Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Projektleitung:
Fraunhofer ISI – Benjamin Pfluger
Consentec GmbH – Bernd Tersteegen
ifeu – Bernd Franke

Projektteam

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: Christiane Bernath, Tobias Bossmann, Gerda Deac, Rainer Elsland, Tobias Fleiter, André Kühn, Benjamin Pfluger, Mario Ragwitz, Matthias Rehfeldt, Frank Sensfuß, Jan Steinbach

Consentec GmbH: Andreas Cronenberg, Alexander Ladermann, Christian Linke, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen, Sebastian Willemsen,

IFEU: Bernd Franke, Benedikt Kauertz, Martin Pehnt, Nils Rettenmaier

Technische Universität Wien: Michael Hartner, Lukas Kranzl

M-Five: Wolfgang Schade

TEP Energy GmbH: Giacomo Catenazzi, Martin Jakob, Ulrich Reiter

Impressum

Benjamim Pfluger	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de
Bernd Testeegen	Consentec GmbH Grüner Weg 1 | 52070 Aachen tersteegen@consentec.de
Bernd Franke	ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH Wilckensstraße 3 | D-69120 Heidelberg, Deutschland bernd.franke@ifeu.de

Hintergrundbild Deckblatt	© shutterstock.com / vs148

Veröffentlicht	September 2017

Inhaltsverzeichnis

1 Zielrichtung des Szenarios und Parametrierung 1

1.1 Parametrierung des Windenenergieausbaus 3

1.2 Parametrierung der Netzmodellierung 5

2 Erzeugungssystem – Regionalszenario im Vergleich zum Basisszenario 7

2.1 Vergleich der Ergebnisse für Europa 7

2.2 Vergleich der Ergebnisse für Deutschland 10

2.2.1 Stromnachfrage 10

2.2.2 Stromerzeugung 11

3 Stromnetze – Regionalszenario im Vergleich zum Basisszenario 22

3.1 Ausbau der Interkonnektoren in Europa 22

3.2 Deutsches Übertragungsnetz 26

3.3 Deutsche Verteilungsnetze 36

4 Kosten des Stromsystems - Regionalszenario und Vergleich zum Basisszenario 46

4.1 Ansatz zur Kostenermittlung 46

4.2 Entwicklung der Kosten im Regionalszenario und Vergleich mit dem Basisszenario 48

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen 53

5.1 Kurzzusammenfassung des Vorgehens 53

5.2 Schlussfolgerungen 54

5.2.1 Übergeordnete Erkenntnisse 54

5.2.2 Netzergebnisse 55

5.2.3 Kosten 56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromerzeugung im *Regionalszenario* in Europa exklusive Deutschland 8

Abbildung 2: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Europa exklusive Deutschland 9

Abbildung 3: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *Regionalszenario* 10

Abbildung 4: Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *Regionalszenario* 13

Abbildung 5: Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *Basisszenario* (links) und im *Regionalszenario* (rechts) 14

Abbildung 6: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Regionalszenario* 16

Abbildung 7: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Regionalszenario* 17

Abbildung 8: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario* 19

Abbildung 9: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen. 21

Abbildung 10: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Regional*- und *Basisszenario* in Europa bis 2050..... 25

Abbildung 11 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Regional*- und *Basisszenario* in Europa bis 2050 26

Abbildung 12: Gegenüberstellung der (n-1)-Netzbelastung und installierten EE-Leistungen im *Basis*- und *Regionalszenario* in 2050 28

Abbildung 13: Gegenüberstellung der deutschen Handelsflüsse im *Basis*- und *Regionalszenario* 30

Abbildung 14: Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im *Basis*- und *Regionalszenario* nach Technologien 31

Abbildung 15: Gegenüberstellung des Netzausbaus im *Basis*- und *Regionalszenario* 32

Abbildung 16: Gegenüberstellung der regionalen Verteilung des Netzausbau im *Basis*- und *Regionalszenario* 34

Abbildung 17: Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im *Basis*- und *Regionalszenario* 35

