



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



SZENARIORAHMEN FÜR DIE NETZENTWICKLUNGSPLÄNE STROM 2030



ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

EichenstraÙe 3A
12435 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Boris Schucht (Vorsitz),
Dr. Frank Golletz,
Marco Nix,
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 StraÙe 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführer:
Dr. Urban Keussen (Vorsitz),
Alexander Hartman

Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth,
HRB 4923
Umsatzsteuer-ID:
DE 815073514

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer StraÙe 15-17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführer:
Dr. Werner Götz,
Rainer Joswig,
Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:
Registergericht Stuttgart,
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

Redaktion

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),
Thomas Wiede (Amprion GmbH),
Marius Strecker (TenneT TSO GmbH),
Regina König (TransnetBW GmbH)

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

Gestaltung

CB.e Clausecker | Bingel AG
Agentur für Kommunikation
www.cbe.de

Stand

Januar 2016

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	10
Einleitung	12
1 Der Szenariorahmen – Grundlage der Netzentwicklungspläne	13
1.1 Der Szenariorahmen als Grundlage der Netzentwicklungspläne mit vielen Variablen	13
1.2 Auftakt für Beteiligung	15
1.3 Veränderter gesetzlicher Rahmen zur Erstellung der Szenariorahmen	16
2 Szenarienbeschreibung	17
2.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien	17
2.2 Szenario A	18
2.3 Szenario B	19
2.4 Szenario C	21
2.5 Kennzahlen der Szenarien	22
2.6 Wahl des Wetterjahres	23
3 Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten	24
3.1 Eingangsgrößen	24
3.2 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten	24
3.3 Braunkohlekraftwerkskapazitäten	26
3.4 Steinkohlekraftwerkskapazitäten	27
3.5 Erdgaskraftwerkskapazitäten	28
3.6 Mineralölkraftwerkskapazitäten	29
3.7 Hydraulische Kraftwerkskapazitäten	30
3.8 Sonstige konventionelle Kraftwerkskapazitäten	30
3.9 Abfallkraftwerkskapazitäten	31
3.10 KWK-fähige Kleinkraftwerke mit einer elektrischen Leistung unter 10 MW	32
3.11 Wirtschaftlichkeitsberechnungen und endogene Bestimmung von Kraftwerksstilllegungen bzw. -zubauten	32
3.12 Hinweise zur Bestimmung von Gaskraftwerkskapazitäten	33
4 Regionalisierung thermischer und hydraulischer Kraftwerke	34
5 Mindesteinsatzbedingungen von Kraftwerken	39
5.1 Flexibilisierung von Einsatzbedingungen in den Szenarien	40
6 Ermittlung der Kapazitäten von erneuerbaren Energien	42
6.1 Erfassung des Anlagenbestands	42
6.2 Prognose des Zubaus	42
6.3 Abgleich mit politischen Zielen	43
6.4 Ausgestaltung der Szenarien	45
6.4.1 Szenario A 2030	45
6.4.2 Szenario B 2030/B 2035	46
6.4.3 Szenario C 2030	48
6.5 Wind offshore	49



7 Regionalisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien	50
7.1 Windenergie onshore	50
7.1.1 Beteiligung der Verteilungsnetzbetreiber	50
7.1.2 Bundeslandregionalisierung	51
7.1.3 Abbildung des Anlagenbestands	53
7.1.4 Potentialanalyse	53
7.1.5 Zubaumodellierung	55
7.2 Photovoltaik	56
7.2.1 Abbildung des Anlagenbestands	56
7.2.2 Potentialanalyse	57
7.2.3 Zubaumodellierung Aufdachanlagen	57
7.2.4 Zubaumodellierung Freiflächenanlagen	58
7.3 Biomasse	60
7.3.1 Abbildung des Anlagenbestands	60
7.3.2 Potentialanalyse	60
7.3.3 Zubaumodellierung	60
7.4 Wasserkraft	61
7.4.1 Abbildung des Anlagenbestands	61
7.4.2 Potentialanalyse	61
7.4.3 Zubaumodellierung	61
7.5 Geothermie	62
7.5.1 Abbildung des Anlagenbestands	62
7.5.2 Potentialanalyse	62
7.5.3 Zubaumodellierung	62
7.6 Regenerative Gase	63
8 Methode zur Berücksichtigung von Einspeisemanagement („Spitzenkappung“)	64
9 Stromverbrauch	68
9.1 Eingangsüberlegungen	68
9.2 Begriffsdefinitionen	69
9.3 Annahmen zum Nettostromverbrauch	70
9.4 Annahmen zur Höchstlast	70
9.6 Ausgestaltung der Szenarien	72
9.7 Methodische Umsetzung	74
9.7.1 Prognose des nationalen Strombedarfs	74
9.7.2 Bevölkerungsentwicklung	76
9.7.3 Wirtschaftsentwicklung (BIP)	76
9.7.4 Regionale Strukturparameter	77
9.7.5 Primärenergieträger-, CO ₂ - und Großhandelspreise	78
9.7.6 Energie- und Klimapolitik	78
9.7.7 Neue Anwendungen – Elektromobilität	79
9.7.8 Neue Anwendungen – Wärmepumpen	79
9.7.9 Lastflexibilität	80
9.7.10 Dezentrale Speicher	80
9.7.11 Räumliche Auflösung des Stromverbrauchs	81
9.7.12 Modellierung von Lastprofilen	82



10 Bewertung der Versorgungssicherheit	83
10.1 Methodik	84
10.2 Ergebnisse	85
11 Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen	87
11.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien	87
11.2 Lastmanagement – Nutzen aus Systemperspektive	88
11.3 Lastmanagement klassischer Stromwendungen	89
11.4 Lastmanagement neuer Stromwendungen	91
11.5 Flexibilitätsoptionen – zentrale & dezentrale Speicher	92
11.6 Flexibilitätsoptionen – Kraftwerkspark	92
12 Klimaschutzziele	93
12.1 Bestimmung einer Emissionsobergrenze zur Einhaltung von Klimaschutzziele	93
12.2 Methodik zur Einhaltung einer Emissionsobergrenze	95
13 Europäischer Rahmen	96
13.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext	97
13.2 Handelskapazitäten	98
14 Ergänzende Eingangsdaten zur Marktmodellierung	100
Anhang	103
Literaturverzeichnis	124

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP und den O-NEP	15
Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben	16
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien	17
Abbildung 4: Schematische Darstellung für Szenario A 2030	18
Abbildung 5: Schematische Darstellung für Szenario B 2030	19
Abbildung 6: Schematische Darstellung für Szenario B 2035	20
Abbildung 7: Schematische Darstellung für Szenario C 2030	21
Abbildung 8: Vergleich historischer Wetterjahre zum langfristigen Ertragsmittelwert für Wind	23
Abbildung 9: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien	25
Abbildung 10: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien	26
Abbildung 11: Darstellung der Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten inkl. Sicherheitsbereitschaft	27
Abbildung 12: Darstellung der Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten	28
Abbildung 13: Darstellung der Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten	29
Abbildung 14: Darstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten Öl	29
Abbildung 15: Darstellung der Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten	30
Abbildung 16: Darstellung der Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten	31
Abbildung 17: Darstellung der Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten	31
Abbildung 18: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario A 2030	35
Abbildung 19: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2030	36
Abbildung 20: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2035	37
Abbildung 21: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario C 2030	38
Abbildung 22: Anteil erneuerbarer Energien	45
Abbildung 23: Entwicklung der installierten Gesamtleistungen erneuerbarer Energien in den Szenarien	45
Abbildung 24: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Szenario A 2030	46
Abbildung 25: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Szenario B 2030	47
Abbildung 26: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Szenario C 2030	48
Abbildung 27: Ermittlung der Bundeslandleistungen für Wind onshore	52
Abbildung 28: Schematische Darstellung des Repowering	53
Abbildung 29: Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie (links) und Ausschlussflächen durch starke Hangneigung (rechts)	54
Abbildung 30: Potentielle Volllaststunden in 80 m über Grund	55



Abbildung 31: Flächenpotential in Deutschland (links) sowie nach Bundesland und Anlagentyp (rechts)	56
Abbildung 32: Georeferenzierter Bestand Photovoltaik mit Identifikation verschiedener Anlagenkategorien	57
Abbildung 33: Bestimmung des Parameters Alpha für drei ausgewählte Gemeinden	58
Abbildung 34: Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung DWD	59
Abbildung 35: Netzdimensionierung mit Spitzenkappung am Beispiel einer Windenergie-Einspeiselinie	65
Abbildung 36: Reduzierung der maximalen Einspeisung von EE-Anlagen durch Spitzenkappung	65
Abbildung 37: Übersicht des Bruttostromverbrauchs in Deutschland	68
Abbildung 38: Exemplarischer Verlauf des Strombezugs in einer Woche	69
Abbildung 39: Historischer zeitlicher Verlauf des Strombezugs aus 2012	69
Abbildung 40: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren mit (links) und ohne Verkehrssektor (rechts) in Szenario A	72
Abbildung 41: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren mit (links) und ohne Verkehrssektor (rechts) in Szenario B	72
Abbildung 42: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren mit (links) und ohne Verkehrssektor (rechts) in Szenario C mit Fortschreibung des Verbrauchswertes aus 2013	73
Abbildung 43: Abgrenzung der Treiber in den Szenarien durch Szenarioset mit ambitionierten Politiken und Betonung auf neuen Stromanwendungen	74
Abbildung 44: Abgrenzung der Treiber in den Szenarien durch Szenarioset mit weniger ambitionierten Politiken in Szenario C und Steigerung aller Stromanwendungen (herkömmliche und neue Anwendungen)	75
Abbildung 45: Exemplarische Darstellung der prognostizierten regionalen Veränderung der Haushalte in Abhängigkeit der Bevölkerungsentwicklung im Jahr 2035 gegenüber 2012	78
Abbildung 46: Diffusionspfad von Lastmanagement bei Elektrofahrzeugen (links) und Wärmepumpen (rechts) bis zum Jahr 2050	80
Abbildung 47: Systematik der Leistungsbilanz	83
Abbildung 48: Verteilungsfunktion der Lastdeckung nach Szenario	85
Abbildung 49: Übersicht Flexibilitätsoptionen im NEP 2030	87
Abbildung 50: Szenario ohne Lastmanagement	88
Abbildung 51: Szenario mit Lastmanagement	88
Abbildung 52: Veränderung des Stromverbrauchs durch Lastabschaltung (links) und Lastverlagerung (rechts)	90
Abbildung 53: Historische sowie projizierte zukünftige Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im deutschen Stromsektor	94
Abbildung 54: Wichtige Kennziffern Deutschlands in Bezug auf Europa (2014)	96
Abbildung 55: Zuordnung von NEP 2030 und TYNDP 2016	97
Abbildung 56: Entwicklung der Rohstoffpreise	101
Abbildung 57: Entwicklung CO ₂ -Zertifikatepreise	101

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien	22
Tabelle 2: Szenarioabhängige technisch-wirtschaftliche Betriebsdauern	25
Tabelle 3: Installierte Leistungen in Szenario A 2030	35
Tabelle 4: Installierte Leistungen in Szenario B 2030	36
Tabelle 5: Installierte Leistungen in Szenario B 2035	37
Tabelle 6: Installierte Leistungen in Szenario C 2030	38
Tabelle 7: Übersicht Mindesteinsatzbedingungen	41
Tabelle 8: Übersicht jährlicher Zubaupfade je Erzeugungstechnologie gem. § 3 EEG	42
Tabelle 9: Annahmen zur Bestimmung des Bruttostromverbrauchs	43
Tabelle 10: Übersicht Netto- und Bruttostromverbrauch	44
Tabelle 11: Annahmen zu Volllaststunden der erneuerbaren Energien	44
Tabelle 12: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario A 2030	46
Tabelle 13: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario B 2030	47
Tabelle 14: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario B 2035	47
Tabelle 15: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario C 2030	48
Tabelle 16: Installierte Leistung Wind offshore	49
Tabelle 17: Installierte Leistung Wind onshore je Bundesland	52
Tabelle 18: Installierte Leistung Photovoltaik je Bundesland	60
Tabelle 19: Installierte Leistung Biomasse je Bundesland	61
Tabelle 20: Installierte Leistung Laufwasser je Bundesland	62
Tabelle 21: Installierte Leistung regenerative Gase und Geothermie	63
Tabelle 22: Übersicht über den Verbrauch in den Szenarien	70
Tabelle 23: Übersicht zur Jahreshöchstlast in den Szenarien	71
Tabelle 24: Energie- und klimapolitische Ziele	71
Tabelle 25: Erfüllungsgrade der Verminderung des Stromverbrauchs in den Szenarien	71
Tabelle 26: Entwicklung der Gesamtbevölkerung, basierend auf der 13. koordinierten Bevölkerungs- vorausrechnung – Variante 2	76
Tabelle 27: Preisbereinigte Bruttowertschöpfung und Bruttoinlandsprodukt in Deutschland	77
Tabelle 28: Klassifikation der Instrumententypen (reduziert auf relevante Instrumente)	79
Tabelle 29: Angenommene Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen in den Szenarien	79
Tabelle 30: Annahmen zur Durchdringung von Wärmepumpen	80



Tabelle 31: Anteil der nicht einsetzbaren Leistung der erneuerbaren Energien	84
Tabelle 32: Bewertung der Versorgungssicherheit mit Sicherheitsniveau von 99 %	85
Tabelle 33: Heutige technische Lastmanagement-Potentiale	90
Tabelle 34: Verlagerbare Leistung Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen	91
Tabelle 35: Verlagerbare Energiemenge Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen	91
Tabelle 36: Charakterisierung TYNDP 2016 Visions	98
Tabelle 37: Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten	98
Tabelle 38: Brennstoff- und Zertifikatepreise	100
Tabelle 39: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger	102



ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
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/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU-ETS	EU-Emission Trading Scheme
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München
FNB	Ferngasnetzbetreiber
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)
IEA	International Energy Agency
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
KW	Kraftwerk
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark
Prognos AG	Prognos AG, Basel (CH)
PV	Photovoltaik
SO&AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast/Leistungsbilanz-Vorschau der ENTSO-E
TWh	Terawattstunden
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE FNN	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen



Abkürzungen Bundesländer

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

EINLEITUNG

Der vorliegende Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenario-rahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 (Version 2017) bildet bestmöglich den aktuellen Stand der Energiemarktdiskussionen ab.

Wie auch in den Vorjahren haben die Übertragungsnetzbetreiber die ihnen vorliegenden Informationen und Diskussionsstände sorgfältig bewertet und weiter an der Verbesserung der Methodik gearbeitet.

Ergebnis ist eine aus ihrer Sicht adäquate Abschätzung der weiteren Entwicklung der Energielandschaft bis zu den Jahren 2030 und 2035.



1 DER SZENARIORAHMEN – GRUNDLAGE DER NETZ- ENTWICKLUNGSPLÄNE

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 zu den Verbrauchern gelangen, ohne dabei Überlastungen im Netz zu verursachen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stehen in dieser Verantwortung und machen gemeinsam das deutsche Stromnetz zu einem der stabilsten und zuverlässigsten weltweit. Auch in der Phase des Umbaus der Energieversorgung leisten wir unseren Beitrag dazu, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren. Parallel zum laufenden Betrieb planen und bauen wir das Übertragungsnetz der Zukunft, das dem Transport von dezentral, verbrauchsfern und zunehmend erneuerbar erzeugter Energie, dem Ausstieg aus der Kernenergie und der weiteren europäischen Vernetzung gerecht wird. Mit unserer Arbeit leisten wir einen wichtigen Beitrag dazu, dass die Stromversorgung den Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der ökologischen Nachhaltigkeit gleichermaßen dient.

Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore), Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen 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. Aufgrund der gesetzlich vorgeschriebenen vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien müssen diese Schwankungen durch ausreichende Flexibilität von konventionellen Kraftwerken, Speichertechnologien und zukünftig auch zunehmend aus einer Flexibilität der Verbraucherlast ausgeglichen werden. Dies erhöht ebenfalls die Herausforderung bei der Gewährleistung der Netzsicherheit.

1.1 Der Szenariorahmen als Grundlage der Netzentwicklungspläne mit vielen Variablen

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom (NEP) und Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) konkretisiert eine sich verändernde Energielandschaft und liefert damit die Grundlage für die Analysen des NEP und O-NEP zur weiteren Entwicklung des dazu passfähigen Übertragungsnetzes an Land wie auf See. Er trifft Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbar wie konventionell –, zum Stromverbrauch und zu weiteren Parametern wie den Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise und Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten.

Die Entwicklung der deutschen Energielandschaft ist von einer Vielzahl von Faktoren geprägt und kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Die Transformationsgeschwindigkeit der Energiewende und der Innovationsgrad der Erzeuger und Verbraucher sind dafür zwei Gradmesser. Sie dienen in den folgenden Kapiteln als Stützen für die Entwicklung in sich konsistenter Szenarien.

Im Folgenden werden einige wichtige Einflussgrößen beschrieben und ausgewählte Aspekte hervorgehoben, auf die der vorliegende Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans eingeht. Die folgenden Kapitel und begleitenden Dokumente beschreiben näher, auf welcher Basis die jeweiligen Annahmen getroffen wurden:



Stromverbrauch: Die Höhe des zukünftigen Stromverbrauchs hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Dazu gehören die Entwicklung der Bevölkerung, der Gesamtwirtschaft und einzelner Industriezweige, genauso wie die Marktentwicklung spezieller Technologien wie beispielsweise die Elektromobilität, Wärmepumpen oder vernetzte Anwendungen. Darüber hinaus spielt der Fortschritt von Energieeffizienzprogrammen eine wesentliche Rolle. Der vorliegende Szenariorahmen berücksichtigt auch regional-spezifische Faktoren.

Flexibilisierung: Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien und ihrer volatilen Einspeisung ist eine Flexibilisierung der Erzeuger- wie auch der Verbraucherseite zukünftig von großer Bedeutung. Hierzu gehören eine Flexibilisierung der Erzeugungsanlagen mit einer verstärkten Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung sowie der vermehrte Einsatz von Demand-Side-Management. Zusätzlich wird im Szenariorahmen auch eine Zunahme dezentraler Speicher berücksichtigt.

Erzeugung: Die Entwicklung der erneuerbaren Energien, insbesondere der Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik, sowie die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Energieträgern wie Erdgas und Kohle bestimmen die Art der Stromproduktion. Dabei haben das Dargebot der natürlichen Ressourcen und die Kosten der konventionellen Kraftwerke einen entscheidenden Einfluss auf die regionale Verteilung der Stromproduktion. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks gibt es Prognosen, die im Szenariorahmen standortscharf berücksichtigt werden. Berücksichtigt werden dabei auch der Kernenergieausstieg sowie die geplante Überführung von Braunkohlekraftwerken in eine Sicherheitsbereitschaft. Eine Prognose der regenerativen Erzeugung (nach Art, Leistung und geographischer Verteilung) wird vorgenommen, unterliegt aber ebenso Unsicherheiten. Insbesondere kann der Einfluss politischer Entscheidungen auf die Erzeugungslandschaft nur sehr begrenzt antizipiert werden.

Klimaschutz: Die eingesetzten Energieträger haben wesentlichen Einfluss auf den Beitrag des Stromsektors zum Erreichen der Klimaschutzziele. Die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle für die variablen Erzeugungskosten fossiler Kraftwerke und damit den Einsatz der Kraftwerke nach der Merit-Order. Der vorliegende Szenariorahmen beschreibt verschiedene Ansätze, wie eine Emissionsobergrenze für den Stromsektor bestimmt werden und die Einhaltung dieser Grenze in den Szenarien gelingen kann.

Europäische Marktintegration: Erneuerbare Energien werden auch europaweit verstärkt ausgebaut. Der ebenfalls zunehmende grenzüberschreitende Stromaustausch trägt zur besseren Integration von erneuerbaren Energien u. a. auch durch verstärkte Nutzung von Speichermöglichkeiten europaweit bei. Bei hoher regenerativer Energieerzeugung in Deutschland wird verstärkt ins Ausland exportiert. Durch die Harmonisierung der Zieljahre kann der aktuelle Szenariorahmen sehr gut mit dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP, /ENTSO-E 2016/) abgestimmt werden.

Energiespeicher: Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch muss für eine sichere Stromversorgung zu jeder Zeit gewährleistet sein. Speicher spielen eine wesentliche Rolle zur Vergleichmäßigung der stark schwankenden Stromproduktion aus Wind und Sonne. Die verlustarme Speicherung von Energie ist auch heute noch eine der größten Herausforderungen. Großtechnisch realisiert sind heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke. Die installierte Kapazität von Speichern, ihre Bewirtschaftung und die geografische Lage der Speicher beeinflussen auch den Netzausbaubedarf. Die Szenarien berücksichtigen bereits eine teilweise Verbreitung des Prosumer-Gedankens¹ und von dezentralen Speichern.

Versorgungssicherheit: Die weitere Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist neben der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung das zentrale energiepolitische Ziel. Auch im Szenariorahmen wird daher eine Bewertung der angenommenen Kraftwerkskapazitäten, der erneuerbaren Energien und der Rolle des Elektrizitätsbinnenmarktes im Hinblick auf Aspekte der Versorgungssicherheit vorgenommen.

Gesetzliche Rahmenbedingungen: Sowohl deutsche als auch europäische gesetzliche Rahmenbedingungen werden im Szenariorahmen berücksichtigt. Dazu zählen insbesondere die Förderpolitik für erneuerbare Energien sowie Effizienz- und Klimaschutzziele. Auch der Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung des Strommarktes und die Kapazitätsreserveverordnung als Ergebnisse des Weißbuch-Prozesses zum Strommarktdesign sind in die Überlegungen eingegangen.

¹ Prosumer bezeichnet hier Akteure, welche sowohl Stromproduzenten als auch -verbraucher darstellen.



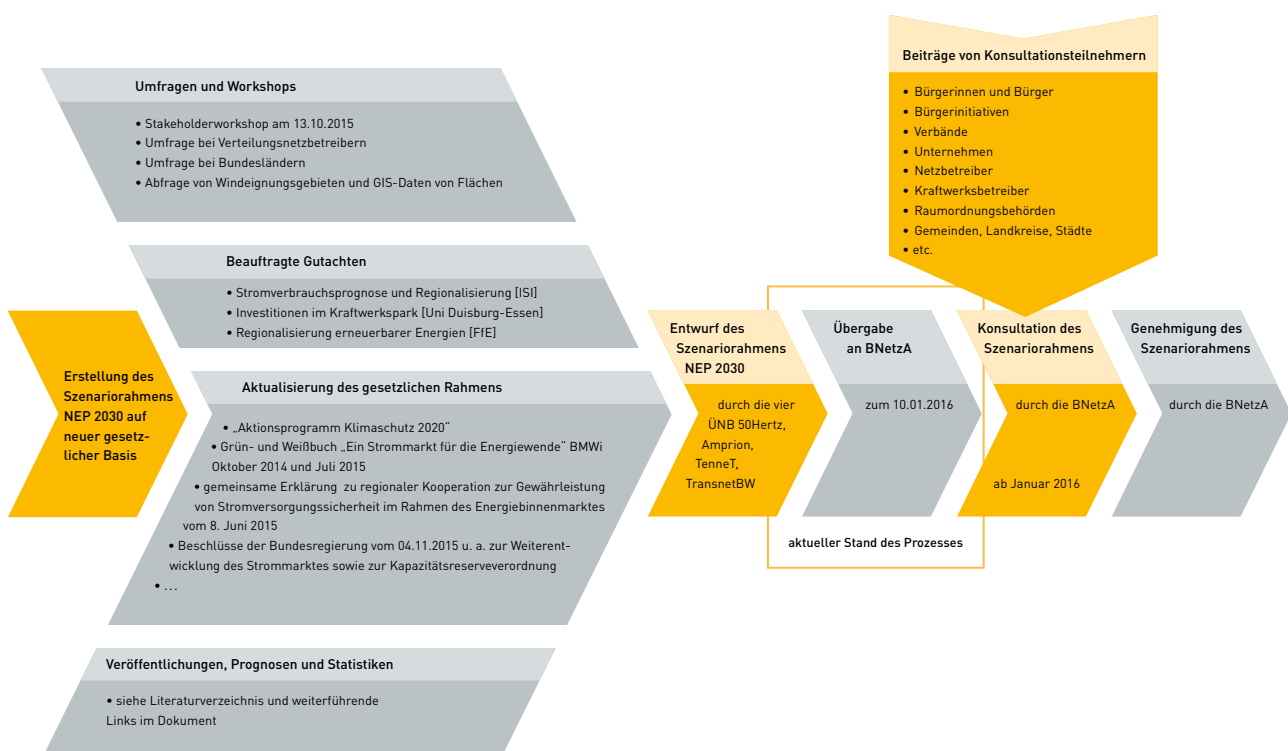
Die Herausforderung an den Szenariorahmen ist es, mögliche unterschiedliche Entwicklungsszenarien bestmöglich abzuschätzen. Die aktuellen Debatten um das zukünftige Strommarktdesign und die Erreichung der Klimaschutzziele sind ein Ausschnitt der Faktoren, die beobachtet und abgeschätzt werden müssen.

1.2 Auftakt für Beteiligung

Der Szenariorahmen entsteht vor diesem Hintergrund in mehreren Schritten unter Beteiligung der Öffentlichkeit und fußt auf einer transparenten und breiten Daten- und Informationsgrundlage, wie dargestellt in Abbildung 1. Ihm liegen wissenschaftlich fundierte Methoden zugrunde. Für die Projektion von zukünftigem Stromverbrauch, Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie europäischen Rahmendaten wird auf zahlreiche öffentliche Studien und Arbeiten (z. B. TYNDP, WEO, BMWi-Verteilernetzstudie) zurückgegriffen. Wie in den Vorjahren wurden die Bundesländer u. a. hinsichtlich der regionalen Ausbauziele für erneuerbare Energien und die Verteilungsnetzbetreiber u. a. hinsichtlich der ihnen vorliegenden Anträge für den Anschluss erneuerbarer Energien und zum Thema Spitzenkappung befragt.

Am 13. Oktober 2015 diskutierten die Übertragungsnetzbetreiber in Berlin – wie in den Vorjahren – ihre Überlegungen zum nun vorliegenden Szenariorahmen. Nachdem in den letzten Jahren ein Augenmerk auf der Regionalisierung der erneuerbaren Energien lag, erhofften sich die Übertragungsnetzbetreiber dieses Mal insbesondere Hinweise zur Entwicklung des Stromverbrauchs und der Ausgestaltung des konventionellen Kraftwerksparks der Zukunft. Ein weiterer Schwerpunkt der Diskussion war die Frage, mit welcher Methodik eine CO₂-Emissionsobergrenze in den Marktsimulationen angemessen abgebildet werden kann.

Abbildung 1: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP und den O-NEP

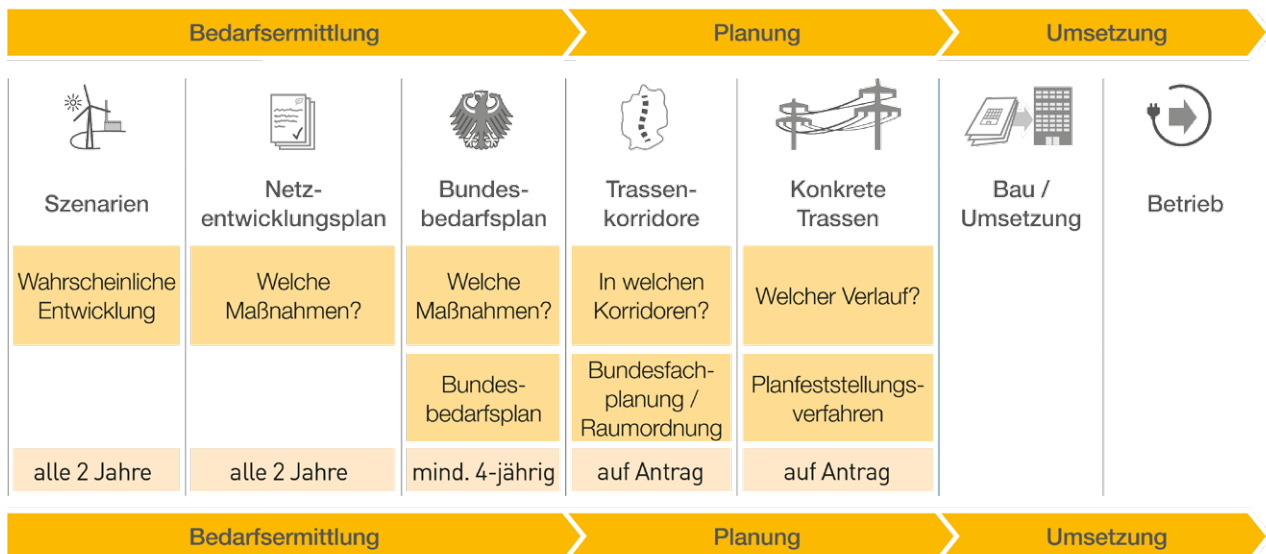


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die nun folgende Konsultation zum Szenariorahmen durch die Bundesnetzagentur bietet eine weitere Gelegenheit sich in den Erstellungsprozess des Szenariorahmens einzubringen. So kann es gelingen, dass der Szenariorahmen eine Entwicklung abbildet, die wir gemeinsam als wahrscheinlich und als eine gute Planungsgrundlage des Netzausbaus erachten. Die weiteren Schritte über den Netzentwicklungsplan bis zur konkreten Umsetzung der identifizierten Netzentwicklungsvorhaben bieten wiederum weitere Möglichkeiten, sich am Prozess zu beteiligen.



Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.3 Veränderter gesetzlicher Rahmen zur Erstellung der Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber haben seit 2011 den Auftrag, jährlich einen Netzentwicklungsplan für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Der Entwurf des Szenariorahmens ist Startpunkt dieses Verfahrens. Die rechtliche Grundlage dafür bilden insbesondere die §§ 12a-d („Erstellung des Szenariorahmens und des NEP durch die ÜNB, Bestätigung des NEP durch die Regulierungsbehörde, Öffentlichkeitsbeteiligung bei Fortschreibung des NEP“) sowie §§ 17a-c („Bundesfachplan und Offshore-NEP, Bestätigung des Offshore-NEP durch die Regulierungsbehörde“) des 2011 novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

Der nun vorliegende Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2017) bildet den Auftakt für einen neuen zweijährigen Turnus der Erstellung der Netzentwicklungspläne, mit dem veränderte Möglichkeiten der Ausgestaltung des Szenariorahmens einhergehen. Per 01.01.2016 wurden durch Anpassungen der §§ 12a Abs. 1, 12b Abs. 1, 17a Abs. 1 und § 17b Abs. 1 EnWG folgende Änderungen mit Blick auf den Szenariorahmen wirksam:

- Umstellung der Erstellung des Szenariorahmens, des Netzentwicklungsplans, des Bundesfachplans Offshore und des Offshore-Netzentwicklungsplans auf einen 2-Jahres-Turnus.
- Flexibilisierung des Betrachtungszeitraums des Szenariorahmens: Es sind mindestens drei Szenarien mit einem Betrachtungshorizont von mindestens 10 und höchstens 15 Jahren sowie mindestens ein Szenario mit einem Betrachtungshorizont von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren vorzusehen. So können die Planungshorizonte anderer Dokumente besser einbezogen werden, wie etwa die des TYNDP oder des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Die Bundesnetzagentur kann hierzu nähere Bestimmungen treffen.
- Neuregelung der Erstellungs- und Genehmigungsfristen: In geraden Jahren ist der Bundesnetzagentur jeweils zum 10.01. des Jahres durch die Übertragungsnetzbetreiber der Entwurf zum Szenariorahmen vorzulegen.

Basierend auf diesen Neuerungen haben die Übertragungsnetzbetreiber – in Übereinstimmung mit der Bundesnetzagentur – für diesen Szenariorahmen als Betrachtungshorizonte die Jahre 2030 und 2035 gewählt. So wird eine bessere Verzahnung mit dem europäischen TYNDP ermöglicht.

2 SZENARIENBESCHREIBUNG

Die Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2017) basieren auf dem im Stakeholderdialog am 13.10.2015 vorgestellten Konzept zur Ermittlung eines konsistenten Szenariorahmens. Damit wurde die Vorgehensweise bei der Erstellung der Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne 2012–2015 weiterentwickelt. Dieses Konzept wird im folgenden Kapitel erläutert.

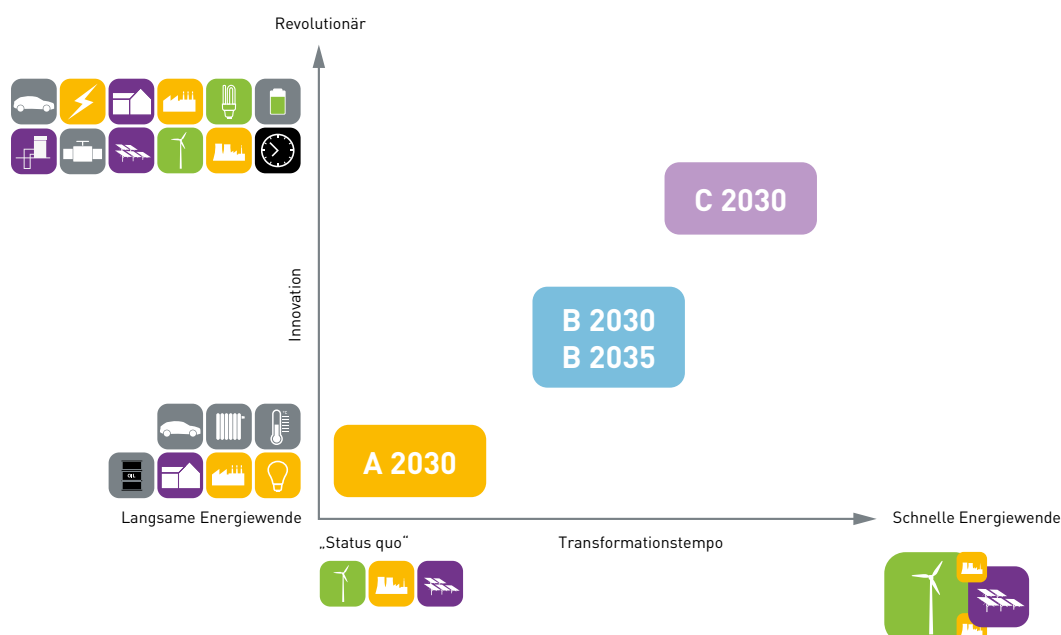
In diesem Entwurf des Szenariorahmens werden drei Szenarien aufgeführt, welche wahrscheinliche Entwicklungen in den Bereichen erneuerbarer und konventioneller Erzeugung (inkl. Speichern), Stromverbrauch und Höchstlast sowie der energiepolitischen Rahmenbedingungen (u. a. Brennstoff- und CO₂-Preise) abbilden. Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds und der entsprechenden Entwicklungen erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in bestehende europäische Szenarien des TYNDP 2016, /ENTSO-E 2016/. Darüber hinaus wird ein Szenario fortgeschrieben, um eine mögliche Entwicklung bis 2035 abzubilden.

2.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien

Die Energiewende kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Die in diesem Szenariorahmen beschriebenen Pfade unterscheiden sich zum Beispiel in der Ausprägung der politischen Zielerreichung sowie der Ausprägung der Flexibilität der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs. Die grundsätzliche Prämisse ist, dass alle Szenarien die Transformation des Energiesektors (Energiewende) mit unterschiedlicher technologischer Ausprägung (Innovationsgrad) und Umsetzungsgeschwindigkeit (Transformationstempo) beschreiben. Innovation bezeichnet in diesem Zusammenhang den Einsatz neuer Technologien im Stromsektor zur Steigerung der Flexibilität und der Energie- sowie Emissionseffizienz. Das Transformationstempo beschreibt die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. Die Szenarien orientieren sich grundsätzlich an aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und energiepolitischen Zielen. In allen Szenarien werden etwa die gegenwärtigen Klimaschutzziele der Bundesregierung vorausgesetzt. Innerhalb des Szenariorahmens erfolgt eine Ausweisung von Indikatoren zur Einordnung der Szenarien bezüglich der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Der Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien ist in folgender schematischer Darstellung zusammengefasst.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



2.2 Szenario A

Szenario A beschreibt eine Energiewende in mäßiger Geschwindigkeit mit teilweiser Einführung neuer Technologien bei einem eher geringen Innovationsgrad. Szenario A ist durch einen vergleichsweise moderaten Zubau von Wind onshore und Photovoltaik geprägt. Der Zubau erneuerbarer Energien orientiert sich für Deutschland innerhalb der Szenarien am unteren Rand.

In diesem Szenario ist der Anteil an dezentraler, verbrauchsnaher Stromerzeugung in dem Übertragungsnetz unterlagerten Netzebenen eher gering. Prosumer-Modelle in Kombination mit Speichern spielen kaum eine Rolle, da diese keine staatliche Förderung erhalten. Elektromobilität hat einen geringen Stellenwert. Effizienzsteigerungen von bestehenden Stromanwendungen sind in einem eher geringen Ausmaß vorhanden. Eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ist kaum zu beobachten und für Lastmanagement (DSM) ist nur ein geringes Potential vorhanden.

Weiterhin wird in Szenario A gegenüber heute von einem leichten Rückgang der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ausgegangen. Die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind für Kohlekraftwerke vergleichsweise günstig. Die Integration neuer, flexibler Gaskraftwerke in den Strommarkt findet nur in begrenztem Umfang statt, da die wirtschaftlichen Anreize für eine Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes noch zu gering sind. Der Grad der Flexibilisierung des Stromsektors entspricht dem heutigen Niveau.

Abbildung 4: Schematische Darstellung für Szenario A 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.3 Szenario B

Die Transformation des Energiesektors wird im Szenario B durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien vorangetrieben. Es wird sowohl ein verstärkter Ausbau von EE-Anlagen als auch eine zunehmende Nutzung der Elektromobilität angenommen. Zudem wird eine höhere Konvergenz von Wärme- und Stromerzeugung angereizt, indem eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in Richtung Strom (z. B. Wärmepumpen) stattfindet. Gleichzeitig sind Effizienzsteigerungen bei bestehenden Stromanwendungen beobachtbar. In Bezug auf die Verbrauchsflexibilisierung mittels Lastmanagement wird im Jahr 2030 ein relativ hohes Potential angenommen, welches bis 2035 weiterhin ansteigt. Die vermehrte Verbreitung von dezentralen Speichern im häuslichen Bereich in Kombination mit Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) führt zu zusätzlichen Flexibilisierungsoptionen.

Bei den konventionellen Kraftwerken ist u. a. in Folge des höheren Anteils erneuerbarer Energien ein weiterer Rückgang der installierten Leistung gegenüber dem Szenario A zu verzeichnen. Gleichzeitig wird europaweit dem Klimaschutz eine wichtige Rolle zugeschrieben und die Einhaltung der Ziele über das EU-ETS (The EU Emissions Trading Scheme) durch ergänzende Maßnahmen forciert. Auch andere politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen führen dazu, dass alte und unflexible Anlagen zunehmend durch neuere flexiblere Anlagen ersetzt oder umgerüstet werden.

Abbildung 5: Schematische Darstellung für Szenario B 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 6: Schematische Darstellung für Szenario B 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.4 Szenario C

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bildet im Szenario C innerhalb der Szenarien den oberen Rand ab. Das Szenario C beschreibt eine beschleunigte Energiewende unter intensiver Nutzung neuer Technologien sowie Vernetzungen der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Im Szenario C wird ein Entwicklungspfad beschrieben, in dem die verbrauchsnahe Erzeugung durch PV-Anlagen einen größeren Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leistet und dezentrale Kleinspeicher eine größere Rolle als in den anderen Szenarien spielen.

Auch in diesem Szenario ist eine deutliche Verschiebung von Mobilitätsanwendungen in Richtung Strom (E-Mobilität) zu beobachten. Jedoch wird in diesem Szenario ein noch größeres Potential an Lastflexibilisierung zur Verfügung stehen, sodass Verbraucher verstärkt ihren Stromverbrauch an der Erzeugung ausrichten werden. Insbesondere soll das Potential bestehender Flexibilitätsoptionen im Szenario C verstärkt genutzt werden, um die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu gewährleisten.

Im konventionellen Kraftwerkspark ist durch die zunehmende Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung im Bereich der KWK-Erzeugung eine deutliche Flexibilisierung der Anlagenfahrweise zu beobachten. Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Sektoren Wärme und Mobilität unterstützt die Erreichung der sektorübergreifenden klimapolitischen Ziele.

Abbildung 7: Schematische Darstellung für Szenario C 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2 Szenarienbeschreibung

2.5 Kennzahlen der Szenarien

In der folgenden Tabelle sind die in den Szenarien getroffenen Annahmen gesamthaft aufgeführt.

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2014	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,0	11,3	9,4	9,2	9,2
Steinkohle	26,1	23,2	14,7	11,0	11,0
Erdgas	29,3	29,4	29,1	32,9	29,1
Mineralölprodukte	3,8	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,1	10,6	11,9	14,6	11,9
Sonstige	2,7	1,1	1,0	1,0	1,0
Abfall	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7
Summe konv. Erzeugungsanlagen	105,7	78,5	69,0	71,3	64,8
Wind onshore	38,8	69,8	73,8	85,0	77,8
Wind offshore	1,2	12,6	15,0	19,0	15,0
Photovoltaik	37,3	53,1	56,3	58,8	65,9
Biomasse	6,8	6,9	7,4	7,7	8,3
Wasserkraft	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Sonstige EE	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Summe erneuerbare Erzeugungsanlagen	89,0	147,3	157,4	175,4	171,9
Summe Erzeugungsanlagen	194,7	225,8	226,4	246,7	236,7

Nettostromverbrauch [TWh]					
	Referenz 2013	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Nettostromverbrauch (inkl. VNB-Netzverluste)	543	523	510	513	543
Nettostromverbrauch (exkl. VNB-Netzverluste)	523	503	490	493	523
Davon Elektrofahrzeuge	0,4	6	16	25	23
Davon Wärmepumpen	3	19	20	24	22

Jahreshöchstlast [GW]					
Höchstlast (inkl. VNB-Netzverluste)*	86,1	85,3	85,4	87,2	84,1

* Bei den Angaben zur Höchstlast sind szenarioabhängig die Beiträge zur Verminderung der Höchstlast aus der Steuerung des Verhaltens von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen am Netz bereits mit berücksichtigt, die herkömmlichen klassischen Potentiale zur Höchstlastreduktion bzw. zur Lastverschiebung (engl. Demand side management, DSM) sind dabei noch nicht quantifiziert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

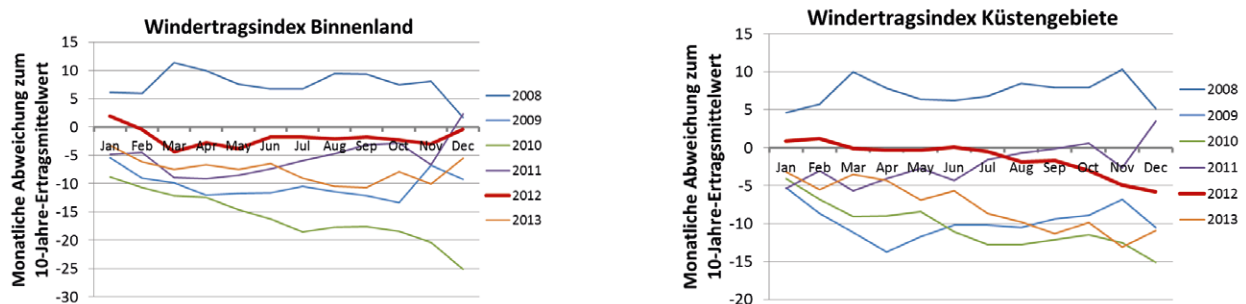


2.6 Wahl des Wetterjahres

Im NEP 2030 wird das Wetterjahr 2012 zugrunde gelegt. Dieses ist als eines der durchschnittlichsten Wetterjahre der letzten zehn Jahre im Hinblick auf den Windertrag für die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans geeignet (siehe Abbildung 8). Die Robustheit und Notwendigkeit des erforderlichen Netzausbaus kann durch die Wahl eines durchschnittlichen Wetterjahres bekräftigt werden.

Mit der Wahl des Wetterjahres sind der Temperaturverlauf, die Windgeschwindigkeiten und die solare Einstrahlung charakterisiert. Der Temperaturverlauf beeinflusst den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs sowie die Stromerzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Die Windgeschwindigkeiten und die solare Einstrahlung bestimmen die Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Abbildung 8: Vergleich historischer Wetterjahre zum langfristigen Ertragsmittelwert für Wind



Quelle: <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html>

3 ERMITTLUNG DER KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN

3.1 Eingangsgrößen

Bei der Ermittlung des zukünftigen konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland werden folgende Abgrenzungen getroffen:

- Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland sowie ausschließlich in das deutsche Stromnetz einspeisende Speicher und Pumpspeicher in Luxemburg und Österreich.
- Die angegebenen Kraftwerksleistungen sind Nettonennleistungen aller zum jeweiligen Zeitpunkt betriebsbereiten Kraftwerke ohne Berücksichtigung des individuellen Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke oder Heizkraftwerke.
- Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob die Kraftwerke in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.

Zur Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten in den Szenarien erfolgt im ersten Schritt eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau sowie in Planung befindlichen Kraftwerke zum Referenzdatum 31.12.2014.

3.2 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Wesentliche Quellen für den konventionellen Kraftwerkspark im vorliegenden Entwurf der ÜNB zum Szenariorahmen des NEP 2030 sind die aktuelle Bestands- (Stand: 04.09.2015), Zubau-, Rückbau- (Stand: 02.07.2015) sowie Stilllegungsliste (Stand: 24.09.2015) der Bundesnetzagentur (BNetzA) für konventionelle Kraftwerke, das Kraftwerksanschlussregister nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) des VDE FNN (Stand: 30.09.2015) sowie die aktuell (Stand: 30.10.2015) bei den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) vorliegenden Kapazitätsreservierungs- und -ausbauanträge für Erdgaskraftwerke nach § 38 („Kapazitätsreservierung für Betreiber von Gaskraftwerken, die an ein Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen“) und § 39 („Kapazitätsausbauanspruch für Betreiber von Gaskraftwerken, deren Reservierungsanfrage nach § 38 GasNZV wegen fehlender Kapazität im Fernleitungsnetz nicht berücksichtigt werden konnten“) der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV).



