** in der Ostsee und **9,0 GW** in der Nordsee.

Die Zuordnung der installierten Erzeugungsleistung in der Nordsee zu den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen in den Szenarien wird wesentlich durch die im Rahmen des O-NEP festgelegten Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme in Verbindung mit den raumordnerischen Vorgaben des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und der Küstenländer vorgegeben.

Tabelle 35: Installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See (Wind offshore)

Wind offshore (GW)	A 2025	B 2025	B 2035	C 2025
Niedersachsen (NI)	5,8	6,7	9,8	6,9
Schleswig-Holstein (SH)	2,1	2,1	3,7	2,1
Mecklenburg-Vorpommern (MV)	1,0	1,7	5,0	1,8
Summe	8,9	10,5	18,5	10,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁸ Zur Vereinheitlichung wird der Wert – wie alle anderen Werte auch – auf eine Nachkommastelle und damit auf 10,8 GW gerundet.

5.8 Übersicht über die Regionalisierung erneuerbarer Energien

Die Ergebnisse der Regionalisierungsmethodik sind im Folgenden je Bundesland und Energieträger aufgeführt. Durch die hier vorliegende Darstellung auf gerundete Werte kann es zu einer Differenz zwischen der Summe der oben angegebenen Einzelwerte und den angegebenen Summen kommen.

Tabelle 36: Installierte Leistung der Windenergieanlagen an Land (Wind onshore)

Wind onshore (GW)	33,2	53,6	60,2	82,2	63,5
Bundesland	31.12.2013	A 2025	B 2025	B 2035	C 2025
BW	0,6	1,9	2,6	5,2	3,0
BY	1,0	2,4	3,0	5,0	3,3
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	5,1	7,3	7,7	9,1	7,9
HB	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
HH	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
HE	0,9	1,8	2,1	3,3	2,3
MV	2,2	4,3	5,3	8,9	5,9
NI	7,4	10,7	11,6	14,5	12,0
NW	3,4	6,0	7,0	10,3	7,5
RP	2,2	4,4	4,6	5,3	4,7
SL	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
SN	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4
ST	4,1	4,9	4,9	4,9	4,9
SH	3,7	6,1	7,1	10,5	7,6
TH	1,1	2,0	2,3	3,4	2,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5.1 beschrieben

Tabelle 37: Installierte Leistung der Photovoltaikanlagen

Photovoltaik (GW)	35,1	54,7	55,7	60,7	55,7
Bundesland	31.12.2013	A 2025	B 2025	B 2035	C 2025
BW	4,6	6,3	6,4	7,0	6,4
BY	10,5	15,1	15,4	16,5	15,4
BE	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
BB	2,6	4,5	4,5	4,9	4,5
HB	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
HH	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
HE	1,6	2,6	2,6	2,9	2,6
MV	1,0	2,0	2,0	2,2	2,0
NI	3,3	5,4	5,5	6,1	5,5
NW	4,0	5,9	6,0	6,7	6,0
RP	1,8	2,9	2,9	3,2	2,9
SL	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6
SN	1,4	2,4	2,5	2,7	2,5
ST	1,5	2,7	2,8	3,0	2,8
SH	1,4	2,5	2,5	2,7	2,5
TH	1,0	1,6	1,7	1,7	1,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5.2 beschrieben

Tabelle 38: Installierte Leistung der Biomassekraftwerke

Biomasse (GW)	6,4	6,3	7,2	8,2	7,2
Bundesland	31.12.2013	A 2025	B 2025	B 2035	C 2025
BW	0,6	0,6	0,7	0,8	0,7
BY	1,3	1,3	1,4	1,6	1,4
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
HB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
HE	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
MV	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
NI	1,2	1,2	1,4	1,5	1,4
NW	0,7	0,7	0,8	0,9	0,8
RP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
SL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SN	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ST	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
SH	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
TH	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5.3 beschrieben

Tabelle 39: Installierte Leistung der Laufwasserkraftwerke

Wasserkraft (GW)	4,6	4,6	4,7	4,9	4,7
Bundesland	31.12.2013	A 2025	B 2025	B 2035	C 2025
BW	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
BY	2,8	2,7	2,8	2,9	2,8
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
MV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NI	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
NW	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
RP	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
SL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SN	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ST	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TH	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5.4 beschrieben

Tabelle 40: Installierte Leistung Geothermie im Bereich sonstiger regenerativer Erzeugung

Geothermie (GW)	<0,1	0,3	0,6	0,6	0,6
Bundesland	31.12.2013	A 2025	B 2025	B 2035	C 2025
BW	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
BY	<0,1	0,1	0,2	0,3	0,2
BE	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
BB	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HB	0	0	<0,1	<0,1	<0,1
HH	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
HE	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
MV	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
NI	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
NW	0	0	0	0	0
RP	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
SL	0	0	0	0	0
SN	0	0	0	0	0
ST	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
SH	0	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
TH	0	0	0	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis von Quellen wie in Kapitel 5.5 beschrieben

Tabelle 40 enthält die Regionalisierung im Bereich Geothermie. Die Regionalisierung von Klär-, Gruben-, und Deponiegas ist gesondert zu betrachten und liegt in der Größenordnung des NEP 2014.