Abbildung 18: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“ 36

Abbildung 19: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich 37

Abbildung 20: Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich 39

Abbildung 21: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich 40

Abbildung 22: Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich 44

Abbildung 23: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich 45

Abbildung 24: Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* in Mrd. EUR_{2010} 49

Abbildung 25: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* mit dem *Basisszenario*, in Mrd. EUR_{2010} 52

Abbildung 26: Vergleich der Potenzialausnutzung Wind-Onshoe im *Basisszenario* und im *Regionalszenario* in 2050 54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verteilung von Wind-Onshore, Stand 30.06.2016 2

Tabelle 2: Erzeugungspotenzial von Wind-Onshore und Anteil am Gesamtpotenzial nach Regionen 3

Tabelle 3: Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen im *Basis*- und *Regionalszenario* 6

Tabelle 4: Stromerzeugung im *Regionalszenario* in Europa exklusive Deutschland in TWh 8

Tabelle 5: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Europa exklusive Deutschland 9

Tabelle 6: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *Regionalszenario* 11

Tabelle 7: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Regionalszenario* in TWh 16

Tabelle 8: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Regionalszenario* in GW 17

Tabelle 9: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland 19

Tabelle 10: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen. 21

Tabelle 11: Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* in Mio. EUR_{2010} 48

Tabelle 12: Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im *Regionalszenario* 49

Tabelle 13: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *Regionalszenario* 49

Tabelle 14: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* mit dem *Basisszenario*, in Mio. EUR_{2010} 51

Tabelle 15: Erzeugungspotenzial von Wind-Onshore und Anteil am Gesamtpotenzial nach Regionen 53

Abkürzungsverzeichnis

AC	Dreh-/Wechselstrom (alternating current)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BECCS	Bioenergie mit CO_2-Abscheidung und Speicherung (Bioenergy with CCS)
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge (Battery electric vehicle)
BZ	Brennstoffzellen
CCS	CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Carbon capture and storage)
CH_4	Methan
CNG	Compressed natural gas
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CSP	Konzentrierende Solarthermie (Concentrated solar power)
DC	Gleichstrom (direct current)
DRI	Direktreduziertes Eisen (Direct-reduced iron)
DSM	Management der Stromnachfrage (Demand side management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäusern
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EU	Europäische Union
EUA	EU-ETS Emissionszertifikat (EU Allowance)
(EU) ETS	(European Union) Emission Trading Scheme
EUR	Euro
geNA	geringerer Netzausbau
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H_2	Wasserstoff
HöS	Höchstspannung
HöS/HS	Höchst-/Hochspannung
HS	Hochspannung
HS/MS	Hoch-/Mittelspannung
HSL	Hochstromleiterseil
HTL	Hochtemperaturleiterseil
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LKW	Lastkraftwagen
L-NFz	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Flüssigerdgas (Liquified natural gas)
MAP	Marktanreizprogramm
MENA	Mittler Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
MFH	Mehrfamilienhäuser
MJ	Megajoule
MNA	Modellnetzanalyse
MS	Mittelspannung
MS/NS	Mittel-/Niederspannung
MW	Megawatt
MW	Megawattstunde
N_2O	Distickstoffmonoxid
NE	Nichteisen
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NTC	Stromhandelskapazität (Net transfer capacity)
OH-LKW	Oberleitungs-Hybrid-LKW
PE	Primärenergie
PKW	Personenkraftwagen
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
PV	Photovoltaik
S-NFz	Schwere Nutzfahrzeuge
TDI	Toluol-2,4-diisocyanat
TEN(-V)	Trans-European Networks (Verkehr)
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year-Network-Development-Plan
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe
WZ	Wirtschaftszweig

1 Zielrichtung des Szenarios und Parametrierung

Der bisherige Ausbau der Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie ist zwar in ganz Deutschland zu beobachten, dennoch ist eine gewisse Konzentration in den windreichen Bundesländern im Norden sowie in der Mitte Deutschlands zu beobachten (siehe Tabelle 1). Im *Basisszenario* verstärkt sich dieser Trend noch weiter: Das Modell nutzt zumeist erst die Standorte mit den besten Windbedingungen und baut erst dann an schwächeren Standorten aus, wenn die besten Potenziale nahezu vollständig genutzt sind. Für den Ausbau der Windenergie bedeutet dies, dass die Erschließung neuer Standorte im Verlauf des *Basisszenarios* sukzessive nach Süden vordringt. In 2050 sind die norddeutschen Standorte vollständig erschlossen, während in Süddeutschland nur ein kleiner Teil des Windenergiepotenzials genutzt wird.