3 Kraftwerkskapazitäten

Die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt neben dem angezeigten Zubau neuer Anlagen in allen Szenarien auch den Rückbau gemäß Stilllegungsanzeigen oder nach Erreichen der szenario- und energieträger-abhängigen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer gemäß Tabelle 2.

Die gesetzlich verankerte Stilllegung der Kernkraftwerke (Nettonennleistung: 10,8 GW, Stand 07.09.2015) in Deutschland bis zum 31.12.2022 wird ebenfalls abgebildet. Weiterhin ist die Stilllegung von 2,7 GW an Braunkohlekapazitäten, die gemäß Kabinettsbeschluss zum Strommarktgesetz vom 4. November 2015 bis zum Jahr 2019 zunächst schrittweise in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden sollen, in allen Szenarien berücksichtigt. Eine blockscharfe Auflistung der angenommenen Kraftwerkskapazitäten in den Szenarien ist unter www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2016 verfügbar.

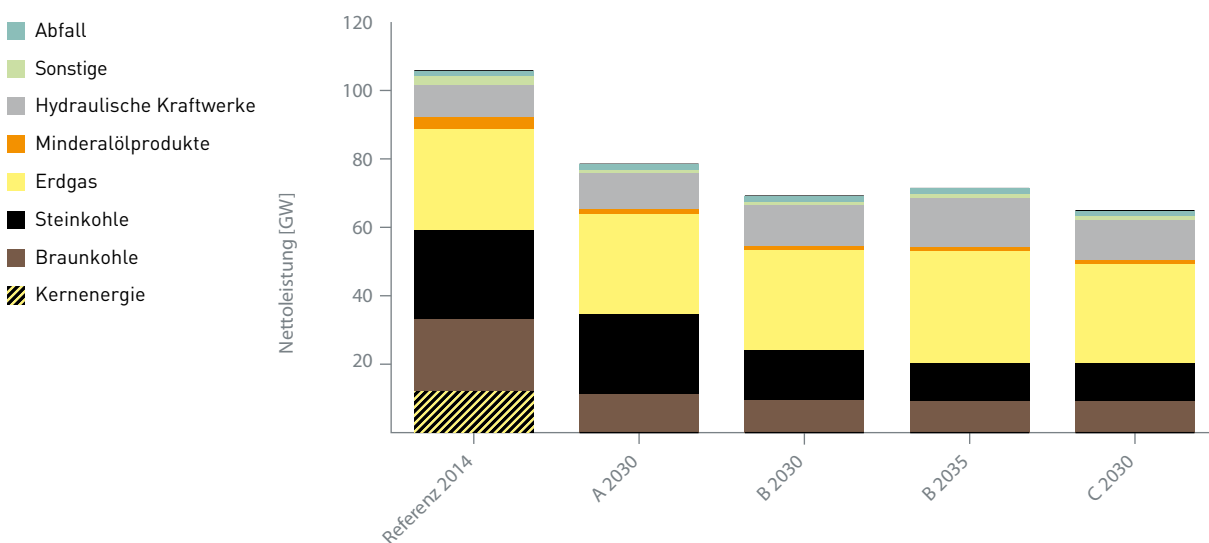
Tabelle 2: Szenarioabhängige technisch-wirtschaftliche Betriebsdauern

Energieträger	Szenario A 2030 [Jahre]	Szenario B 2030 / B 2035 [Jahre]	Szenario C 2030 [Jahre]
Kernenergie	45	45	45
Braunkohle	50	45	40
Steinkohle	50	45	40
Erdgas	45	40	40
Mineralölprodukte	45	40	35
Hydraulische Kraftwerke	Keine Begrenzung	Keine Begrenzung	Keine Begrenzung
Sonstige	45	40	35
Abfall	Keine Begrenzung	Keine Begrenzung	Keine Begrenzung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Anteil der konventionellen Kraftwerke variiert zwischen den Szenarien.

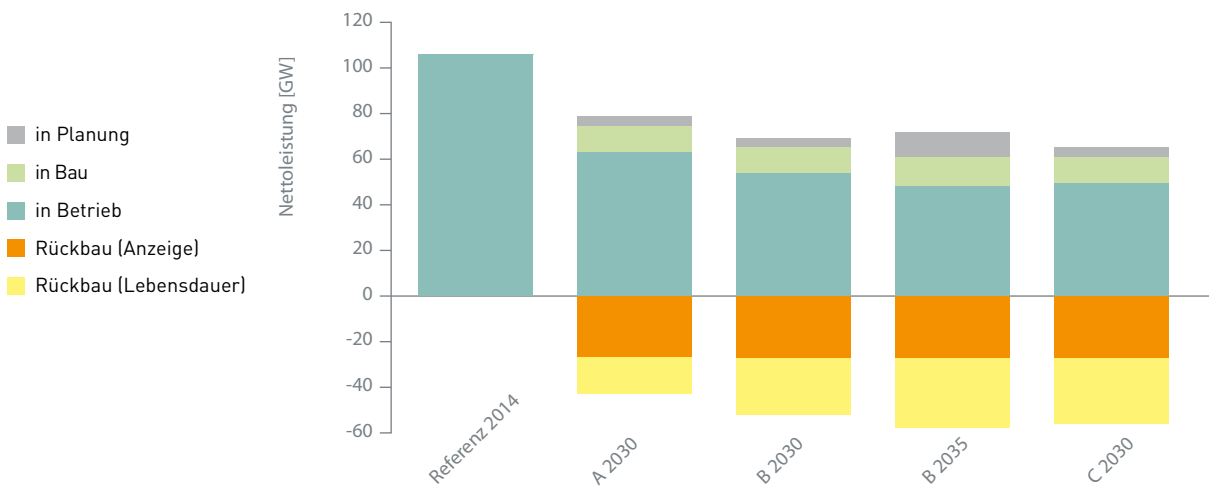
Abbildung 9: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 10: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

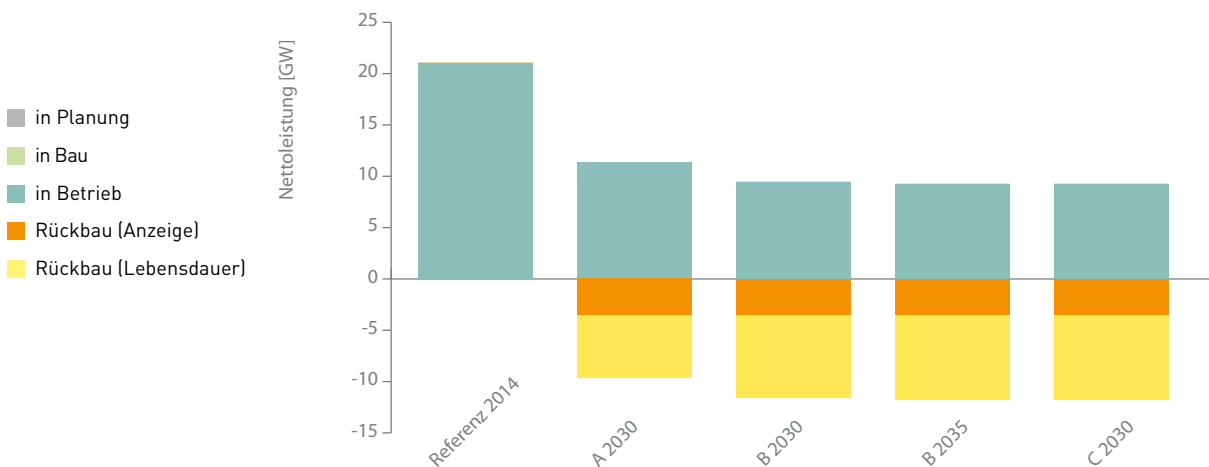
Bei Betrachtung des gesamten konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland ist im Vergleich zur Referenz 2014 in allen Szenarien ein Rückgang der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten erkennbar, siehe Abbildung 10. Diese Reduzierung kann neben dem Kernenergieausstieg auch auf die sich zukünftig verändernden wirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen für den Betrieb konventioneller Kraftwerke sowie den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien zurückgeführt werden. Diese Entwicklung ist durch die im Folgenden erläuterten Annahmen und Kriterien zur Bestimmung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten – differenziert nach Energieträger – determiniert. Die Erzeugungskapazitäten der jeweiligen Technologien zum Referenzzeitpunkt sowie in den entsprechenden Szenarien werden in den Abbildungen 10 bis 17 dargestellt.

3.3 Braunkohlekraftwerkskapazitäten

In Anlehnung an den durch die BNetzA genehmigten Szenariorahmen und der dazugehörigen Kraftwerksliste des NEP 2025 und vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Diskussion wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass kein Zubau geplanter Braunkohlekraftwerke stattfindet.

Eine Außerbetriebnahme von Braunkohlekraftwerken erfolgt, sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, nach einer angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 50 Jahren (A 2030), 45 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 40 Jahren (C 2030). Diese szenarioabhängige Unterscheidung resultiert aus der Annahme, dass sich die politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Braunkohlekraftwerken von Szenario A bis Szenario C erschweren werden. Die Stilllegung derjenigen Braunkohleblöcke, welche gemäß dem Kabinettsbeschluss zum Strommarktgesetz bis Ende 2019 in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden sollen, ist unabhängig davon in allen Szenarien berücksichtigt.

Abbildung 11: Darstellung der Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten inkl. Sicherheitsbereitschaft



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.4 Steinkohlekraftwerkskapazitäten

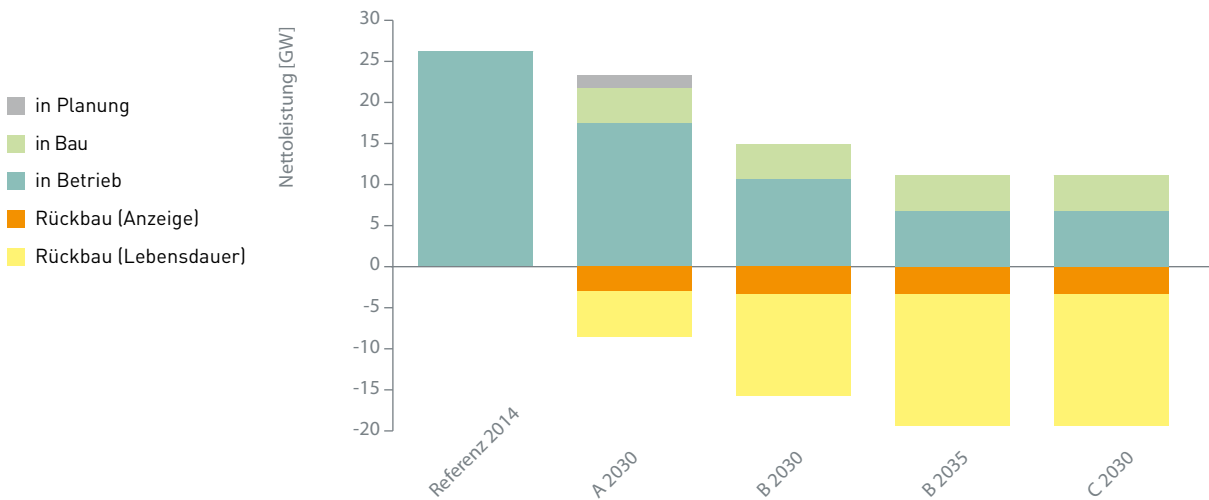
In Bau befindliche Steinkohlekraftwerke werden ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring der BNetzA angegebenen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt. In Planung befindliche Steinkohlekraftwerke werden anhand der voraussichtlichen Inbetriebnahme und nur im Szenario A 2030 berücksichtigt, sofern das geplante Steinkohlekraftwerk über eine aktuelle Anschlusszusage gemäß § 9 KraftNAV („Kraftwerksanschluss-Register der Netzbetreiber aller Erzeugungsanlagen, die bestehen oder für die ein Netzanschlussbegehren vorliegt“) verfügt.²

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Steinkohlekraftwerken nach einer angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 50 Jahren (A 2030), 45 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 40 Jahren (C 2030). Dies folgt ebenso aus der Annahme, dass die Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken von Szenario A bis Szenario C zunehmend erschwert werden.

² Der Zubau von in Planung befindlichen Steinkohlekraftwerken in Szenario A 2030 beinhaltet auch die Realisierung zweier Projekte in Herne und Lünen. Die Berücksichtigung basiert auf Angaben aus der Zubauliste der BNetzA und Rückmeldung im Rahmen einer Kraftwerksbetreiber-Abfrage. Beide Projekte haben eine Anschlusszusage nach KraftNAV. Inwiefern eine tatsächliche Realisierung stattfindet, ist aufgrund der aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht eindeutig festzulegen. Eine Berücksichtigung der beiden geplanten Steinkohlekraftwerke in Szenario A 2030 erfolgt dennoch – letztendlich aufgrund der Anschlusszusage gemäß KraftNAV.



Abbildung 12: Darstellung der Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.5 Erdgaskraftwerkskapazitäten

In Bau befindliche Erdgaskraftwerke werden ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring der BNetzA angegebenen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt.

In den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 erfolgt ein Zubau von in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken nur dann, wenn diese sowohl eine Anschlusszusage nach § 9 KraftNAV³ aufweisen als auch einen gültigen Antrag nach § 38 oder § 39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern gestellt haben. Hierbei muss der Kapazitätsreservierungsantrag gemäß § 38 nach dem 27. Juli 2014⁴ eingegangen sein, um veraltete Anträge auszuschließen. Zusätzlich werden im Langfristszenario B 2035 auch solche Erdgaskraftwerksprojekte berücksichtigt, welche lediglich eine Anschlusszusage nach § 9 KraftNAV erhalten haben.

Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass in Regionen mit einem hohen regionalen Wärmebedarf auch zukünftig Kraftwerke zur Deckung dieser Nachfrage zum Einsatz kommen werden. Daher wird prinzipiell angenommen, dass Erdgaskraftwerke mit KWK-Eigenschaft am Ende ihrer Laufzeit in allen Szenarien leistungs- und standortgleich weiterbetrieben werden. Hiervon ausgenommen werden jedoch Kraftwerke, deren angezeigtes oder technisch-wirtschaftlich bedingtes Außerbetriebnahmedatum vor dem Jahr 2020 oder nach dem Jahr 2030 liegt. Hierbei wird zum einen unterstellt, dass die Realisierung eines Gaskraftwerkneubaus eine Vorlaufzeit von mindestens 5 Jahren erfordert und entsprechende Ersatzneubauprojekte an bestehenden Standorten somit bereits durch konkrete Zubauvorhaben im aktuellen Monitoring der Bundesnetzagentur abgedeckt sind. Die Begrenzung von KWK-Ersatzneubauten ab 2030 wiederum wird dadurch begründet, dass der im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) 2015/BMWi 2015a/⁵ definierte Zielwert des KWK-Anteils von 25 % an der thermischen Nettostromerzeugung zukünftig erreicht wird und sich die hieran gekoppelten Förderbedingungen für KWK-erzeugten Strom langfristig verschlechtern.

³ Gaskraftwerke, welche nicht unter die Antragspflicht nach § 9 KraftNAV (Netzanschlussebene mindestens 110 kV und Nennleistung größer oder gleich 100 MW) fallen, werden wie Anlagen mit gültigem Antrag behandelt.

⁴ Annahme analog zum Entwurf zum Szenariorahmen Gas-NEP 2026. Anträge, welche älter als ein Jahr sind, werden dort nicht berücksichtigt.

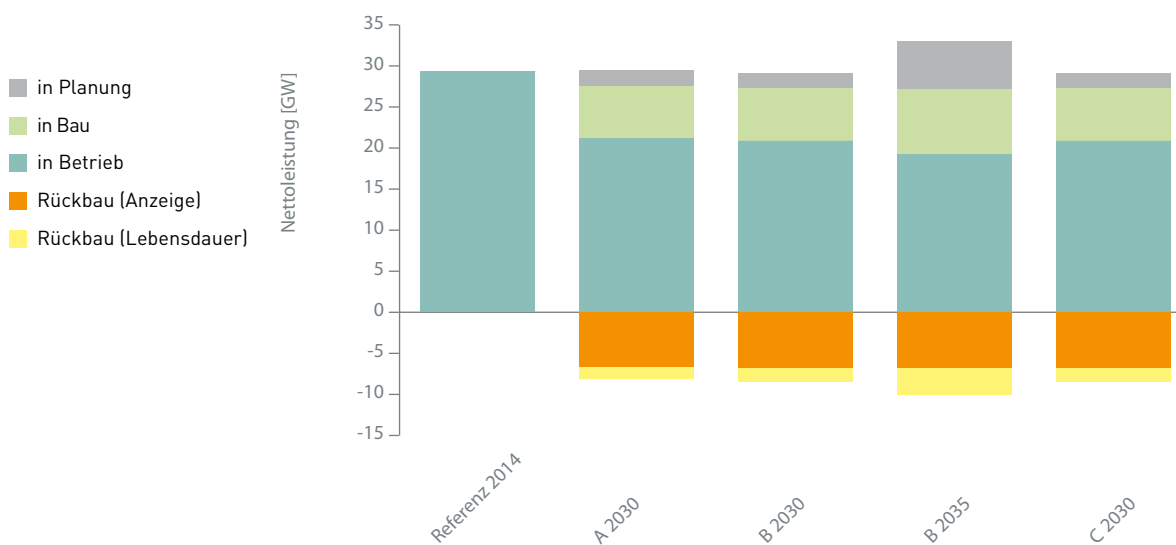
⁵ Die zum 01.01.2016 in Kraft getretene Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes wurde hierbei noch nicht berücksichtigt.



3 Kraftwerkskapazitäten

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren (A 2030) bzw. 40 Jahren (B 2030, B 2035 sowie C 2030). Hier liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Erdgaskraftwerken zwischen den Szenarien B und C nicht verschlechtern. Die sich in Szenario C reduzierenden gesamten Kraftwerkskapazitäten wirken sich auf den Betrieb der Erdgaskraftwerke nicht negativ aus.

Abbildung 13: Darstellung der Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten

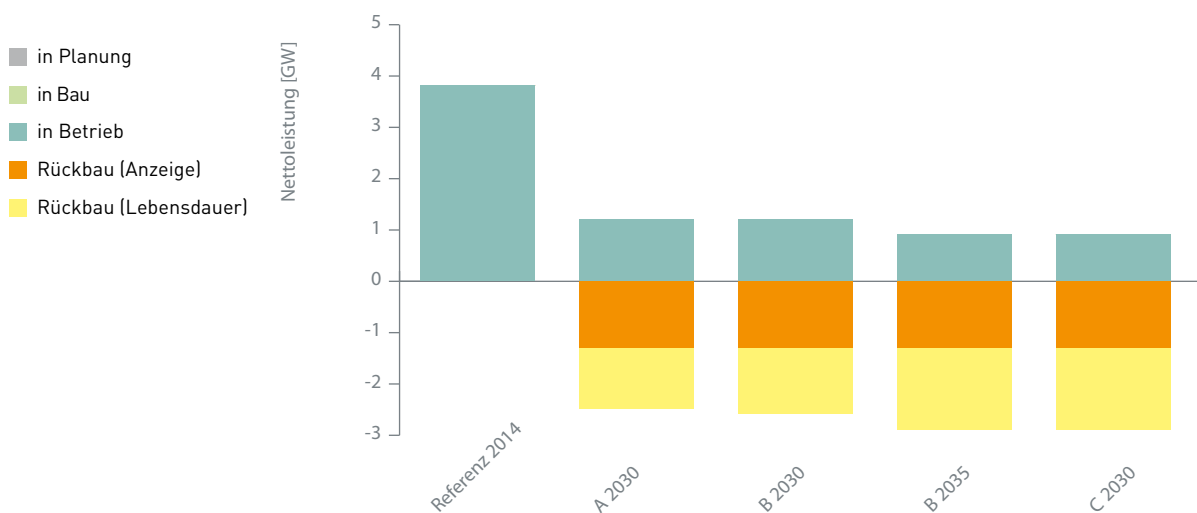


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.6 Mineralölkraftwerkskapazitäten

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Ölkraftwerken nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren (A 2030), 40 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 35 Jahren (C 2030). Neue Kraftwerkskapazitäten sind nach Informationen der ÜNB weder in Bau noch in Planung.

Abbildung 14: Darstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten Mineralöl



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

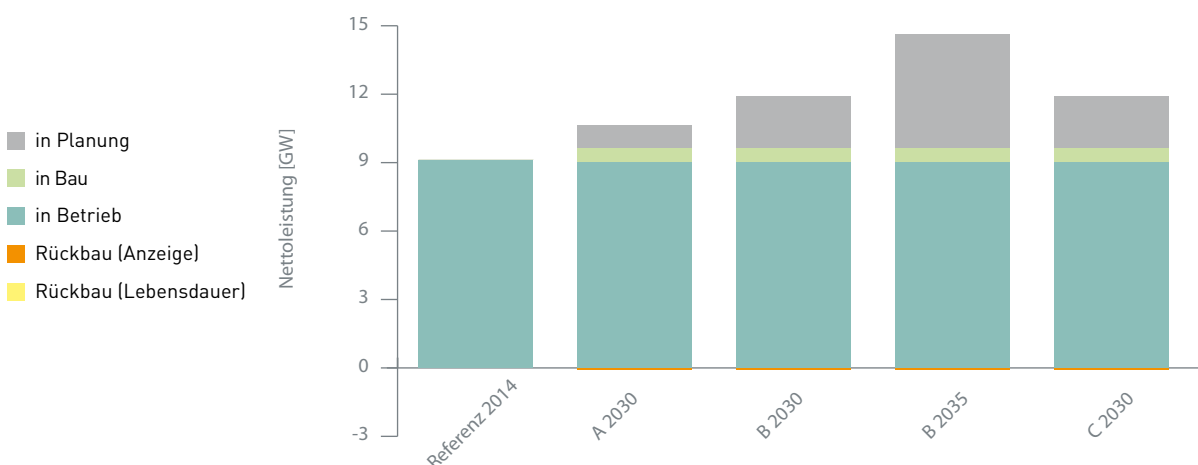


3.7 Hydraulische Kraftwerkskapazitäten

In allen Szenarien wird angenommen, dass im betrachteten Zeithorizont keine Außerbetriebnahme von hydraulischen Anlagen – insbesondere Pumpspeichern – aufgrund einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer oder einer vorläufigen Stilllegungsanzeige stattfindet. Dies lässt sich dadurch begründen, dass Speicher und Pumpspeicher in einem zunehmend durch erneuerbare Energien geprägten Energiesystem mittelfristig einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität erbringen können und zukünftig entsprechende wirtschaftliche Anreize zum Weiterbetrieb heutiger Bestandsanlagen bestehen.

Zusätzlich werden aktuell bereits in Bau befindliche Anlagen ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt. Um den aktuell zu beobachtenden rückläufigen Trend bei der Umsetzung neuer Pumpspeicherkraftwerke abzubilden, werden im Szenario A 2030 nur geplante Projekte mit einer aktuellen Anschlusszusage der Netzbetreiber gemäß § 9 KraftNAV aufgenommen. In den Szenarien B 2030 und C 2030 werden zusätzlich auch geplante Pumpspeicher aufgenommen, für die lediglich ein Anschlussbegehren nach § 9 KraftNAV gestellt wurde. Langfristig wird dagegen von einer höheren Rentabilität hydraulischer Speicher ausgegangen, sodass im Szenario B 2035 sämtliche in Planung befindliche Anlagen berücksichtigt werden. Darüber hinaus wird kein weiterer Zubau an hydraulischen Speichern in Deutschland angenommen.

Abbildung 15: Darstellung der Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten



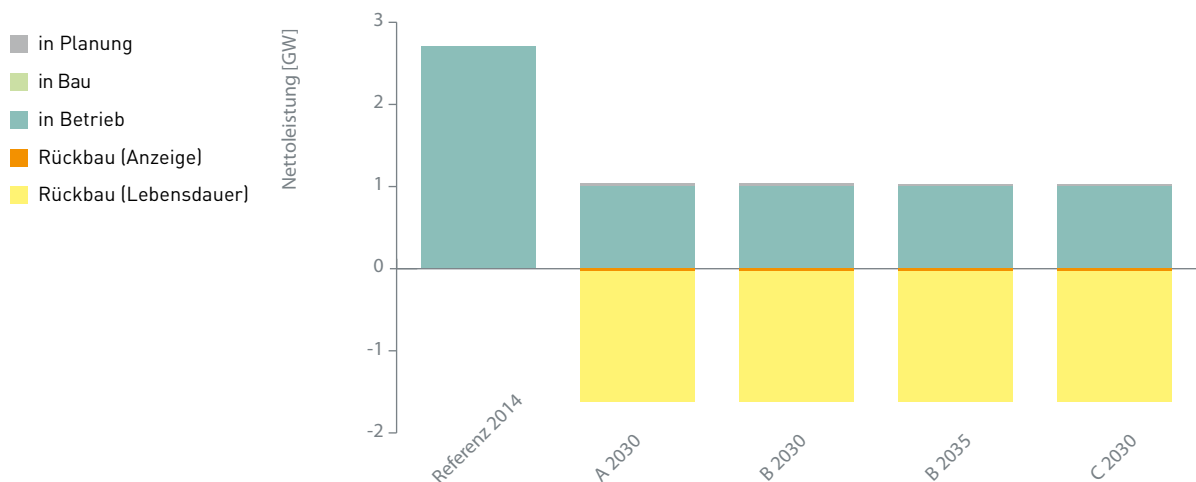
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.8 Sonstige konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von sonstigen konventionellen Kraftwerken – d. h. Kraftwerken ohne eindeutige Zuordnung eines Hauptenergieträgers – nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren (A 2030), 40 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 35 Jahren (C 2030). In Bau und in Planung befindliche sonstige konventionelle Kraftwerke werden ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring der BNetzA angegebenen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt.



Abbildung 16: Darstellung der Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten

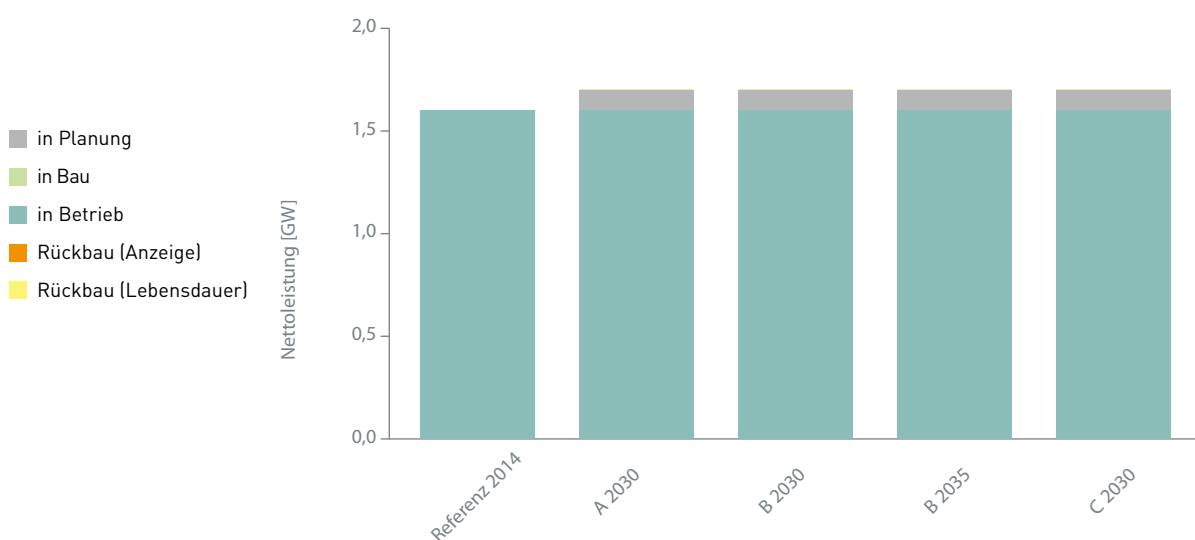


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.9 Abfallkraftwerkskapazitäten

In allen Szenarien wird im betrachteten Zeithorizont von einem unbeschränkten Weiterbetrieb der Anlagen mit dem Energieträger Abfall ausgegangen. Hierdurch wird der Annahme Rechnung getragen, dass Abfallkraftwerke hauptsächlich zum Zweck der Abfallentsorgung eingesetzt werden. In Bau und in Planung befindliche Abfallkraftwerke werden ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring der BNetzA angegebenen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt.

Abbildung 17: Darstellung der Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.10 KWK-fähige Kleinkraftwerke mit einer elektrischen Leistung unter 10 MW

Daneben wird in allen Szenarien ein Zubau von KWK-fähigen kleineren Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung geringer als 10 MW unterstellt. So wurden nach Informationen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Zeitraum 2010 bis 2013 pro Jahr im Mittel knapp 300 MW an KWK-fähigen Kleinkraftwerken in dieser Leistungsklasse /BAFA 2015/ errichtet. Genauso wie in der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2025 wird deshalb im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2030 ein vergleichbarer Zubau angenommen, der die oben genannte Entwicklung sowie die regionalen Potentiale im Bereich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke abbildet. Angesichts dieser Zubauraten wird ausgehend vom Bestand in Höhe von ca. 4 GW installierter elektrischer Leistung über alle Energieträger hinweg zukünftig folgender Zubau für KWK-fähige Kleinkraftwerke mit dem Primärenergieträger Erdgas angenommen: In den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 wird die Realisierung KWK-fähiger Kleinkraftwerke in Höhe von knapp 4,5 GW zu Grunde gelegt. Im Szenario B 2035 wird zusätzlich ein weiterer Zubau von 1,5 GW angenommen. Diese Zahlen sind bereits in den obigen Grafiken und Tabellen enthalten.

3.11 Wirtschaftlichkeitsberechnungen und endogene Bestimmung von Kraftwerksstilllegungen bzw. -zubauten

Zum Vergleich mit der bisherigen Methodik zur Ermittlung des konventionellen Kraftwerksparks wurde eine Studie beim Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL) der Universität Duisburg-Essen beauftragt. Diese bildet die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks zwischen den Jahren 2015 und 2030 anhand rein wirtschaftlicher Kriterien ab, wobei Stilllegungen und Neuinvestitionen endogen betrachtet werden. Während (noch nicht in Bau befindliche) Neuinvestitionen ausschließlich wirtschaftlich induziert sind, können Stilllegungen entweder auf Basis von wirtschaftlichen Überlegungen oder nach Erreichen der jeweiligen technischen Betriebsdauer erfolgen. Die Entscheidung über wirtschaftlich bedingte Stilllegungen stellt einen betriebswirtschaftlichen Prozess innerhalb der betroffenen Unternehmen dar, der nicht direkt beobachtbar ist. Aus diesem Grund wird in der Studie eine Heuristik verwendet, die die Entscheidung auf Basis der am Markt erzielbaren Deckungsbeiträge eines Kraftwerks in Relation zu dessen fixen Betriebskosten approximiert. Fällt dieser Wert unter die vorab gewählte Schwelle von 60 %, wird das Kraftwerk als stillgelegt angenommen und für den folgenden Simulationszeitraum nicht weiter betrachtet. Eine vergleichbare Heuristik bildet die Entscheidung über Neuinvestitionen ab, wobei hier die Deckung der gesamten Fixkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) als Referenz gewählt wird. Im Rahmen der Studie werden Marktsimulationen ausgehend vom Jahr 2015 in Fünfjahresschritten bis 2030 durchgeführt. Nach jedem Schritt werden anhand der beschriebenen Heuristik Änderungen am Kraftwerkspark vorgenommen.

Der Bestand an konventionellen Kraftwerken geht bei dieser Betrachtungsweise zwischen 2015 und 2030 von knapp 100 GW auf ca. 54 GW zurück. Die Untersuchungen ergeben außerdem, dass ein Großteil der Stilllegungen nach Erreichen der technischen Lebensdauer erfolgt und lediglich 8 GW rein wirtschaftlich bedingt stillgelegt werden. Ein rein wirtschaftlich induzierter Neubau von Kraftwerken – über die bereits in Bau befindlichen Anlagen hinaus – wird in dieser Untersuchung nicht identifiziert.

Die obige Untersuchung zeigt eine analoge Entwicklungstendenz zu dem in den Szenarien angenommenen Rückgang der konventionellen Kapazitäten.



3.12 Hinweise zur Bestimmung von Gaskraftwerkskapazitäten

In Planung befindliche Erdgaskraftwerke werden in Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) nur dann in die Szenarien des NEP 2030 aufgenommen, wenn ein aktueller Antrag nach § 38 oder § 39 GasNZV vorliegt. Vorhabens-träger neuer geplanter Erdgaskraftwerke stellen diese Anträge nur, wenn sie an das Gas-Fernleitungsnetz angeschlossen werden möchten. Soweit Erdgaskraftwerke an das unterlagerte Gas-Verteilungsnetz angeschlossen werden, ist kein Antrag nach § 38 oder § 39 GasNZV notwendig. Im Gas-NEP erfolgt die Berücksichtigung dieser neuen Erdgaskraftwerke im Gas-Verteilernetz über die Gasbedarfsmeldung der Verteilungsnetzbetreiber inklusive des zusätzlichen Gasverbrauchs dieser Erdgaskraftwerke. Im Szenariorahmen des NEP 2030 bleiben diese Erdgaskraftwerke mangels entsprechender Informationen daher unberücksichtigt.

Erdgasersatzkraftwerke werden, wenn es sich um KWK-Anlagen handelt, am gleichen Standort unter den o. g. Randbedingungen ersetzt. Ersatzkraftwerke im Zusammenhang mit einem möglichen Brennstoffwechsel, z. B. von Kohle auf Erdgas, an einem Standort werden nach Ablauf der technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer, in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 nicht weiter berücksichtigt. Als Beispiel hierfür können einige KWK-Anlagen in Berlin dienen: Diese Kraftwerke sind Erdgasersatzkraftwerke an bestehenden Standorten und haben weder einen Antrag nach § 38 GasNZV noch einen Antrag nach § 39 GasNZV gestellt. Hierbei erfolgt zum Teil eine Leistungsreduktion und teilweise ein Wechsel des Energieträgers. Die betroffenen Kraftwerke sind an das Gas-Verteilernetz angeschlossen und implizit im Gas-NEP durch den Bedarf der Gas-Verteilnetzbetreiber enthalten und werden wenn ein KraftNAV-Antrag vorliegt, erst im Szenario B 2035 berücksichtigt.

4 REGIONALISIERUNG THERMISCHER UND HYDRAULISCHER KRAFTWERKE

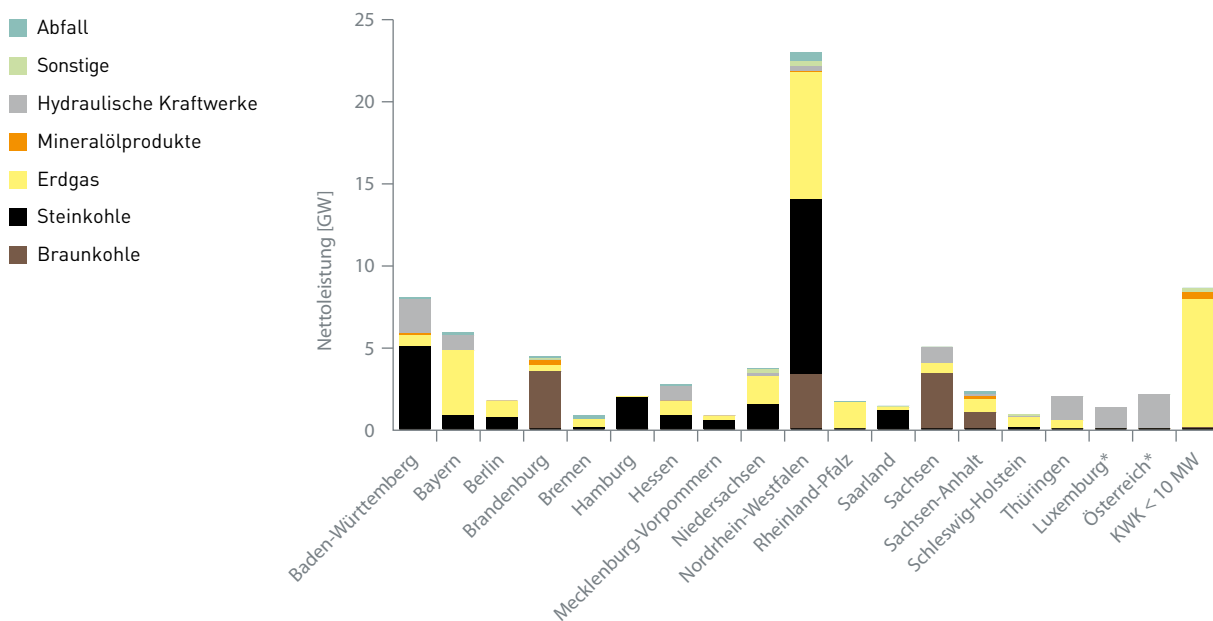
Thermische und hydraulische Kraftwerke sind gemäß der in Abschnitt 3.2 genannten Quellen erfasst. Für diese Erzeugungsanlagen sind konkrete Standorte und Anschlussregionen bekannt.

Zur Erfassung des Bestandes von dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) kleiner 10 MW werden die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie der Anlagenbestand gemäß Liste des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) /BAFA 2015/ mit einer Einzelanlagenzahl über 30.000 herangezogen. Der Zubau von dezentralen KWK orientiert sich an den bestehenden Standorten und damit implizit der regionalen Wärmenachfrage.

Im Folgenden ist die angenommene Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten für jedes Szenario nach Bundesland aufgeschlüsselt dargestellt. Dezentrale KWK-Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 MW sowie Anlagen, welche ausschließlich in das deutsche Stromnetz einspeisen, jedoch geografisch im Ausland stehen, sind jeweils separat aufgeführt.



Abbildung 18: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario A 2030



*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Installierte Leistungen in Szenario A 2030

Installierte Leistung A 2030 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Sonstige	Hydraulische Kraftwerke
Baden-Württemberg	0,0	0,0	5,0	0,7	0,1	0,1	0,0	2,1
Bayern	0,0	0,0	0,8	4,0	0,0	0,2	0,0	0,9
Berlin	0,0	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	3,5	0,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,8	0,9	0,0	0,1	0,0	0,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	1,5	1,7	0,0	0,1	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,3	10,7	7,7	0,1	0,5	0,3	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,1	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	1,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,8	0,2	0,2	0,0	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	1,5
Luxemburg*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Österreich*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	7,8	0,4	0,0	0,3	0,0
Summe	0,0	11,3	23,2	29,4	1,2	1,7	1,1	10,6

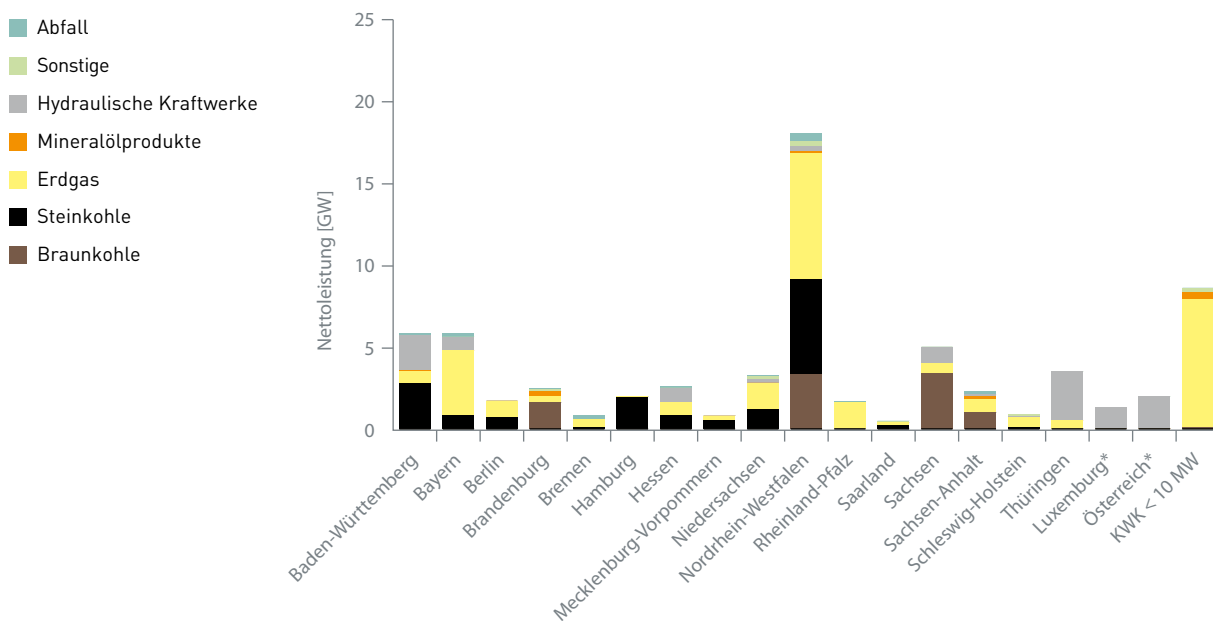
Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 19: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2030



*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Installierte Leistungen in Szenario B 2030

Installierte Leistung B 2030 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Hydraulische Kraftwerke
Baden-Württemberg	0,0	0,0	2,8	0,7	0,1	0,1	0,0	2,1
Bayern	0,0	0,0	0,8	4,0	0,0	0,2	0,0	0,8
Berlin	0,0	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	1,6	0,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,8	0,8	0,0	0,1	0,0	0,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	1,2	1,6	0,0	0,1	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,3	5,8	7,7	0,1	0,5	0,3	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,1	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,8	0,2	0,2	0,0	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,1	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0
Luxemburg*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Österreich*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	7,8	0,4	0,0	0,3	0,0
Summe	0,0	9,4	14,7	29,1	1,2	1,7	1,0	11,9

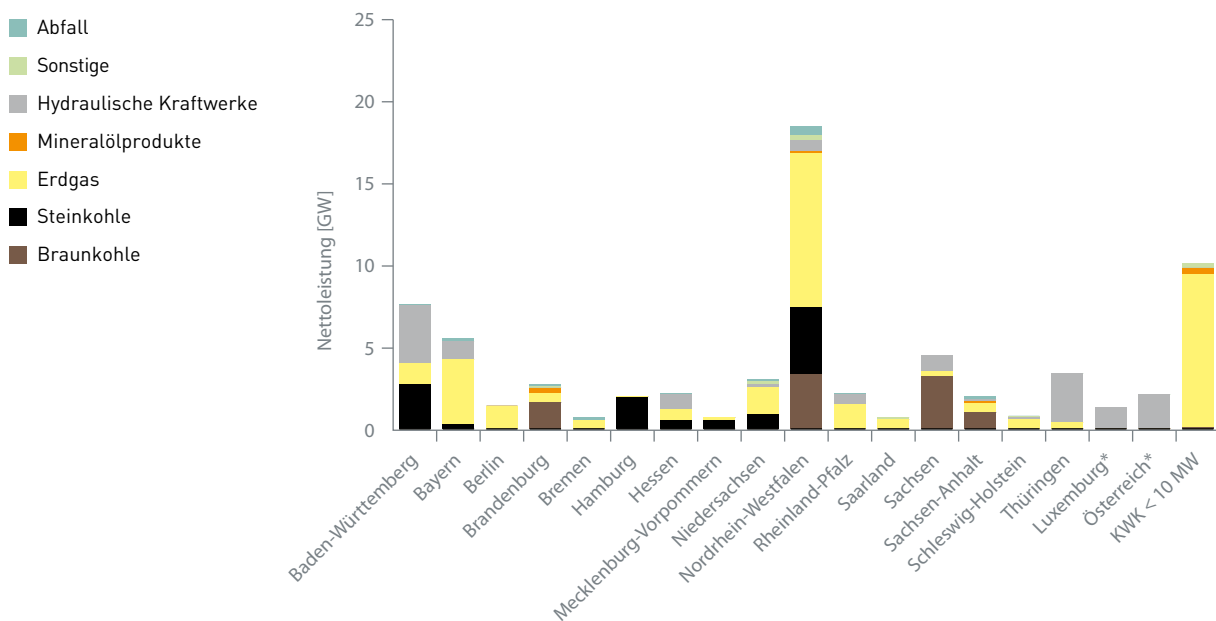
Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 20: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2035



*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Installierte Leistungen in Szenario B 2035

Installierte Leistung B 2035 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Sonstige	Hydraulische Kraftwerke
Baden-Württemberg	0,0	0,0	2,7	1,3	0,0	0,1	0,0	3,5
Bayern	0,0	0,0	0,3	3,9	0,0	0,2	0,0	1,1
Berlin	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	1,6	0,0	0,6	0,3	0,1	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,5	0,7	0,0	0,1	0,0	0,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	0,9	1,6	0,0	0,1	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,3	4,1	9,4	0,1	0,5	0,3	0,7
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,1	0,0	0,6
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	1,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,6	0,1	0,2	0,0	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	3,0
Luxemburg*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Österreich*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	9,3	0,4	0,0	0,3	0,0
Summe	0,0	9,2	11,0	32,9	0,9	1,7	1,0	14,6

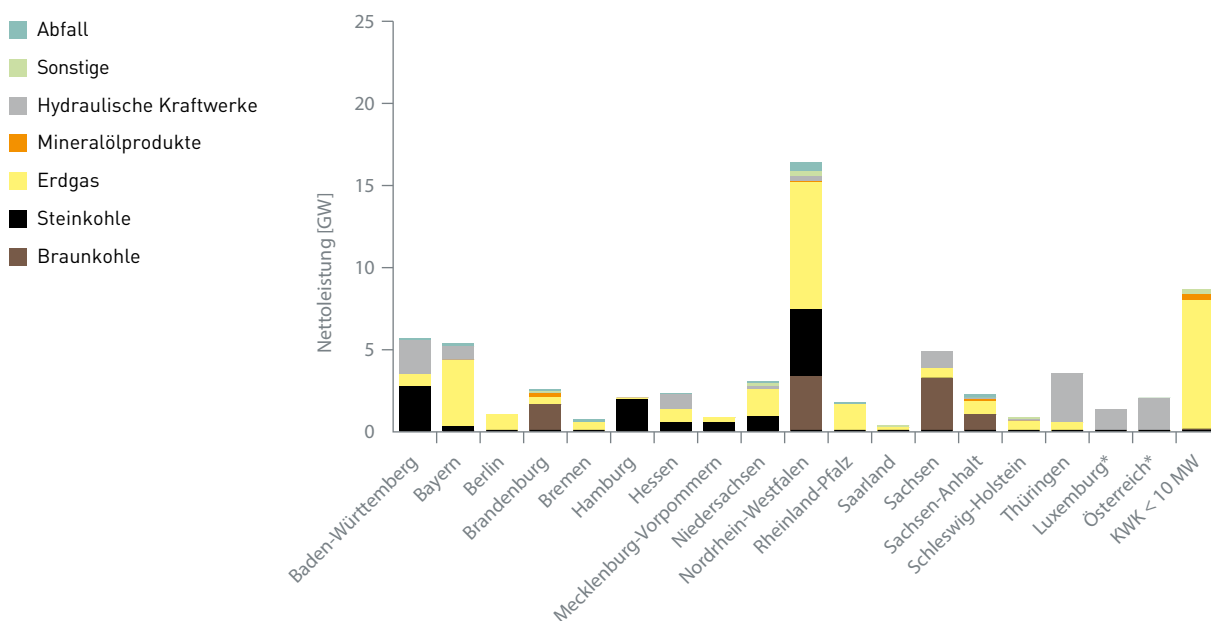
Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 21: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario C 2030



*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Installierte Leistungen in Szenario C 2030

Installierte Leistung C 2030 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Sonstige	Hydraulische Kraftwerke
Baden-Württemberg	0,0	0,0	2,7	0,7	0,0	0,1	0,0	2,1
Bayern	0,0	0,0	0,3	4,0	0,0	0,2	0,0	0,8
Berlin	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	1,6	0,0	0,4	0,3	0,1	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,5	0,8	0,0	0,1	0,0	0,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	0,9	1,6	0,0	0,1	0,2	0,2
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,3	4,1	7,7	0,1	0,5	0,3	0,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,1	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,2	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,8	0,1	0,2	0,0	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0
Luxemburg*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3
Österreich*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	7,8	0,4	0,0	0,3	0,0
Summe	0,0	9,2	11,0	29,1	0,9	1,7	1,0	11,9

Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

*Kraftwerke mit direkter Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5 MINDESTEINSATZBEDINGUNGEN VON KRAFTWERKEN

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und/oder Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- und Kraftwerksprozesse. Um diese zusätzlichen Versorgungsaufgaben in der Strommarktmodellierung zu berücksichtigen, werden bestimmte Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run) als Eingangsgrößen für die Marktsimulationen definiert. Diese haben unmittelbaren Einfluss auf den simulierten Kraftwerkeinsatz. Dazu werden die zu modellierenden Kraftwerksblöcke zunächst einer bestimmten Kraftwerkskategorie zugeordnet. In einer vereinfachten Darstellung können hierbei drei Kategorien unterschieden werden:

- **Strommarktbasiert:** In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen, welche in der Marktmodellierung rein strommarktgetrieben eingesetzt werden. Eine Kopplung zum Wärmemarkt oder anderen Prozessen besteht hier nicht oder wird in der Modellierung vernachlässigt.
- **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):** In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche neben der Stromerzeugung zur Deckung der Wärmenachfrage beitragen. Hierbei findet im Modell eine Zuordnung der Anlagen zu Wärmeregionen statt. Jeder Wärmeregion wird dabei eine durch diese Anlagen zu deckende Wärmelastganglinie hinterlegt. Innerhalb dieser Kraftwerkskategorie wird ferner zwischen nicht-wärmegeführten und wärmegeführten Anlagen unterschieden. Wärmegeführte Anlagen erhalten eine fixe, aber zeitvariable und temperaturabhängige Einspeisevorgabe. Eine Über- oder Unterschreitung der Einspeisevorgabe ist im Modell nicht zulässig. Dem gegenüber wird den nicht-wärmegeführten Anlagen zwar auch eine durch die Wärmelast bedingte Mindesteinspeisezeitreihe vorgegeben, diese Anlagen besitzen jedoch die Flexibilität, marktgetrieben (sowohl Strom- als auch Wärmemarkt) davon abzuweichen. Somit kann die Erzeugung dieser Anlagen bei niedrigen Strompreisen reduziert und die dadurch fehlende Wärmeerzeugung beispielsweise durch Heizkessel erbracht werden. Entsprechend können diese Anlagen bei hohen Strompreisen ihre Erzeugungsleistung erhöhen.
- **Industrie/Sonstige Versorgung:** In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen, die an Industriestandorten von den dort ansässigen Unternehmen betrieben werden. Da der Einsatz dieser Anlagen zur Aufrechterhaltung der Industrieprozesse notwendig ist, wird im Modell ein Mindesteinsatz angenommen. Darüber hinaus können diese Anlagen mit ihrer verbleibenden Leistung analog zu KWK-Anlagen für den Strom- und Wärmemarkt erzeugen. In dieser Kategorie sind auch Braunkohleblöcke enthalten, die lokalen Standortrestriktionen unterliegen. Einige Braunkohlekraftwerke erfüllen neben ihrer Erzeugung für den Strommarkt weitere Versorgungsaufgaben. Dazu können die Versorgung ihrer Tagebaue, die Deckung des Eigenbedarfs und ihr Beitrag zur Fernwärmeversorgung, zur Bahnstromversorgung oder für Produktionsprozesse gehören. Diese Restriktionen werden über eine jahreszeitabhängige, oft standortscharfe Mindesterzeugung modelliert.