6 Weiteres Vorgehen

Die vorgenannten Mantelzahlen, Preisansätze für Primärenergie und Emissionszertifikate sowie Zuordnungen der NEP-Szenarien zu Szenarien der ENTSO-E SOAF sind die Eingangsgrößen für die Marktsimulationen des Netzentwicklungsplans 2015. Zusätzlich werden für den Verbrauch und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien für jede Stunde des Zieljahres (normiert auf 365 Tage) regional differenzierte Leistungswerte erzeugt. Die Einspeisung aus KWK-Anlagen wird u. a. auf Basis der regional differenzierten Temperaturprofile bestimmt.

Die Marktsimulationen mit diesen Eingangsdaten für Deutschland und Europa weisen dann den Einsatz der Kraftwerke in Europa aus, die gesteuert zur Deckung des verbleibenden residualen Verbrauchs verfügbar sein werden.

Die Ergebnisse der Marktsimulation ergeben zusammen mit den auf Netzknoten bezogenen Größen des Verbrauchs und der dezentralen Erzeugung die für Netzberechnungen erforderlichen Eingangsdaten. Die Netzberechnungen wiederum führen zur Ausweisung des bedarfsgerechten Netzausbaubedarfs für jedes Szenario des Netzentwicklungsplans.

Die BNetzA wird den vorliegenden Szenariorahmen öffentlich konsultieren und im Laufe des Jahres 2014 genehmigen. Dies wird angesichts der noch laufenden Debatte zum EEG im Lichte der vermutlich im Sommer abgeschlossenen Novelle des EEG geschehen. Insofern sind Änderungen am Szenariorahmen – unabhängig von den Ergebnissen der öffentlichen Konsultation – sehr wahrscheinlich, wenn sich die Rahmenbedingungen im politischen Gesetzgebungsprozess von den hier dargelegten Annahmen der ÜNB unterscheiden.

Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungkontrolle
BNetzA	Bundesnetzagentur
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München
FNB	Ferngasleitungsnetzbetreiber
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GJ	Gigajoule (109 Ws = 0,278 MWh)
GW	Gigawatt (1.000 MW oder 1.000.000 kW)
IEA	International Energy Agency
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KW	Kraftwerk
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark
Prognos AG	Prognos AG, Basel (CH)
PV	Photovoltaik
SOAF	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
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
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

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Energie-Agentur (Dena): "Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt" (2012)
- [2] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE): "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global" (Veröffentlichung 2011)
- [3] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), energynautics: "Roadmap 2050-A closer look" (Veröffentlichung 2011)
- [4] Bundesrepublik Deutschland (BRD): "Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen" (Veröffentlichung 2010)
- [5] Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE), Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien (AGEE): "Stromversorgung 2020 Wege in eine moderne Energiewirtschaft" (Veröffentlichung 2009)
- [6] Prognos AG, Öko-Institut und Dr. Hans-Joachim Ziesing: "Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050" (Veröffentlichung 2009)
- [7] Umweltbundesamt (UBA): "Energieziel 2050: 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen" (Veröffentlichung 2010)
- [8] Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): "Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung", (Veröffentlichung 2011)
- [9] ENTSO-E: "System Adequacy Forecast 2012 - 2025" (Veröffentlichung 2011)
- [10] Greenpeace: "Battle of the Grid" (Veröffentlichung 2011)
- [11] r2b energy consulting GmbH: „Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken“ (Veröffentlichung 2013)
- [12] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Netzentwicklungspläne Strom 2012-2014“
- [13] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: „Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2015“
- [14] DLR, BMU; "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa, 2012“
- [15] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur - Stand 16.10.2013, Bonn
- [16] UBA: CORINE Land Cover (CLC2006) – Legende. Dessau-Roßlau (2009)
- [17] Statistische Ämter des Bundes und der Länder (DESTATIS): Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Wiesbaden (2012)
- [18] Fachverband Biogas e.V.: Branchenzahlen 2012 und Branchenentwicklung 2013, Freising (2013)
- [19] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE): Bayernplan - Flexibilisierter Einsatz von Biogas zur Stromerzeugung - Modellierung der Integration von Biogasanlagen im Lastfolgebetrieb. München (2012)
- [20] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE): EEG-Datenbank in: <http://www.ffe.de/wissenffe/artikel/>. München (2010)
- [21] OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/> (2010, laufende Aktualisierung)
- [22] Heimerl, Stephan; Giesecke, Jürgen: Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003, in: Wasserwirtschaft (WaWi). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag (2004)