Dieser Ausbau folgt dabei dem Ziel der Kostenminimierung: Auch unter Berücksichtigung des erforderlichen Netzausbaus ist es im *Basisszenario* günstiger, Standorte mit hohen Volllaststunden zu nutzen, als schwächere Standorte zu erschließen, für die ein geringerer Netzausbau erforderlich wäre. Auch der „Portfolioeffekt“, der sich ergäbe, wenn durch die südlichen Standorte Einspeiseprofile genutzt werden könnten, die von denen in Norddeutschland abweichen, bringt offensichtlich zu wenig Nutzen, als dass sich durch ihn die höheren spezifischen Stromgestehungskosten im Süden systemisch rentieren würden.

Derzeit wird – wie auch schon in den letzten Jahren – die zukünftige regionale Verteilung des Windenergieausbaus von Politik, Wissenschaft und Öffentlichkeit intensiv diskutiert. Dabei geht es um sehr unterschiedliche Aspekte, im Kern aber neben einer fairen Verteilung von Lasten und Nutzen des Windenergieausbaus um (vermutete) Wechselwirkungen zwischen Windausbau und Netzausbau. Zu den Lasten gehören neben den Kosten aber auch die regionalen visuellen Beeinträchtigungen und die Flächennutzung durch Windenergieanlagen. Die Vorteile beziehen sich u. a. auf die positiven regionalen wirtschaftlichen Effekte durch Bau und Betrieb der Anlagen und die Einnahmen aus der Vergütung des Stroms. Im Hinblick auf den Netzausbau wird häufig angenommen, dass eine andere regionale Verteilung des Windenergieausbaus den Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen, der insbesondere durch Netzengpässe in Nord-Süd-Richtung bedingt wird, reduziert.

Tabelle 1: Verteilung von Wind-Onshore, Stand 30.06.2016

Region	Bundesland	Leistung in MW (Anteil in %)
Norden: (42 %)	Niedersachsen	8.957 (21 %)
	Schleswig-Holstein	6.149 (14 %)
	Mecklenburg-Vorpommern	3.006 (7 %)
	Bremen	174 (0 %)
	Hamburg	62 (0 %)
Mitte: (44 %)	Brandenburg	6.099 (14 %)
	Sachsen-Anhalt	4.689 (11 %)
	Nordrhein-Westfalen	4.319 (10 %)
	Hessen	1.477 (3 %)
	Thüringen	1.242 (3 %)
	Sachsen	1.134 (3 %)
	Berlin	9 (0 %)
Süden: (14 %)	Rheinland-Pfalz	2.997 (7 %)
	Bayern	2.067 (5 %)
	Baden-Württemberg	880 (2 %)
	Saarland	283 (1 %)
Summe		**43.544**

Quelle: Deutsche Windguard: *Deutsche Windenergiestatistik Jahr 2016* Online: http://www.windguard.de/service/knowledge-center/windstatistik/jahr-2016.html. Zugegriffen: 18. März 2017

Ziel des *Regionalszenarios* ist es zu untersuchen, welche Effekte ein weniger stark im Norden konzentrierter Windenergieausbau hat. Von Interesse sind dabei die Veränderung der Gesamtkosten, aber auch die Auswirkungen auf weitere Systemkomponenten. Relevant ist dabei z. B., ob durch die geänderte Verteilung von Wind-Onshore Netzausbau oder konventioneller Kraftwerksausbau vermieden werden können.