Die Grundannahmen zur Einordnung der Kraftwerksblöcke in diese Kategorien sind in der Kraftwerksliste zu finden. Hierbei gingen auch Rückmeldungen aus einer Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber bei Kraftwerksbetreibern mit Kraftwerksblöcken größer 100 MW sowie weitere aktuelle Erkenntnisse ein.

Die Vorgaben zum Mindesteinsatz kommen in der Marktsimulation dann zum Tragen, wenn bei rein strommarktgetriebenem Einsatz die Erzeugung geringer wäre als der vorgegebene Mindesteinsatz. Während beim Kraftwerkeinsatz die technische Mindestleistung aufgrund der jeweiligen Anlageneigenschaften einzuhalten ist, werden über die Mindesteinsatzbedingungen weitere Anforderungen an den Kraftwerkeinsatz abgebildet.



5.1 Flexibilisierung von Einsatzbedingungen in den Szenarien

In Szenario A wird keine Änderung der gegenwärtigen technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen angenommen. Die Rahmenbedingungen und Preise haben in Szenario A noch keine ausreichenden Anreize für eine weitreichende Flexibilisierung der Erzeugungsanlagen geschaffen. Damit liegt diesem Szenario keine Weiterentwicklung des Kraftwerksparks mit einem Abbau von Einsatzrestriktionen zugrunde. Eine Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung über das heutige Maß hinaus ist nicht zu beobachten. Die im Stromerzeugungssystem befindliche Must-Run-Erzeugung orientiert sich am heutigen Niveau.

Dem gegenüber wird in Szenario C von einer deutlichen Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes und einer vollständigen Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung ausgegangen. In diesem Szenario C werden alle blockscharf modellierten Kraftwerke rein strommarktgetrieben eingesetzt. Lediglich die dezentralen KWK-Anlagen < 10 MW erhalten Einspeisevorgaben. Auch technische Parameter wie Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten werden in diesem Szenario flexibler angesetzt. Dies trägt der Annahme Rechnung, dass durch den forcierten Zubau der erneuerbaren Energien die Signale aus dem Strommarkt einen sehr starken Anreiz für die Kraftwerksbetreiber schaffen, eine technische Flexibilisierung ihrer Anlagen voranzutreiben. Der Einsatz der Anlagen wird dann hauptsächlich nach der jeweiligen Strommarktsituation ausgerichtet. Im Bereich der blockscharf modellierten KWK-Anlagen kann ein flächendeckender Einsatz von Wärmespeichern, Heizkesseln und elektrischen Heizstäben für das Szenario C angenommen werden, sodass eine Stromeinspeisung dieser KWK-Anlagen zu Zeiten geringer Strompreise in jedem Fall ausgeschlossen wird.

In Szenario B werden eine teilweise Flexibilisierung des Kraftwerksparks und eine stückweise Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung angenommen. Damit liegt dieses Szenario im Hinblick auf die Flexibilisierung von Erzeugungsanlagen und die verbliebene Must-Run-Erzeugung zwischen den Szenarien A und C. In Abhängigkeit von der Größe der zu versorgenden Wärmeregionen und der Industriestandorte wird nur noch eine reduzierte Anzahl an Kraftwerksblöcken mit Einsatzrestriktionen (Must-Run) belegt. Die verbliebenen Erzeugungsanlagen werden rein strommarktgetrieben eingesetzt. Die Auswahl erfolgt so, dass im verbleibenden Kraftwerkspark an Industriestandorten zwar mindestens die Hälfte der Blöcke weiterhin Einspeisevorgaben erhalten, darüber hinaus jedoch ein strommarktbasierter Einsatz der (flexibelsten) Anlagen erfolgt. Um eine Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen abbilden zu können, wird angenommen, dass pro Wärmeregion eine bestimmte Anzahl an Blöcken – etwa die Hälfte der installierten KWK-Nennleistung – vollständig marktbasierend eingesetzt werden kann. Durch diese Vorgehensweise ist eine Reduzierung der durch KWK-Anlagen zu deckenden Wärmenachfrage modellhaft umgesetzt. Dies folgt aus der angenommenen Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung (u. a. Einsatz von Wärmespeichern) und bedeutet nicht notwendigerweise eine Reduzierung der tatsächlich zu deckenden Wärmenachfrage durch den Stromsektor.

Es ist zu beachten, dass durch die angenommene Flexibilisierung und die Reduzierung von Mindesteinsatzvorgaben der blockscharf modellierten KWK-Anlagen in den Szenarien B und C der Anteil der KWK-Erzeugung nicht mehr explizit ermittelt und die Zielerreichung des KWK-Gesetzes damit nicht überprüft werden kann.⁶

Nach dem Entwurf zum Szenariorahmen NEP 2030 werden aktuell 587 Kraftwerksblöcke explizit modelliert. Zusätzlich werden dezentrale KWK-Anlagen kleiner 10 MW mit einer Gesamtzahl von mehr als 30.000 Einzelanlagen und einer installierten Leistung von 8,5 GW im Zieljahr 2030 sowie 10 GW im Zieljahr 2035 berücksichtigt. In der folgenden Tabelle ist eine Zuordnung der Kraftwerke in die jeweiligen Kraftwerkskategorien für die Szenarien A 2030, B 2030 und B 2035 dargestellt. Das Szenario A stellt die heute bestehenden Annahmen zu den Einsatzbedingungen konventioneller Erzeugungsanlagen dar, auf deren Basis auch die Entwicklung der reduzierten Einsatzbedingungen für Szenario B erfolgt. Angegeben sind jeweils die gesamte installierte Leistung sowie die Anzahl der Blöcke. Die Zuordnung ist darüber hinaus blockscharf in der Kraftwerksliste aufgeführt.

Es ist zu beachten, dass die in den nachfolgenden Tabellen angegebenen installierten Leistungen nicht die Must-Run-Einspeisungen widerspiegeln. Must-Run-Einspeisungen sind in Abhängigkeit der Versorgungsaufgaben häufig zeitvariabel und daher nicht eindeutig darstellbar. Sie liegen dabei stets unterhalb der installierten Nettonennleistung.

⁶ Der Novellierungsentwurf des KWK-Gesetzes vom Oktober 2015 sieht einen KWK-Anteil von 25 % an der Nettostromerzeugung aus thermischen Kraftwerken bis 2020 vor.



5 Mindesteinsatzbedingungen

Tabelle 7: Übersicht Mindesteinsatzbedingungen

Basisannahmen A 2030			
Inst. Leistung (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK	Industrie/sonstige Versorgung
Braunkohle	5,5 GW (7)	0,4 GW (10)	5,3 GW (17)
Steinkohle	11,6 GW (16)	8,9 GW (39)	2,6 GW (15)
Erdgas	6,0 GW (24)	10,2 GW (110)	5,4 GW (109)
Mineralölprodukte	0,3 GW (10)	0,2 GW (2)	0,4 GW (8)
Pumpspeicher	10,5 GW (98)	-	-
Abfall / Sonstige	0,01 GW (1)	0,2 GW (6)	2,3 GW (89)
<i>KWK < 10 MW</i>	-	<i>8,5 GW</i>	-
Summe	33,9 GW (156)	28,4 GW (>168)	16,1 GW (238)

Annahmen B 2030			
Inst. Leistung (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK	Industrie/sonstige Versorgung
Braunkohle	5,9 GW (9)	0,3 GW (8)	3,1 GW (11)
Steinkohle	8,8 GW (22)	4,8 GW (19)	1,2 GW (6)
Erdgas	10,6 GW (74)	6,7 GW (73)	4,1 GW (86)
Mineralölprodukte	0,5 GW (12)	0,1 GW (1)	0,3 GW (5)
Pumpspeicher	11,9 GW (102)	-	-
Abfall / Sonstige	0,2 GW (3)	0,1 GW (3)	2,3 GW (88)
<i>KWK < 10 MW</i>	-	<i>8,5 GW</i>	-
Summe	37,7 GW (222)	20,5 GW (>104)	10,9 GW (196)

Annahmen B 2035			
Inst. Leistung (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK	Industrie/sonstige Versorgung
Braunkohle	5,8 GW (8)	0,3 GW (7)	3,1 GW (10)
Steinkohle	7,6 GW (19)	3,3 GW (8)	0,02 GW (1)
Erdgas	13,6 GW (75)	6,4 GW (63)	3,7 GW (67)
Mineralölprodukte	0,3 GW (5)	0,1 GW (1)	0,2 GW (2)
Pumpspeicher	14,6 GW (110)	-	-
Abfall / Sonstige	0,2 GW (3)	0,1 GW (2)	2,3 GW (88)
<i>KWK < 10 MW</i>	-	<i>10,0 GW</i>	-
Summe	41,9 GW (220)	20,2 GW (>81)	9,2 GW (168)

Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 ERMITTLUNG DER KAPAZITÄTEN VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

Bei den erneuerbaren Energien wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom zwischen Anlagen des Typs Windenergie an Land (onshore) und auf See (offshore), Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft sowie sonstige Erneuerbare (Geothermie, Klär-/Gruben-/Deponiegas) unterschieden. Für jeden dieser Energieträger sind basierend auf dem heute in Betrieb befindlichen Anlagenbestand fundierte Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Zubaus zu treffen.

6.1 Erfassung des Anlagenbestands

Die Bestandsleistungen der erneuerbaren Energien werden mit Ausnahme des Energieträgers Wasserkraft einer Datenbank mit EEG-Anlagenstammdaten entnommen. Da nur ein Teil der Wasserkraftanlagen (Lauf- und Speicherwasser) in Deutschland nach EEG vergütet und entsprechend im EEG-Anlagenregister erfasst ist, werden zusätzlich große Wasserkraftwerke aus der Kraftwerkliste der BNetzA sowie kleinere, nicht-EEG-vergütete Anlagen berücksichtigt. Enthalten sind hier auch grenznahe Wasserkraftanlagen welche ganz oder teilweise in das deutsche Stromnetz einspeisen. Die angenommen installierten Gesamtleistungen je Erzeugungstechnologie sind als Referenz 2014 in Tabelle 17–21 aufgeführt.

6.2 Prognose des Zubaus

Wesentliche Einflussgrößen für die Entwicklung der deutschlandweit installierten Leistung je Erzeugungstechnologie für die Zeithorizonte 2030 und 2035 (im Folgenden Mantelzahlen) sind die in der EEG-Novelle von 2014 verankerten Rahmenbedingungen. Der Gesetzgeber beabsichtigt darin eine verbesserte Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Insbesondere berücksichtigt und zur Orientierung genutzt werden die energieträgerspezifischen Angaben zu jährlichen Ausbaupfaden nach § 3 EEG (siehe Tabelle 8) sowie der politisch angestrebte Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nach § 1 EEG Abs. 2.

Tabelle 8: Übersicht jährlicher Ausbaupfade je Erzeugungstechnologie gem. § 3 EEG

Energieträger	Angestrebter jährlicher Ausbaupfad gem. § 3 EEG [MW]
Wind onshore	2.500 (netto)
Wind offshore	800*
Photovoltaik**	2.500 (brutto)
Biomasse	100 (brutto)

* § 17d Abs. 3 EnWG

** Der Begriff Photovoltaik wird hier stellvertretend für alle Anlagen zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie verwendet

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zudem ergeben sich aus dem EEG weitere Rahmenbedingungen wie der Förderdeckel von 52 GW für Photovoltaik, welche in der Zubauprognose Berücksichtigung finden.

Für die Projektion der kurz- bis mittelfristigen Entwicklung bis zum Jahr 2020 wird die jährlich nach § 6 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) („Erstellung und Veröffentlichung einer Vorausschau für die Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den folgenden 5 Jahren durch die ÜNB“) durch die ÜNB zu erstellende EEG-Mittelfristprognose⁷ herangezogen.

⁷ <https://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>



Ziel der Studie ist die Berechnung der EEG-Umlage, u. a. unter Einbezug einer Prognose des mittelfristigen Zubaus für die nächsten fünf Jahre sowie der jeweils eingespeisten Energiemengen. Hierdurch können bereits heute absehbare und durch regulatorische Rahmenbedingungen bedingte mittelfristige Effekte – wie durch das in der EEG-Novelle 2016 geplante Ausschreibungsmodell für Windenergieanlagen und Photovoltaik – geeignet abgebildet werden. Insbesondere resultiert hieraus die Annahme eines kurz- bis mittelfristig nichtlinearen Ausbaupfades, welcher die im EEG festgelegte Degression der Fördersätze und die hiermit verbundene Steuerung des Ausbaus widerspiegelt.

Das beschriebene Vorgehen gewährleistet somit in Summe sowohl eine adäquate Abbildung der kurz- bis mittelfristigen Ausbaudynamik als auch der langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung. Die bundesweiten Ausbaupfade der erneuerbaren Energien können hierdurch zudem im gesamten Zeitverlauf konsistent dargestellt werden.

6.3 Abgleich mit politischen Zielen

Der politisch angestrebte Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist in § 1 Abs. 2 EEG für das Jahr 2025 mit 40 bis 45 % und für das Jahr 2035 mit 55 bis 60 % festgelegt. Darüber hinaus wird bis zum Jahr 2050 ein Anteil von mindestens 80 % angestrebt. Für den vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens und das Zieljahr 2030 wird angenommen, dass sich der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch zwischen den Zielwerten für 2025 bzw. 2035 und dementsprechend innerhalb einer Bandbreite von 45 bis 60 % bewegt.

Sowohl der Bruttostromverbrauch als auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hängen dabei vom tatsächlichen Einsatz aller Erzeugungsanlagen ab und können dementsprechend zwischen einzelnen Szenarien variieren. Bezogen auf den Netzentwicklungsplan bedeutet dies, dass beide Angaben erst im Rahmen der Strommarktsimulationen bzw. der nachfolgenden Netzberechnungen sowie in Abhängigkeit des verwendeten Wetterjahres ermittelt werden. Auf Basis historischer Angaben und Erfahrungswerten lässt sich jedoch eine Abschätzung der entsprechenden Werte vornehmen.

Der Bruttostromverbrauch als Bezugsgröße zur Bestimmung des EE-Anteils gemäß EEG erfasst zusätzlich zum im Kapitel 2.5 dargestellten Nettostromverbrauch die Netzverluste im Übertragungs- und Verteilnetz, den Bezug elektrischer Energie durch Pumpspeicher sowie den für den Betrieb notwendigen Eigenverbrauch von Kraftwerken. Während der Nettostromverbrauch zwischen den einzelnen Szenarien unterschiedlich ausfällt, wird auf Basis historischer Werte und Erkenntnissen aus anderen Strommarktsimulationen im Rahmen der Netzentwicklungspläne für alle Szenarien ein zusätzlicher Stromverbrauch von 70 TWh mit Aufschlüsselung gemäß Tabelle 9 angenommen. Bei den Netzverlusten wird unterstellt, dass durch die weitergehende Integration der EE und der hohen Transportaufgaben die Netzverluste bis 2030 bzw. 2035 steigen. Der Anstieg der Entnahmemengen der Pumpspeicher ist auf einen zunehmenden Einsatz zurückzuführen und ist in dieser Größenordnung auch im Modellergebnis des NEP 2025 B 2035 beobachtet worden. Das Absinken des Eigenbedarfs konventioneller Kraftwerke ist auf den reduzierten Kraftwerkseinsatz in 2030/2035 zurückzuführen.

Tabelle 9: Annahmen zur Bestimmung des Bruttostromverbrauchs

Energieverbrauch [TWh]	2013	Abschätzung für 2030/2035
Netzverluste HöS/HS	6,3	10–20
Netzverluste HS/NS	19,9	20–30
Entnahmemengen Pumpspeicher	7,8	8–10
Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke	36,5	20–30
Summe	70,5	70

Quelle: Markt- und Netzbilanz, BNetzA <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/zahlen-fakten.html>



Der angenommene Bruttostromverbrauch ergibt sich folglich aus der Summe dieses Werts und dem jeweiligen Nettostromverbrauch der Szenarien:

Tabelle 10: Übersicht Netto- und Bruttostromverbrauch

Strombrauch [TWh]	Netto	Brutto
Referenz	523	ca. 600
A 2030	503	573
B 2030	490	560
B 2035	493	563
C 2030	523	593

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Ermittlung des EE-Anteils erfordert weiterhin eine Abschätzung der regenerativ erzeugten Energiemengen. Diese lassen sich über die Annahme typischer mittlerer Volllaststunden bei einer Projektion der installierten Leistungen der erneuerbaren Energien abschätzen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Volllaststunden insbesondere auch von Faktoren wie dem regionalen jährlichen Winddargebot sowie dem jeweiligen Anlagentyp abhängen und die angenommenen Werte somit nur eine Abschätzung für die Ermittlung der Energiemengen und EE-Anteile darstellen können. Folgende Volllaststunden werden – jeweils unterschieden nach Bestands- und Neuanlagen – für alle Szenarien angesetzt:

Tabelle 11: Annahmen zu Volllaststunden der erneuerbaren Energien

Energieträger	Annahme Volllaststunden (Bestand, Inbetriebnahme vor 01.01.2015)	Annahme Volllaststunden (Neuanlagen, Inbetriebnahme nach 01.01.2015)
Wind Onshore	1.650	2.000
Wind Offshore	4.000	4.000
Photovoltaik	920	950
Biomasse	6.200	4.000
Wasserkraft	4.500	4.500
Sonstige Erneuerbare*	4.000	4.000

* Mittelwert Geothermie und regenerative Gase

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Annahmen für die einzelnen Energieträger sind hierbei in Anlehnung an den genehmigten Szenariorahmen zum NEP 2025 gewählt und stammen aus einer Abschätzung des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Um die Auswirkungen der Spitzenkappung auf die erzeugten Energiemengen abzuschätzen, wird in allen Szenarien auf Basis der Berechnungen im Netzentwicklungsplan 2025 zusätzlich von einer Reduzierung der Erzeugung aus Wind Onshore (–1,7 %) bzw. Photovoltaik (–1,2 %) ausgegangen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die Ermittlung der Zielerreichung gemäß § 1 EEG Unsicherheiten unterliegt, allein wenn man den Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre betrachtet. Die im nächsten Abschnitt angegebenen Anteile am Bruttostromverbrauch ermöglichen daher lediglich eine grobe Orientierung.



6.4 Ausgestaltung der Szenarien

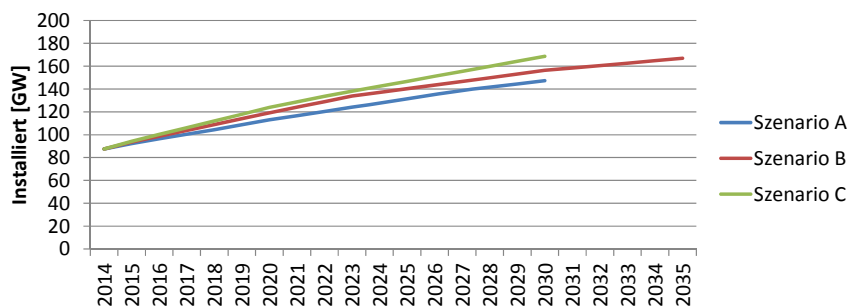
In den Szenarien wird ausgehend vom Bestand zum Stichtag 31.12.2014 ein Rahmen realistischer Entwicklungen für den Zubau erneuerbarer Energien aufgespannt. Grundannahme bei der Gestaltung der Szenarien ist, dass alle Szenarien ausgehend vom heutigen Anlagenbestand den Weg hin zum politischen Langfristziel (EE-Anteil mindestens 80 % in 2050) beschreiben. Hierbei wird jedoch eine unterschiedliche Geschwindigkeit bei der Integration erneuerbarer Energien unterstellt, um innerhalb der durch das EEG determinierten Bandbreite einen Trichter möglicher Entwicklungen aufzuspannen.

Abbildung 22: Anteil erneuerbarer Energien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 23: Entwicklung der installierten Gesamtleistungen erneuerbarer Energien in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Folgenden sind die angenommenen Entwicklungspfade mit den zu Grunde gelegten Annahmen skizziert. Die Entwicklungen im Bereich von Windenergie offshore werden separat behandelt.

6.4.1 Szenario A 2030

Das Szenario A 2030 bildet ausgehend vom Bestand Ende 2014 einen relativ moderaten Zuwachs erneuerbarer Energien ab. Auch langfristig liegen die mittleren jährlichen Zubauraten für die Energieträger Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse unterhalb des angestrebten Korridors gemäß § 3 EEG. Dies führt insbesondere aufgrund eines sinkenden Stromverbrauchs trotzdem dazu, dass das Szenario mit einem EE-Anteil von etwa 51 % im Zieljahr 2030 insgesamt einen mittleren Pfad zwischen den Zielen nach § 1 EEG Absatz 2 für 2025 und 2035 beschreibt. Im Bereich der Sonstigen Erneuerbaren und Wasserkraft wird von keinem Nettozubau über den heutigen Bestand hinaus ausgegangen.



Tabelle 12: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario A 2030

Energieträger	Installiert Referenz 2014 [GW]*	Installiert 2030 [GW]	Durchschnittlicher jährlicher Zubau 2015–2030 [MW]**	Anteil Erzeugung am Bruttostromverbrauch [%]
Wind onshore	37,8	69,8	2.000	22,5
Wind offshore	1,2	12,6	710	9,0
Photovoltaik	37,1	53,1	1.000	8,5
Biomasse	6,7	6,9	10	7,0
Wasserkraft	4,3	4,3	0	3,5
Sonstige Erneuerbare	0,6	0,6	0	0,5
Summe	87,6	147,3	3720	51,0

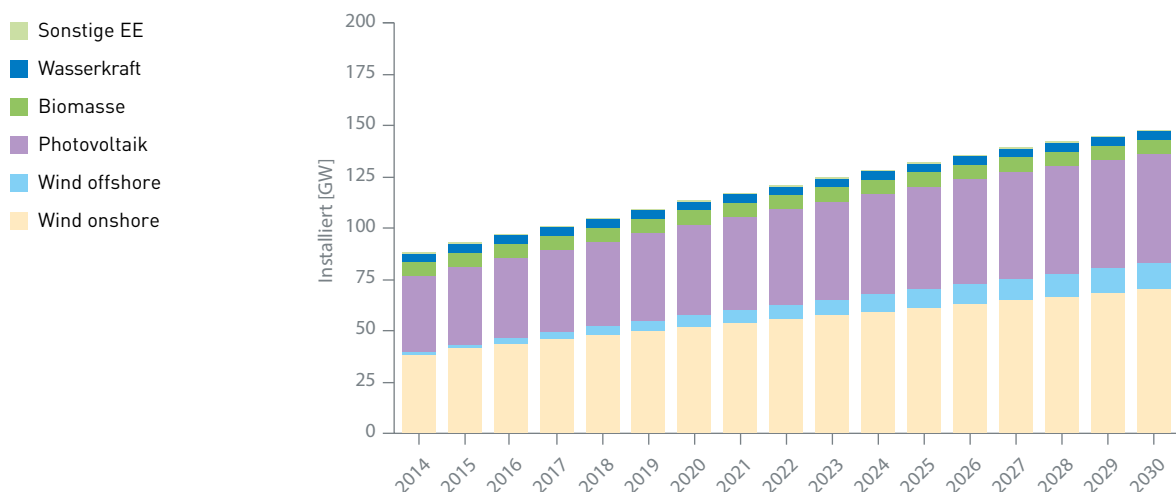
* Abweichend von den anderen Annahmen wurde hier als Ausgangsbasis die Mittelfristprognose der ÜNB mit Stand vom 15.10.2015 verwendet.

** Der tatsächliche Zubau verläuft nicht linear und kann in den einzelnen Jahren vom mittleren jährlichen Zubau abweichen.

Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 24: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Szenario A 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.4.2 Szenario B 2030/B 2035

Das Szenario B 2030 und die Fortschreibung bis 2035 sind durch eine höhere Ausbaudynamik gekennzeichnet, welche sich stärker an den Korridoren für den jährlichen Zubau gemäß § 3 EEG orientiert. Es ist ein vergleichsweise starker Zubau an Windenergieleistung Onshore zu beobachten. Der Zubau an PV-Anlagen verläuft kurz- bis mittelfristig ebenfalls noch recht dynamisch, schwächt sich aber nach Erreichen des atmenden Förderdeckels von 52 GW spürbar ab. Im Bereich von Biomasse wird ein sehr moderater Zubau angenommen, während bei den sonstigen Erneuerbaren und Wasserkraft kein weiterer Zubau erfolgt. Der prognostizierte EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegt für das Jahr 2030 insgesamt bereits rund 56 % und für das Jahr 2035 bei etwa 63 %. Damit wird der obere Rand des vorgegebenen Korridors nach § 1 EEG Abs. 2 im Jahr 2035 leicht überschritten⁸.

⁸ Wie weiter oben beschrieben unterliegt die Ermittlung der Zielerreichung von § 1 EEG Unsicherheiten, welche lediglich eine grobe Einordnung erlauben.



6 Erneuerbare Energien

Tabelle 13: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario B 2030

Energieträger	Installiert Referenz 2014 [GW]*	Installiert 2030 [GW]	Durchschnittlicher jährlicher Zubau 2015–2030 [MW]**	Anteil Erzeugung am Bruttostromverbrauch [%]
Wind onshore	37,8	73,8	2.250	24
Wind offshore	1,2	15,0	860	11,0
Photovoltaik	37,1	56,3	1.200	9,0
Biomasse	6,7	7,4	40	8,0
Wasserkraft	4,3	4,3	0	3,5
Sonstige Erneuerbare	0,6	0,6	0	0,5
Summe	87,6	157,5	4.350	56,0

* Abweichend von den anderen Annahmen wurde hier als Ausgangsbasis die Mittelfristprognose der ÜNB mit Stand vom 15.10.2015 verwendet.

** Der tatsächliche Zubau verläuft nicht linear und kann in den einzelnen Jahren vom mittleren jährlichen Zubau abweichen.

Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario B 2035

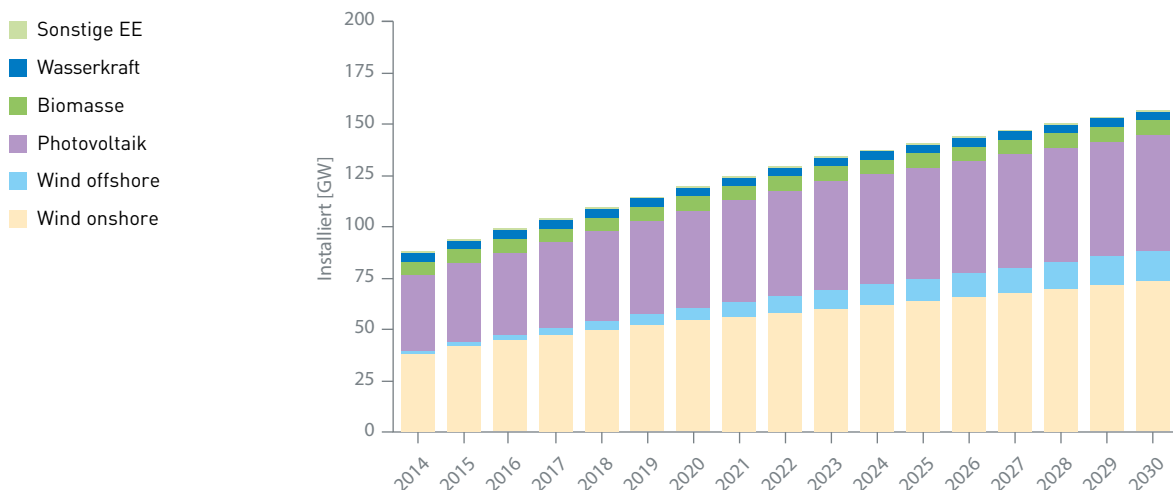
Energieträger	Installiert Referenz 2014 [GW]*	Installiert 2035 [GW]	Durchschnittlicher jährlicher Zubau 2030–2035 [GW]	Anteil Erzeugung am Bruttostromverbrauch [%]
Wind onshore	37,8	85,0	2.250	28
Wind offshore	1,2	19,0	800	13,5
Photovoltaik	37,1	58,8	500	9,5
Biomasse	6,7	7,7	60	8,0
Wasserkraft	4,3	4,3	0	3,5
Sonstige Erneuerbare	0,6	0,6	0	0,5
Summe	87,6	175,5	3.610	63,0

* Abweichend von den anderen Annahmen wurde hier als Ausgangsbasis die Mittelfristprognose der ÜNB mit Stand vom 15.10.2015 verwendet.

Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 25: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Szenario B 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.4.3 Szenario C 2030

Das Szenario C 2030 ist durch den größten Zuwachs an installierter Leistung aus erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Während sich der Zubau von Wind onshore am angestrebten jährlichen EEG-Ausbaupfad von 2500 MW (netto) orientiert, wird im Bereich der Photovoltaik angenommen, dass auch nach Erreichen des EEG-Förderdeckels ein signifikanter, wenn auch nach Auslaufen der Einspeisevergütung leicht abgeschwächter Zubau neuer Anlagen stattfindet. Ursachen hierfür liegen in den Annahmen der vermehrten Nutzung von eigenerzeugtem Solarstrom und die stärkere Durchdringung dezentraler Speicher. Der Zubau von Biomasseanlagen entspricht dem Zielwert von jährlich 100 MW. Im Bereich der sonstigen Erneuerbaren und Wasserkraft wird von (nahezu) keinem Zubau ausgegangen. Hieraus ergibt sich ein abgeschätzter EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 56 %.

Tabelle 15: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario C 2030

Energieträger	Installiert Referenz 2014 [GW]*	Installiert 2030 [GW]	Durchschnittlicher jährlicher Zubau 2015–2030 [GW]**	Anteil Erzeugung am Bruttostromverbrauch [%]
Wind onshore	37,8	77,7	2.500	24,0
Wind offshore	1,2	15,0	860	10,0
Photovoltaik	37,1	65,9	1.800	10,5
Biomasse	6,7	8,3	100	8,0
Wasserkraft	4,3	4,3	0	3,5
Sonstige Erneuerbare	0,6	0,6	0	0,5
Summe	87,6	172,0	5.260	56,5

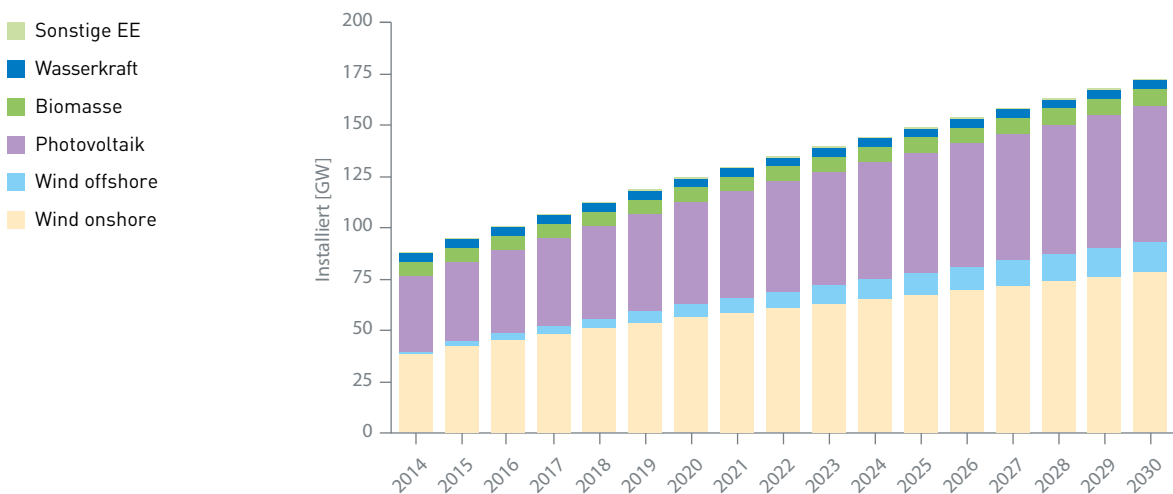
* Abweichend von den anderen Annahmen wurde hier als Ausgangsbasis die Mittelfristprognose der ÜNB mit Stand vom 15.10.2015 verwendet.

** Der tatsächliche Zubau verläuft nicht linear und kann in den einzelnen Jahren vom mittleren jährlichen Zubau abweichen.

Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 26: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Szenario C 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.5 Wind offshore

Grundlage für die Prognose der installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie im Szenariorahmen 2030 sind die Eckpunktepapiere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur EEG-Novelle 2016 als aktuellste verfügbare Quellen für die zukünftigen Ausbauziele für Offshore-Windenergie.

Ausgehend von den Eckpunktepapieren wird für das Jahr 2020 wie bisher eine installierte Erzeugungsleistung von insgesamt 6,5 GW in Nord- und Ostsee vorgesehen. Für das Jahr 2030 sind 15 GW angegeben. Beginnend mit dem Jahr 2021 soll der Zubau kontinuierlich mit 800 MW pro Jahr erfolgen. Für das Jahr 2025 wird ein Maximalwert von 11 GW vorgegeben.

Der Zielwert von 15 GW in 2030 wird unverändert für das Szenario B 2030 übernommen. Im Szenario B 2030 werden für die Nordsee 12,7 GW und für die Ostsee 2,3 GW angenommen.

Für das Szenario B 2035 wird ein kontinuierlicher jährlicher Ausbau von 800 MW über das Jahr 2030 hinaus unterstellt. Damit ergibt sich eine installierte Erzeugungsleistung von 19 GW mit einer Aufteilung von 3,1 GW in der Ostsee und 15,9 GW in der Nordsee.

Das Szenario A 2030 geht von einer moderaten Entwicklung aus und bildet damit den Fall ab, dass der gesetzlich festgelegte Ausbaudeckel nicht vollständig durch Offshore-Windparks ausgeschöpft wird. Zur Quantifizierung dieser Entwicklung wird eine im Vergleich zum Szenario B 2030 um drei Jahre verzögerte Entwicklung angenommen. Bei einem Zubau von 800 MW pro Jahr bedeutet dies eine Reduzierung im Vergleich zum Szenario B 2030 um 2,4 GW auf in Summe 12,6 GW. Diese teilen sich auf in 1,8 GW in der Ostsee und 10,8 GW in der Nordsee.

Eine Überschreitung des gesetzlich festgelegten und in Szenario B 2030 abgebildeten Ausbaudeckels von 15 GW ist nicht möglich. Für das Szenario C 2030 wird deshalb hinsichtlich der Offshore-Windenergie derselbe Zielwert angenommen wie im Szenario B 2030. Der Unterschied zwischen den Szenarien besteht in der Regionalisierung mit 2,8 GW in der Ostsee und 12,2 GW in der Nordsee.

Die Aufteilung auf Nord- und Ostsee orientiert sich an der regionalen Ausbauerwartung des jeweiligen zur Anbindung von Offshore-Windparks verpflichteten Übertragungsnetzbetreibers. Im EEG 2016 sind mit der Einführung des „Zentralen Modells“ für die Entwicklung und Realisierung von Offshore-Windparks und eines geeigneten Übergangssystems weitreichende Veränderungen geplant. Darüber hinaus werden im Rahmen der Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogrammes Mecklenburg-Vorpommern 2016 zusätzliche Flächen für Offshore-Windparks im Küstenmeer festgelegt. Zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Entwurfes für den Szenariorahmen waren diese Veränderungen nicht abschließend zu bewerten. Die Übertragungsnetzbetreiber tragen dieser Unsicherheit im Entwurf des Szenariorahmens 2030 durch die Definition zweier unterschiedlicher Regionalisierungen in den Szenarien B 2030 und C 2030 Rechnung. Im Verlauf der weiteren Konkretisierung können sich Änderungen insbesondere hinsichtlich der Regionalisierung auf Nord- und Ostsee ergeben.

Tabelle 16: Installierte Leistung Wind offshore

Installierte Leistung Wind offshore (GW)	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Niedersachsen (NI)	7,8	9,7	12,0	9,2
Schleswig-Holstein (SH)	3,0	3,0	3,9	3,0
Mecklenburg-Vorpommern (MV)	1,8	2,3	3,1	2,8
Summe	12,6	15,0	19,0	15,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 Offshore-Netzentwicklungsplan festgelegten Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Netzanbindungssysteme in Verbindung mit den raumordnerischen Vorgaben des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und der Küstenländer bestimmt.

7 REGIONALISIERUNG DES AUSBAUS DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

Für die im vorherigen Abschnitt ermittelten deutschlandweiten Entwicklungspfade der erneuerbaren Energien in den Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 sowie C 2030 sind in einem weiteren Schritt geeignete Annahmen zur räumlichen Verteilung der Anlagen (Regionalisierung) zu treffen.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) bereits im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2025 (NEP) eine Methodik zur Regionalisierung von bundesweiten Ausbaupfaden für Windenergieanlagen onshore, Photovoltaikanlagen, Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. Diese Methodik wurde im Zuge des vorliegenden Entwurfes des Szenariorahmens zum NEP 2030 weiterentwickelt und an die aktuellen Randbedingungen angepasst.

Die Regionalisierung der erneuerbaren Energien gliedert sich für alle betrachteten Technologien im Wesentlichen in folgende Schritte:

- Abbildung des Anlagenbestands
- Potential- und ggf. Ertragsanalyse
- (Modellgestützte) Zubaumodellierung

Basierend auf diesen Schritten kann der zukünftige regionale Ausbau für unterschiedliche Szenarien beschrieben werden. Im Folgenden werden die Eckpunkte des Vorgehens differenziert nach Energieträger erläutert. Weitere Einzelheiten zu Methodik und den Eingangsdaten finden sich in dem Begleitdokument der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. unter www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2016.

7.1 Windenergie onshore

Grundsätzlich erfolgt die Regionalisierung von Windenergieanlagen (WEA) an Land deutschlandweit und szenarienübergreifend mit einheitlichen Parametern. Auf Basis verschiedener Flächenkategorien mit jeweils unterschiedlichen Zubauwahrscheinlichkeiten erfolgt unter Nutzung eines stochastischen Modells ein anlagenscharfer Zubau. Dabei werden ausgewiesene und verfügbare Flächen für WEA sowie das Kriterium eines Standortmindestertrags berücksichtigt. Ausgewiesene Vorrangflächen werden prioritär erschlossen, abgewertete Gebiete (z. B. Waldgebiete) hingegen werden mit einer geringen Zubauwahrscheinlichkeit berücksichtigt.

7.1.1 Beteiligung der Verteilungsnetzbetreiber

Über die Abfrage im Szenariorahmen NEP 2025 hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber die Verteilungsnetzbetreiber in Deutschland im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens mit einbezogen. Die ÜNB führten eine Umfrage unter den Verteilungsnetzbetreibern durch, um Angaben zur derzeitigen Antrags- und Genehmigungslage für die Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den kurzfristigen Zeithorizont zu erhalten. Zusätzlich wurde um Rückmeldung zum Thema Spitzenkappung in der Netzplanung, Jahreshöchstlast, Realisierungsquote von Anlagen und zu Batteriespeichern gebeten.



Bis zur Erstellung des Entwurfsdokuments war erst ein Teil der avisierten Rückmeldungen eingetroffen. Mit Stand zum 21.12.2015 haben die ÜNB insgesamt etwas mehr als 15 Rückmeldungen erhalten, dabei wurden z. B. an bereits genehmigten Anlagen Windkraft onshore ca. 8,6 GW gemeldet und an kleinen Batteriespeichern im Bestand in Summe 34,5 MW. Bis zur vollständigen Auswertung werden deshalb die letztjährig durch die BNetzA im Zuge des NEP 2025 abgefragten Daten verwendet.

7.1.2 Bundeslandregionalisierung

Für Windenergie onshore wird in einem ersten Schritt für jedes Szenario und Bundesland eine installierte Leistung bestimmt, welche als Vorgabe für die kleinräumige Verteilung des Zubaus dient. Diese vorgelagerte Verteilung auf Bundeslandebene wird als sinnvoll erachtet, da es für den regionalen Zubau von Windenergie onshore eine Vielzahl von Treibern gibt. Es gilt daher, die Ausbauziele von Bund und Ländern mit weiteren regionenspezifischen Informationen wie etwa der Antragslage bei den Verteilungsnetzbetreibern in Einklang zu bringen und in der Modellierung angemessen zu berücksichtigen.

In die Bestimmung der installierten Leistungen je Bundesland gehen neben den szenarienabhängigen bundesweiten Mantelzahlen folgende Daten mit ein:

- Aktueller Anlagenbestand je Bundesland
- Kurzfristig zu erwartende Repoweringmaßnahmen
- Bereits genehmigte Windenergieanlagen aus dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur /BNetzA 2015/
- Kumulierter historischer Zubau der letzten drei Jahre
- Antragslage bei den Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern
- Ausbauziele der Bundesländer

Für jedes Bundesland wird zunächst ein Stützpunkt definiert, der die bereits heute absehbare, kurzfristige Entwicklung des Windenergieausbaus repräsentiert. Dieser ergibt sich aus dem jeweiligen Anlagenbestand zuzüglich kurzfristig zu erwartender Repoweringmaßnahmen und den bereits genehmigten Anlagen aus dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur bis zum Stichtag 31.12.2018. Hierzu addiert wird der Mittelwert aus historischer Zubauentwicklung sowie der Antragslage bei den jeweiligen Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern abzüglich der bereits genehmigten Anlagen.

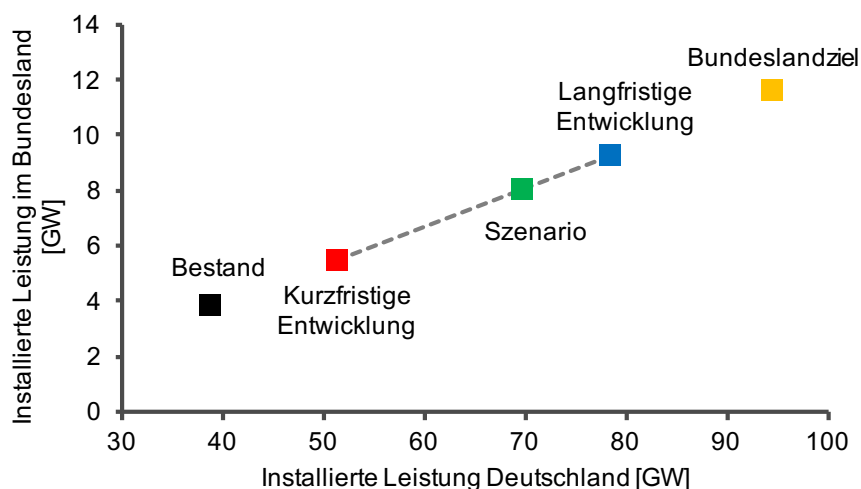
Daneben wird ein weiterer Stützpunkt ermittelt, welcher die langfristige Entwicklung in den einzelnen Bundesländern widerspiegelt. Hierzu wird anhand der deutschlandweiten Mantelzahl für das Langfristszenario B 2035 zunächst ein modellgestützter Regionalisierungslauf unter Berücksichtigung des deutschlandweit verfügbaren Flächenpotentials, jedoch ohne fixe Leistungsvorgabe auf Bundeslandebene, durchgeführt. Die langfristigen Ziele der Bundesländer dienen hierbei als (obere Schranke für den regionalen Zubau, d. h. wird in einem Bundesland der Zielwert erreicht, so erfolgt dort kein weiterer Zubau und die aus Modellsicht nächstbesseren Standorte werden erschlossen. Die Bundeslandziele können jedoch dann überschritten werden, wenn die absehbare, kurzfristige Entwicklung des Windenergieausbaus eine bereits darüber liegende installierte Leistung erwarten lässt. Da die Bundeslandziele in Summe höher als der langfristige deutschlandweite Ausbaupfad liegen, wird der Zielwert der installierten Leistung für Windenergieanlagen an Land hierbei nicht in allen Bundesländern vollständig erreicht.

Sowohl dem Stützpunkt der kurz- als auch der langfristigen Entwicklung je Bundesland lässt sich jeweils eine hierzu korrespondierende, deutschlandweit installierte Gesamtleistung zuordnen. Aus den so fixierten Punkten und an Hand der Mantelzahl des betrachteten Szenarios lässt sich durch eine Interpolation die jeweilige installierte Leistung in den Bundesländern ableiten.

Das beschriebene Vorgehen ist exemplarisch für ein Bundesland in Abbildung 27 dargestellt.



Abbildung 27: Ermittlung der Bundeslandleistungen für Wind onshore



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die so ermittelten installierten Leistungen für Windenergie an Land nach Bundesland sind in Tabelle 17 dargestellt. Die Werte sind hierbei als vorläufig anzusehen, da den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Entwurfes des Szenariorahmens noch nicht alle Angaben der aktuell abgefragten Bundesländer und Verteilungsnetzbetreiber vorlagen⁹.

Tabelle 17: Installierte Leistung Wind onshore je Bundesland

Installierte Leistung [GW]	Referenz 2014	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030	Rückmeldung Bundesland
Baden-Württemberg	0,6	2,8	3,2	4,3	3,6	✓
Bayern	1,5	2,5	2,6	2,8	2,7	✓
Berlin	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	X
Brandenburg	5,6	9,2	9,6	10,8	10,1	✓
Bremen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	✓
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	✓
Hessen	1,1	2,8	3,1	3,8	3,3	✓
Mecklenburg-Vorpommern	2,6	6,4	7,0	8,7	7,6	✓
Niedersachsen	8,0	13,1	13,9	16,0	14,6	✓
Nordrhein-Westfalen	3,8	7,3	7,7	8,8	8,1	✓
Rheinland-Pfalz	2,8	5,1	5,3	5,9	5,5	✓
Saarland	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	✓
Sachsen	1,1	1,5	1,6	1,7	1,6	✓
Sachsen-Anhalt	4,7	6,5	6,6	7,0	6,8	✓
Schleswig-Holstein	5,2	9,0	9,4	10,5	9,8	✓
Thüringen	1,3	2,9	3,2	4,1	3,5	✓
Summe	38,8	69,8	73,8	85,0	77,8	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁹ Für Bundesländer ohne aktuelle Rückmeldung wurden die letztjährig abgefragten Angaben verwendet.



Im Folgenden werden die einzelnen methodischen Schritte für die kleinräumige Zubaumodellierung für Windenergieanlagen onshore detaillierter beleuchtet.

7.1.3 Abbildung des Anlagenbestands

Zur räumlichen Abbildung des aktuellen Anlagenbestands an Windenergieanlagen an Land (WEA) werden unter anderem OpenStreetMap-Datensätze, aufbereitete und plausibilisierte Anlagenregister der ÜNB und der Bundesnetzagentur sowie weitere verfügbare Daten der Bundesländer und regionalen Planungsämter herangezogen und zusammengeführt.

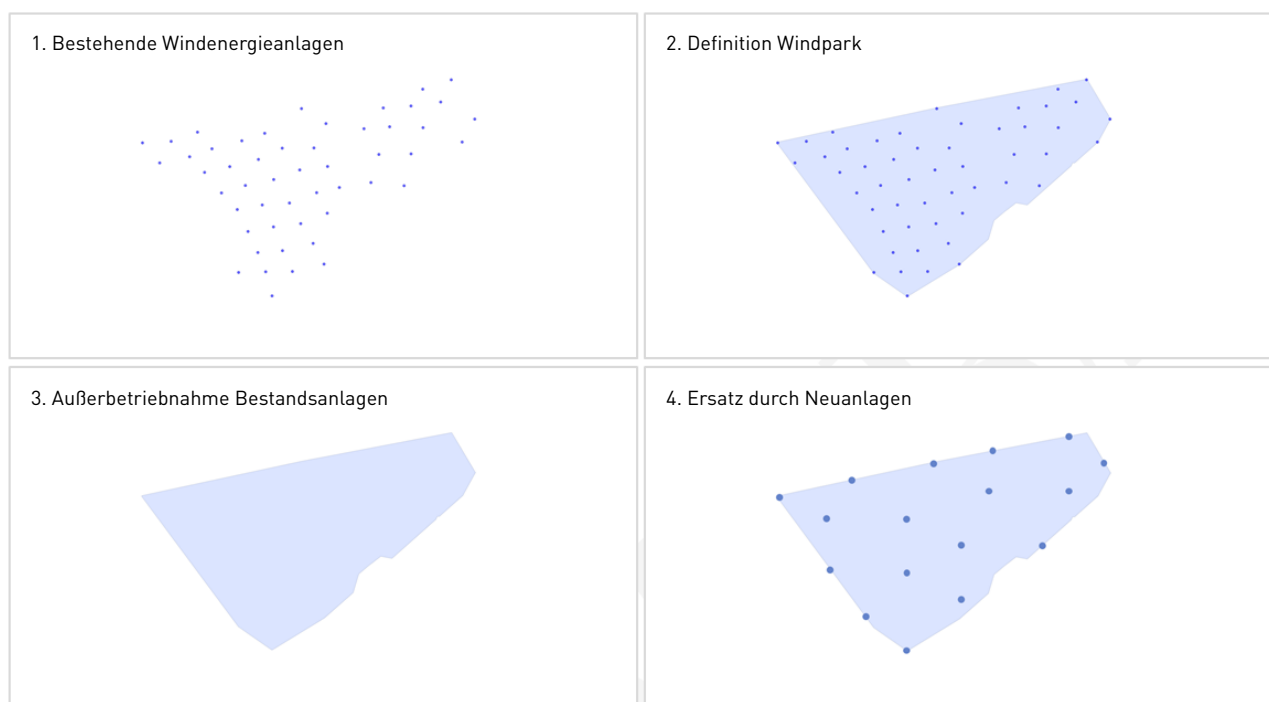
7.1.4 Potentialanalyse

Im Rahmen der Potentialanalyse werden verschiedene Kriterien identifiziert, die das regionale Zubaupotential der Windenergie bestimmen. Die Kriterien spiegeln dabei den Kenntnisstand aus anderen Studien, einem von den ÜNB im Vorfeld des NEP 2025 in Auftrag gegebenen Gutachten (DENA) sowie dem bisherigen Stakeholderdialog wieder.

Ausgewiesene Flächen: Im Rahmen dieser Analyse werden von den zuständigen Behörden und regionalen Planungsämtern zur Verfügung gestellte georeferenzierte Daten zu Windvorrang-, -eignungs- und -vorbehaltsgebieten ausgewertet. Bei der Regionalisierung des Zubaus werden die ausgewiesenen Flächen gegenüber allen anderen Flächen und unabhängig von der Standortbewertung prioritär erschlossen. Die ÜNB streben in diesem Zusammenhang eine fortlaufende Aktualisierung der Datengrundlage und Abstimmung mit den Planungsämtern an.

Repowering: Das Repowering erfolgt innerhalb bestehender Windparkflächen. Dabei werden im Rahmen der Modellierung zunächst bestehende WEA zu Parks zusammengefasst. Für den betrachteten Zeitraum in den Szenarien kann angenommen werden, dass die meisten der heute bestehenden WEA im Jahr 2030 bzw. 2035 das Ende der technischen Lebensdauer erreicht haben. Die Windparks werden in diesem Fall durch neue ersetzt, sofern sie nicht in einer Ausschlussfläche liegen. Hierbei werden durch das Repowering bedingte Effekte wie ein erhöhter Platzbedarf neuer Anlagen und hiermit verbundene größere Abstände zwischen den Einzelanlagen berücksichtigt.

Abbildung 28: Schematische Darstellung des Repowering

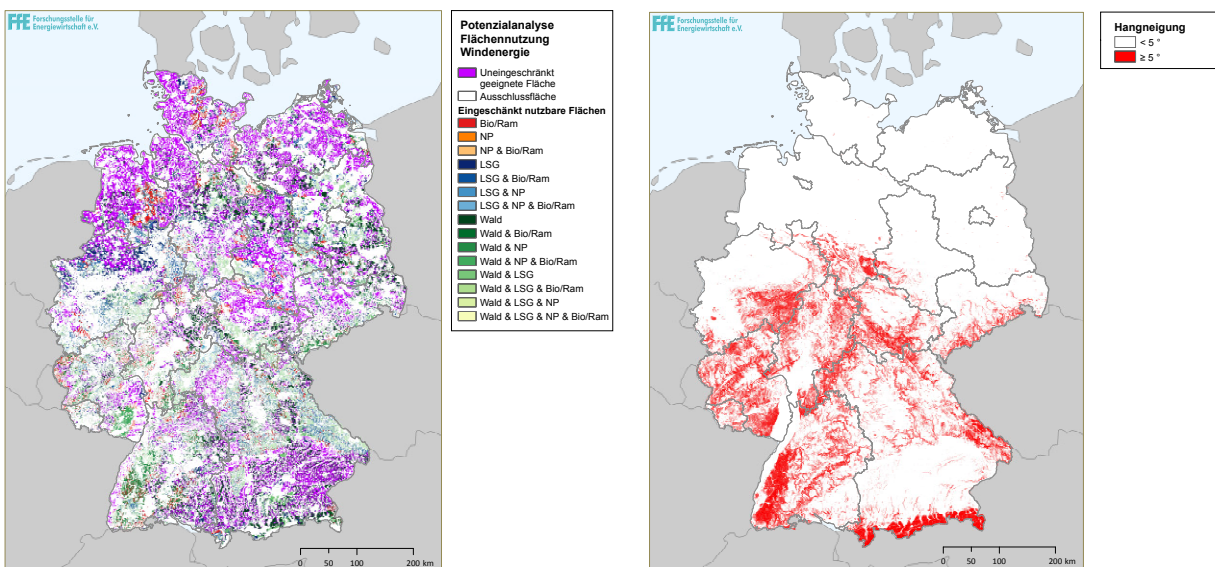


Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.



Verfügbare Flächen: Als verfügbare Fläche wird jede nicht grundsätzlich auszuschließende Fläche definiert. Ausschlussflächen sind etwa durch Siedlungen und Verkehrswege gegeben, zu denen im Rahmen der Regionalisierung des Zubaus ein definierter Mindestabstand eingehalten wird. Weiterhin werden Gebiete mit eingeschränkter Nutzbarkeit, etwa Waldgebiete und Naturparks, definiert. Diese werden im Modell mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit erschlossen. Hierzu gehören auch Standorte mit einer starken Hangneigung. Dabei wird angenommen, dass Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° bei einer Schrittweite von 200 m nicht erschlossen werden. Dieser Modellgrenzwert ist von einer tatsächlichen physikalischen Hangneigung deutlich abzugrenzen. Mögliche Abstandsflächenregelungen wie die 10 H-Regelung und deren Folgen werden implizit über die Bundeslandregionalisierung abgebildet. Betroffene Flächen werden in der Zubaumodellierung zwar abgewertet, jedoch nicht grundsätzlich als Ausschlussflächen gekennzeichnet, da bei Aufstellung eines entsprechenden Bebauungsplans weiterhin die Möglichkeit besteht, auch Windenergieanlagen innerhalb solcher Flächen zu errichten. Auswirkungen von Drehfunkfeuern auf die Errichtung von Windenergieanlagen werden aufgrund der unsicheren Rechtslage derzeit nicht berücksichtigt.

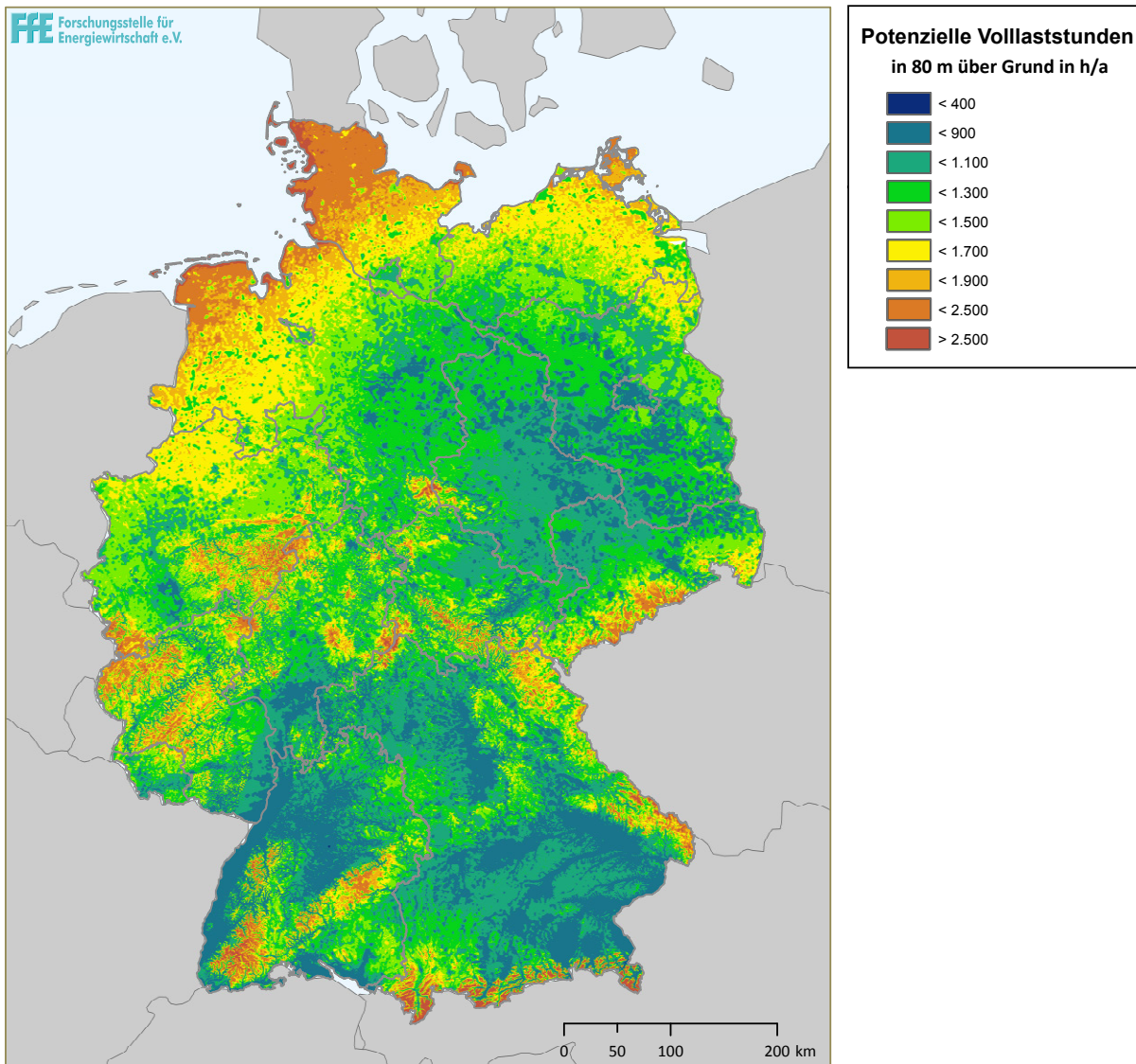
Abbildung 29: Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie (links) und Ausschlussflächen durch starke Hangneigung (rechts)



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Potentieller Ertrag: Die Standorte der Potentialanalyse werden zusätzlich durch Berücksichtigung der potentiellen Volllaststunden und Vorgabe eines minimalen Ertrags weiter eingeschränkt. Die Grenzwerte werden nach /Bofinger 2011/ für Starkwindanlagen bei 1.330 h in 80 m Höhe bzw. für Schwachwindanlagen bei 940 h in 80 m Höhe angesetzt. Hierüber wäre es grundsätzlich denkbar, eine Variation der Erschließungswahrscheinlichkeiten vorzunehmen.

Abbildung 30: Potentielle Vollaststunden in 80 m über Grund



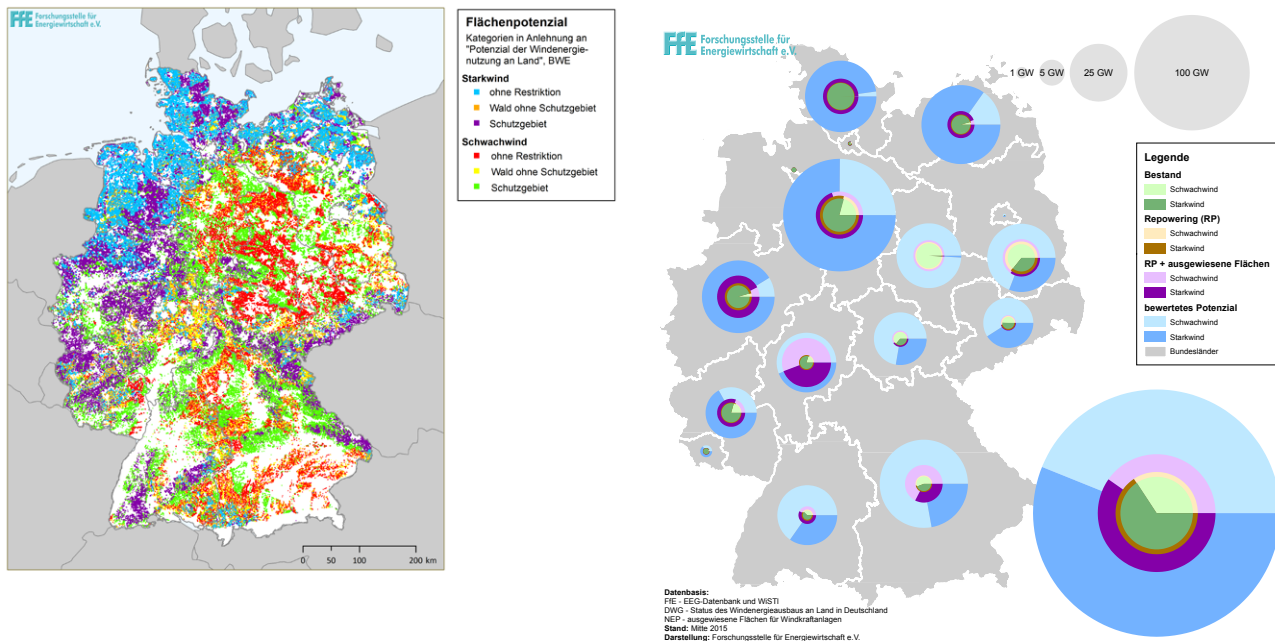
Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

7.1.5 Zubaumodellierung

Die Standorte werden anhand der oben dargestellten Restriktionen und in Anlehnung an /Bofinger 2011/ klassifiziert. Aus der Bewertung der einzelnen Standorte ergibt sich eine Erschließungsquote, d. h. eine Wahrscheinlichkeit dafür, dass eine Windenergieanlage an einem Standort zugebaut wird. Nach einem Monte-Carlo-Ansatz werden in der Folge Windenergieanlagen standortscharf und unter Berücksichtigung der ausgewiesenen Flächen sowie Zubauwahrscheinlichkeit solange zugebaut, bis die vorgegebene Mantelzahl (je Bundesland) erreicht ist. Der Zubau erfolgt dabei jeweils mit Standardreferenzanlagen von 3 MW in einem 200x200m-Raster. Die im Detail verwendeten Annahmen und eine detailliertere Darstellung des eingesetzten Modells sind in dem Begleitdokument der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. unter www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2016 verfügbar.



Abbildung 31: Flächenpotential in Deutschland (links) sowie nach Bundesland und Anlagentyp (rechts)



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

7.2 Photovoltaik

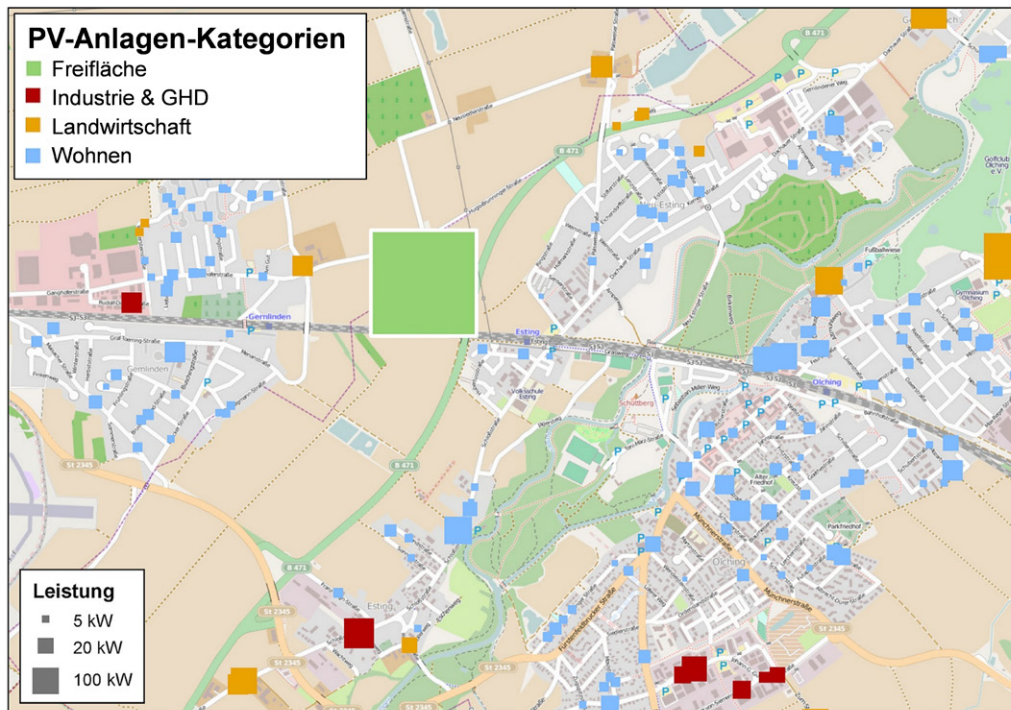
Wie auch bei der Windenergie erfolgt die Regionalisierung von Photovoltaikanlagen ebenfalls deutschlandweit und szenarienübergreifend nach einheitlichen Kriterien. Da die Treiber für den räumlich aufgelösten Zubau an PVA verhältnismäßig eindeutig identifizierbar sind, wird hier auf die Einführung einer Zwischenebene der Regionalisierung (z. B. auf Bundeslandebene) verzichtet. Unter den aktuell geltenden Rahmenbedingungen ist der Zubau von PVA auf Freiflächen vor allem vom Ertrag eines Standortes sowie Faktoren wie Grundstückspreisen abhängig. Dagegen wird der Zubau von Anlagen auf Gebäuden insbesondere vom regionalen Potential an Gebäudeflächen bestimmt. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Charakteristik wird in der folgenden Modellbeschreibung zwischen PVA auf Gebäuden und auf Freiflächen unterschieden. Es wird dabei angenommen, dass je 2.500 MW Zubau 400 MW an Freiflächen- und 2.100 MW an Aufdachanlagen errichtet werden.

7.2.1 Abbildung des Anlagenbestands

Zur räumlichen Abbildung des aktuellen Bestands an Photovoltaikanlagen (PVA) werden die Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber in einer fortlaufend aktualisierten Datenbank zusammengeführt und mit zusätzlichen Informationen angereichert. Dabei werden neue Photovoltaikanlagen auch dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur entnommen. Jede Photovoltaikanlage wird hierbei basierend auf einem OpenStreetMap-Datensatz (OSM) einer der folgenden Anlagenkategorien zugeordnet (vgl. Abbildung 32):

- PVA auf Wohngebäuden
- PVA auf gewerblichen Gebäuden (Industrie und GHD)
- PVA auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden
- Freiflächen-PVA

Abbildung 32: Georeferenzierter Bestand Photovoltaik mit Identifikation verschiedener Anlagenkategorien



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

7.2.2 Potentialanalyse

Die Berechnung des Potentials für jede der oben genannten Kategorien erfolgt auf Basis folgender Untersuchungen:

- Auswertung von Daten der Statistischen Landesämter zur Gebäudestruktur und Wohnfläche
- Auswertung der Flächennutzung nach OpenStreetMap und CORINE Landcover (CLC)
- Klassifizierung nach Siedlungstyp
- Auswertung ausgewählter Solardachkataster
- Parametrisierung der siedlungstypischen Verschattung
- Analyse von Dachaufbauten

Das Flächenpotential für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen wird anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt. Dabei zeigt sich, dass das Potential den bisherigen Ausbau um ein Vielfaches übersteigt.

Daher wird das Potential für PV-Freiflächenanlagen aufgrund der aktuell gültigen förderpolitischen Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Flächen entlang von Verkehrswegen begrenzt.

7.2.3 Zubaumodellierung Aufdachanlagen

Die Modellierung des zu erwartenden regionalen Ausbaus der PV-Anlagen auf Gebäuden erfolgt über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde. Dabei werden die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das regionale Potential als Eingangsparameter herangezogen (Bottom-Up-Ansatz). Über eine Faltung der resultierenden Ausbaukurven je Gemeinde kann in einem optimierten Verfahren die Erreichung der bundesweiten Mantelzahlen je Szenario sichergestellt werden.



Grundsätzlich unterscheiden sich die Gemeinden teils deutlich in ihrer aktuellen Ausbaudynamik. Mittels eines funktionalen Zusammenhangs aus dem Ausbaugrad in Deutschland und dem Ausbaugrad einer Gemeinde wird ein gemeindespezifischer Parameter (Alpha) entwickelt, der die aktuelle regionenspezifische Ausbaudynamik wiedergibt. Dieses Prinzip ist in Formel und Abbildung dargestellt.

$$\frac{PV(GE)}{Pot(GE)} = \left(\frac{PV(DE)}{Pot(DE)} \right)^{\alpha(GE)}$$

PV(GE) Installierte Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in der Gemeinde

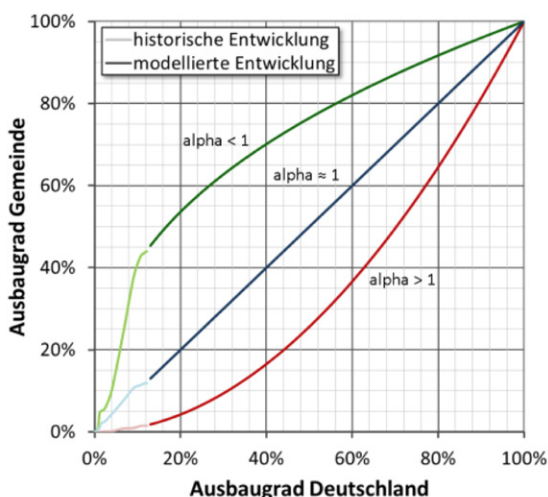
Pot(GE) Dachflächenpotential für PV-Anlagen in der Gemeinde

PV(DE) Installierte Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in Deutschland

Pot(DE) Dachflächenpotential für PV-Anlagen in Deutschland

$\alpha(GE)$ Gemeindespezifischer Parameter zur Beschreibung der Ausbaudynamik

Abbildung 33: Bestimmung des Parameters Alpha für drei ausgewählte Gemeinden



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

7.2.4 Zubaumodellierung Freiflächenanlagen

Unter Berücksichtigung der neuen Randbedingungen der Ausschreibungsverfahren orientiert sich die räumliche Verteilung des Zubaus an Freiflächenanlagen vor allem an einer Bewertung des regionalen Ertrags und der entsprechenden Flächenpotentiale.

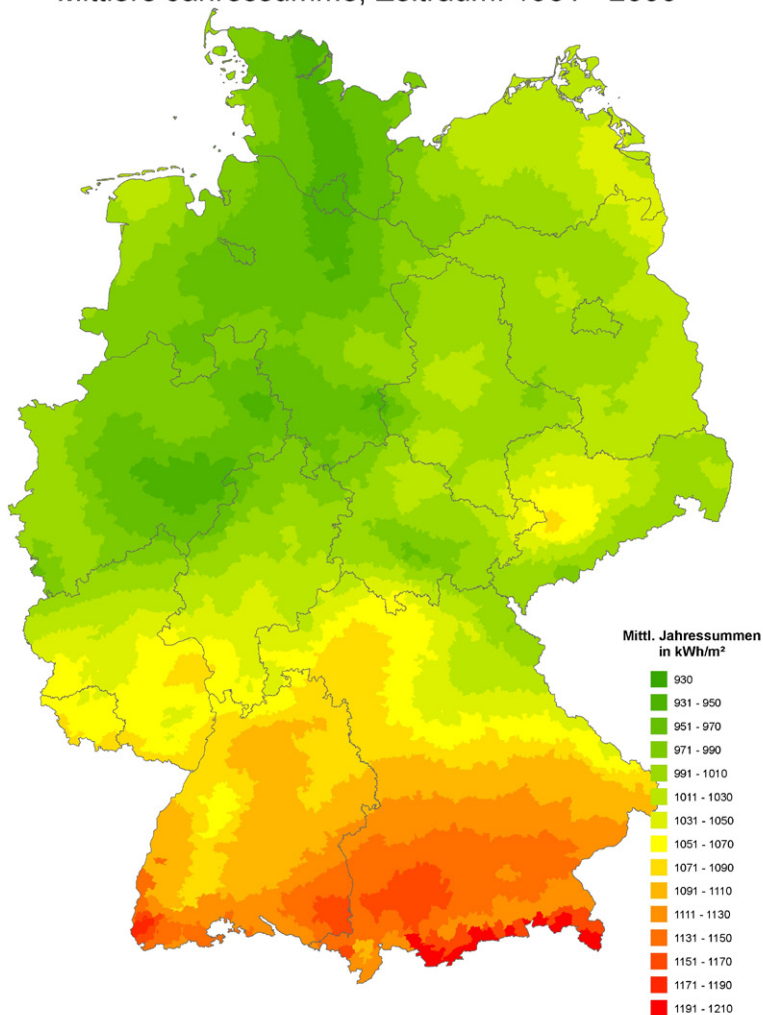
Hierzu wird ein gemeindescharfer Freiflächenindex gebildet, der sich aus den verfügbaren Flächen und einer Ertragsbewertung („Ertragsindex“) basierend auf Auswertungen des Deutschen Wetterdienstes zusammensetzt. Hierbei ist es möglich, den Ertrag von Standorten über einen Gewichtungsfaktor stärker einfließen zu lassen. Insgesamt wird die regionale Verteilung des bundesweiten Zubaus an Freiflächen-PVA im Vergleich zum NEP 2025 stärker am Ertrag der Standorte orientiert. Zudem erfolgt die Erfassung des Flächenpotentials für Freiflächen über Geodaten und nicht wie im NEP 2025 über eine Flächennutzungsstatistik. Die Potentialflächen liegen entlang von Verkehrswegen und werden über eine GIS-Analyse bestimmt.



Abbildung 34: Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung DWD

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland

Mittlere Jahressumme, Zeitraum: 1981 - 2000



Quelle: /DWD 2004/

Die an Hand der beschriebenen Methodik ermittelten und auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen der Photovoltaik sind in Tabelle 18 aufgeführt.



Tabelle 18: Installierte Leistung Photovoltaik je Bundesland

Installierte Leistung [GW]	Referenz 2014	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	4,8	7,0	7,5	7,8	8,8
Bayern	10,9	14,3	15,0	15,5	17,0
Berlin	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
Brandenburg	2,9	3,5	3,6	3,7	4,0
Bremen	< 0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Hamburg	< 0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Hessen	1,8	2,8	3,0	3,2	3,7
Mecklenburg-Vorpommern	1,3	1,8	1,8	1,9	2,1
Niedersachsen	3,4	5,3	5,7	6,0	6,9
Nordrhein-Westfalen	4,1	6,6	7,2	7,6	8,8
Rheinland-Pfalz	1,8	2,8	3,0	3,1	3,5
Saarland	0,4	0,6	0,7	0,7	0,8
Sachsen	1,5	2,0	2,2	2,3	2,5
Sachsen-Anhalt	1,7	2,3	2,4	2,5	2,7
Schleswig-Holstein	1,5	2,1	2,2	2,3	2,6
Thüringen	1,1	1,6	1,7	1,7	1,9
Summe	37,3	53,1	56,3	58,8	65,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7.3 Biomasse

7.3.1 Abbildung des Anlagenbestands

Zur Erfassung des Bestandes an Biomasseanlagen werden georeferenzierte Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber sowie das Anlagenregister der Bundesnetzagentur herangezogen.

7.3.2 Potentialanalyse

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

7.3.3 Zubaumodellierung

Die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand sowie zu 50 % über das Flächenpotential. Eine Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen aus Windenergie und Photovoltaik 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.

Die an Hand der beschriebenen Methodik ermittelten und auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen für Biomasse sind in Tabelle 19 aufgeführt.



Tabelle 19: Installierte Leistung Biomasse je Bundesland

Installierte Leistung [GW]	Referenz 2014	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Bayern	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7
Berlin	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Brandenburg	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Bremen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hessen	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
Niedersachsen	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6
Nordrhein-Westfalen	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9
Rheinland-Pfalz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Saarland	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Sachsen	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
Sachsen-Anhalt	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5
Schleswig-Holstein	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5
Thüringen	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Summe	6,8	6,9	7,4	7,7	8,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7.4 Wasserkraft

7.4.1 Abbildung des Anlagenbestands

Der Bestand an Wasserkraftanlagen (Lauf- und Speicherwasser) wird den EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber, der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie einer Auswertung kleiner nicht-EEG-geförderter Anlagen entnommen.

7.4.2 Potentialanalyse

In Anbetracht des aktuell wirksamen rechtlichen Rahmens (Wasserhaushaltsgesetz (WHG), europäische Wasserrahmenrichtlinie (WRRL)) 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.

7.4.3 Zubaumodellierung

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

Die an Hand der beschriebenen Methodik ermittelten und auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen der Wasserkraft sind in Tabelle 20 aufgeführt.



Tabelle 20: Installierte Leistung Laufwasser je Bundesland

Installierte Leistung [GW]	Referenz 2014	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Bayern	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Bremen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hamburg	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hessen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Niedersachsen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Nordrhein-Westfalen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Rheinland-Pfalz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Saarland	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Sachsen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Sachsen-Anhalt	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Schleswig-Holstein	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Thüringen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Summe	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7.5 Geothermie

7.5.1 Abbildung des Anlagenbestands

Zur Erfassung des Bestandes an Geothermie-Anlagen werden Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur herangezogen.

7.5.2 Potentialanalyse

Potentiell geeignete Gebiete für Geothermie werden über das Geothermische Informationssystem für Deutschland als Flächenpotential erfasst.

7.5.3 Zubaumodellierung

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



7.6 Regenerative Gase

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

Die an Hand der beschriebenen Methodik ermittelten und auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen der regenerativen Gase und Geothermie sind in Tabelle 21 aufgeführt.

Tabelle 21: Installierte Leistung regenerative Gase und Geothermie

Installierte Leistung [GW]	Referenz 2014	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Bayern	< 0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Bremen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hamburg	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Hessen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Mecklenburg-Vorpommern	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Niedersachsen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Nordrhein-Westfalen	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Rheinland-Pfalz	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Saarland	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Sachsen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Sachsen-Anhalt	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Schleswig-Holstein	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Thüringen	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Summe	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

8 METHODE ZUR BERÜCKSICHTIGUNG VON EINSPEISEMANAGEMENT („SPITZENKAPPUNG“)

Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV) in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Dieser Planungsansatz genießt eine hohe gesellschaftliche und politische Akzeptanz. Die gesetzliche Einführung erfolgt im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, welches am 4. November 2015 vom Bundeskabinett beschlossen wurde. Demnach erhalten Verteilungsnetzbetreiber gemäß § 11 Absatz 2 EnWG („Möglichkeit der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen den Berechnungen für Netzplanung eine Reduzierung der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % zu Grunde zu legen“) die Möglichkeit, Spitzenkappung in der Netzplanung zu berücksichtigen, um damit das Netz auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Absatz 1 EnWG („sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Strom“) i. V. m. § 1 EEG 2014 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren.

Nach § 12a Absatz 1 Satz 4 und § 12b Absatz 1 Satz 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans dagegen ohne Abwägung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.

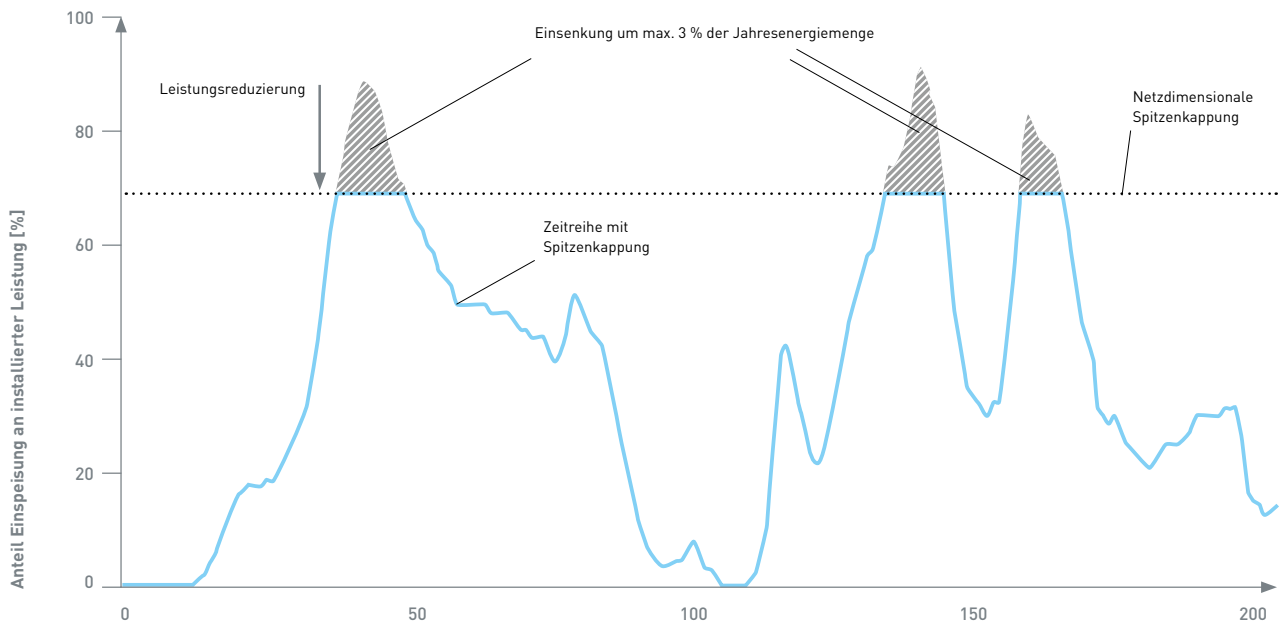
Die Übertragungsnetzbetreiber werden eine Spitzenkappung in allen Szenarien des NEP 2030 berücksichtigen.

Die Abbildung der Spitzenkappung von Verteilungsnetzbetreibern erfolgt in der Übertragungsnetzplanung auf Basis der in der /BMWi 2014/ angewandten Systematik¹³. Hierin wurden eine Vielzahl von Verteilungsnetzen unterschiedlicher Spannungsebenen, Netztopologie und Versorgungsaufgaben simuliert und untersucht, inwiefern die Berücksichtigung von Spitzenkappung bei der Netzdimensionierung des Verteilernetzes sinnvoll ist. In der Übertragungsnetzplanung gilt es abzubilden, in welchen Verteilernetzen die Abregelung von Einspeisespitzen der dort angeschlossenen EE-Anlagen in der Netzplanung berücksichtigt wird. Daher ist eine genaue Kenntnis der Eigenschaften der unterlagerten Netze erforderlich.

Bei Anwendung der Spitzenkappung ist die maximale Einspeisung unterlagert angeschlossener Anlagen und damit die mögliche Rückspeisung ins Übertragungsnetz geringer als deren installierte Leistung. In der Netzplanung wird maximal eine Reduzierung der prognostizierten Jahreseinspeisemenge von 3 % je Anlage berücksichtigt. Die maximale Einspeisung kann um bis zu 30 % geringer als die installierte Leistung der EE-Anlagen angenommen werden. Im Netzbetrieb wiederum kann dies bei einem hohen Winddargebot regional eine Reduzierung der Einspeiseleistung von bis zu 30 % bedeuten. Das Prinzip der Spitzenkappung ist für eine Einspeiseganglinie Windenergie an einem Netzknoten in Abbildung 35 exemplarisch dargestellt.



Abbildung 35: Netzdimensionierung mit Spitzenkappung am Beispiel einer Windenergie-Einspeiselinie

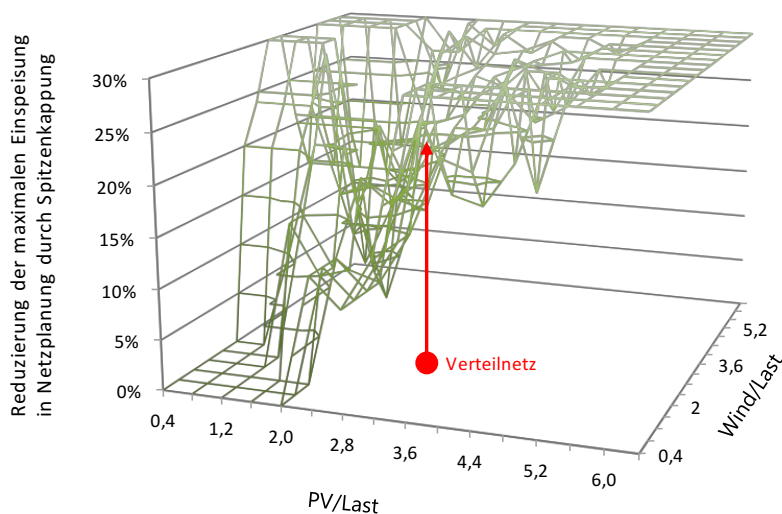


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Nieder- und Mittelspannungsebene wird Spitzenkappung in der Netzplanung anhand der lokalen Netzeigenschaften sowie der Last- und Einspeisesituationen abgeschätzt.

Mit Hilfe der Simulationsergebnisse der BMWi-Verteilernetzstudie wird für Nieder- und Mittelspannungsnetze ein funktionaler Zusammenhang zwischen der installierten Leistung an Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen, Verbraucherlast und der Reduzierung der maximalen Einspeisung in der Netzplanung durch Spitzenkappung ermittelt (vgl. Abbildung 36).

Abbildung 36: Reduzierung der maximalen Einspeisung von EE-Anlagen durch Spitzenkappung



Quelle: e-bridge, Übertragungsnetzbetreiber

Dieser funktionale Zusammenhang wird separat für jede der in der BMWi-Verteilernetzstudie betrachteten Modellnetzklassen bestimmt. Zehn Modellnetzklassen für die Mittelspannungs- und acht Modellnetzklassen für die Niederspannungsebene fassen jeweils Verteilungsnetze mit ähnlichen Versorgungsaufgaben zusammen. Anschließend kann für jedes regionale Verteilungsnetz auf Basis der dort angenommenen installierten Leistung an Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen sowie der Verbraucherlast und der Zuordnung zu der Modellnetzklasse die Reduzierung der maximalen Einspeisung in der Netzplanung durch Spitzenkappung ermittelt werden.

Jedes Verteilernetz kann anhand seiner lokalen Last-/Einspeisesituation und Netzeigenschaften in diese Funktion eingeordnet werden und damit die Reduzierung der maximalen Einspeisung der dort angeschlossenen Anlagen abgeschätzt werden. Dieser funktionale Zusammenhang spiegelt implizit die technischen Eigenschaften der Nieder- und Mittelspannungsnetze wieder. Bei Anwendung des Konzeptes führt beispielsweise ein Zubau an Windenergie- und PV-Anlagen in Verteilernetzen mit bereits heute hohen installierten Leistungen und im Vergleich geringen Verbraucherlasten folglich früher zur Anwendung des Einspeisemanagements als in Netzen mit wenigen Windenergie- und PV-Anlagen.

In der Hochspannungsebene ist eine individuelle Betrachtung möglich.

Aufgrund der unterschiedlichen Strukturen der Hochspannungsnetze kann eine individuelle Bewertung von Spitzenkappung von Windenergieanlagen auf Hochspannungsebene sinnvoll sein. Das Planungswerkzeug Spitzenkappung wirkt hier im Vergleich zur Nieder- und Mittelspannungsebene aufgrund der Vermaschung im Allgemeinen weniger unmittelbar auf die Leistungsflüsse im Netz. Dies kann im Hochspannungsnetz dazu führen, dass eine Reduzierung des Netzausbaus durch Spitzenkappung im Verhältnis zu den Kosten für abgeregelte Energie nicht pauschal als (volks-)wirtschaftlich optimal angesehen werden kann. Dennoch kann analog zur Vorgehensweise auf Nieder- und Mittelspannungsebene auch hier die Annahme zu Grunde gelegt werden, dass in Hochspannungsnetzen mit regional besonders unausgewogenen Verhältnissen aus Wind- zu Verbraucherleistung eine größere Reduzierung von Einspeisespitzen in der Netzplanung zu berücksichtigen ist. Gleichzeitig haben die Übertragungsnetzbetreiber den Verteilungsnetzbetreibern mittels einer Abfrage die Möglichkeit eröffnet, nachvollziehbare Gründe darzulegen, nach welchen eine Spitzenkappung in ihrem jeweiligen Netzgebiet nicht oder nur in begrenztem Umfang anzunehmen ist. Dann wäre für die in diesen Netzen angeschlossenen Windenergieanlagen keine Abregelung von Einspeisespitzen in der Übertragungsnetzplanung zu berücksichtigen. Die Ergebnisse dieser Abfrage lagen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Entwurfes des Szenariorahmens noch nicht vollständig vor. Als Tendenz der ersten Rückmeldungen ergibt sich, dass diese neue Option von den VNB noch nicht abschließend bewertet worden ist.

Für direkt im Übertragungsnetz angeschlossene Anlagen wird pauschal eine Abregelung von 3 % der Jahresenergiemenge in der Netzplanung berücksichtigt.

Nach § 12a Absatz 1 Satz 4 und § 12b Absatz 1 Satz 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden. Eine Prüfung der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit dieser Regelung und Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Absatz 1 EnWG i. V. m. § 1 EEG 2014 ist bislang nicht erfolgt. Im NEP 2030 wird daher bei direkt im Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen pauschal eine maximale Abregelung von 3 % der Jahresenergiemenge berücksichtigt.

Die regional durchgeführte Spitzenkappung wird für die Übertragungsnetzplanung im Netzentwicklungsplan aggregiert.

Die Spitzenkappung wird über regionale Leistungsreduzierungen auf die entsprechenden Höchst- und Hochspannungsnetzknotten projiziert. In diese Leistungsreduzierungen fließen die Bewertungen von Windenergie- und PV-Anlagen aller Spannungsebenen mit ein. Für die auf die Höchst- und Hochspannungsnetzknotten aggregierten erneuerbaren Einspeisezeitreihen wird zunächst überprüft, ob die Jahresenergiemenge durch die hergeleiteten Leistungsreduzierungen um mehr als 3 % eingesenkt wird. Ist dies der Fall, werden die Leistungsreduzierungen so angepasst, dass der Grenzwert von 3 % eingehalten wird (vgl. auch Abbildung 35).



Die berechneten Leistungsreduzierungen an den Höchst- und Hochspannungsnetzknoten unterscheiden sich szenarienabhängig durch unterschiedliche Annahmen zum regionalen Zubau an Onshore-Wind- und PV-Leistung sowie der Verbraucherlast. Daher kann in den einzelnen Szenarien eine unterschiedliche Höhe an eingesenkter Energiemenge ausgewiesen werden. Der regionale Zubau der Erneuerbaren ergibt sich jeweils aus den Ergebnissen der Regionalisierung und liegt wie auch die jeweiligen Einspeisezeitreihen der Erneuerbaren zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Entwurfes des Szenariorahmens noch nicht im Detail vor, da dieser im Rahmen des Netzentwicklungsplans ermittelt wird. Es ist zu erwarten, dass aufgrund des regional sehr hohen Anteils an Windenergieanlagen eine Spitzenkappung vor allem in den nördlichen Bundesländern anzuwenden ist. Eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse erfolgt im Hauptbericht des NEP 2030.

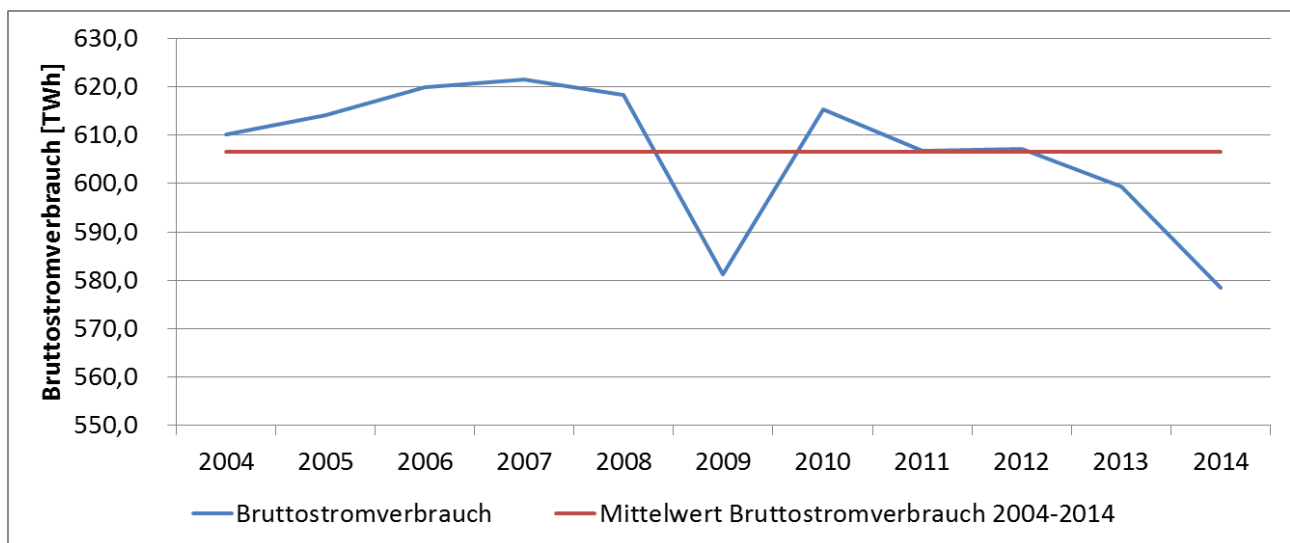
9 STROMVERBRAUCH

9.1 Eingangsüberlegungen

Wie auch im Bereich der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung sind verschiedene Entwicklungspfade für den zukünftigen Stromverbrauch in Deutschland denkbar, welche sich in Form unterschiedlicher Szenarien abbilden lassen. Dabei sind sowohl verbrauchsteigernde Einflussgrößen, wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen oder die zunehmende Integration von Elektromobilität, als auch verbrauchssenkende Faktoren wie Effizienzsteigerungen bei stromgetriebenen Anwendungen geeignet zu berücksichtigen. Neben der deutschlandweiten spielt daneben insbesondere auch die regionale Stromverbrauchsentwicklung eine wichtige Rolle.

In Abbildung 37 sind exemplarisch der Bruttostromverbrauch von 2004 bis 2014 sowie der resultierende Mittelwert dargestellt. Erkennbar ist, dass der Bruttostromverbrauch in den letzten Jahren Schwankungen von etwa 20 TWh um den Mittelwert unterliegt.

Abbildung 37: Übersicht des Bruttostromverbrauchs in Deutschland



Quelle: bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html

In den bisherigen Entwürfen zum Szenariorahmen wurde dabei die Annahme getroffen, dass sich diese gegenläufigen Effekte im betrachteten Zeithorizont in ihrer Höhe weitgehend kompensieren, und daher eine Fortschreibung des gegenwärtig beobachteten Stromverbrauchs vorgeschlagen. Insbesondere im Hinblick auf die längerfristigen politischen Effizienzziele und die nun zeitlich weiter fortgeschriebenen Zielhorizonte 2030 und 2035 ist jedoch mit einem sich zukünftig stark wandelnden Energiemarkt und dem verstärkten Einsatz neuer Technologien zu rechnen.

Hiervon ausgehend und vor dem Hintergrund der politisch angestrebten Energieeffizienzziele schlagen die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Entwurfs zum Szenariorahmen eine vertiefte Szenarioanalyse der nationalen Stromnachfrage, der regionalen Entwicklung von Verbrauchsstrukturen sowie des Einflusses auf den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage vor. Grundlage ist eine durch die Übertragungsnetzbetreiber in Auftrag gegebene und durch das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) durchgeführte Studie. Im Folgenden werden die getroffenen Annahmen, die Methodik und Ergebnisse erläutert und dargestellt. Weiterführende Informationen werden nach Abschluss der Untersuchungen mit veröffentlicht.

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen Stellungnahmen zu den Methoden und Ergebnissen, um so durch die Konsultation zu einem von vielen Stakeholdern getragenen Ansatz des Stromverbrauchs zu kommen.

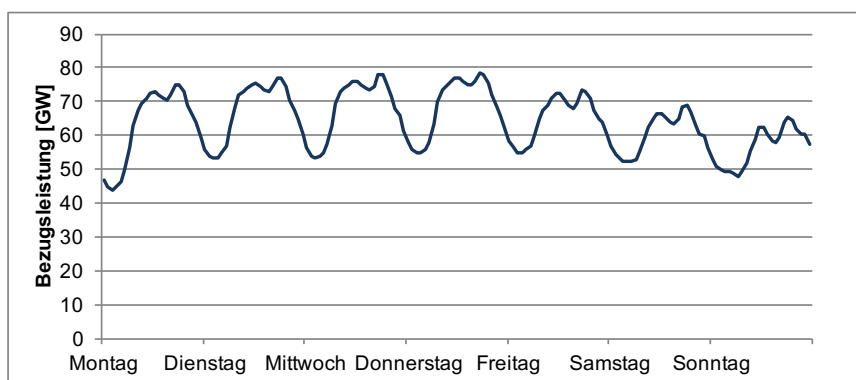


9.2 Begriffsdefinitionen

Unter dem Begriff Stromverbrauch wird im Folgenden der Nettostromverbrauch verstanden, welcher sowohl die end-energetische Stromnachfrage aller aus dem öffentlichen Netz versorgten Nachfragesektoren als auch die durch Eigenversorgung (z. B. Industriekraftwerke) gedeckte Stromnachfrage umfasst. Der Stromverbrauch lässt sich dabei grundsätzlich anhand der Kenngrößen Jahresenergiemenge und Jahreshöchstlast, d. h. dem maximal auftretenden Bezug von elektrischer Leistung innerhalb eines Jahres, charakterisieren. Als Ausgangsbasis für die folgenden Stromverbrauchsprognosen wird auf Grund der vollständig verfügbaren Datengrundlage der historische Stromverbrauch des Jahres 2013 gewählt, welcher aus einer nach Sektoren aufgeschlüsselten Erhebung der AG Energiebilanzen stammt.

Weiterhin weist der Stromverbrauch zeitliche Schwankungen auf, welche das Nutzungsverhalten der Stromnachfrager widerspiegeln. Dieses wiederum wird durch zahlreiche weitere Einflussfaktoren wie der Außentemperatur, dem jeweiligen Wochentag oder auch den Produktionszeiten der Industriebetriebe bestimmt. So lassen sich innerhalb eines Tages oder einer Woche deutliche Unterschiede in der Höhe des Strombezugs, wie exemplarisch in Abbildung 38 dargestellt, erkennen.

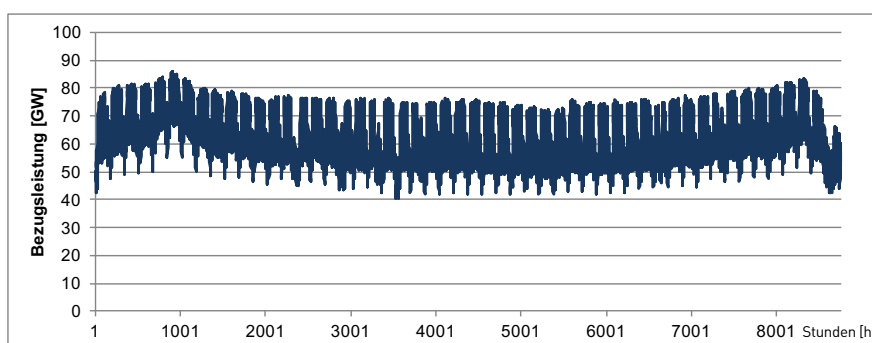
Abbildung 38: Exemplarischer Verlauf des Strombezugs in einer Woche



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens wird für den zeitlichen Verlauf des Strombezugs in Übereinstimmung mit dem gewählten Wetterjahr (siehe Abschnitt 2.6) das Jahr 2012 verwendet¹⁰. Hierbei wird auf zeitlich und räumlich aufgelöste historische Daten der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Dieses Profil dient als Basis für die Ableitung der zukünftigen Strombezugsprofile.

Abbildung 39: Historischer zeitlicher Verlauf des Strombezugs aus 2012



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹⁰ Das Wetterjahr muss nicht zwingend dem Referenzjahr für Stromverbrauch und Höchstlast entsprechen.



9.3 Annahmen zum Nettostromverbrauch

In den folgenden Tabellen sind charakteristische Kennzahlen zur Einordnung der Szenarien dargestellt. Der Nettostromverbrauch sinkt bezogen auf das Referenzjahr 2013 in den Szenarien A 2030, B 2030 sowie B 2035. Dies ist vor allem auf Effizienzsteigerungen bei bestehenden Stromanwendungen zurückzuführen, deren Reduktion nicht vollständig durch zusätzliche Stromanwendungen wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ausgeglichen wird.

Die Entwicklungen sowohl von Höhe als auch Leistung des künftigen Stromverbrauchs unterliegen vielfältigen Einflussgrößen und Unsicherheiten. Im Rahmen des diesjährigen Entwurfs des Szenariorahmens werden diese Größen in den Szenarien A und B als Ergebnis einer Modellierung angenommen. Der Untersuchung liegen dabei konsistente Annahmen bis hin zur Vorgabe der Erfüllung von Energieeffizienzzielen zu Grunde. Für das Szenario C 2030 nehmen die Übertragungsnetzbetreiber jedoch davon abweichend an, dass der Nettostromverbrauch wie im Referenzjahr 2013 ca. 523 TWh beträgt. Damit soll die Bandbreite der möglichen Entwicklungen vergrößert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber sehen es daher als Ergebnis der Konsultation an, welche Verbrauchsentwicklung bzw. Parametrierung in Szenario C angesetzt werden soll.

Tabelle 22: Übersicht über den Verbrauch in den Szenarien

Nettostromverbrauch [TWh]	2013	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Nettostromverbrauch inkl. VNB-Netzverluste	543	523	510	513	543
Nettostromverbrauch exkl. VNB-Netzverluste	523	503	490	493	523
Davon Elektrofahrzeuge	0,4	6	16	25	23
Davon Wärmepumpen	3	19	20	24	22
Davon weitere Stromanwendungen	–	–	–	–	21
Reduktion des Nettostromverbrauchs durch andere Einflussfaktoren bezogen auf 2013 (z. B. Effizienzsteigerung)	–	–42	–66	–76	–63

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Fraunhofer ISI

9.4 Annahmen zur Höchstlast

Die Höchstlast bis zum Jahr 2030 liegt in allen Szenarien auf einem vergleichbaren Niveau wie im Ausgangsjahr 2013. Die rückläufige Entwicklung des Nettostromverbrauchs überträgt sich dabei nicht im selben Ausmaß auf die Entwicklung der Höchstlast. Dies ist auf zwei gegensätzliche Effekte zurückzuführen. Einerseits führt die Effizienzsteigerung bestehender Stromanwendungen zu einer Reduktion der Höchstlast. Andererseits erhöht sich die Höchstlast durch die Einführung neuer Stromanwendungen. So können die verstärkte Nutzung von Elektrofahrzeugen und das hiermit verbundene Ladeverhalten zu einem merklichen Anstieg der Stromnachfrage in den Abendstunden, d. h. Zeiten mit ohnehin hohem Leistungsbezug, führen. Dieser Effekt ist insbesondere im Szenario B 2035 zu erkennen. Die weiteren Stromanwendungen in Szenario C 2030 aus Tabelle 22 sind in Tabelle 23 nicht höchstlaststeigernd angenommen worden.

Im Folgenden werden die Annahmen zur Jahreshöchstlast dargelegt. Die Annahmen zur Leistungshöhe der Verteilnetzverluste ergeben sich wie folgt. Die Energiemenge der VNB-Netzverluste ist für die Jahre 2030 und 2035 mit 20 TWh angenommen. Bei einer gleichmäßigen Verteilung über das Jahr entspricht dies einer Erhöhung der Höchstlast durch VNB-Netzverluste um ca. 2,3 GW. Die VNB-Netzverluste für 2013 sind anhand historischer Daten abgeschätzt.



Tabelle 23: Übersicht zur Jahreshöchstlast in den Szenarien

Jahreshöchstlast [GW]	2013	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Höchstlast ohne -Netzverluste	83	83,1	83,6	87,4	83
Höchstlast inkl. VNB-Netzverluste	86,1	85,4	85,9	89,7	86,1
Lastmanagement E-Fahrzeuge		-0,1	-0,5	-2,5	-2,0
Höchstlast inkl. VNB-Netzverluste inkl. Lastmanagement E-Fahrzeuge	86,1	85,3	85,4	87,2	84,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Fraunhofer ISI

9.5 Einordnung in politische Ziele zur Effizienzsteigerung

Die Energieeffizienz spielt für den Klimaschutz eine Schlüsselrolle. Das Energiekonzept der Bundesregierung definiert daher verschiedene sektorspezifische Ziele bis 2020. So soll der Stromverbrauch bezogen auf das Jahr 2008 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 % sinken. Der Primärenergieverbrauch soll gegenüber 2008 um 20 % sinken, bis 2050 sogar um 50 %. Im Verkehrsbereich wird eine Reduktion des Endenergieverbrauchs bis 2020 um rund 10 %, bis 2050 um rund 40 % gegenüber 2005 angestrebt.

Tabelle 24: Energie- und klimapolitische Ziele

Ziele	Minderung Energiebedarf			
	Primärenergieträger	Gebäudewärme	Endenergie Verkehr	Stromverbrauch
2020	-20%	-20%	-10%	-10%
2050	-50%	-80%	-40%	-25%

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für alle Szenarien lässt sich die Stromverbrauchsentwicklung über den betrachteten Zeithorizont im Netzentwicklungsplan hinaus bis 2050 abbilden und hieraus die Reduktion des Stromverbrauchs gegenüber 2008 ausweisen. Die Stromverbrauchsreduktion lässt sich wie in Tabelle 25 dargestellt sowohl auf den gesamten Nettostromverbrauch als auch den Stromverbrauch durch klassische Anwendungen beziehen. Je nach Wahl des Bezugswerts ergibt sich hieraus ein unterschiedlicher Zielerreichungsgrad in den Szenarien.

Tabelle 25: Erfüllungsgrade der Verminderung des Stromverbrauchs in den Szenarien

Ziele	Szenario A		Szenario B		Szenario C	
	Stromverbrauch (gesamt)	Stromverbrauch (klassisch)*	Stromverbrauch (gesamt)	Stromverbrauch (klassisch)*	Stromverbrauch (gesamt)	Stromverbrauch (klassisch)*
2030	-4 %	-8 %	-7 %	-13 %	0 %	-8 %
2035	-	-	-6 %	-15 %	-	-

*Enthält nicht Wärmepumpe und Elektromobilität (ausgenommen Bahn)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

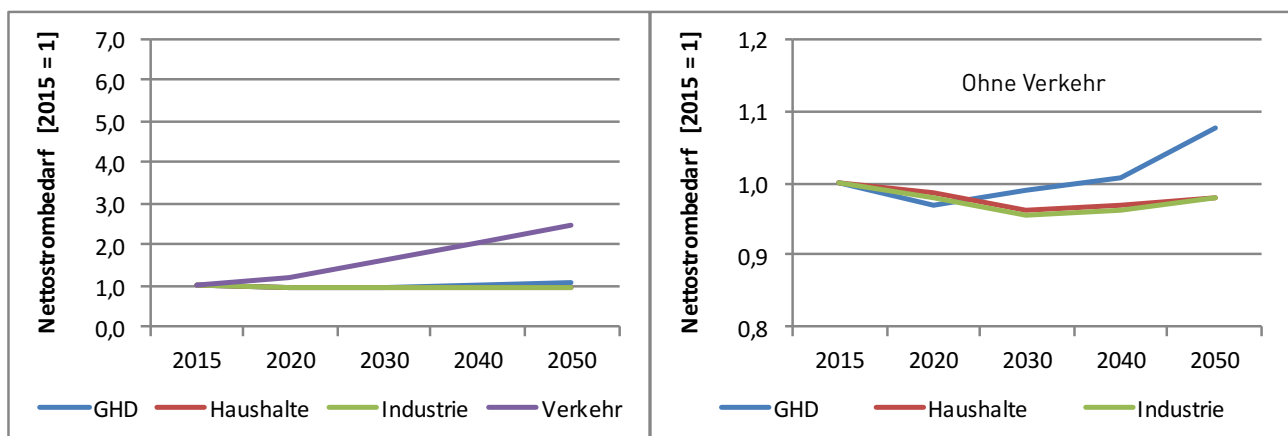


9.6 Ausgestaltung der Szenarien

Die Annahmen zur Höhe der Verteilnetzverluste sind im Kapitel „EE-Kapazitäten“ aufgeführt und werden in allen Szenarien in Höhe von 20 TWh angesetzt. Die Netzverluste im Höchstspannungsnetz ergeben sich erst im Rahmen der Netzbe-rechnungen und sind dementsprechend nicht in den Angaben enthalten.

In Szenario A wird angenommen, dass zukünftig lediglich moderate Effizienzsteigerungen in den Bereichen Industrie, GHD und Privathaushalte stattfinden und es nur in geringem Umfang zu einer Nutzung neuer Anwendungen (z. B. Elek-tromobilität) kommt. Eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ist kaum zu beobachten, Speicher spielen aufgrund der fehlenden staatlichen Förderung keine Rolle und für Demand-Side-Management (DSM) ist nur ein geringes Potential vorhanden. Die Entwicklung des Nettostromverbrauchs wird in Abbildung 40 jeweils mit und ohne Ver-kehrssektor dargestellt.

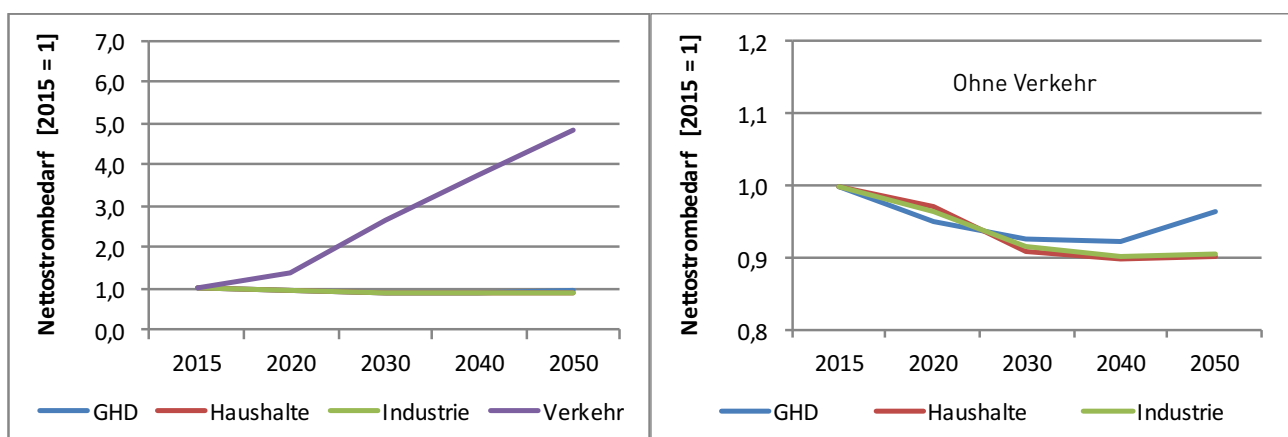
Abbildung 40: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren mit (links) und ohne Verkehrssektor (rechts) in Szenario A



Quelle: Fraunhofer ISI

Szenario B ist durch eine Entwicklung charakterisiert, bei der wie in Abbildung 41 dargestellt in größerem Umfang Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch zu beobachten sind. Auf der anderen Seite existieren Anreize für eine zunehmende Verbreitung von Elektromobilität und eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor. Dies führt vor allem nach 2035 zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs. Es werden Fördermittel für Speicher bereitgestellt und einer Verbrauchsflexibilisierung in Form von Demand-Side-Management (DSM) ein relativ hohes Potential beigemessen.

Abbildung 41: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren mit (links) und ohne Verkehrssektor (rechts) in Szenario B



Quelle: Fraunhofer ISI

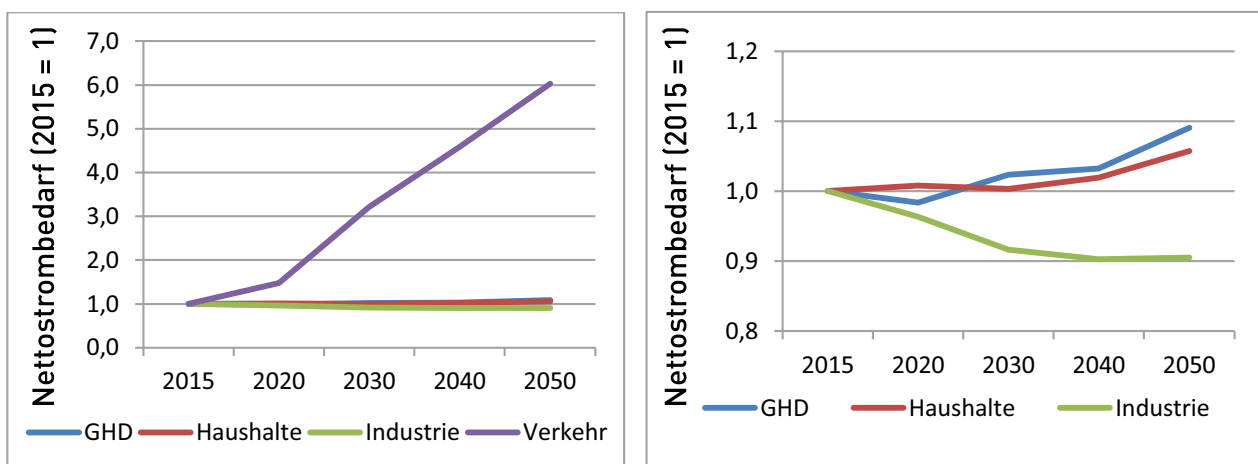
Szenario C beschreibt grundsätzlich eine Entwicklung, welche durch eine beschleunigte Energiewende hin zu einem klimafreundlichen, smarten und flexiblen Stromverbrauch unter starker Nutzung vielfältiger neuer Anwendungen wie zum Beispiel Wärmepumpen, Elektromobilität im Nutzfahrzeugbereich und dem öffentlichen Nahverkehr, Speicherheizungen sowie Power-to-Gas charakterisiert ist. Wie in Abbildung 42 dargestellt, kommt es hier gegenüber dem Szenario B zu einer zusätzlichen Durchdringung neuer Anwendungen und Speicher. Zusätzlich werden weitere Lastflexibilisierungspotentiale erschlossen.

In der Modellierung von Fraunhofer ISI ergibt sich daraus für das Szenario C 2030 ein Nettostromverbrauch exklusive VNB-Netzverlusten in Höhe von 472 TWh, mit VNB-Netzverlusten 492 TWh. Davon wurden 23 TWh an Elektrofahrzeugen und 22 TWh Wärmepumpen zugeordnet. Die Reduktion des Nettostromverbrauchs durch andere Einflussfaktoren bezogen auf 2013 (z. B. Effizienzsteigerung) beträgt in der Studie von ISI dabei 93 TWh. Die Höchstlast ergibt sich dabei mit den Beiträgen zur Verminderung der Höchstlast aus der Steuerung des Verhaltens von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen am Netz zu 83,1 GW. Des Weiteren wird dadurch in 2050 in etwa das Stromverbrauchsziel von –25 % erreicht.

Vor dem Hintergrund der oben genannten Unsicherheiten zur Umsetzung der Verbrauchsminderungen und der Beiträge von DSM und der Steuerung des Verhaltens von neuen Stromanwendungen am Netz setzen die Übertragungsnetzbetreiber eine Fortschreibung des Verbrauchs aus 2013 an, dabei wird in 2030 wieder die Stromnachfrage von 523 TWh getroffen und jetzt in 2050 ca. 9 % weniger Strom verbraucht. Damit einhergehend ist Szenario C anders definiert, indem nach Abbildung 44 die Energiepolitik/Effizienzsteigerung weniger ambitioniert ausgestaltet wird (entsprechend zu Szenario B) und neben den neuen Stromanwendungen gleichzeitig die Verbreitung und Nutzung klassischer Anwendungen erhöht ist. Dabei werden diese Anwendungen nicht höchstlaststeigernd angenommen. Wenn man beispielsweise ein DSM bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen nicht verstärkt berücksichtigt, würde aufgrund der höheren Nachfrage im Vergleich zur Szenariokonfiguration nach Abbildung 42 nun auch die Höchstlast höher ausfallen.

Ein Beispiel für eine Annahme zur steigenden Nachfrage nach elektrischer Energie bis zum Jahr 2050 findet sich in der Studie e-Highway 2050.¹¹

Abbildung 42: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren mit (links) und ohne Verkehrssektor (rechts) in Szenario C mit Fortschreibung des Verbrauchswertes aus 2013



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Fraunhofer ISI

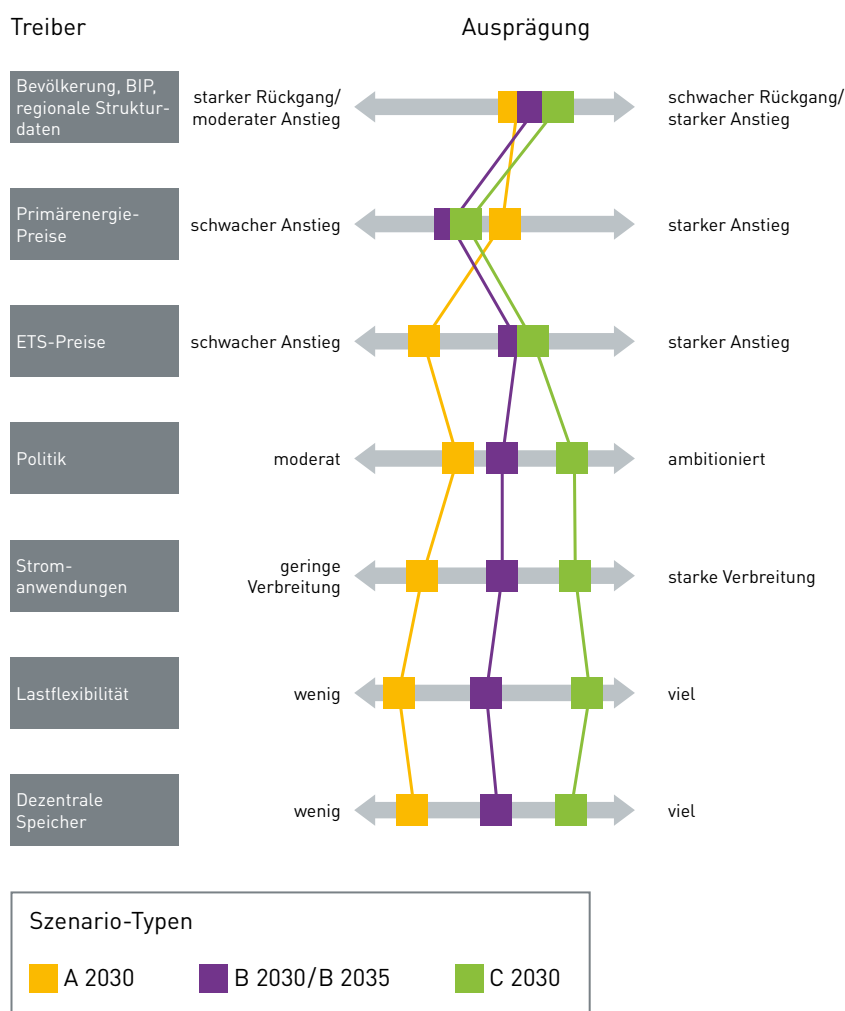
¹¹ In den Analysen der Studie e-Highway 2050 wird von fünf unterschiedlichen Entwicklungen, hin zu den europäischen Klimazielen für das Jahr 2050, ausgegangen. Alle Szenarien gehen dabei von einer, im Vergleich zum heutigen Niveau, erhöhten Stromnachfrage aus. Grundlage für die Annahme ist eine Befragung unter aller europäischen TSOs. Trotz dieser erhöhten Nachfrage nach elektrischer Energie wird aber von einem insgesamt deutlich verringerten Primärenergieverbrauch ausgegangen. Hintergrundinformationen zu den Analysen von e-Highway 2050 finden sich unter: http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D2_1_Data_sets_of_scenarios_for_2050_20072015.pdf

9.7 Methodische Umsetzung

9.7.1 Prognose des nationalen Strombedarfs

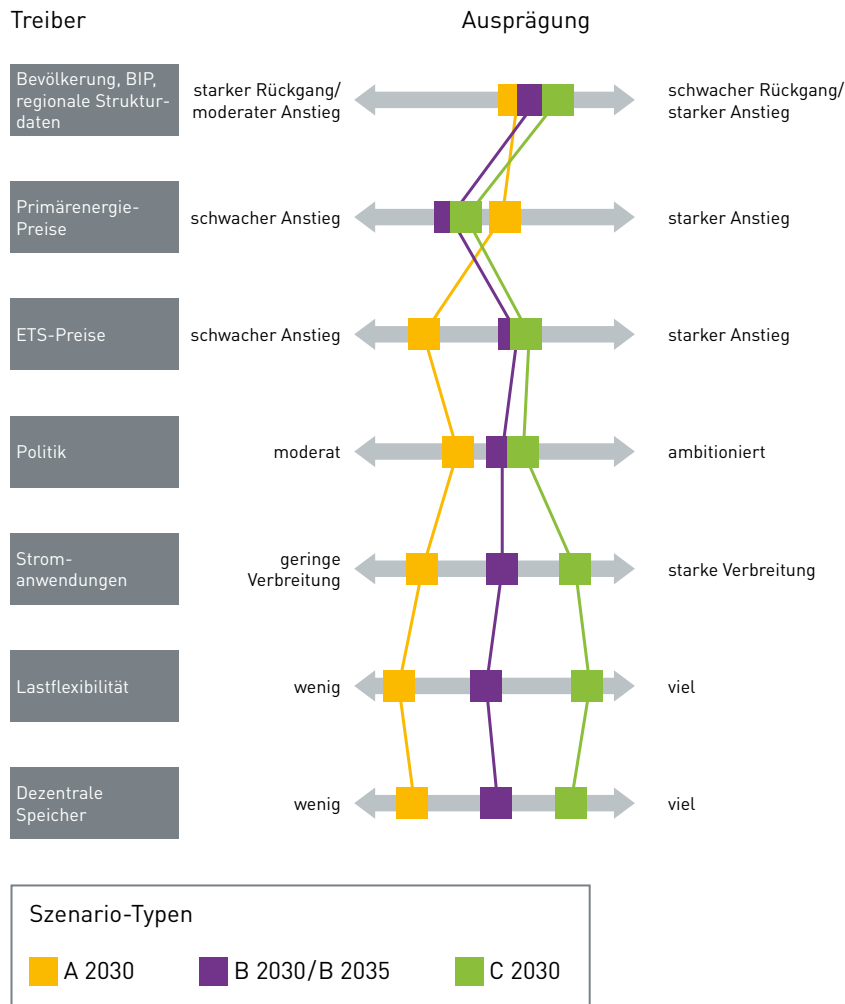
Auf Grund spezifischer Unterschiede im Stromverbrauchsverhalten und der Entwicklung werden im Rahmen der Stromverbrauchsmodellierung die volkswirtschaftlichen Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Industrie sowie Verkehr betrachtet. Für die Entwicklung des Strombedarfs lassen sich sektorspezifisch unterschiedliche Treiber identifizieren. Über eine Variation der Ausprägung dieser Treiber lassen sich jeweils konsistente Szenarien abbilden. Abbildung 43 illustriert die unterschiedlichen Ausprägungen der betrachteten Treiber in den Szenarien.

Abbildung 43: Abgrenzung der Treiber in den Szenarien durch Szenarioset mit ambitionierten Politiken und Betonung auf neuen Stromanwendungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 44: Abgrenzung der Treiber in den Szenarien durch Szenarioset mit weniger ambitionierten Politiken in Szenario C und Steigerung aller Stromanwendungen (herkömmliche und neue Anwendungen)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



9.7.2 Bevölkerungsentwicklung

Die zukünftige Entwicklung der Bevölkerungsstruktur und -zahl stellt einen wesentlichen Treiber für die Stromnachfrage dar. Dies liegt daran, dass die Bevölkerungsentwicklung zum einen über die Bevölkerungszahl einen direkten Einfluss auf die Stromnachfrage nimmt. Zum anderen besteht aber auch ein indirekter Zusammenhang zwischen der Bevölkerungsentwicklung und der Stromnachfrage, da die die Bevölkerungsentwicklung einen Einfluss auf die in den folgenden Abschnitten erläuterten volkswirtschaftlichen Sektoren nimmt, die ihrerseits wiederum die Stromnachfrage beeinflussen.

In allen Szenarien wird die gleiche Bevölkerungsentwicklung angenommen. Diese wird in Tabelle 26 aufgeführt und basiert auf der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des statistischen Bundesamtes. Neben den Ergebnissen der koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung werden in den aufgezeigten Daten die Ergebnisse des Migrationsberichtes 2011 des Bundesamtes für Migration und Flüchtlinge /BMI 2013/ und des Zensus von 2011 berücksichtigt /Destatis 2013/. Im Rahmen der Bevölkerungsvorausrechnung wurden mehrere mögliche Entwicklungen analysiert, die sich durch unterschiedliche Geburtenraten, Lebenserwartungen und Wanderungssalden unterscheiden. In Anbetracht der derzeitigen und zukünftig antizipierten Migrationsentwicklungen wird in den Szenarien des NEP die Variante 2 „Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung“ unterstellt. Insgesamt wird daher bis zum Jahr 2020 von einem leichten Anstieg der Gesamtbevölkerung und in den daraufhin folgenden Jahrzehnten von einer Reduktion der Bevölkerungszahl ausgegangen.

Tabelle 26: Entwicklung der Gesamtbevölkerung, basierend auf der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung – Variante 2

Jahr	2012	2020	2030	2040	2050
	Anzahl [1000]				
Gesamtbevölkerung	80.523	81.953	80.919	78.906	76.115
relative Veränderung ggü. 2012	–	+ 1,8 %	+ 0,5 %	– 2,0 %	– 5,5 %

Quelle: /Destatis 2015a/

9.7.3 Wirtschaftsentwicklung (BIP)

Einen weiteren wichtigen Treiber für den Stromverbrauch stellt die zukünftige Entwicklung der Wirtschaft, im Folgenden differenziert nach produzierendem und Dienstleistungsgewerbe, dar. Als wesentliche Kenngröße wird das Bruttoninlandsprodukt (BIP) identifiziert, welches sich aus der um Subventionen und Steuern bereinigten Bruttowertschöpfung berechnet.

Die Ableitung der Entwicklungstrends auf gesamtwirtschaftlicher Ebene basiert auf der Studie Klimaschutzszenario /Matthes 2014/, die wiederum auf dem OECD Economic /OECD 2012/ aufbaut.

Bezogen auf die Industrie (produzierendes Gewerbe) wird hiernach von einem durchschnittlichen jährlichen Anstieg des BIP von 0,79 % bis 2035 ausgegangen. Langfristig verlieren insbesondere industrielle Massenprodukte an Marktanteilen und Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Schwellenländern, wohingegen der Maschinen- und Fahrzeugbau sowie die Konsum- und Investitionsgüterbranche einen Zugewinn verzeichnen. Im Dienstleistungssektor wird ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 0,97 % bis 2035 unterstellt, gleichbedeutend mit einer leichten Erhöhung des GHD-Anteils an der gesamtwirtschaftlichen Aktivität.

Die Entwicklung des BIP und die gesamte Bruttowertschöpfung sind in Tabelle 27 dargestellt. Hierbei wird für alle Szenarien von einer identischen Wirtschaftsentwicklung ausgegangen.



Tabelle 27: Preisbereinigte Bruttowertschöpfung und Bruttoinlandsprodukt in Deutschland

Jahr	2012	2020	2030	2040	2050
	Mrd. Euro				
Bruttowertschöpfung gesamt	2.378	2.563	2.804	2.975	3.133
Bruttoinlandsprodukt	2.647	2.883	3.126	3.334	3.547

Quelle: /Destatis 2015b, Matthes 2014/

9.7.4 Regionale Strukturparameter

Nicht nur die oben genannten gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sind für den Stromverbrauch bestimmende Faktoren. Auch die regional unterschiedliche Entwicklung muss für die Allokation des Verbrauchs mit abgebildet werden. Dazu dient eine Modellierung von regional sich unterschiedlich entwickelnden Faktoren, die den regionalen Verbrauch beeinflussen.

Diese regionalen Strukturparameter umfassen beispielsweise die Erreichbarkeit von Ballungsgebieten, die Einwohner- und PKW-Dichte, die Erreichbarkeit von Autobahnen und Flughäfen, das Haushaltseinkommen, die Anzahl der Erwerbstätigen sowie Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser und Größe der Wohnflächen.

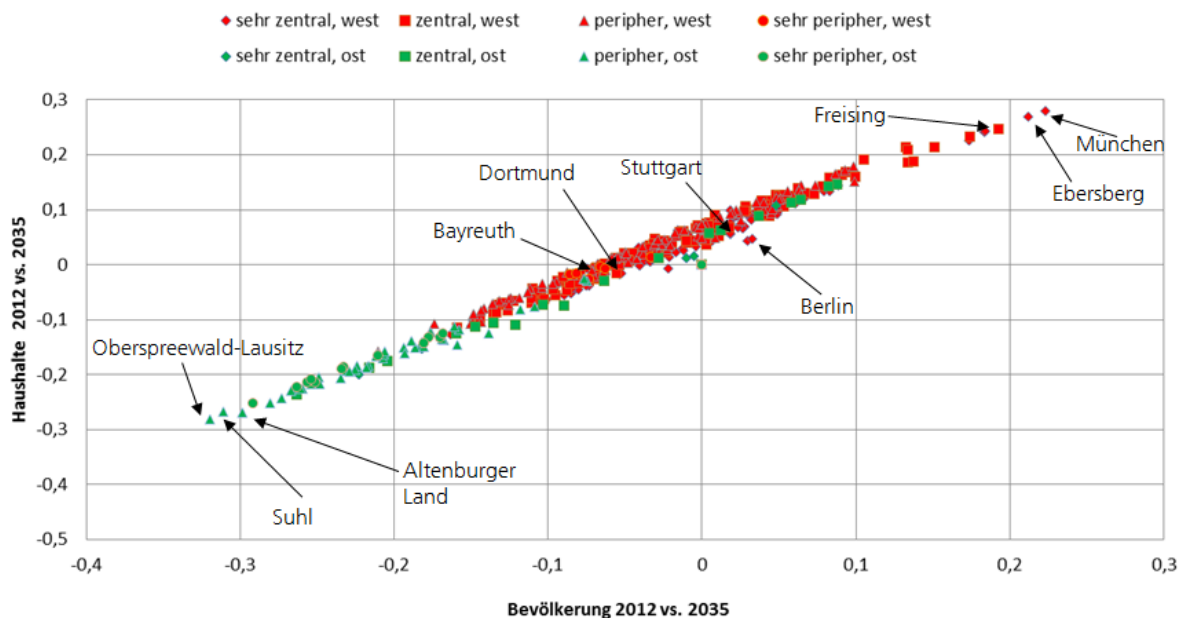
Die Datenbasis für die regionalen Strukturdaten stellt die Raumordnungsprognose 2035 des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) dar /BBSR 2015/, welche Angaben zur Entwicklung der Bevölkerung, Haushalte und Erwerbspersonen beinhaltet. Weitere regionale Strukturdaten werden basierend auf der Raumordnungsprognose oder verfügbaren nationalen Daten abgeleitet: Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung, Wohnflächen sowie verfügbares Einkommen /Destatis, 2015c/. Des Weiteren wird die Heterogenität der klimatischen Bedingungen in Form der Klimafaktoren des Deutschen Wetterdienstes (DWD) berücksichtigt, die eine Kombination aus Außentemperatur und Strahlungsdaten darstellen /DWD, 2015/.

Die regionalen Strukturparameter werden in allen drei Szenarien identisch angenommen. Zur Veranschaulichung dieser Analyse stellt die Abbildung 45 beispielhaft die prognostizierte regionale Veränderung der Haushalte in Abhängigkeit der Bevölkerungsentwicklung im Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2012 dar.

Man erkennt daraus, dass sich z. B. von 2012 bis 2035 die Anzahl der Haushalte und die Bevölkerung in München und in Suhl verschiedenartig entwickeln. Diese regionalen Unterschiede sollen in der Modellierung des regionalen Verbrauchs für die Szenarien berücksichtigt werden.



Abbildung 45: Exemplarische Darstellung der prognostizierten regionalen Veränderung der Haushalte in Abhängigkeit der Bevölkerungsentwicklung im Jahr 2035 gegenüber 2012



Quelle: Fraunhofer ISI

9.7.5 Primärenergieträger-, CO₂- und Großhandelspreise

Einen weiteren Einflussfaktor in Bezug auf den Stromverbrauch stellen Endverbraucherpreise dar, welche auf Basis von Primärenergieträger-, CO₂- und Großhandelspreisen abgeleitet werden.

Die Primärenergieträgerpreise sind aus dem World Energy Outlook der IEA abgeleitet und entsprechen den in Kapitel 14 aufgeführten und zwischen den Szenarien variierten Werten. Für die Großhandelspreise und CO₂-Preise werden Vergleichswerte aus den Marktsimulationen des NEP 2025 verwendet. Die Preise werden in Endverbraucherpreise überführt, indem Steuern, Umlagen und Abgaben zusätzlich Berücksichtigung finden.

9.7.6 Energie- und Klimapolitik

Einen wesentlichen Einflussfaktor für die Entwicklung des Stromverbrauchs stellen weiterhin energie- und klimapolitische Ziele sowie die entsprechenden ökonomischen und ordnungsrechtlichen Steuerungsinstrumente gemäß Tabelle 28 und nach den Annahmen im Szenario in Abbildungen 43 und 44 dar. Die Variation der Energie- und Klimapolitik in den Szenarien erfolgt an Hand eines unterschiedlich stark ausgeprägten Einsatzes dieser Instrumente. In Szenario A wird angenommen, dass für Subventionen und Zuschüsse bestehende Fördervolumina noch für den derzeit geplanten Zeithorizont (i. d. R. bis zum Jahr 2020) zur Verfügung gestellt werden und anschließend auslaufen. Bestehende ordnungsrechtliche Maßnahmen werden beibehalten und keine weitere Novellierung durchgeführt. Bei preis- und mengenpolitischen Steuerungsmechanismen erfolgt eine instrumentenspezifische Festlegung zur Unterstützung der Einführung von Elektromobilität und Wärmepumpen.

In den Szenarien B und C wird von einer Beibehaltung der Subventionen und Zuschüsse ausgegangen, es werden jedoch verstärkt preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen – flankiert durch eine Novellierung der ordnungsrechtlichen Vorschriften – eingesetzt.



Tabelle 28: Klassifikation der Instrumententypen (reduziert auf relevante Instrumente)

Instrumententyp		Definition
Ökonomische Instrumente	Subventionen und Zuschüsse	Förderung aus öffentlichen Mitteln - haushaltswirksam (z. B. verbilligte Kredite)
	Preis- und mengenpolitische Steuerungsmechanismen	Monetäre Anreiz-Mechanismen – nicht haushaltswirksam (z. B. handelbare Zertifikate)
Ordnungsrechtliche Vorschriften		Gesamtheit der Rechtsvorschriften, die sich regulierend auf den Einsatz oder die Auswahl von Investitionsgütern auswirken (z. B. Produktkennzeichnung)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

9.7.7 Neue Anwendungen – Elektromobilität

Der Begriff Elektromobilität beschreibt im Kontext des Entwurfs zum Szenariorahmen die Nutzung elektrisch angetriebener Fahrzeuge. Im Gegensatz zu konventionellen, fossil betriebenen Fahrzeugen dient hierbei Strom als Energieträger, welcher i. d. R. mittels elektrochemischen Speichern mitgeführt wird. Um die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen ist ein nahezu emissionsfreier Verkehrssektor notwendig, bei dem Stromanwendungen aufgrund des begrenzten Biokraftstoffpotentials einen wesentlichen Beitrag leisten.

Im Szenario A wird angenommen, dass es in einem geringen Ausmaß zur Einführung von Elektromobilität kommt. Im Szenario B werden erweiterte Anreize unterstellt, was zu einer stärkeren Verbreitung von Elektromobilität führt. Im Szenario C wird angenommen, dass bei den Entscheidungsträgern eine höhere Präferenz zugunsten neuer Technologien und einem zunehmend energie- und klimapolitischen Bewusstsein vorhanden ist. Des Weiteren wird eine stärkere Kostendegression von Batteriespeichern unterstellt, welche die Integration von Elektrofahrzeugen zusätzlich fördert. Dies führt zusätzlich zu einer Ausweitung der Elektromobilität im Nutzfahrzeugbereich und dem öffentlichen Nahverkehr. Die Bestandsentwicklung der Elektrofahrzeuge in den drei Szenarien ist in Tabelle 29 dargestellt.

Tabelle 29: Angenommene Bestandsentwicklung von Elektrofahrzeugen in den Szenarien

Elektromobilität	Referenz 2013	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Anzahl [Mio]	0	1,5	4,8	8,1	7,0
Ladeleistung [GW]	0	5,6	17,8	30,0	25,9
Speicherkapazität [TWh]	0	46	144	243	210
Anteil lastmanagementfähiger Fahrzeuge	~0%	~2%	~5,4%	~18,1%	16%

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

9.7.8 Neue Anwendungen – Wärmepumpen

Wärmepumpen nehmen unter Aufwendung von Arbeit thermische Wärmeenergie aus der Umgebungsluft auf und geben diese als Nutzwärme (z. B. in Form einer Heizung) ab. Da Wärmepumpen häufig elektrisch betrieben werden, wirkt sich ihr Betrieb auf den Strombezug aus. Der Einsatz kann dabei ungesteuert oder intelligent, d. h. über ein Lastmanagement, erfolgen.



Im Szenario A wird lediglich von einer geringen Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ausgegangen, die in Szenario B stärker ausfällt. Gegenüber dem Szenario B kommt es in Szenario C zu einer zusätzlichen Durchdringung von Wärmepumpen und Speicherheizungen und dementsprechend höherem Nettostromverbrauch. Die angenommene Entwicklung der installierten Leistung, der resultierenden Stromnachfrage durch den Einsatz der Wärmepumpen sowie der Anteil der flexibel einsetzbaren Wärmepumpen am Bestand ist für die drei Szenarien in Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 30: Annahmen zur Durchdringung von Wärmepumpen

Wärmepumpen	Referenz 2013	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Installierte Leistung [GW]	3,2	9,8	10,6	12,6	11,3
Nettostromverbrauch [TWh]	6	19	20	24	22
Anteil lastmanagementfähiger Wärmepumpen	~0%	~12,4%	~28,5%	~74,9%	~64,4%

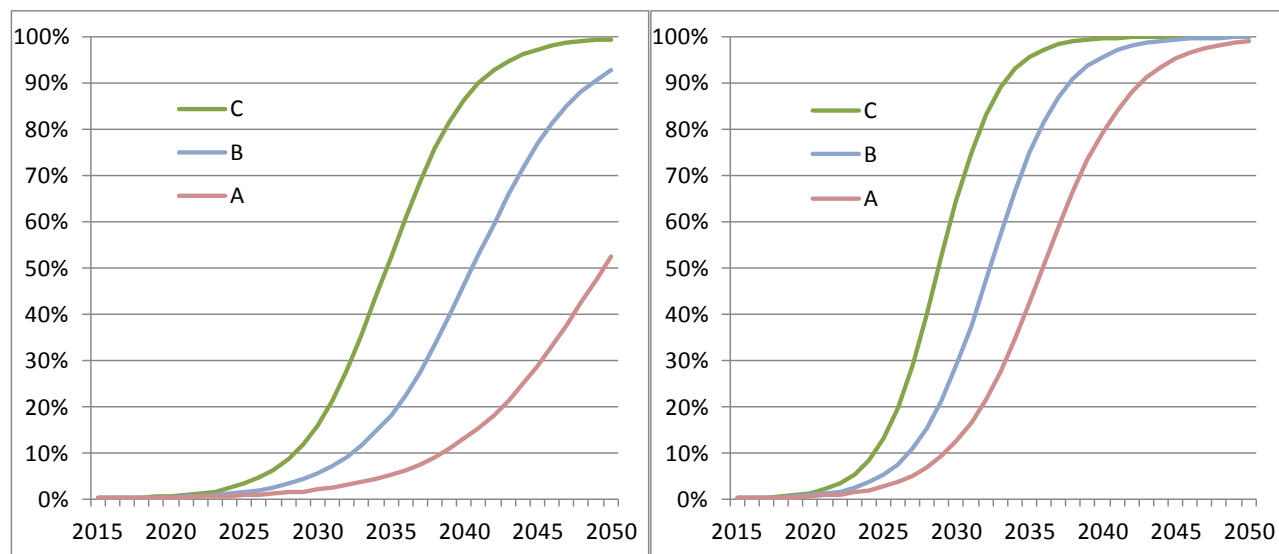
Quelle: Fraunhofer ISI

9.7.9 Lastflexibilität

In den vorliegenden Szenarien wird unterstellt, dass sowohl Wärmepumpen als auch Elektrofahrzeuge mittels Lastmanagement zur Steigerung der Flexibilität im Elektrizitätssystem beitragen können. Die explizit für das Lastmanagement berücksichtigten Technologien beschränken sich auf Wärmepumpen im Haushaltssektor zur Bereitstellung von Raumwärme sowie auf PKW und leichte Nutzfahrzeuge mit reinem batterieelektrischen oder Hybrid-Antrieb. Die Annahmen zu den jeweils lastmanagementfähigen Anwendungen in den Szenarien sind in den Tabellen 29 sowie 30 angegeben.

In Abbildung 46 wird die jährliche Entwicklung von Anteilen an steuerbaren Einheiten jeweils bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen dargestellt.

Abbildung 46: Diffusionspfad von Lastmanagement bei Elektrofahrzeugen (links) und Wärmepumpen (rechts) bis zum Jahr 2050



Quelle: Fraunhofer ISI

9.7.10 Dezentrale Speicher

Unter dezentralen Speichern werden sämtliche Technologien zusammengefasst, die der Ein- und Ausspeicherung von lokal und i. d. R. aus volatilen Energiequellen gewonnenem Strom dienen.

Im Rahmen der Szenarien liegt der Fokus auf dezentralen Speichern zur Maximierung der PV-Eigenversorgung privater Haushalte. Dabei kommen aufgrund der bestehenden gesetzlichen Regelungen nur Ein- und Zweifamilienhäuser in Frage. Mit dieser Eingrenzung lässt sich die installierte Leistung der dezentralen Batteriespeicher in Abhängigkeit vom Zubau der PV-Aufdachanlagen geeignet abschätzen.

Es wird daher davon ausgegangen, dass die Verbreitung von stationären Batteriespeichern in allen drei Szenarien an die szenarienabhängige Verbreitung von PV-Aufdachanlagen gekoppelt ist. Bei der Kostendegression der Batteriespeicher wird unterstellt, dass diese im Wesentlichen durch den Weltmarkt getrieben ist und sich in allen Szenarien identisch einstellt.

9.7.11 Räumliche Auflösung des Stromverbrauchs

Die oben beschriebenen Treiber für die Entwicklung des nationalen Nettostromverbrauchs beeinflussen neben dem nationalen Stromverbrauch auch die regionale Verbrauchsstruktur. Hiermit verbunden kann es zu einer räumlichen Verschiebung der Stromnachfrage mit potentiell Einfluss auf den Übertragungsbedarf im Höchstspannungsnetz kommen.

Die räumliche Auflösung des nationalen Stromverbrauchs erfolgt auf Landkreisebene und ausgehend vom nationalen Stromverbrauch separat für die Sektoren Haushalt, Gewerbe, Industrie und Verkehr jeweils top-down über sektorspezifische Verteilungsschlüssel.

Im Folgenden sind mögliche Verteilungsschlüssel zur Entwicklung der sektorspezifischen Nettostromverbräuche auf regionaler Ebene aufgeführt. Hierbei sind auch Kombinationen der Verteilungsschlüssel möglich.

Haushalte: Für den Haushaltssektor können die regionalen Schlüssel Bevölkerung, die Anzahl der Haushalte, das verfügbare Einkommen, die Wohnfläche, ein Klimafaktor und die spezifische Stromnachfrage je Haushalt zur räumlichen Auflösung des nationalen Nettostromverbrauchs herangezogen werden.

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD): Für den Sektor GHD können die Anzahl der Erwerbstätigen, die spezifische Stromnachfrage sowie die Bruttowertschöpfung zur räumlichen Auflösung des nationalen Nettostromverbrauchs herangezogen werden.

Industrie: Für den Industriesektor können Faktoren wie die spezifische Stromnachfrage je Prozess, die Bruttowertschöpfung und Produktionskapazität je Standort zur räumlichen Auflösung des nationalen Nettostromverbrauchs im Industriesektor herangezogen werden.

Verkehrssektor: Für den Verkehrssektor können die spezifische Stromnachfrage je Verkehrsträger, der PKW-Bestand/Neuanmeldungen, die Bruttowertschöpfung und Anzahl der Elektrofahrzeuge zur räumlichen Auflösung des nationalen Nettostromverbrauchs im Verkehrssektor herangezogen werden.

Die Validierung des auf diese Weise räumlich aufgelösten Stromverbrauchs und der gewählten Verteilungsschlüssel erfolgt für das Referenzjahr 2013 sowohl anhand der Auswertungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zu historischen Nettostromverbräuchen je Bundesland als auch den Übertragungsnetzbetreibern vorliegenden Daten zu Entnahmeenergiemengen, welche gemäß den „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS) in regionaler Auflösung erfasst werden.

Die vorgeschlagene Betrachtungsweise erlaubt neben der Abbildung regionaler Stromverbrauchstrends in einem weiteren Schritt auch eine regional differenzierte Modellierung von Stromverbrauchsprofilen. Das vorgeschlagene Vorgehen wird im nächsten Abschnitt erläutert.



9.7.12 Modellierung von Lastprofilen

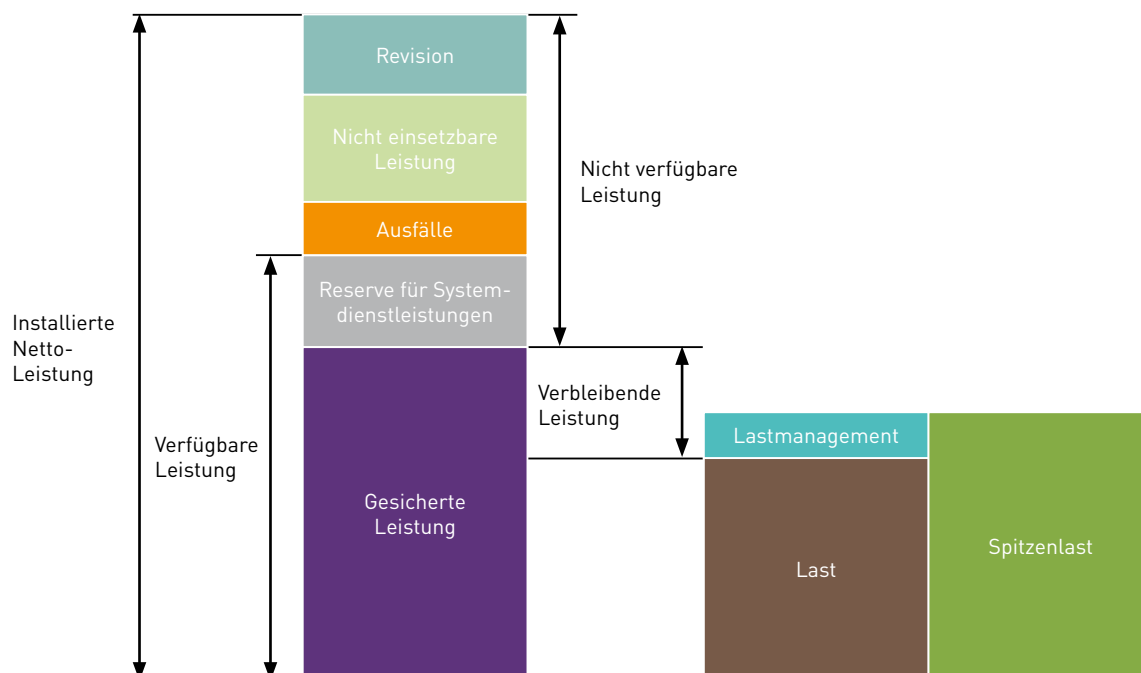
Der Einsatz neuer Stromanwendungen sowie eine zeitlich gesteuerte Verschiebung der Stromnachfrage (DSM) wirken sich nicht nur auf die jährlich nachgefragte Energiemenge, sondern auch den zeitlichen Verlauf des Strombezugs – sowohl auf nationaler als auch regionaler Ebene – aus. Im Bereich der neuen Stromanwendungen können hierbei Faktoren wie das intelligente Lastmanagement von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen eine wesentliche Rolle spielen.

Ausgehend vom zuvor bestimmten nationalen Stromverbrauch und dem historischen Lastprofil des gewählten Wetterjahres (siehe Abschnitt 2.6) lassen sich für jedes Szenario nationale und regionale Lastprofile bestimmen. Hierbei kommt ein Modell zum Einsatz welches auf den jährlichen Stromverbrauchsdaten aufbaut und zudem die strukturelle Entwicklung relevanter Technologien sowie deren technologiespezifischer Lastprofile berücksichtigt. Im Rahmen des Modells wird das historische nationale Lastprofil in einem ersten Schritt an Hand typischer Standardprofilen in einzelne, anwendungs- und sektorspezifische Stromverbrauchsprofile zerlegt. In einem zweiten Schritt wird dann szenarienabhängig die Gewichtung der Lastverläufe jener Anwendungen angepasst, für welche zukünftig eine überdurchschnittliche Änderung der Verbrauchsintensität erwartet wird. Der verwendete Ansatz gestattet eine sachgerechte Transformation des Lastkurvenprofils und somit eine zeitlich veränderte Verteilung der Stromnachfrage.

10 BEWERTUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

In allen Szenarien wird eine deutliche Reduzierung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland angenommen. Vor diesem Hintergrund rückt die Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit stark ins Blickfeld. Schließlich müssen dem System zur sicheren Deckung der Stromnachfrage zu jeder Zeit ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat der fortlaufenden Überwachung der Versorgungssicherheit im Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) bereits eine hohe Priorität zugewiesen. Auch für die Annahmen zu den Erzeugungskapazitäten in diesem Entwurf des Szenario-rahmens wird im Folgenden die Versorgungssicherheit bewertet. Diese Bewertung bezieht sich unter Vernachlässigung des Stromnetzes ausschließlich auf die Erzeugungs- und Lastsituation. Der Fokus liegt hierbei auf einer Betrachtung der Erzeugungskapazitäten innerhalb der Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Wahrscheinlichkeiten, dass die Jahreshöchstlast durch inländische Erzeugungskapazität gedeckt werden kann, sowie die erforderlichen Beiträge des europäischen Umfeldes zur Wahrung der Versorgungssicherheit sind wesentliche Ergebnisse der Untersuchung. Abbildung 47 verdeutlicht die Möglichkeit einer Bewertung der Versorgungssicherheit mittels einer Leistungsbilanz.

Abbildung 47: Systematik der Leistungsbilanz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

10.1 Methodik

Zur Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit wird ein probabilistisches Verfahren in Anlehnung an den aktuell dem BMWi vorgelegten Leistungsbilanzbericht 2015 der Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt. Im Gegensatz zu statischen Verfahren ermöglicht ein solcher Ansatz mit expliziten wahrscheinlichkeitstheoretischen Betrachtungen eine verbesserte Analyse der Versorgungssicherheit. Der Beitrag der Windenergie on- und offshore zur Versorgungssicherheit wird in dieser Untersuchung stochastisch abgebildet. Eine Worst-Case-Abschätzung für Windenergie erfolgt nicht. Im Ergebnis wird eine Wahrscheinlichkeit dafür bestimmt, ob konventionelle und erneuerbare Kapazitäten in den Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Stande sind, die Last zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast aus Eigenerzeugung zu decken.

Die blockscharf modellierten Kraftwerke eines jeden Szenarios werden hierfür anhand von anonymisierten Statistiken zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten des VGB PowerTech e.V. über Zustandswahrscheinlichkeiten parametrisiert. Für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast wird hier von deutlich reduzierten geplanten Nichtverfügbarkeiten („Revisionen“) ausgegangen, sodass hauptsächlich ungeplante Nichtverfügbarkeiten („Ausfälle“) die Bewertungsgrundlage bilden. Über das Verfahren der rekursiven Faltung kann so der Beitrag des Kraftwerksparks zur Versorgungssicherheit probabilistisch abgebildet werden.

Die Windenergieeinspeisung aus On- und Offshoreanlagen wird über eine für den Winter (Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) charakteristische Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion berücksichtigt und geht daher ebenso probabilistisch in die Faltung mit ein. Dahingegen werden die Kapazitäten der Energieträger Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser sowie Pumpspeicherkraftwerke und KWK-Anlagen kleiner als 10 MW entsprechend Tabelle 31 mit den dort angegebenen Anteilen der nicht einsetzbaren Leistung an ihrer installierten Leistung deterministisch berücksichtigt.

Tabelle 31: Anteil der nicht einsetzbaren Leistung der erneuerbaren Energien

Technologie	Anteil der nicht einsetzbaren Leistung
Wind on- und offshore	Abhängig vom Sicherheitsniveau
Photovoltaik	100 % (deterministisch)
Biomasse	35 % (deterministisch)
Laufwasser	75 % (deterministisch)
Pumpspeicher	20 % (deterministisch)
KWK<10 MW	15 % (deterministisch)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zusätzlich wird eine durch die Erzeugungskapazitäten in den Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bereitzustellende Regelleistung („Reserve für Systemdienstleistungen“) in einer Höhe von 4,7 GW angesetzt, welche die Bezugsgröße beim Ansatz der rekursiven Faltung vermindert. Daneben wird angenommen, dass in den Szenarien gemäß Strommarktgesetz eine zusätzliche Kapazitätsreserve in Höhe von 5 % der Jahreshöchstlast, abzüglich ihrer potentiellen Nichtverfügbarkeit, zur Verfügung steht. Diese Kapazitätsreserve ist nicht in der Kraftwerksliste abgebildet, da sie nicht am Strommarktgeschehen teilnimmt.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit wird die Höchstlast inkl. VNB- und ÜNB-Netzverluste sowie inkl. Lastmanagement im Bereich der neuen Stromanwendungen angesetzt (vgl. Kapitel 9). Die Netzverluste im Übertragungsnetz werden in dieser Betrachtung pauschal mit 2 % der Jahreshöchstlast angenommen. Der zusätzliche Beitrag von Lastmanagement im Bereich der klassischen Stromanwendungen (z. B. Industrie) wird in der vorliegenden Analyse jedoch nicht näher quantifiziert.



10.2 Ergebnisse

Aus der Bewertung der Versorgungssicherheit für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast lassen sich folgende zwei Hauptaussagen ableiten:

- Die Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind in Starklastsituationen¹² von Importen, Windeinspeisung oder weiteren Lastmanagementpotentialen abhängig.
- Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland kann die Jahreshöchstlast in keinem Szenario decken.

Um die Last in den deutschen Regelzonen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast mit einer 99 %-Wahrscheinlichkeit decken zu können, ist Deutschland auf ein Import- oder Lastmanagementpotential in Höhe von 8,6 GW in Szenario A 2030 bis zu 18,1 GW in Szenario C 2030 angewiesen. Dies ergibt sich aus der Betrachtung der verbleibenden gesicherten Leistung der inländischen Kapazitäten auf einem 99 %-Sicherheitsniveau nach Tabelle 32:

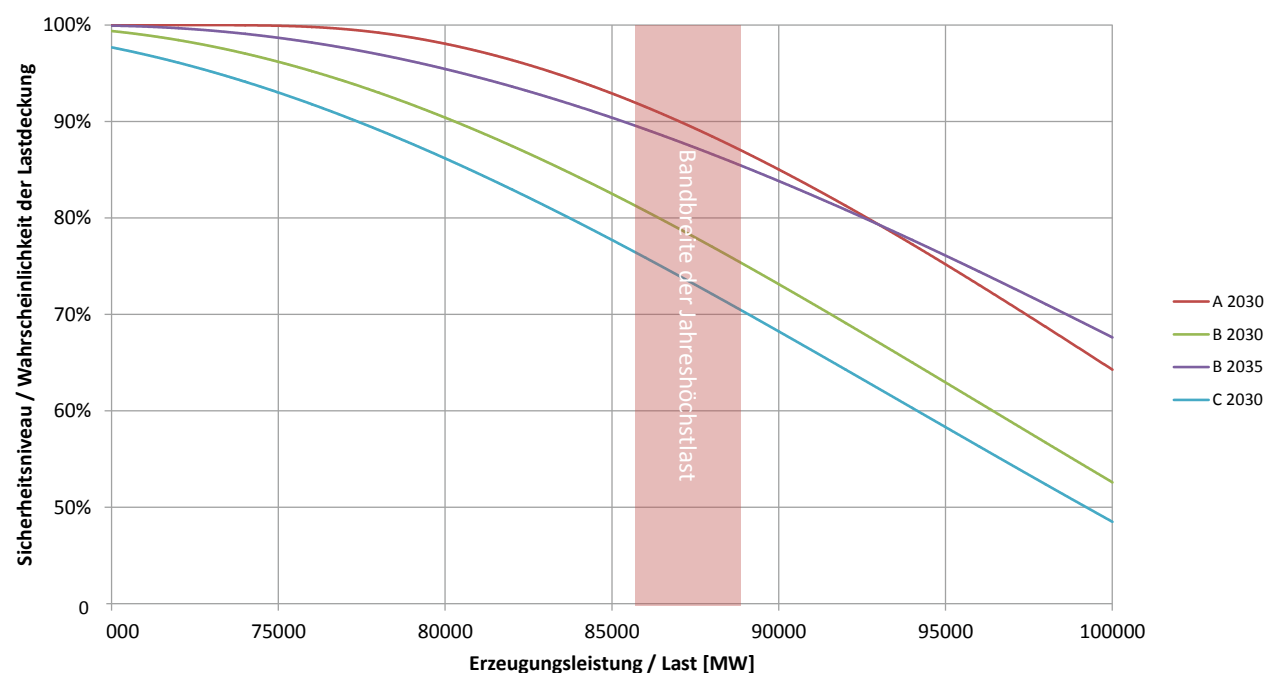
Tabelle 32: Bewertung der Versorgungssicherheit mit Sicherheitsniveau von 99 %

Bewertung der Versorgungssicherheit	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Verbleibende gesicherte Leistung	-8,6 GW	-16,2 GW	-14,7 GW	-18,1 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Wahrscheinlichkeit der Lastdeckung durch den inländischen Erzeugungspark ist darüber hinaus für jedes Szenario in Abbildung 48 dargestellt.

Abbildung 48: Verteilungsfunktion der Lastdeckung nach Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹² In der Regel Abendstunden im Winter, d. h. Situationen ohne PV-Einspeisung



Es zeigt sich in Abbildung 48, dass die Erzeugungskapazitäten der Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber auch Stromnachfragen, die unterhalb der Jahreshöchstlast liegen, nicht vollständig sicher decken können. Folglich wird Deutschland, auch insbesondere in Szenario C 2030, häufig auf Stromimporte angewiesen sein

Inwiefern die Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten des europäischen Umfeldes dabei stets in der Lage sind, den Importbedarf von Deutschland in einer abendlichen Starklastsituation zu decken, wird nicht näher analysiert. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass ausreichend positive Ausgleichspotentiale und weitere Lastmanagementpotentiale im Bereich klassischer Stromanwendungen vorherrschen, um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können. Insgesamt ergibt sich in den anderen Szenarien verglichen mit Szenario C 2030 ein leicht verbessertes Niveau der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit. Es ist hervorzuheben, dass der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland die Jahreshöchstlast in keinem Szenario alleine decken kann. Die Erzeugung Windenergie on- und offshore kann bei der Wahl geringerer Sicherheitsniveaus (< 99,9 %) positive signifikante Beiträge zur Versorgungssicherheit liefern.

Insgesamt kann die Fähigkeit des deutschen Stromerzeugungssystems, die Stromnachfrage mit eigenen Kapazitäten decken zu können, in den Szenarien des NEP 2030 im Vergleich zur heutigen Situation als reduziert angenommen werden. Die Bedeutung von Stromimporten, Windenergie und Lastmanagementpotentialen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere in Starklastsituationen, wird unter den getroffenen Annahmen steigen.

11 BERÜCKSICHTIGUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

11.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien

In Folge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien wird der Bedarf an flexiblen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern deutlich zunehmen. Durch diese Flexibilitätsoptionen kann das Stromsystem insgesamt flexibler und effizienter auf die volatile Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik reagieren. Bei der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP 2030 werden verschiedene Flexibilitätsoptionen analysiert und in die Betrachtungen mit einbezogen. Hierzu zählen im Wesentlichen das Lastmanagement klassischer Stromanwendungen, Lastmanagement neuer Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen), dezentrale und zentrale Speicher sowie die (zeitliche) Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung. Die jeweiligen qualitativen Ausprägungen dieser Flexibilitätsoptionen in den Szenarien stellen sich wie folgt dar:

Abbildung 49: Übersicht Flexibilitätsoptionen im NEP 2030

Flexibilitätsoption				
		A	B	C
zentrale Speicher (PSW)	keine			
dez. Speicher (Prosumer)	keine			
Flexibilität in konv. KW	keine			
Zeitliche Entkopplung der Strom und Wärmeerzeugung durch Wärmespeicher und Spitzenlastkessel zur Deckung der Wärmenachfrage				
Flexibilität im Verbrauch	keine			
Lastmanagement bestehender Stromanwendungen, Lastenmanagement neuer Stromanwendungen (Wärmepumpen, E-Mobilität)				

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Potential bestehender Flexibilitätsoptionen wird in den Szenarien genutzt, um die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu gewährleisten. Die Flexibilisierung im Bereich der erneuerbaren Energien durch den Einsatz von zentralen (z. B. Pumpspeicher) und dezentralen Speichern (z. B. Batteriespeicher im Hausbereich) variiert in den unterschiedlichen Szenarien. Eine Flexibilisierung im Bereich der konventionellen Kraftwerke kann durch technische Neuerungen und in der Modellierung durch Anpassung von technischen Parametern und Einsatzbedingungen erfolgen. Hier werden in den Szenarien eine zunehmende Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung und eine damit verbundene stärker strommarktgetriebene Erzeugung angenommen. Flexibilisierung im Bereich der Verbraucherlast erfolgt durch Lastmanagement von klassischen sowie bei neuen Stromanwendungen im Bereich der Wärmepumpen und der Elektromobilität. In den nachfolgenden Abschnitten werden die einzelnen Flexibilitätsoptionen näher erläutert und Ansätze zur methodischen Umsetzung aufgezeigt.

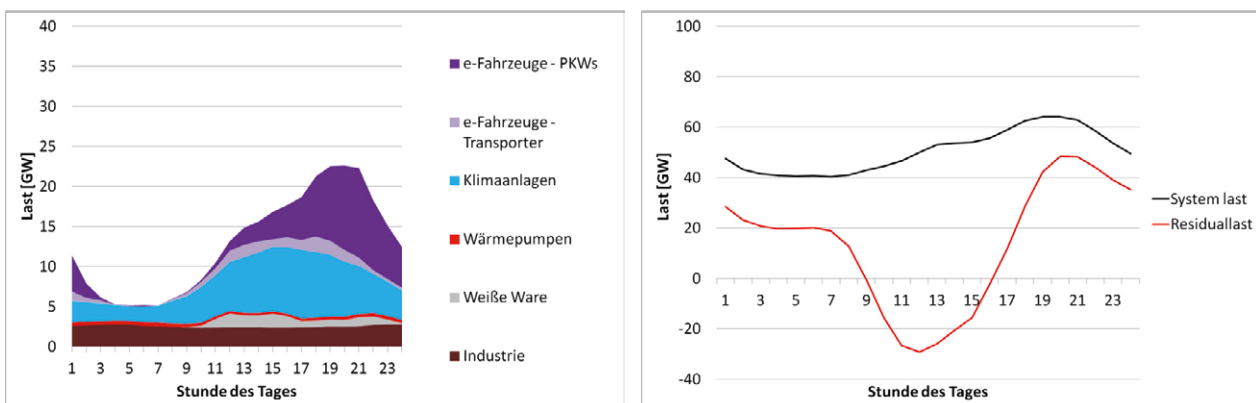


11.2 Lastmanagement – Nutzen aus Systemperspektive

Lastmanagement beschreibt die Veränderung des Stromnachfrageverhaltens von Stromkunden bzw. die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Angestoßen wird Lastmanagement u. a. durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen und dient der Reduktion der Strombezugskosten. Zudem kann Lastmanagement beim übergeordneten Einsatz im Stromversorgungssystem zur Vermeidung von Lastspitzen, zur verbesserten Auslastung von Grundlastkraftwerken und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen. Insgesamt kann durch Lastmanagement also eine Glättung der Residuallast (definiert als Systemlast abzüglich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien), welche durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss, erreicht werden.

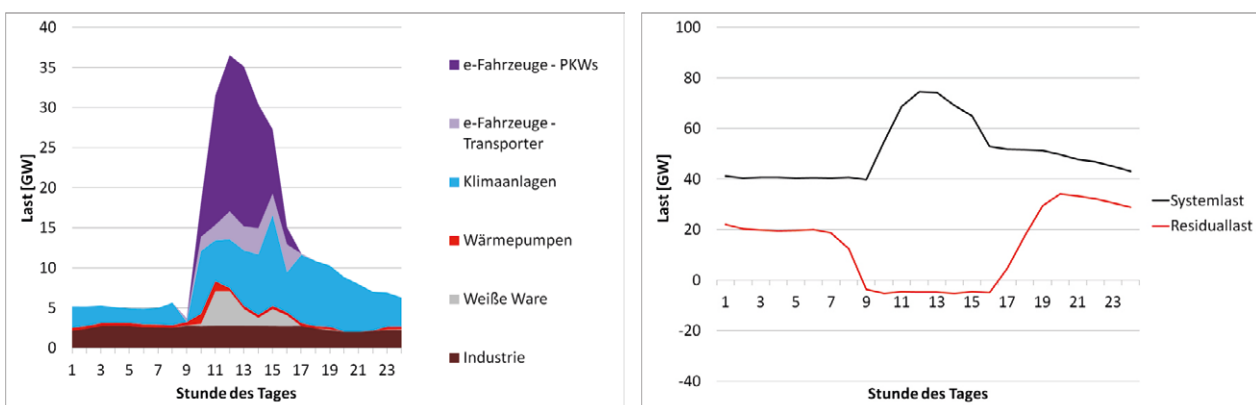
Die folgenden Abbildungen illustrieren den Lastverlauf der für Lastmanagement geeigneten Anwendungen anhand eines exemplarischen Sommertages in der Zukunft mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und Lastmanagementpotentialen im Bereich neuer Anwendungen. In den Mittagsstunden ergibt sich ein deutlicher Überschuss an erneuerbarem (Solar-) Strom, welcher eine negative Residuallast zur Folge hat. Folglich werden in diesen Stunden auch die Großhandelspreise deutlich niedriger als an den verbleibenden Stunden des Tages ausfallen und damit eine Verlagerung der Last in die Mittagsstunden anreizen. Ergebnis des Lastmanagements ist eine deutliche Glättung der Residuallast, welche gleichzeitig aber einen leichten Anstieg der Tagesspitzenlast zur Folge haben kann.

Abbildung 50: Szenario ohne Lastmanagement



Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 51: Szenario mit Lastmanagement



Quelle: Fraunhofer ISI



Es werden üblicherweise drei Arten von Lastmanagement unterschieden: Lastreduktion bzw. -abschaltung, Lastverlagerung und Eigenerzeugung:

- Unter Lastabschaltung versteht man die temporäre Reduktion der Stromnachfrage, ohne dass diese Nachfrage zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird. Lastabschaltung findet dann statt, wenn die Einsparungen durch die Abschaltung höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf die Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistung auftreten.
- Lastverlagerung entspricht der zeitlichen Verschiebung der Stromnachfrage in Stunden niedrigerer Preise. Lastverlagerung findet üblicherweise dann statt, wenn die potentielle Kosteneinsparung durch die Preisdifferenz zwischen zwei Stunden die mit der Lastverlagerung einhergehenden Kosten (z. B. durch Komforteinbußen oder Zusatzausgaben) übersteigt.
- Der Wechsel auf Eigenerzeugung findet statt, sobald der Strombezug aus dem Netz teurer ist als die lokale Stromerzeugung durch Eigenversorgungsanlagen. Der Einsatz von Eigenversorgung hängt von der Verfügbarkeit der entsprechenden Anlagen ab und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Für Lastmanagement kommen sowohl klassische als auch neue Stromanwendungen in Frage.

11.3 Lastmanagement klassischer Stromanwendungen

Die klassischen Stromanwendungen, die für die Lastabschaltung in Betracht kommen, umfassen Industrieprozesse, welche eine hohe kontinuierliche Auslastung aufweisen und folglich nur temporär ihren Strombezug reduzieren, ohne diesen zu einem späteren Zeitpunkt nachholen zu können. Zu diesen Industrieprozessen zählen primär Elektrolyseprozesse bei der Herstellung von Primäraluminium, -kupfer und Zink, Herstellungsverfahren in der Chlorproduktion, sowie Lichtbogenöfen in der Stahlherstellung. Diese Prozesse können üblicherweise für bis zu 4 Stunden abgeschaltet oder im Teillastbetrieb gefahren werden. Die technischen Potentiale belaufen sich heutzutage auf ca. 3 GW und entsprechend auf ca. 12 GWh abschaltbare Energie.

Für die Lastverlagerung kommen sowohl Industrieprozesse als auch Anwendungen des Haushalts- und GHD-Sektors in Frage. Industrielle Prozesse umfassen Mühlen in der Zementindustrie, Papiermaschinen, Kühlprozesse in der Nahrungsmittelindustrie sowie Anlagen zur Lüftung und Klimatisierung. Die verlagerbaren Leistungen belaufen sich heutzutage auf ca. 1,5 GW, die verlagerbaren Energiemengen (für eine einzelne Intervention) auf ca. 3 GWh.

Klassische Anwendungen des Haushalts- und GHD-Sektors, die für Lastverlagerung geeignet sind, sind einerseits elektrische Heizgeräte (Nachtspeicherheizungen, Direktheizungen, Umwälzpumpen, Boiler), Klimaanlage, Geräte der weißen Ware (Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine) sowie Kühl- und Gefriergeräte. Die Verlagerungsdauer insbesondere von Umwälzpumpen, Klimaanlage und Kühlgeräten liegt dabei teilweise bei nicht mehr als einer Stunde, da nur so lange Last verlagert werden kann wie sich die Betriebstemperatur der jeweiligen Anwendung (Raumtemperatur, Temperatur im Kühlraum) innerhalb der vorgegeben tolerablen Schranken befindet. Auf Grund der großen Verbreitung der genannten Anwendungen beläuft sich heute die verlagerbare Leistung auf ca. 35 GW und die verlagerbare Energiemenge auf ca. 140 GWh. Im Gegensatz zu den industriellen Potentialen sind diese heute größtenteils allerdings auf Grund der mangelnden Infrastruktur (mit Ausnahme der Nachtspeicherheizungen) noch nicht nutzbar.



Die heutigen technischen Lastmanagementpotentiale werden in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 33: Heutige technische Lastmanagement-Potentiale

Lastmanagement-Potential	Industrielle Lastabschaltung	Industrielle Lastverlagerung	Lastverlagerung im Haushalts- und GHD-Sektor
Leistung [GW]	ca. 3	1,5	35
Potential [GWh]	ca. 12	3	140

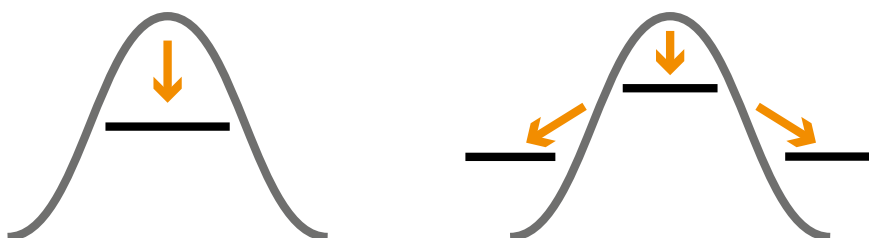
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung von Lastabschaltung und -verlagerung kann in den späteren Marktsimulationen wie beim Kraftwerkseinsatz über eine kostenminimierende Modellierung erfolgen. Die Nutzung bzw. der Abruf von Lastmanagementpotentialen führen zu Veränderungen des Stromverbrauchs, wie exemplarisch dargestellt in Abbildung 52.

- Eine Lastabschaltung führt stets zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs. Hierbei können unterschiedliche Potentiale mit unterschiedlichen Abrufpreisen berücksichtigt werden.
- Eine Lastverlagerung führt zu keiner Reduzierung des Stromverbrauchs, sondern nur zu einer zeitlichen Verschiebung. Dabei wird neben Abrufpreisen auch die maximal verschiebbare Dauer berücksichtigt.

Darüber hinaus können Kombinationen aus abschaltbaren und verschiebbaren Lasten abgebildet werden.

Abbildung 52: Veränderung des Stromverbrauchs durch Lastabschaltung (links) und Lastverlagerung (rechts)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zukünftig nutzbare Potentiale und Abrufpreise der oben beschriebenen Kategorien von Lastmanagement werden in weiteren Analysen für die jeweiligen Szenarien des NEP 2030 konkretisiert. Grundsätzlich erfolgt in den Szenarien die Abbildung von Lastmanagement im Bereich klassischer Anwendungen in unterschiedlichen Ausprägungen, wobei in Szenario C von einem vergleichsweise hohen Potential abschaltbarer und verlagerbarer Lasten ausgegangen wird.



11.4 Lastmanagement neuer Stromanwendungen

Neue Stromanwendungen, die für Lastmanagement geeignet sind, umfassen primär Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Lastverlagerung bei Elektrofahrzeugen geschieht durch die kostenoptimale Terminierung des Ladevorgangs. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, inwieweit Ladeinfrastruktur auch im öffentlichen Raum sowie am Arbeitsplatz zur Verfügung steht. Darüber hinaus hat die Zusammensetzung des Elektrofahrzeugbestands (d. h. die Verteilung auf reine Elektro- sowie Plug-In-Hybridfahrzeuge) einen wesentlichen Einfluss auf das Lastverlagerungspotential der Elektrofahrzeuge.

Bei Wärmepumpen erfolgt Lastverlagerung durch den kostenoptimalen Strombezug für die Wärmebereitstellung. Dabei ist insbesondere das Vorhandensein eines Wärmespeichers von wesentlicher Bedeutung für die zeitliche Entkopplung von Stromnachfrage und Bereitstellung der Nutzwärme.

Während das Lastverlagerungspotential von Elektrofahrzeugen praktisch das gesamte Jahr über und auch im Wochenverlauf verhältnismäßig kontinuierlich zur Verfügung steht, ist das Verlagerungspotential von Wärmepumpen auf die Übergangsjahreszeiten beschränkt. Letzteres Phänomen lässt sich damit erklären, dass die Wärmenachfrage im Sommer stark zurückgeht und im Winter so hoch ausfällt, dass die Wärmepumpen fast ununterbrochen betrieben werden und nur ein sehr geringes Flexibilitätspotential aufweisen.

Ziel ist es, die Flexibilitätspotentiale der Elektromobilität und Wärmepumpen unter Berücksichtigung der Marktpreissignale bestmöglich zu nutzen.

Die folgenden Tabellen enthalten eine Auflistung der potentiell verlagerbaren Leistungen und der (täglich) verlagerbaren Energiemengen für die verschiedenen Szenarien. Es ist zu beachten, dass diese Werte insbesondere bei Wärmepumpen starken saisonalen Schwankungen unterliegen und folglich nicht im gesamten Jahresverlauf als Flexibilitätspotential zur Verfügung stehen.

Tabelle 34: Verlagerbare Leistung Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen

Verlagerbare Leistung [GW]	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Elektrofahrzeuge	3,1	9,0	13,7	12,7
Wärmepumpen	7,3	7,0	8,2	7,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 35: Verlagerbare Energiemenge Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen

Verlagerbare Energiemengen [GWh]	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Elektrofahrzeuge	16	47	72	67
Wärmepumpen	32	31	36	32

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen der neuen Stromanwendung erfolgt in der Ermittlung des Stromverbrauchs und der dazu gehörigen Lastprofile. Sie werden in den Marktsimulationen daher nicht explizit abgebildet.



11.5 Flexibilitätsoptionen – zentrale & dezentrale Speicher

Zentrale und dezentrale Speicher können einen wichtigen Beitrag zur Integration der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in das Stromerzeugungssystem liefern. Im Hinblick auf die zentralen Speicher wird in allen Szenarien von einem Weiterbetrieb der hydraulischen Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten und einer Inbetriebnahme neuer Anlagen ausgegangen (vgl. Abschnitt 3.7). Beide Technologien stellen zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromerzeugungssystem dar.

Die Verbreitung von dezentralen Speichern (z. B. Batteriespeicher im Hausbereich) wird von einer zunehmenden Wirtschaftlichkeit von PV-Aufdachanlagen getrieben. Als ein Schwerpunkt für den Einsatz dezentraler Speicher lässt sich der Bereich der PV-Eigenversorgung privater Haushalte identifizieren.

Zentrale Speicher können sowohl rein strommarktgetrieben als auch als Reserve für Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Der Einsatz dieser Anlagen wird im Rahmen der Marktsimulationen kostenminimierend bestimmt. Dezentrale Speicher können dagegen implizit bei der Ermittlung des Stromverbrauchs und der Lastprofile berücksichtigt werden.

11.6 Flexibilitätsoptionen – Kraftwerkspark

In den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 wird eine zunehmende Flexibilisierung der Kraftwerke angenommen. Dazu gehört u. a. der zunehmende Einsatz von Wärmespeichern und Spitzenlastkesseln zur Deckung der Wärmenachfrage, sodass KWK-Anlagen in Zeiten niedriger Strompreise deutlich vermindert in das Stromnetz einspeisen. In Szenario C wird von einer vollständigen (zeitlichen) Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung ausgegangen, sodass alle Kraftwerke größer 10 MW ausschließlich strommarktgetrieben eingesetzt werden. Dagegen wird in Szenario A 2030 von keiner Änderung der heutigen technischen Konfigurationen der Anlagen ausgegangen. Eine Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung über das heutige Maß hinaus wird daher nur in den Szenarien B und C angenommen (vgl. Kapitel 3).

12 KLIMASCHUTZZIELE

Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 sollen die deutschen Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % und bis 2050 um 80 bis 95 % reduziert werden. Diese nationalen Ziele sind dabei ambitionierter als das aktuell geltende EU-weite Ziel, Treibhausgasemissionen bis 2030 um 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren.

Die beschriebenen Ziele beziehen sich auf die gesamten Emissionen über mehrere Energiesektoren, während der Netzentwicklungsplan Strom den Betrachtungsschwerpunkt auf den Stromsektor legt. Mit den in Kapitel 14 beschriebenen Annahmen zu den CO₂-Zertifikatpreisen kann die Emissionsreduzierung im Stromsektor in Europa nur indirekt abgebildet werden. Zur Berücksichtigung von höher liegenden nationalen Minderungszielen für Deutschland können folglich weitere Annahmen erforderlich werden. Im Zuge dessen wird zunächst eine Emissionsobergrenze für den deutschen Stromsektor in den Zieljahren festgelegt. Anschließend werden mögliche Ansätze zur modellseitigen Implementierung dieser Ziele vorgestellt.

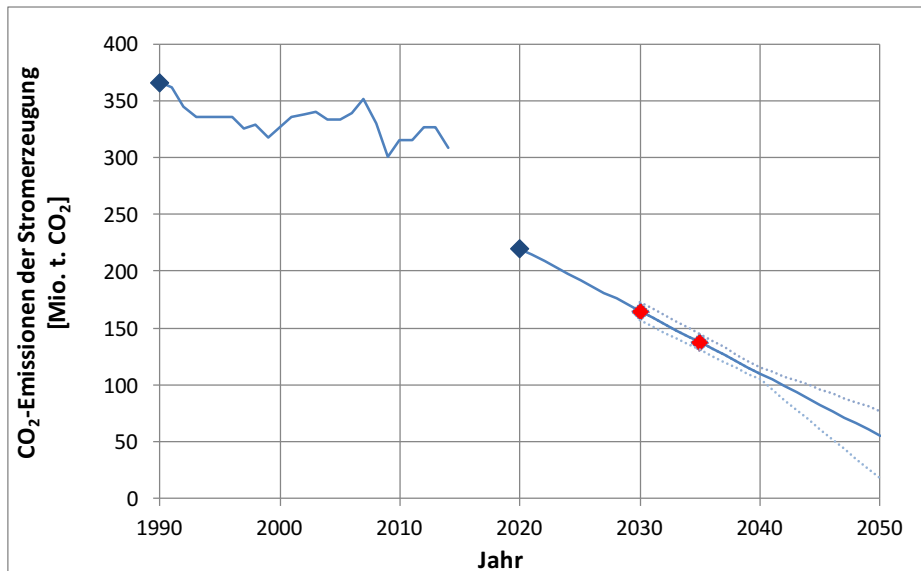
12.1 Bestimmung einer Emissionsobergrenze zur Einhaltung von Klimaschutzzielen

Im Netzentwicklungsplan 2030 ist in allen vier Szenarien die Einhaltung einer CO₂-Emissionsobergrenze für den deutschen Stromsektor entsprechend der nationalen CO₂-Minderungsziele vorgesehen.

Es gibt eine ganze Reihe von Berichten zur Ermittlung der sektorübergreifenden CO₂-Minderungsziele, z. B. /BMUB 2015a/. Analog zum Vorgehen der Bundesnetzagentur in der Genehmigung des Szenariorahmens NEP 2025 kann als Grundlage für die Bestimmung einer Emissionsobergrenze des Stromsektors in Deutschland eine Statistik des Umweltbundesamtes /UBA 2015/ zu den CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung verwendet werden. In dieser Statistik wird für das Referenzjahr 1990 eine CO₂-Emission von 366 Mio. t ausgewiesen. Werden die sektorübergreifenden Minderungsziele unmittelbar auf den Stromsektor übertragen, so ergibt sich bei linearer Interpolation zwischen den Emissionszielwerten für die deutsche Stromerzeugung eine Emissionsobergrenze von 165 Mio. t CO₂ für das Jahr 2030 und von 137 Mio. t CO₂ für das Jahr 2035. In Abbildung 53 wird die historische Entwicklung der CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors von 1990 bis 2014 mit der Fortführung des zukünftigen Trends entsprechend der Klimaschutzziele dargestellt.

Die Abgrenzung und Bestimmung von sektorspezifischen CO₂-Emissionen und Obergrenzen sind allgemein mit einer Unschärfe behaftet und hängt von vielen Faktoren (u. a. Wirkungsgrade, Brennstoffzusammensetzungen, Emissionsfaktoren) ab. Daher empfehlen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Modellierung die Einhaltung einer Bandbreite von ± 5 % um die anzusetzende Emissionsobergrenze, die ebenfalls in Abbildung 53 beispielhaft dargestellt wird.



Abbildung 53: Historische sowie projizierte zukünftige Entwicklung der CO₂-Emissionen im deutschen Stromsektor


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen für alle Szenarien des NEP 2030 die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele als feste Randbedingung voraus. Allerdings wird dabei nur der Stromsektor im Detail modelliert. Die genaue Ermittlung der Emissionsobergrenze für den Stromsektor wird zusätzlich zur zuvor erläuterten Unschärfe auch durch unterschiedliche Verordnungen bzw. Fördermechanismen zur Emissionsvermeidung erschwert. Im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom Juli 2015 /BMWi 2015b/ wird die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie als ein wichtiges Handlungsfeld zur kostengünstigen Erreichung der CO₂-Minderungsziele angesehen. Insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor können die CO₂-Emissionen durch den verstärkten Einsatz stromnutzender Anwendungen wie Wärmepumpen oder Elektromobilität kosteneffizient eingespart werden.

Diese Substitution führt gleichzeitig zu einer Erhöhung des Strombedarfs, welcher sich auch in den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2030 bei der Prognose des Stromverbrauchs in unterschiedlicher Ausprägung widerspiegelt.

Es sind erhöhte CO₂-Emissionen im Stromsektor durch die Übernahme zusätzlicher Emissionen aus anderen Sektoren zu erwarten. Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, den durch neue Stromanwendungen entstehenden zusätzlichen Stromverbrauch und die daraus resultierenden Emissionen bei der Bestimmung der CO₂-Emissionsgrenze für die Stromerzeugung zu berücksichtigen. Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen Stellungnahmen, die thematisieren, ob und in welcher Weise diese zusätzlichen Emissionen abgeschätzt und bei der Bestimmung einer Emissionsobergrenze berücksichtigt werden sollen. So kann es durch die Konsultation zu einem von vielen Stakeholdern getragenen Ansatz kommen. Ein möglicher Ansatz zur Abschätzung dieser zusätzlichen Emissionen wäre, die spezifische CO₂-Emission je verbrauchte elektrische Energieeinheit für den klassischen Stromverbrauch ebenfalls für die neuen Stromanwendungen anzusetzen.



12.2 Methodik zur Einhaltung einer Emissionsobergrenze

Die Einhaltung der Bandbreite einer Emissionsobergrenze für die deutsche Stromerzeugung kann in den Marktsimulationen des Netzentwicklungsplans auch trotz Abbildung der bereits bekannten Klimaschutzmaßnahmen der Bundesregierung nicht notwendigerweise sichergestellt werden. Für eine Einhaltung der Emissionsobergrenze können daher weitere Schritte notwendig werden. Grundsätzlich sind drei Methoden zur Einhaltung einer Obergrenze umsetzbar:

1. Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken
2. Vorgabe einer CO₂-Obergrenze oder Erhöhung der CO₂-Preise für alle deutschen Kraftwerke
3. Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken, z. B. CO₂-Abtrennung (CCS-Technologien) oder Brennstoffwechsel

Bei Umsetzung der ersten Option würde sich durch die (iterative) Herausnahme der emissionsintensivsten Kraftwerke, insbesondere Kohlekraftwerke, eine szenarioabhängige Änderung des Kraftwerksparks ergeben. Die Leistungsreduzierung würde so lange durchgeführt bis die vorgegebene Emissionsobergrenze in der Marktsimulation eingehalten wird. Dieser Ansatz wäre als Fortsetzung bereits begonnener politischer Maßnahmen zur Einhaltung von Klimaschutzzielen zu verstehen. Eine veränderte Bewertung der erzeugerseitigen Versorgungssicherheit wäre dabei zu erwarten, wobei die Konsequenzen daraus aktuell nicht abschätzbar sind.

Im Gegensatz dazu stellt die zweite Option ein modelltechnisches Instrument ohne Abbildung von konkreten politischen Maßnahmen dar und wurde bereits so im NEP 2025 umgesetzt. Im Marktmodell würde eine Erhöhung der CO₂-Preise in Deutschland angenommen, welche technologieneutral auf alle emittierenden Kraftwerksblöcke entsprechend ihrem individuellen CO₂-Ausstoß wirken. Die konkrete Preiserhöhung ist szenarioabhängig und wird so angesetzt, dass die jeweiligen CO₂-Obergrenzen nahezu exakt eingehalten werden. Es würde keine Veränderung der installierten Leistungen gegenüber der jeweiligen Szenariovorgabe erfolgen. Allerdings würden sich die Grenzkosten der deutschen fossilen Kraftwerke im europäischen Vergleich durch angehobene CO₂-Preise erhöhen. Die sich daraus ergebende mögliche Rückwirkung auf den EU-Emissionshandel wird nicht abgebildet. Dabei ist die Vorgabe einer jährlichen CO₂-Emissionsobergrenze für Deutschland in der Umsetzung und im Ergebnis gleichbedeutend mit einer Erhöhung von nationalen CO₂-Preisen. Dies hängt damit zusammen, dass der Strommarkt in den Marktsimulationen unter einem vollständigen Wettbewerb abgebildet wird.

Mit der dritten Option wäre weder eine Leistungsreduzierung noch eine Erhöhung der nationalen CO₂-Preise erforderlich. Die CO₂-Minderung würde vor allem durch die Annahme technologischer Erneuerungen und den folglich verminderten spezifischen CO₂-Ausstoß deutscher fossiler Kraftwerke erzielt. Es wären dabei zahlreiche Annahmen bezüglich technologischer Fortschritte und deren Umsetzbarkeit bzw. Wirtschaftlichkeit zu treffen.

Die zweite Option stellt sowohl einen transparenten als auch diskriminierungsfreien und effizienten Ansatz dar. Daher empfehlen die ÜNB, die Einhaltung einer Emissionsobergrenze über eine Erhöhung der nationalen CO₂-Preise im NEP 2030 umzusetzen.

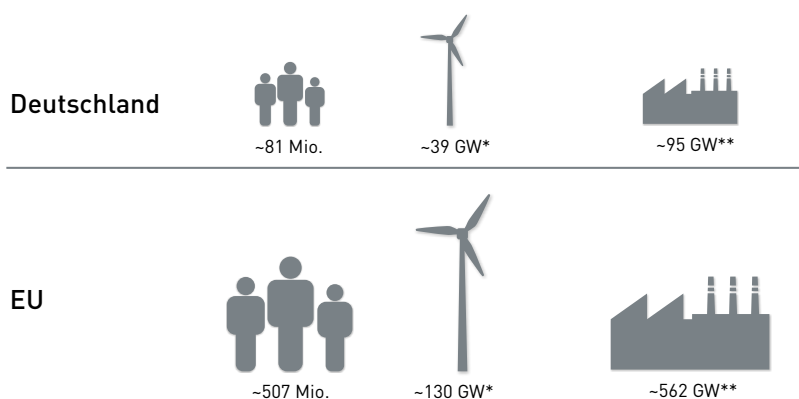
13 EUROPÄISCHER RAHMEN

Das elektrische Energieversorgungssystem in Europa 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 Kraftwerkeinsatz 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 Strompreisen. 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 (NEP) neben den Annahmen für das deutsche Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant und finden somit Eingang in den Szenariorahmen. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden in den im NEP 2030 folgenden Marktsimulationen alle 35 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes mit einbezogen. Folglich werden neben den nationalen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen auch Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten getroffen.

Die Abbildung 54 ordnet Deutschland anhand einiger Kennziffern in den europäischen Kontext ein. Darin wird die Bedeutung Deutschlands als zentraler Akteur im europäischen Strommarktgeschehen unterstrichen.

Abbildung 54: Wichtige Kennziffern Deutschlands in Bezug auf Europa (2014)



Quellen: * Wind on-/offshore (Ende 2014), European Wind Energy Association EWEA, 2014 European statistics

** Nuclear Power and Fossil Fuels (Ende 2014), Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014–2030



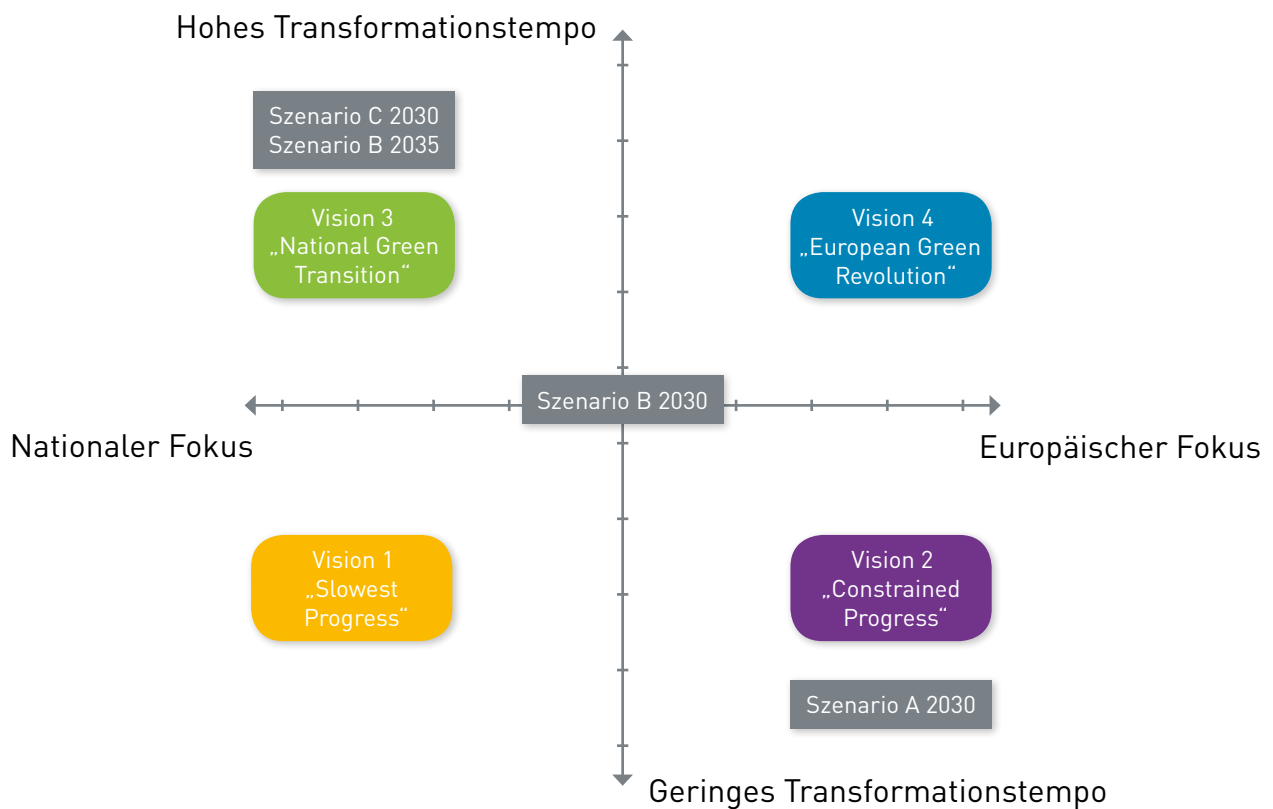
13.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext

In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurde die künftige Entwicklung des europäischen Binnenmarktes auf Basis des gemeinsam von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern erarbeiteten „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ (SO&AF) mit den nationalen Szenarien verknüpft.

Bei der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP 2030 erfolgt eine Harmonisierung zwischen den nationalen Szenarien und dem Ten-Year-Network-Development-Plan 2016 (TYNDP 2016 /ENTSO-E 2016/). Der TYNDP stellt das Pendant zum nationalen Netzentwicklungsplan auf europäischer Ebene dar. Aufgrund der gleichen Zielrichtung und des gemeinsamen Betrachtungshorizontes 2030 eignet sich der TYNDP sehr gut für die Einbettung der nationalen Szenarien in den europäischen Kontext. Bei Erstellung der Eingangsdaten für den NEP 2030 kann direkt auf die Datenbasis des TYNDP 2016 mit den jeweiligen Szenarien zurückgegriffen werden.

Abbildung 55 zeigt eine Zuordnung der Szenarien des NEP zu den Szenarien („Visions“) des TYNDP.

Abbildung 55: Zuordnung von NEP 2030 und TYNDP 2016



Quellen: Übertragungsnetzbetreiber



Bei der Zuordnung wird eine hohe Konsistenz der angenommenen energiewirtschaftlichen und politischen Entwicklungen der jeweiligen Szenarien für Deutschland und Europa sichergestellt. Die Zuordnung ist in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 36: Charakterisierung TYNDP 2016 Visions

Szenario	Zugeordnete TYNDP-Vision	Charakteristik der TYNDP-Vision
Szenario A 2030	Vision 2	Geringes Transformationstempo, kaum Ansätze von Innovation und Flexibilisierung, hoher Anteil konventioneller Erzeugung, moderater Zubau Erneuerbarer, reduzierter Verbrauch in Verbindung mit erhöhter Energieeffizienz Top-Down-Szenario (europäischer Fokus),
Szenario B 2030	Vision 2 und 3 (Mittelwert)	Moderates Transformationstempo, Ansätze von Innovation und Flexibilisierung, moderater Anteil konventioneller Erzeugung, hoher Zubau Erneuerbarer, weiter zunehmende Verbrauchsreduzierung, Kombination eines Bottom-Up- und Top-Down-Szenarios (nationaler und europäischer Fokus)
Szenario C 2030/ Szenario B 2035	Vision 3	Hohes Transformationstempo, viele Ansätze zur Innovation und Flexibilisierung, geringer Anteil konventioneller Erzeugung, sehr hoher Zubau Erneuerbarer, teilweise ansteigender Verbrauch (neue Energieanwendungen kompensieren Einfluss der Energieeffizienz), Bottom-Up-Szenario (nationaler Fokus)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Grundsätzlich ergeben sich die Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien der TYNDP-Visions 1 und 3 unter einer nationalen Perspektive, wobei die Prognosen aus den jeweiligen nationalen Netzentwicklungsplänen bottom-up einbezogen werden. Demgegenüber ergeben sich die TYNDP-Vision 2 und 4 top-down auf Basis der Visions 1 und 3 aus einer gesamteuropäischen Betrachtung. Die TYNDP-Visions mit nationalem und europäischem Fokus stehen dabei jedoch nicht notwendigerweise in einem Widerspruch. Die Vision 1 wurde auf Grund ihrer konservativen Annahmen zur Weiterentwicklung nicht weiter in Betracht gezogen. Die aus der Berücksichtigung der Visions 2 bis 3 und der vorstehend genannten Zuordnung resultierenden Erzeugungsleistungen ergeben ein konsistentes Gesamtbild. Für das direkte europäische Umfeld sind die Leistungen unter Abbildung A18 veranschaulicht.

13.2 Handelskapazitäten

Für die Verbindungen zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten wird angenommen, dass dem Energiebinnenmarkt Kapazitäten nach unten stehender Tabelle 37 zur Verfügung stehen. Diese Werte sind das aktuelle Ergebnis von Abstimmungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des TYNDP. Hierin werden alle Projekte des aktuellen TYNDP 2016 berücksichtigt.

Die nachgenannten Werte können im Rahmen des TYNDP fortlaufend neu abgestimmt sowie im Rahmen bilateraler Absprachen zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern angepasst werden. Die folgenden Zahlen für das Jahr 2030 sind der Referenzliste des TYNDP 2016 mit Stand 05.11.2015 entnommen. Für das Jahr 2035 sind zusätzlich alle Future Projects der TYNDP-Projektliste mitberücksichtigt.

Tabelle 37: Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten

2030 [MW]	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	2.000	3.286	2.000	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1.400	2.000	2.015
Von ... nach Deutschland	2.000	4.700	2600	1.000	3.000	4.800	2.300	5.000	1400	3.000	2.000
2035 [MW]											
Von Deutschland nach ...	2.000	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	3.300	6.000	1.400	3.000	2.015
Von ... nach Deutschland	2.000	6.400	2.600	1.600	3.000	4.800	3.300	6.000	1.400	3.000	2.000

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der Angaben europäischer Übertragungsnetzbetreiber



Abweichend von der Referenzliste wird bei den Handelskapazitäten zwischen Deutschland und Schweden aufgrund der bilateralen Verträge die vollständige Realisierung der Hansa-Power-Bridge bereits für den Zeitraum ab 2025 angenommen. Dies ist in der obigen Liste bereits berücksichtigt.

Aufgrund aktueller Planungen zwischen der Amprion GmbH und Elia System Operator SA ist die Realisierung einer erhöhten Handelskapazität von Deutschland nach Belgien von 2.000 MW bereits bis zum Jahr 2030 vorgesehen. Diese Erhöhung wurde bereits im belgischen nationalen Netzentwicklungsplan von Belgien beschrieben. Es wird daher für beide Planungszeiträume eine Handelskapazität von 2.000 MW angenommen, siehe /Elia 2015/. Die Grenzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Luxemburg ist derzeit in Diskussion mit dem Übertragungsnetzbetreiber (Creos). Es wurde seitens Creos erhöhter Importbedarf von ca. 2.000 MW¹³ für das Jahr 2035 angemeldet, weshalb sich ein Projekt in Planung befindet. Die Abbildung der Handelskapazität zwischen Deutschland und Österreich 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 beide Richtungen nutzbare Handelskapazität in Höhe von 7.500 MW für alle Szenarien angesetzt.

¹³ Hierbei handelt es sich um reinen Importbedarf ohne die Anschlusskapazität des PSKW Vianden. Insgesamt stehen somit ab dem Jahr 2035 3.300 MW zur Verfügung.



14 ERGÄNZENDE EINGANGSDATEN ZUR MARKTMODELLIERUNG

Weitere Eingangsdaten für die Marktsimulation des europäischen und deutschen Kraftwerksparks sind unter anderem die Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate sowie Emissionsfaktoren der jeweiligen fossilen Brennstoffe. Diese Daten werden im Folgenden aufgeführt und erläutert.

In Tabelle 38 werden die in den jeweiligen Szenarien verwendeten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatepreise zusammengefasst. Die Projektion der Preise für Öl, Erdgas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate lehnen sich im Wesentlichen an den Szenarien „New Policies“ und „Current Policies“ des World Energy Outlook 2014 (WEO 2014 /IEA 2014/) an. Die Zuordnung der beiden betrachteten WEO-Szenarien zu den drei NEP-Szenarien basiert auf deren Vergleichbarkeit bezüglich der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Energie- und Strommärkte. Im Szenario „Current Policies“ des WEO werden ausschließlich bereits heute offiziell in Kraft getretene politische Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und des Klimaschutzes berücksichtigt. Somit stellt dieses ein eher konservatives Szenario dar und eignet sich für die Zuordnung zum Szenario A des NEP. Dies spiegelt sich in vergleichsweise hohen Brennstoffpreisen und niedrigen CO₂-Zertifikatepreisen wider. Im Vergleich dazu beschreibt das Szenario „New Policies“ des WEO einen offensiveren Entwicklungspfad für den Ausbau erneuerbarer Energien und den Klimaschutz, indem zusätzlich zu den implementierten auch beabsichtigte politische Maßnahmen als umgesetzt angenommen werden. Vor diesem Hintergrund wird dieses Szenario den Szenarien B und C des NEP zugeordnet.

Der Braunkohlepreis hängt im Wesentlichen von den variablen Kosten der Tagebaue ab. Dabei wird die Analyse im deutschen Projektionsbericht 2015 /BMUB 2015b/ herangezogen. Ferner wird unterstellt, dass der inländische Braunkohlepreis sowohl über die Jahre als auch zwischen den Szenarien real (inflationsbereinigt) konstant bleibt.

Der CO₂-Zertifikatspreis liegt seit Ende der zweiten Handelsperiode des EU-Emissionshandels auf einem sehr niedrigen Niveau (unter 10 €/t CO₂). Grund dafür ist ein Überangebot von Zertifikaten. Langfristig ist jedoch zu erwarten, dass der CO₂-Zertifikatspreis in Folge von politischen Maßnahmen zur Erfüllung der Klimaschutzziele wieder ein höheres Niveau erreicht.

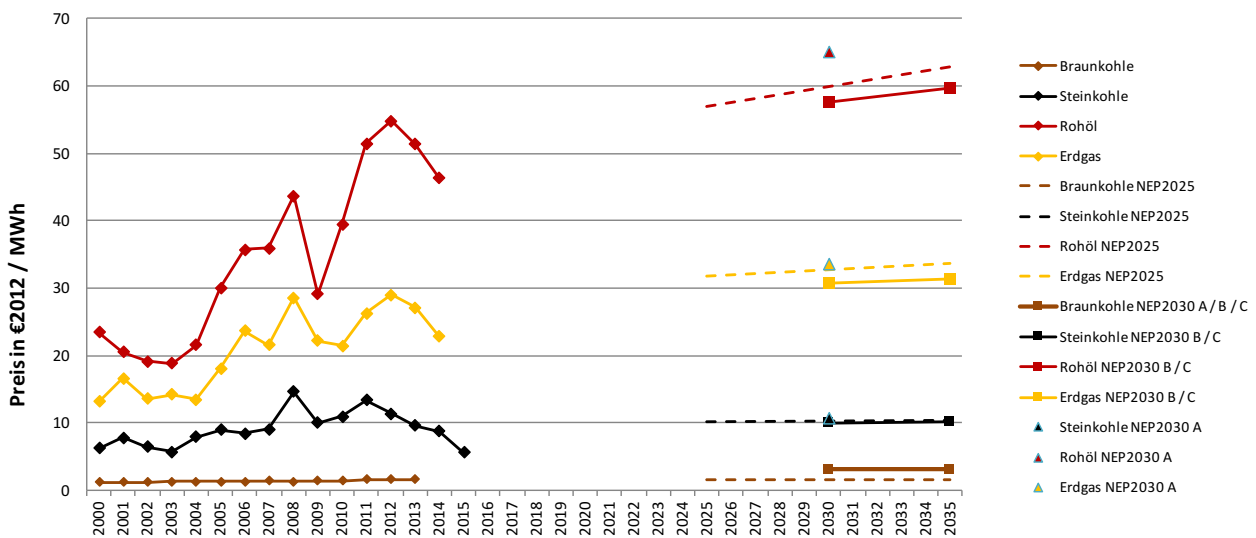
Tabelle 38: Brennstoff- und Zertifikatspreise

Szenario A	Einheit	2013	2030	2035	Veränderung 2035 zu 2013
Internationale Preise					
CO ₂ -Zertifikate	[EUR ₂₀₁₂ /t]	4,5	22	26	+678 %
Grenzübergangspreise DE					
Rohöl	[EUR ₂₀₁₂ /t]	582	764	807	+39 %
Erdgas	[Cent ₂₀₁₂ /kWh _{th}]	2,7	3,4	3,5	+28 %
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₁₂ /t SKE]	65	88	91	+40 %
Braunkohle (Inland)	[EUR ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	3,1	3,1	3,1	–
Szenario B und C					
Internationale Preise					
CO ₂ -Zertifikate	[EUR ₂₀₁₂ /t]	4,5	28	32	+867 %
Grenzübergangspreise DE					
Rohöl	[EUR ₂₀₁₂ /t]	582	676	700	+20 %
Erdgas	[Cent ₂₀₁₂ /kWh]	2,7	3,1	3,1	+17 %
Kraftwerkssteinkohle	[EUR ₂₀₁₂ /t SKE]	65	81	83	+28 %
Braunkohle (Inland)	[EUR ₂₀₁₂ /MWh _{th}]	3,1	3,1	3,1	–

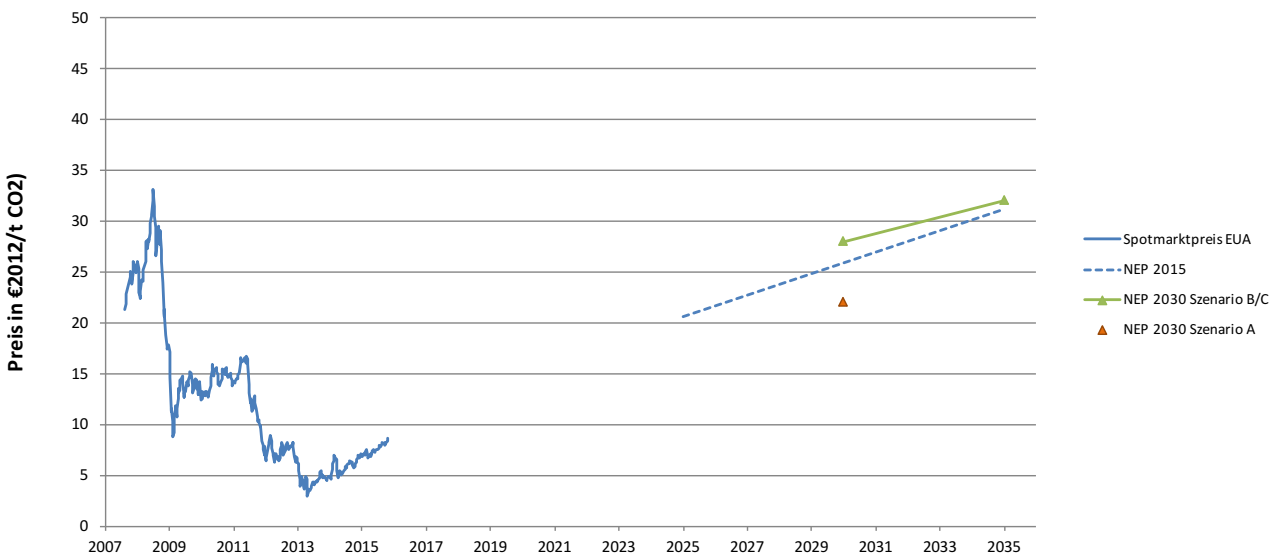
Im Vergleich zum NEP 2025 besteht eine wesentliche Anpassung im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens in den unterschiedlichen Preisannahmen je Szenario. Hieraus ergibt sich eine verbesserte Konsistenz zu weiteren Annahmen und Rahmendaten, insbesondere zum unterstellten Kraftwerkspark und dem prognostizierten Stromverbrauch.

Zur Einordnung der Primärenergieträgerpreise und der Emissionszertifikatspreise sind die historischen Daten sowie die Preisannahmen im NEP 2025 in den Abbildungen 56 und 57 mit aufgeführt. Es ist ersichtlich, dass die Brennstoffpreise für Rohöl, Steinkohle und Erdgas in den Szenarien B und C im Vergleich zum NEP 2025 auf einem leicht niedrigeren Niveau liegen. Diese Veränderung ist auf einen Rückgang der Brennstoffpreise im neuen Referenzjahr 2013 des WEO 2014 gegenüber 2012, dem Referenzjahr des WEO 2013 (Grundlage des NEP 2025), zurückzuführen. Der Braunkohlepreis wird der neu zugrunde gelegten Datenbasis aus dem deutschen Projektionsbericht entnommen und liegt etwas höher als im NEP 2025. Die leichte Erhöhung der CO₂-Zertifikatspreise steht mit der Absenkung der Brennstoffpreise im Einklang.

Abbildung 56: Entwicklung der Rohstoffpreise



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

 Abbildung 57: Entwicklung CO₂-Zertifikatspreise


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die Stromerzeugung werden im Rahmen des NEP folgende Emissionsfaktoren zugrunde gelegt. Mit diesen Faktoren kann der jeweilige CO₂-Ausstoß der inländischen und ausländischen Stromerzeugung in den Szenarien berechnet werden:

Tabelle 39: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger

Primärenergieträger	Spezifische CO ₂ -Emissionen
	[t CO ₂ /GJ _{therm}]
Braunkohle	0,112
Steinkohle	0,094
Erdgas	0,056
Öl	0,078

Quelle: Umweltbundesamt, <http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/download/CO2bilanzen/methodik/Emissionsfaktoren.xls>, Abrufdatum: 12.11.2015

ANHANG

Meldungen der Bundesländer

Wie in den Vorjahren wurden die Bundesländer nach einer Aktualisierung ihrer Bundeslandangaben zu erwarteten installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gebeten. Im Einzelnen wurden folgende Werte abgefragt:

Prognosezahlen über die zu erwartenden installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen in den Jahren 2020/2025/2030/2035, Potentialstudien, Abschätzungen, Nachweise und bundeslandspezifische Regelungen zu

- Windenergie an Land (onshore)
- Windenergie auf See (offshore, nur falls zutreffend)
- Photovoltaik
- Biomasse
- Laufwasser (ohne Speicher und Pumpspeicher)
- Sonstige erneuerbare Energien (z. B. Geothermie, Deponie-/Klär-/Grubengas)

Ein Überblick über die Ergebnisse ist in den folgenden Tabellen aufgeführt:

Tabelle A1: Rückmeldungen der Abfrage zu bundeslandspezifischen Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen NEP 2030

Aktuelle Rückmeldung		Angaben in der Rückmeldung
Baden-Württemberg	✓	Angaben auf Basis der Rückmeldungen des Vorjahrs, keine neuen Erhebungen
Bayern	✓	Aktuelle Prognosezahlen
Berlin	X	Keine Rückmeldung, Verwendung der Rückmeldung des Vorjahres von 2025 und Fortschreibung bis 2035
Brandenburg	✓	Angaben für Wind Onshore 2030, keine neuen Erhebungen, Werte aus dem Vorjahr wurden übernommen
Bremen	✓	Aktuelle Rückmeldung, Verwendung der Rückmeldung mit Zeithorizont 2020 und Fortschreibung bis 2035
Hamburg	✓	Aktuelle Rückmeldung, Verwendung der Rückmeldung mit Zeithorizont 2025 und Fortschreibung bis 2035
Hessen	✓	Aktuelle Rückmeldung, Verwendung der Rückmeldung für den Zeithorizont 2036
Mecklenburg-Vorpommern	✓	Aktuelle Prognosezahlen
Niedersachsen	✓	Aktuelle Rückmeldung
Rheinland-Pfalz	✓	Aktuelle Rückmeldung
Nordrhein-Westfalen	✓	Aktuelle Rückmeldung, da nur Angaben für Zeithorizont 2025 vorliegend, Fortschreibung in gleicher Höhe bis 2035
Saarland	✓	Aktuelle Rückmeldung
Sachsen	✓	Aussage zur Energiemengen, Umrechnung in installierte Leistungen durch ÜNB
Sachsen-Anhalt	✓	Aktuelle Rückmeldung und Ableitung des Wertes 2035 aus 2033 durch ÜNB
Schleswig-Holstein	✓	Aktuelle Rückmeldung, da nur Angaben für Zeithorizont 2025 vorliegend, Fortschreibung in gleicher Höhe bis 2035
Thüringen	✓	Aktuelle Rückmeldung



Die im Rahmen der Aufstellung des Szenariorahmens bei den ÜNB eingegangenen Meldungen der Bundesländer bzw. die interpolierten und abgeleiteten Werte hinsichtlich der installierten Leistungen nach erneuerbaren Energieträgern sind in der folgenden Tabelle für die Zeithorizonte 2030 und 2035 dargestellt:

Tabelle A2: Annahmen auf Basis der Rückmeldungen aus Abfrage zu bundeslandspezifischen Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen NEP 2030

[GW]	Wind onshore		Photo-voltaik		Bio-masse		Wasser		Sonstige		Wind offshore	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Baden-Württemberg	7,86	8,61	12,3	13,64	0,92	0,79	0,91	0,92	0,16	0,2	–	–
Bayern	2,51	2,81	15,6	15,6	1,2	1,22	2,3	2,35	0,1	0,15	–	–
Berlin	0,1*	0,1*	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	–	–
Brandenburg	10,5	10,84	3,5	3,75	0,35	0,34	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	–	–
Bremen	0,22*	0,22*	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	–	–
Hamburg	0,12*	0,12*	k. A.	k. A.	0,05	0,05	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	–	–
Hessen	4,88*	6,0	k. A.	5,25	k. A.	0,23	k. A.	0,09	k. A.	0,03	–	–
Mecklenburg-Vorpommern	7,4	8,9	2,2	2,35	0,35	0,35	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	2,3	2,9
Niedersachsen	14,2	16,0	8,2	9,2	1,1	1,1	0,1	0,1	0,2	0,2	–	–
Nordrhein-Westfalen	11,6*	11,6*	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	–	–
Rheinland-Pfalz	7,5	7,8	5,5	5,7	0,19	0,2	0,26	0,26	0,01	0,01	–	–
Saarland	0,95*	1,15	0,84*	1	0,23	0,23	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	–	–
Sachsen	1,65*	1,7*	2,1	2,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0	0	–	–
Sachsen-Anhalt	6,5	7,0	3,01	3,27	0,2	0,24	0,03	0,03	0,02	0,02	–	–
Schleswig-Holstein	10,5*	10,5*	k. A.	k. A.	0,4	0,4	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.
Thüringen	4,39	5,39	3,26	3,99	0,48	0,54	0,02	0,02	0,06	0,06	–	*

Bei mit * gekennzeichneten Einträgen handelt es sich um abgeleitete Werte

Quelle: Meldungen der Bundesländer, Übertragungsnetzbetreiber



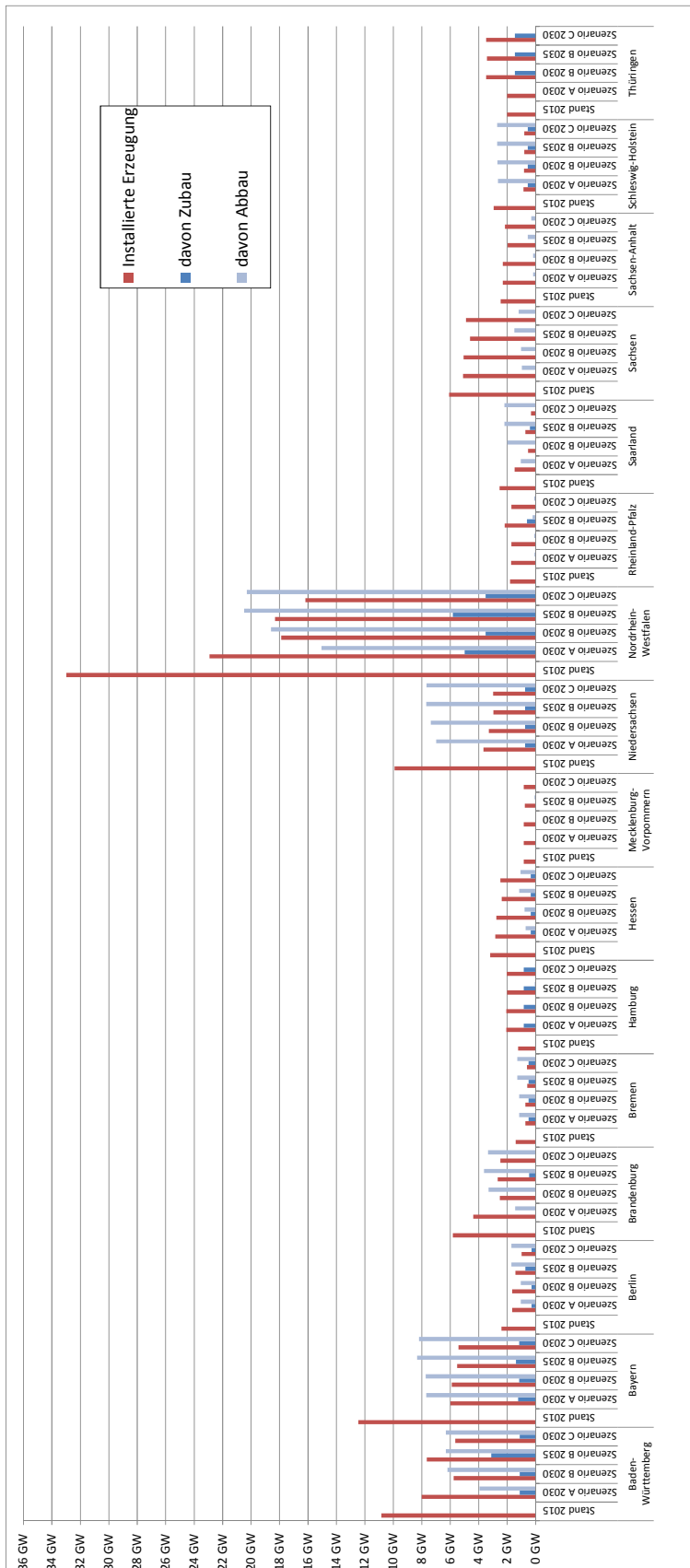
Tabelle A3: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Deutschland

in MW	Stand 31.12. 2014	Szenario A 2030			Szenario B 2030			Szenario B 2035			Szenario C 2030		
		Instal- tiert	davon Zu- wachs	davon Ab- nahme	Instal- tiert	davon Zu- wachs	davon Ab- nahme	Instal- tiert	davon Zu- wachs	davon Ab- nahme	Instal- tiert	davon Zu- wachs	davon Ab- nahme
Baden-Württemberg	10.853	8.012	1.113	3.954	5.769	1.113	6.197	7.648	3.108	6.313	5.653	1.113	6.313
Bayern	12.470	5.999	1.222	7.693	5.897	1.162	7.735	5.521	1.377	8.326	5.425	1.162	8.207
Berlin	2.392	1.645	300	1.047	1.645	300	1.047	1.421	729	1.700	992	300	1.700
Brandenburg	5.831	4.382	0	1.449	2.522	0	3.309	2.662	457	3.626	2.487	0	3.344
Bremen	1.403	729	497	1.170	729	497	1.170	606	497	1.294	610	497	1.289
Hamburg	1.236	2.066	830	0	2.066	830	0	2.005	830	61	2.028	830	38
Hessen	3.199	2.841	339	698	2.757	339	782	2.381	339	1.157	2.480	339	1.058
Mecklenburg- Vorpommern	843	843	0	0	843	0	0	760	0	83	843	0	0
Niedersachsen	9.918	3.676	741	6.984	3.297	741	7.362	2.964	741	7.695	2.982	741	7.677
Nordrhein-Westfalen	32.977	22.914	4.990	15.053	17.888	3.520	18.610	18.316	5.824	20.485	16.193	3.520	20.304
Rheinland-Pfalz	1.803	1.719	0	84	1.707	0	96	2.187	607	222	1.707	0	96
Saarland	2.524	1.479	0	1.045	529	0	1.995	718	400	2.206	318	0	2.206
Sachsen	6.085	5.115	0	970	5.058	0	1.027	4.604	20	1.501	4.893	0	1.192
Sachsen-Anhalt	2.472	2.307	0	165	2.307	0	165	1.961	49	560	2.160	0	312
Schleswig-Holstein	2.951	855	550	2.646	822	550	2.679	793	550	2.708	793	550	2.708
Thüringen	2.002	2.002	0	0	3.474	1.472	0	3.429	1.472	45	3.474	1.472	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung A1: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

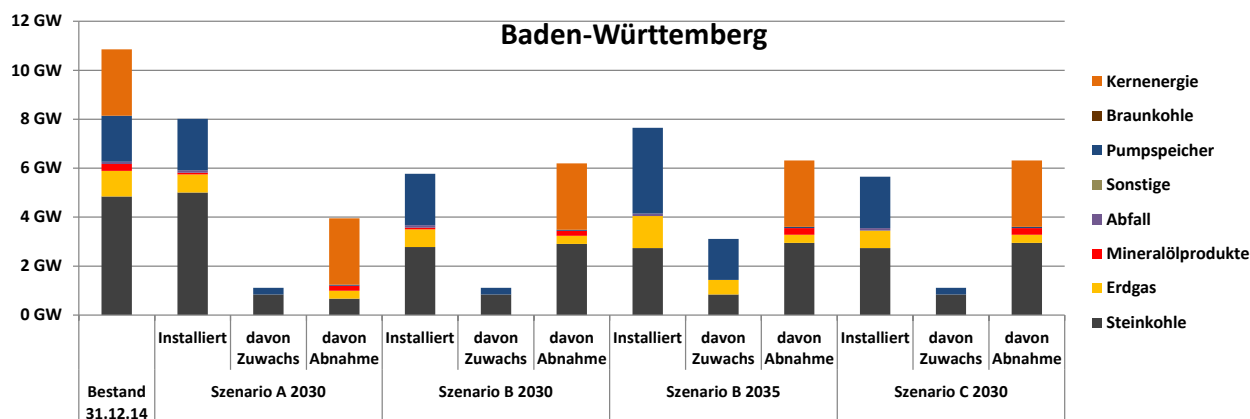


Tabelle A4: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Baden-Württemberg

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		4.843	1.051	276	98	0	1.873	0	2.712	10.853
Szenario A 2030	Installiert	5.010	734	70	98	0	2.100	0	0	8.012
	davon Zuwachs	843	0	0	0	0	270	0	0	1.113
	davon Abnahme	676	317	206	0	0	43	0	2.712	3.954
Szenario B 2030	Installiert	2.779	722	70	98	0	2.100	0	0	5.769
	davon Zuwachs	843	0	0	0	0	270	0	0	1.113
	davon Abnahme	2.907	330	206	0	0	43	0	2.712	6.197
Szenario B 2035	Installiert	2.734	1.317	0	98	0	3.500	0	0	7.648
	davon Zuwachs	843	595	0	0	0	1.670	0	0	3.108
	davon Abnahme	2.952	330	276	0	0	43	0	2.712	6.313
Szenario C 2030	Installiert	2.734	722	0	98	0	2.100	0	0	5.653
	davon Zuwachs	843	0	0	0	0	270	0	0	1.113
	davon Abnahme	2.952	330	276	0	0	43	0	2.712	6.313

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A2: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Baden-Württemberg



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

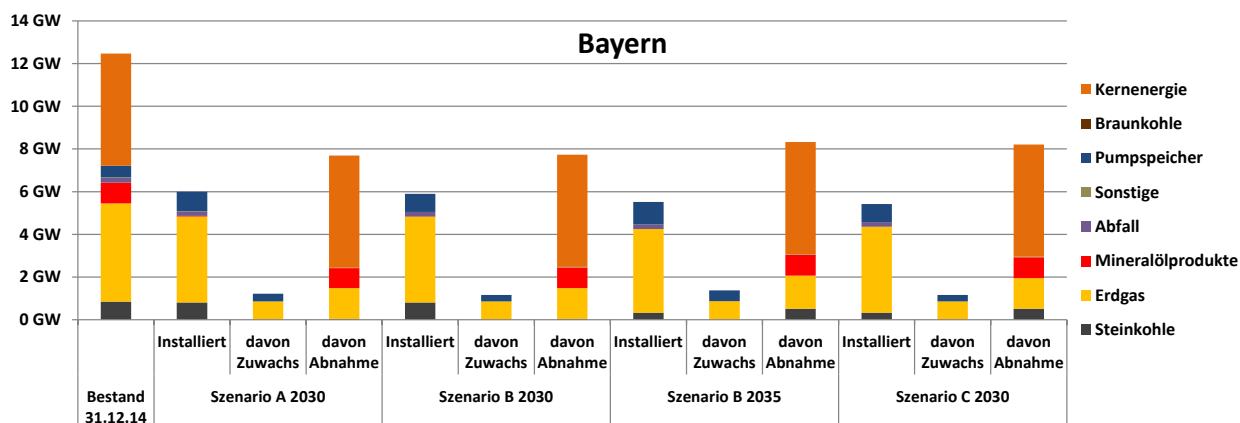


Tabelle A5: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Bayern

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		847	4.604	969	214	29	550	0	5.257	12.470
Szenario A 2030	Installiert	805	4.028	36	214	6	910	0	0	5.999
	davon Zuwachs	0	862	0	0	0	360	0	0	1.222
	davon Abnahme	42	1.438	933	0	23	0	0	5.257	7.693
Szenario B 2030	Installiert	805	4.028	1	214	0	850	0	0	5.897
	davon Zuwachs	0	862	0	0	0	300	0	0	1.162
	davon Abnahme	42	1.438	968	0	29	0	0	5.257	7.735
Szenario B 2035	Installiert	333	3.914	0	214	0	1.060	0	0	5.521
	davon Zuwachs	0	867	0	0	0	510	0	0	1.377
	davon Abnahme	514	1.557	969	0	29	0	0	5.257	8.326
Szenario C 2030	Installiert	333	4.028	0	214	0	850	0	0	5.425
	davon Zuwachs	0	862	0	0	0	300	0	0	1.162
	davon Abnahme	514	1.438	969	0	29	0	0	5.257	8.207

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A3: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Bayern



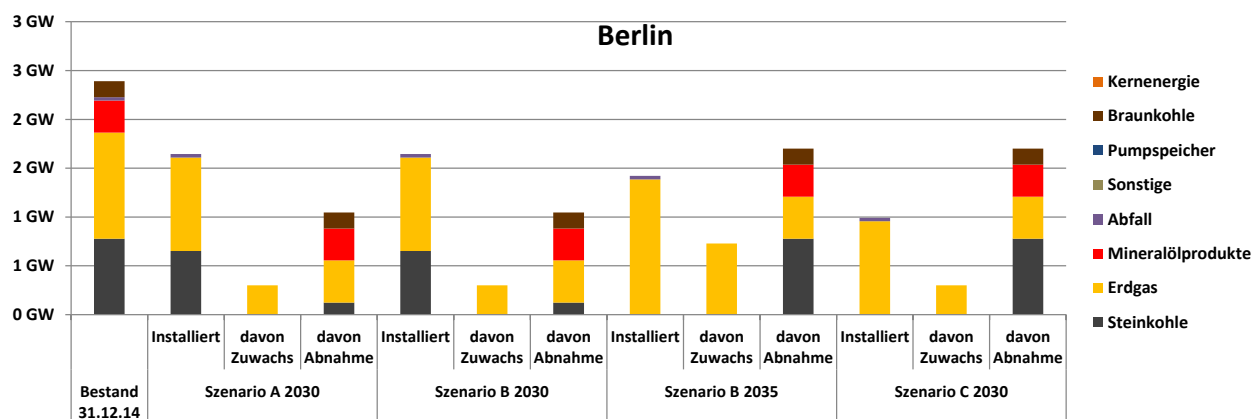
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle A6: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Berlin

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		777	1.088	327	36	0	0	164	0	2.392
Szenario A 2030	Installiert	653	956	0	36	0	0	0	0	1.645
	davon Zuwachs	0	300	0	0	0	0	0	0	300
	davon Abnahme	124	432	327	0	0	0	164	0	1.047
Szenario B 2030	Installiert	653	956	0	36	0	0	0	0	1.645
	davon Zuwachs	0	300	0	0	0	0	0	0	300
	davon Abnahme	124	432	327	0	0	0	164	0	1.047
Szenario B 2035	Installiert	0	1.385	0	36	0	0	0	0	1.421
	davon Zuwachs	0	729	0	0	0	0	0	0	729
	davon Abnahme	777	432	327	0	0	0	164	0	1.700
Szenario C 2030	Installiert	0	956	0	36	0	0	0	0	992
	davon Zuwachs	0	300	0	0	0	0	0	0	300
	davon Abnahme	777	432	327	0	0	0	164	0	1.700

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A4: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Berlin



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

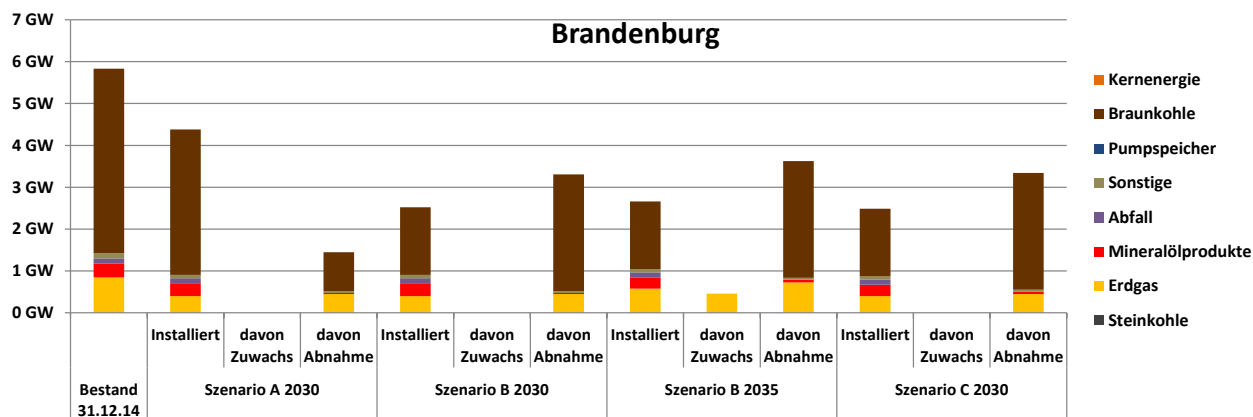


Tabelle A7: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Brandenburg

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		0	846	334	118	125	0	4.409	0	5.831
Szenario A 2030	Installiert	0	400	306	118	80	0	3.479	0	4.382
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	446	28	0	45	0	930	0	1.449
Szenario B 2030	Installiert	0	400	306	118	80	0	1.619	0	2.522
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	446	28	0	45	0	2.790	0	3.309
Szenario B 2035	Installiert	0	575	271	118	80	0	1.619	0	2.662
	davon Zuwachs	0	457	0	0	0	0	0	0	457
	davon Abnahme	0	728	63	0	45	0	2.790	0	3.626
Szenario C 2030	Installiert	0	400	271	118	80	0	1.619	0	2.487
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	446	63	0	45	0	2.790	0	3.344

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A5: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Brandenburg



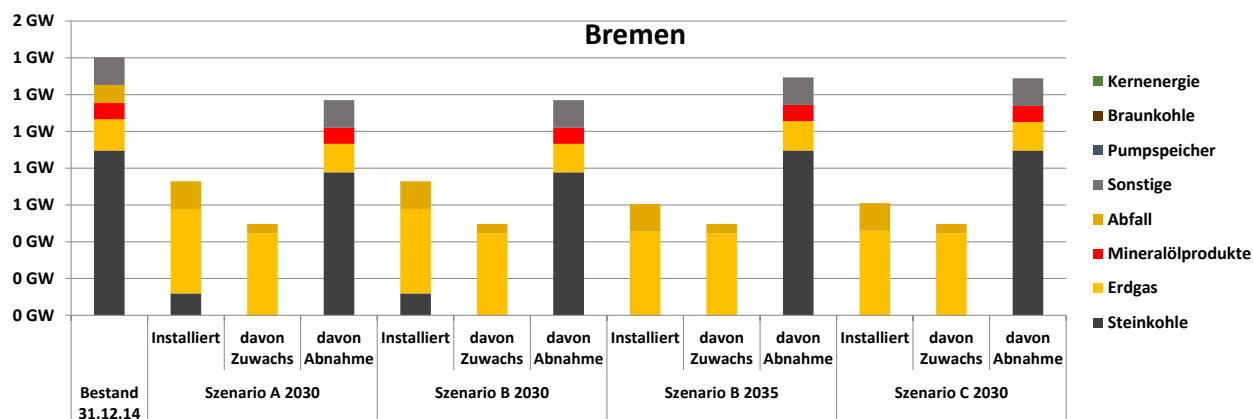
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle A8: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Bremen

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		896	170	88	99	150	0	0	0	1.403
Szenario A 2030	Installiert	119	459	0	151	0	0	0	0	729
	davon Zuwachs	0	445	0	52	0	0	0	0	497
	davon Abnahme	777	155	88	0	150	0	0	0	1.170
Szenario B 2030	Installiert	119	459	0	151	0	0	0	0	729
	davon Zuwachs	0	445	0	52	0	0	0	0	497
	davon Abnahme	777	155	88	0	150	0	0	0	1.170
Szenario B 2035	Installiert	0	455	0	151	0	0	0	0	606
	davon Zuwachs	0	445	0	52	0	0	0	0	497
	davon Abnahme	896	160	88	0	150	0	0	0	1.294
Szenario C 2030	Installiert	0	459	0	151	0	0	0	0	610
	davon Zuwachs	0	445	0	52	0	0	0	0	497
	davon Abnahme	896	155	88	0	150	0	0	0	1.289

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A6: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Bremen



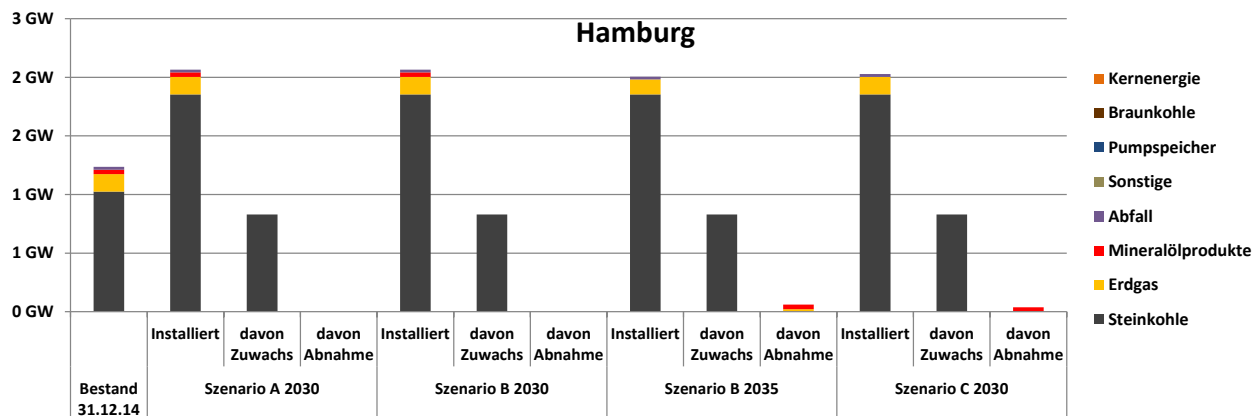
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle A9: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Hamburg

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		1.024	150	38	24	0	0	0	0	1.236
Szenario A 2030	Installiert	1.854	150	38	24	0	0	0	0	2.066
	davon Zuwachs	830	0	0	0	0	0	0	0	830
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Szenario B 2030	Installiert	1.854	150	38	24	0	0	0	0	2.066
	davon Zuwachs	830	0	0	0	0	0	0	0	830
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Szenario B 2035	Installiert	1.854	127	0	24	0	0	0	0	2.005
	davon Zuwachs	830	0	0	0	0	0	0	0	830
	davon Abnahme	0	23	38	0	0	0	0	0	61
Szenario C 2030	Installiert	1.854	150	0	24	0	0	0	0	2.028
	davon Zuwachs	830	0	0	0	0	0	0	0	830
	davon Abnahme	0	0	38	0	0	0	0	0	38

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A7: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Hamburg



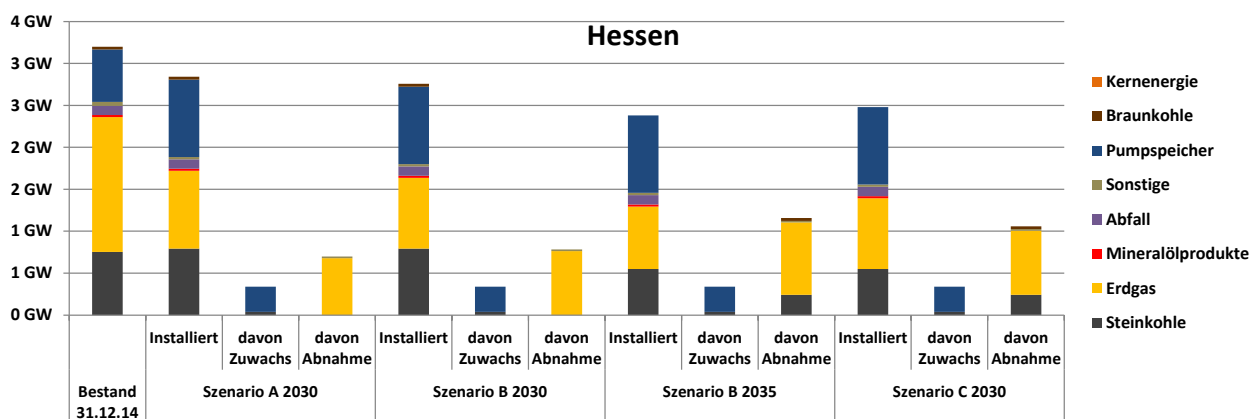
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle A10: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Hessen

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		753	1.607	25	111	48	623	34	0	3.199
Szenario A 2030	Installiert	792	929	25	111	28	923	34	0	2.841
	davon Zuwachs	39	0	0	0	0	300	0	0	339
	davon Abnahme	0	678	0	0	20	0	0	0	698
Szenario B 2030	Installiert	792	844	25	111	28	923	34	0	2.757
	davon Zuwachs	39	0	0	0	0	300	0	0	339
	davon Abnahme	0	762	0	0	20	0	0	0	782
Szenario B 2035	Installiert	549	745	25	111	28	923	0	0	2.381
	davon Zuwachs	39	0	0	0	0	300	0	0	339
	davon Abnahme	243	861	0	0	20	0	34	0	1.157
Szenario C 2030	Installiert	549	844	25	111	28	923	0	0	2.480
	davon Zuwachs	39	0	0	0	0	300	0	0	339
	davon Abnahme	243	762	0	0	20	0	34	0	1.058

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A8: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Hessen



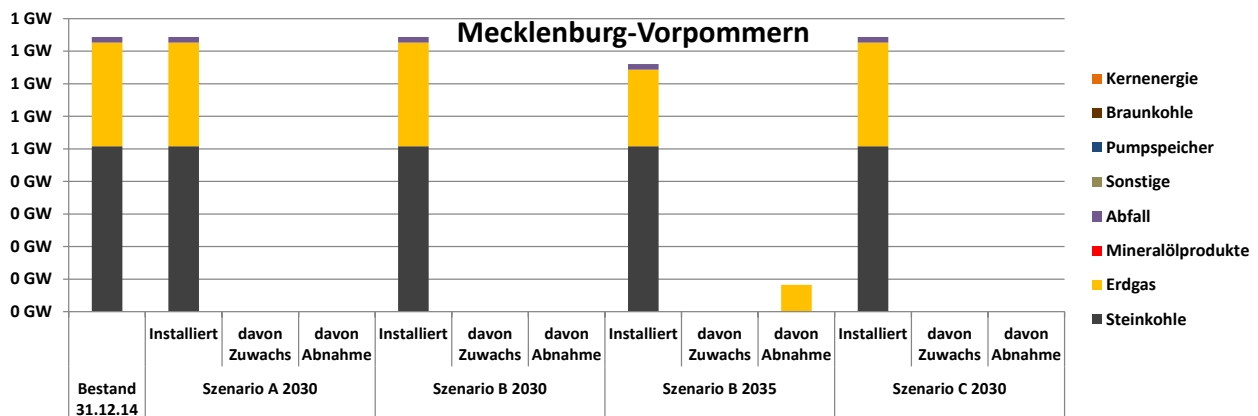
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle A11: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Mecklenburg-Vorpommern

in MW		Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Sonstige	Pumpspeicher	Braunkohle	Kernenergie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		508	318	0	17	0	0	0	0	843
Szenario A 2030	Installiert	508	318	0	17	0	0	0	0	843
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Szenario B 2030	Installiert	508	318	0	17	0	0	0	0	843
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Szenario B 2035	Installiert	508	235	0	17	0	0	0	0	760
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	83	0	0	0	0	0	0	83
Szenario C 2030	Installiert	508	318	0	17	0	0	0	0	843
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A9: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Mecklenburg-Vorpommern



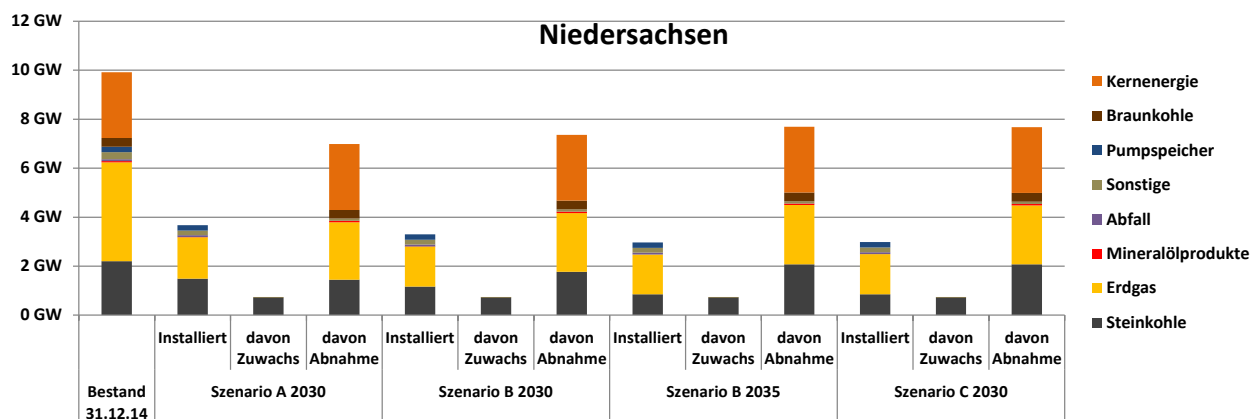
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle A12: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Niedersachsen

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		2.202	4.033	59	75	289	220	352	2.689	9.918
Szenario A 2030	Installiert	1.486	1.698	3	75	194	220	0	0	3.676
	davon Zuwachs	731	10	0	0	0	0	0	0	741
	davon Abnahme	1.447	2.345	56	0	95	0	352	2.689	6.984
Szenario B 2030	Installiert	1.166	1.640	3	75	194	220	0	0	3.297
	davon Zuwachs	731	10	0	0	0	0	0	0	741
	davon Abnahme	1.767	2.403	56	0	95	0	352	2.689	7.362
Szenario B 2035	Installiert	854	1.622	0	75	194	220	0	0	2.964
	davon Zuwachs	731	10	0	0	0	0	0	0	741
	davon Abnahme	2.079	2.421	59	0	95	0	352	2.689	7.695
Szenario C 2030	Installiert	854	1.640	0	75	194	220	0	0	2.982
	davon Zuwachs	731	10	0	0	0	0	0	0	741
	davon Abnahme	2.079	2.403	59	0	95	0	352	2.689	7.677

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A10: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Niedersachsen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

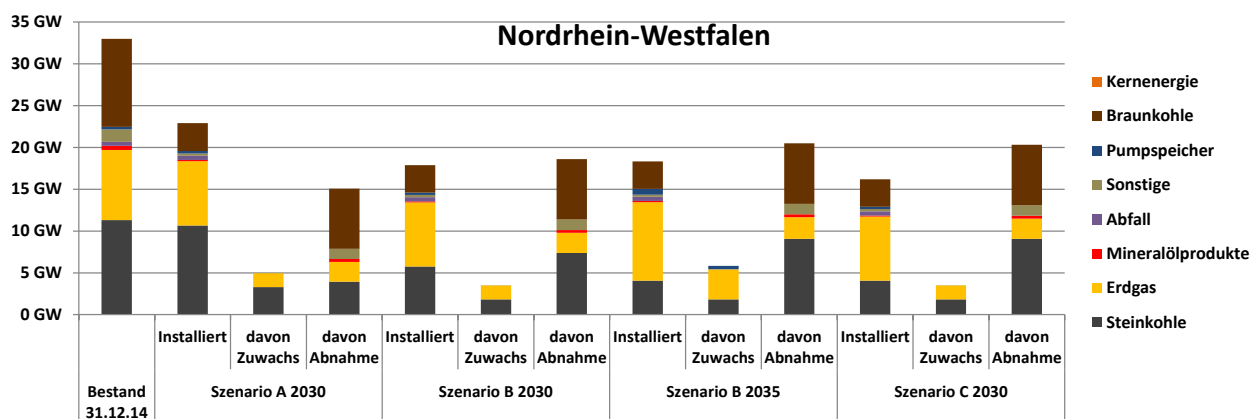


Tabelle A13: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Nordrhein-Westfalen

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		11.316	8.387	482	486	1.494	291	10.521	0	32.977
Szenario A 2030	Installiert	10.671	7.690	146	486	282	291	3.348	0	22.914
	davon Zuwachs	3.290	1.680	0	0	20	0	0	0	4.990
	davon Abnahme	3.935	2.377	337	0	1.232	0	7.173	0	15.053
Szenario B 2030	Installiert	5.750	7.664	146	486	266	291	3.285	0	17.888
	davon Zuwachs	1.820	1.680	0	0	20	0	0	0	3.520
	davon Abnahme	7.386	2.403	337	0	1.248	0	7.236	0	18.610
Szenario B 2035	Installiert	4.056	9.397	145	486	266	681	3.285	0	18.316
	davon Zuwachs	1.820	3.594	0	0	20	390	0	0	5.824
	davon Abnahme	9.080	2.584	337	0	1.248	0	7.236	0	20.485
Szenario C 2030	Installiert	4.056	7.664	145	486	266	291	3.285	0	16.193
	davon Zuwachs	1.820	1.680	0	0	20	0	0	0	3.520
	davon Abnahme	9.080	2.403	337	0	1.248	0	7.236	0	20.304

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A11: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Nordrhein-Westfalen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

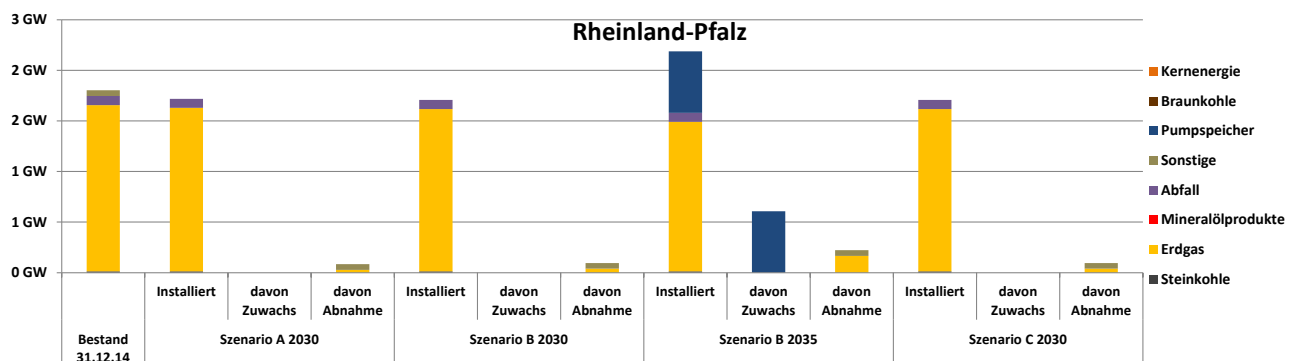


Tabelle A14: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Rheinland-Pfalz

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		13	1.643	0	90	56	0	0	0	1.803
Szenario A 2030	Installiert	13	1.615	0	90	0	0	0	0	1.719
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	28	0	0	56	0	0	0	84
Szenario B 2030	Installiert	13	1.604	0	90	0	0	0	0	1.707
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	40	0	0	56	0	0	0	96
Szenario B 2035	Installiert	13	1.477	0	90	0	607	0	0	2.187
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	607	0	0	607
	davon Abnahme	0	166	0	0	56	0	0	0	222
Szenario C 2030	Installiert	13	1.604	0	90	0	0	0	0	1.707
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	40	0	0	56	0	0	0	96

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A12: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Rheinland-Pfalz



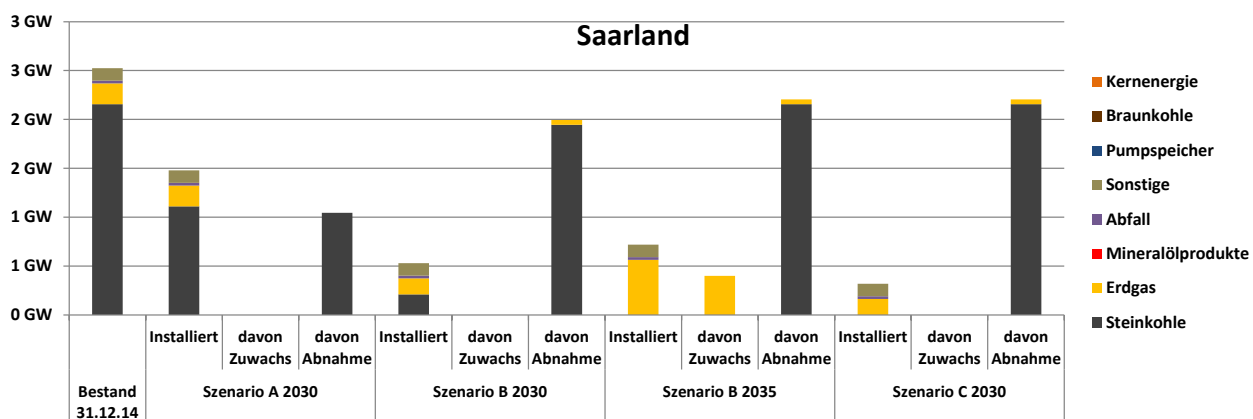
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle A15: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Saarland

in MW		Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Sonstige	Pumpspeicher	Braunkohle	Kernenergie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		2.156	214	0	28	127	0	0	0	2.524
Szenario A 2030	Installiert	1.111	214	0	28	127	0	0	0	1.479
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	1.045	0	0	0	0	0	0	0	1.045
Szenario B 2030	Installiert	211	164	0	28	127	0	0	0	529
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	1.945	50	0	0	0	0	0	0	1.995
Szenario B 2035	Installiert	0	564	0	28	127	0	0	0	718
	davon Zuwachs	0	400	0	0	0	0	0	0	400
	davon Abnahme	2.156	50	0	0	0	0	0	0	2.206
Szenario C 2030	Installiert	0	164	0	28	127	0	0	0	318
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	2.156	50	0	0	0	0	0	0	2.206

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A13: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Saarland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

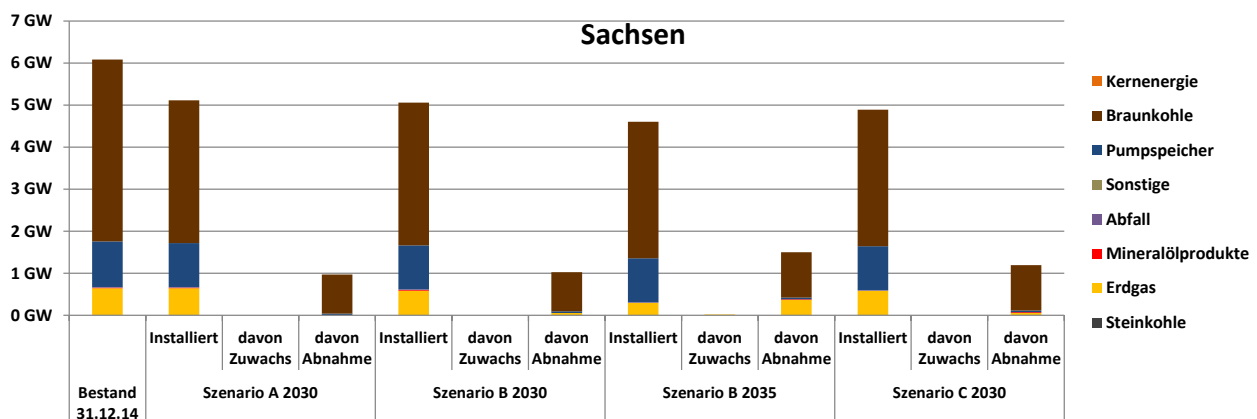


Tabelle A16: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Sachsen

in MW		Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Sonstige	Pumpspeicher	Braunkohle	Kernenergie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		0	643	17	16	0	1.085	4.325	0	6.085
Szenario A 2030	Installiert	0	643	17	16	0	1.045	3.395	0	5.115
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	40	930	0	970
Szenario B 2030	Installiert	0	585	17	16	0	1.045	3.395	0	5.058
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	57	0	0	0	40	930	0	1.027
Szenario B 2035	Installiert	0	296	0	16	0	1.045	3.247	0	4.604
	davon Zuwachs	0	20	0	0	0	0	0	0	20
	davon Abnahme	0	367	17	0	0	40	1.078	0	1.501
Szenario C 2030	Installiert	0	585	0	16	0	1.045	3.247	0	4.893
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	57	17	0	0	40	1.078	0	1.192

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A14: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Sachsen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

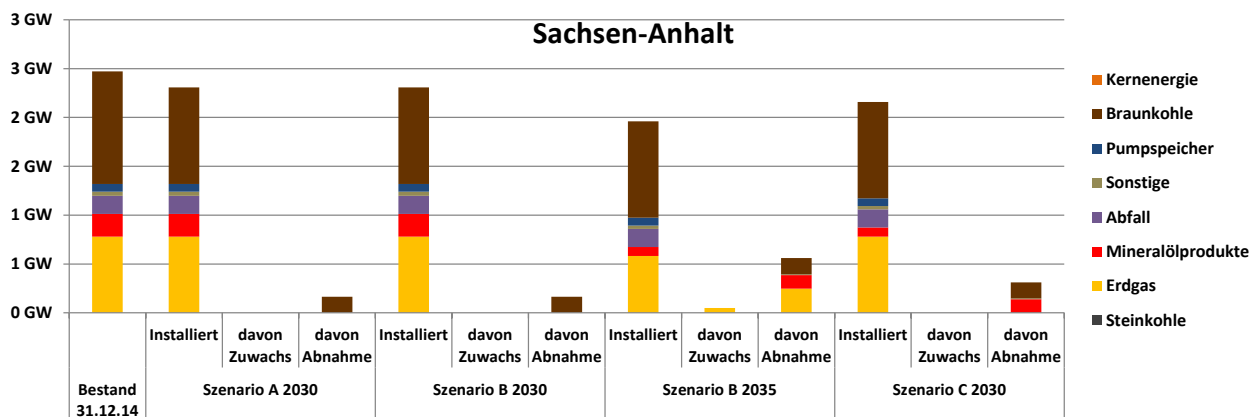


Tabelle A17: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Sachsen-Anhalt

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		0	781	231	185	43	80	1.152	0	2.472
Szenario A 2030	Installiert	0	781	231	185	43	80	987	0	2.307
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	165	0	165
Szenario B 2030	Installiert	0	781	231	185	43	80	987	0	2.307
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	165	0	165
Szenario B 2035	Installiert	0	582	93	185	34	80	987	0	1.961
	davon Zuwachs	0	49	0	0	0	0	0	0	49
	davon Abnahme	0	248	139	0	9	0	165	0	560
Szenario C 2030	Installiert	0	781	93	185	34	80	987	0	2.160
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	139	0	9	0	165	0	312

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A15: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Sachsen-Anhalt



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

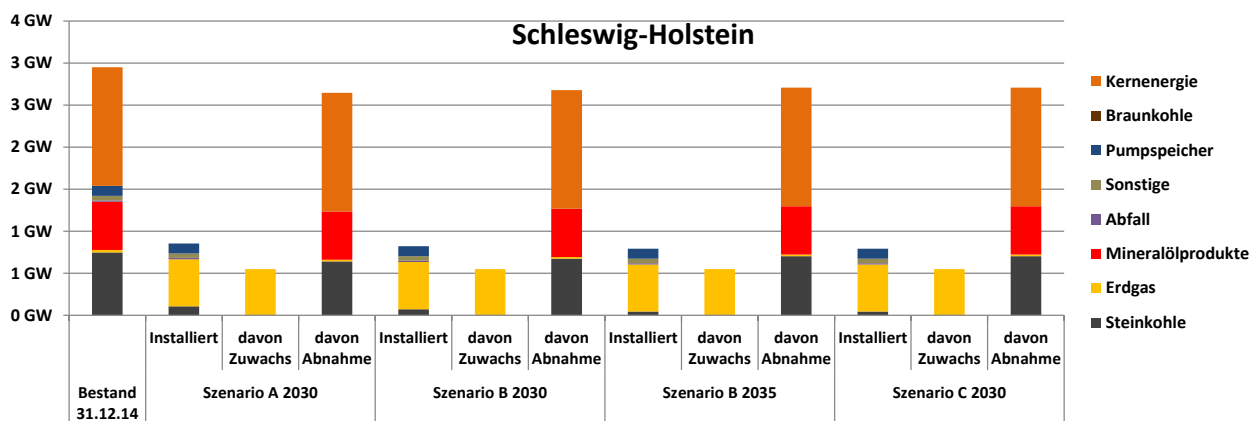


Tabelle A18: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Schleswig-Holstein

in MW		Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl- produkte	Abfall	Sonstige	Pump- speicher	Braun- kohle	Kern- energie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		747	30	575	16	54	119	0	1.410	2.951
Szenario A 2030	Installiert	106	560	0	16	54	119	0	0	855
	davon Zuwachs	0	550	0	0	0	0	0	0	550
	davon Abnahme	641	20	575	0	0	0	0	1.410	2.646
Szenario B 2030	Installiert	73	560	0	16	54	119	0	0	822
	davon Zuwachs	0	550	0	0	0	0	0	0	550
	davon Abnahme	674	20	575	0	0	0	0	1.410	2.679
Szenario B 2035	Installiert	44	560	0	16	54	119	0	0	793
	davon Zuwachs	0	550	0	0	0	0	0	0	550
	davon Abnahme	703	20	575	0	0	0	0	1.410	2.708
Szenario C 2030	Installiert	44	560	0	16	54	119	0	0	793
	davon Zuwachs	0	550	0	0	0	0	0	0	550
	davon Abnahme	703	20	575	0	0	0	0	1.410	2.708

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung A16: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Schleswig-Holstein



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

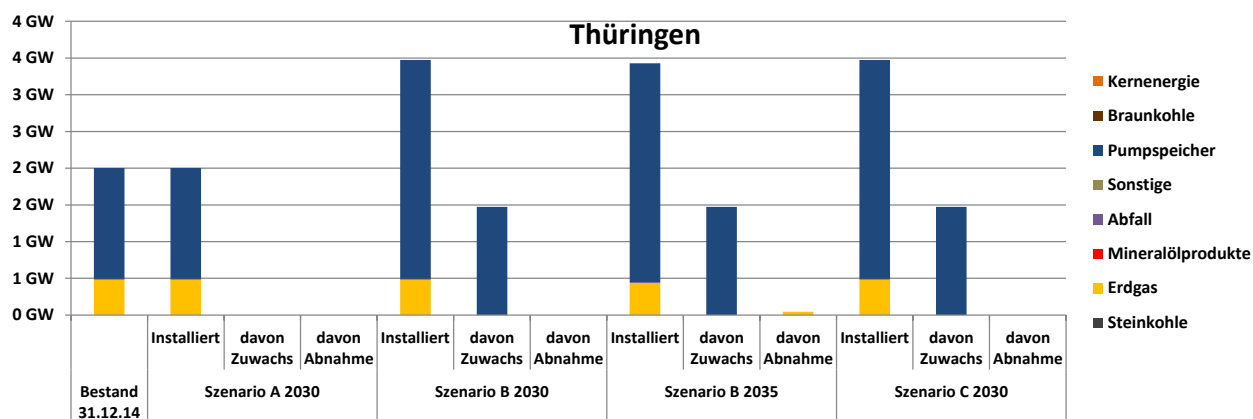


Tabelle A19: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Thüringen

in MW		Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Abfall	Sonstige	Pumpspeicher	Braunkohle	Kernenergie	Gesamt
Bestand 31.12.2014		0	482	0	11	0	1.509	0	0	2.002
Szenario A 2030	Installiert	0	482	0	11	0	1.509	0	0	2.002
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Szenario B 2030	Installiert	0	482	0	11	0	2.981	0	0	3.474
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	1.472	0	0	1.472
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Szenario B 2035	Installiert	0	436	0	11	0	2.981	0	0	3.429
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	1.472	0	0	1.472
	davon Abnahme	0	45	0	0	0	0	0	0	45
Szenario C 2030	Installiert	0	482	0	11	0	2.981	0	0	3.474
	davon Zuwachs	0	0	0	0	0	1.472	0	0	1.472
	davon Abnahme	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

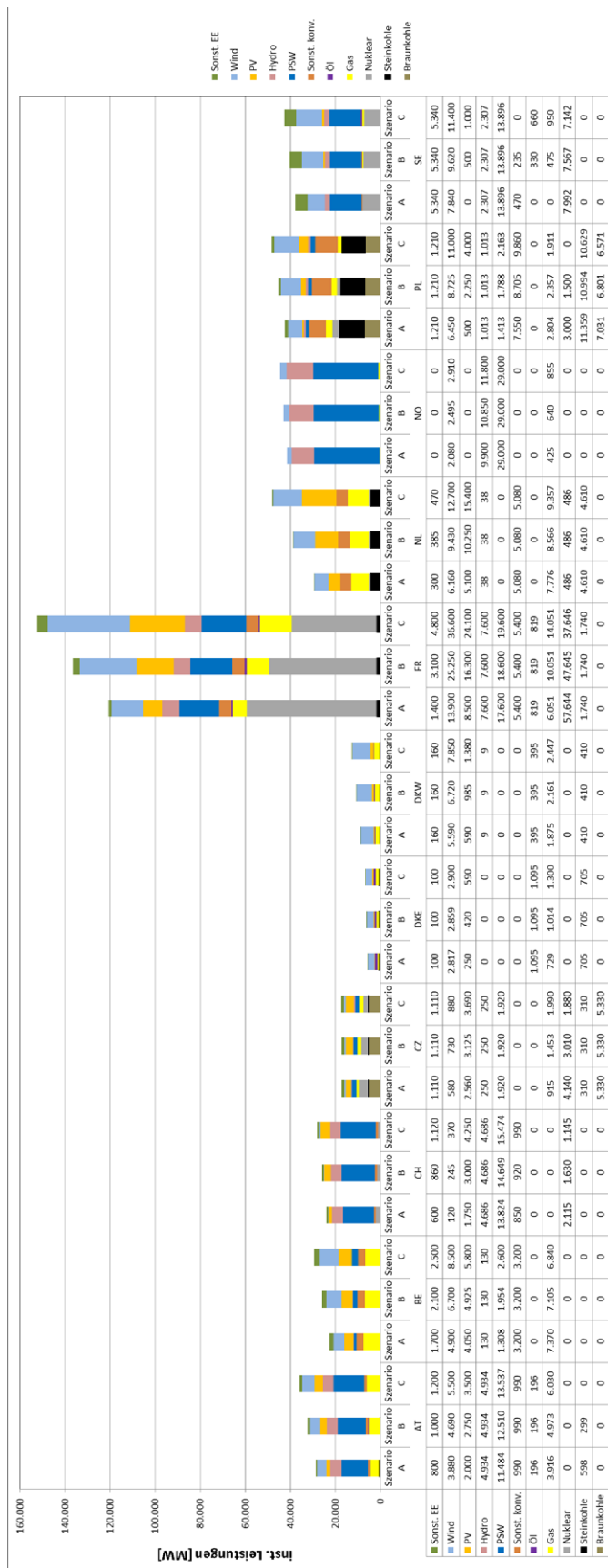
Abbildung A17: Entwicklung Installierte Leistung nach Szenario – Thüringen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung A18: Installierte Leistungen für erneuerbare und konventionelle Energieträger der Nachbarstaaten Deutschlands in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

LITERATURVERZEICHNIS

- /BAFA 2015/: „Stromvergütung für KWK-Anlagen“, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), http://www.bafa-online.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/stromverguetung/index.html, abgerufen am 07.01.2016.
- /BBSR 2015/: „Die Raumordnungsprognose 2035 nach dem Zensus“, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/AnalysenKompakt/2015/DL_05_2015.pdf;jsessionid=AC84A844B57B16F80496E969C2F8E007.live1043?_blob=publicationFile&v=4, abgerufen am 07.01.2016.
- /BMI 2013/: „Migrationsbericht 2011“, Bundesministerium des Innern (BMI), Bundesamt für Migration und Flüchtlinge (BAMF), https://www.bamf.de/SharedDocs/Anlagen/DE/Publikationen/Migrationsberichte/migrationsbericht-2011.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 07.01.2016.
- /BMUB 2015a/: „Klimaschutzbericht 2015 zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutzbericht_2015_bf.pdf, abgerufen am 07.01.2016.
- /BMUB 2015b/: „Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2015/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=2551, abgerufen am 07.01.2016.
- /BMW i 2014/: „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMW i), <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 07.01.2016.
- /BMW i 2015a/: „Vorschlag für die Förderung der KWK – KWKG 2015“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMW i), <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vorschlag-fuer-die-foerderung-der-kwk-kwkg-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 07.01.2016.
- /BMW i 2015b/: „Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)“.
- /BNetzA 2015/: „EEG-Anlagenregister“, Bundesnetzagentur (BNetzA), http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_node.html, abgerufen am 07.01.2016.
- /Bofinger 2011/: „Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land“, Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt, Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE).
- /Destatis 2013/: „Zensus 2011“ – Ausgewählte Ergebnisse, Statistisches Bundesamt.



- /Destatis 2015a/: „Bevölkerung Deutschlands bis 2060 – Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung“, Statistisches Bundesamt.
- /Destatis 2015b/: „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen – Inlandsproduktberechnung Lange Reihen ab 1970“, Fachserie 18, Reihe 1.5, Statistisches Bundesamt.
- /Destatis 2015c/: Gemeindeverzeichnis Gebietsstand: 31.12.2013, Statistisches Bundesamt.
- /DWD 2004/: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981 – 2000. Deutscher Wetterdienst (DWD)
- /DWD 2015/: Deutscher Wetterdienst (DWD), https://werdis.dwd.de/werdis/start_js_JSP.do, abgerufen am 12.08.2015.
- /Elia 2015/: „Final Development Plan 2015-2025“, Seite 15 -16, Elia Belgischer Übertragungsnetzbetreiber, http://www.elia.be/~media/files/Elia/Grid-data/grid-development/Plan-de-Developpement-federal-du-reseau-de-transport_2015-2025.pdf, abgerufen am 07.01.2016.
- /ENTSO-E 2016/: „Ten-Year Network Development Plan 2016“, the European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E), <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>, abgerufen am 07.01.2016.
- /IEA 2014/: „World Energie Outlook 2014“, International Energy Agency (IEA).
- /Matthes, 2014/: „Klimaschutzszenario 2050“, Matthes, Felix et al., Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI).
- /OECD 2012/: „Medium and long-term scenarios for global growth and imbalances. OECD Economic Outlook“, Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), Vol. 2012, Seiten 191-224.
- /UBA 2015/: „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014“, Umweltbundesamt (UBA), http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_09_2015_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen.pdf, abgerufen am 07.01.2016.