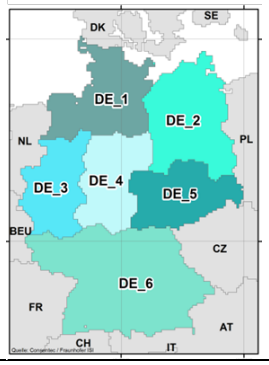
1.1 Parametrierung des Windenergieausbaus

Die Parametrierung des *Regionalszenarios* entspricht in allen Punkten denen des *Basisszenarios*, mit Ausnahme von zwei Abweichungen. Zum einen wird der Ausbau von Wind-Onshore regional vollständig festgelegt. Um die Auswirkungen der geänderten regionalen Verteilung möglichst isoliert betrachten zu können, wird dabei wie folgt vorgegangen:

Zunächst wird das gesamte Erzeugungspotenzial jeder modellierten Region bestimmt[1]. Das Ergebnis ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Erzeugungspotenzial von Wind-Onshore und Anteil am Gesamtpotenzial nach Regionen

	Potenzial in TWh	Anteil in %
„DE 1“	98,3	21,5 %
„DE 2“	72,8	15,8 %
„DE 3“	62,7	13,6 %
„DE 4“	57,8	12,5 %
„DE 5“	55,3	12,0 %
„DE 6“	112,3	24,6 %
Gesamt	**459,2**	**100 %**



Im zweiten Schritt wird der deutsche Zubau von Wind-Onshore im *Basisszenario* anhand der Anteile der Regionen am Gesamtpotenzial vorgegeben. Dies bedeutet, dass die Standorte der nach 2012[2] gebauten Windenergieanlagen nicht mehr über Gesamtdeutschland vom Modell optimiert werden, sondern nur noch innerhalb der Regionen. Die Verteilung zwischen den Regionen erfolgt anhand der Verhältnisse der Windpotenziale.

Dies bedeutet am konkreten Beispiel folgendes: Im *Basisszenario* werden gegenüber den Anlagen, die im EEG-Anlagenregister vorhanden sind, bis 2020 weitere Windenergieanlagen mit einer Erzeugung von insgesamt 37,2 TWh errichtet. Dieser Ausbau ist stark im Norden konzentriert. Im *Regionalszenario* wird bezogen auf Gesamtdeutschland der gleiche energetische Zubau durch eine Erzeugungsmengenvorgabe vorgenommen, der sich gemäß der Anteile in Tabelle 2 auf die einzelnen Regionen verteilt. In Region „DE_6“, also in Süddeutschland, müssen

1 Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“.

2 Auf diesen Stand bezieht sich das im Modell hinterlegte EEG-Anlagenregister.

demnach bis 2020 Anlagen mit einem Erzeugungspotenzial von 37,2 TWh mal 24,6 %, also 9,15 TWh errichtet werden. Diese Vorgabe gilt analog für alle Stützjahre, d. h. auch der Zubau der späteren Jahre wird nach dem gleichen Schlüssel verteilt. Da der derzeit existierende Anlagenbestand entsprechend der angenommenen Lebensdauern der Anlagen von 25 Jahren aus dem System geht, nähert sich die Verteilung im Zeitverlauf der Vorgabe bezüglich des Neubaus an. Bereits in 2040 sind alle Anlagen entsprechend der Neubauvorgaben verteilt.

Die Verteilung der Anlagen folgt also im *Regionalszenario* nicht mehr der Kostenoptimierung, sondern den Flächenpotenzialen. Die Anlagen verteilen sich anhand der für Wind-Onshore geeigneten Flächen, wobei Standorte, die weniger als 1.500 Volllaststunden erreichen, nicht berücksichtigt werden.

Zu beachten ist dabei, dass es sich um eine Vorgabe bezüglich der Energiemenge handelt. Um 10 TWh in Süddeutschland zu erzeugen, muss aufgrund der in der Regel schlechteren Standortgüte eine größere Erzeugungsleistung installiert werden. Während die Energiemenge durch die Vorgabe gegenüber dem *Basisszenario* nicht abweichen kann, führt die energetische Vorgabe durch die Nutzung schwächerer Windstandorte im Vergleich zum *Basisszenario* zwangsläufig zu einer höheren Gesamtanlagenleistung.

Zusätzlich sei hier noch auf ein interessantes Ergebnis einer früheren Parametrierung des *Regionalszenarios* hingewiesen: Zunächst wurde versuchsweise die regionale Windenergieeinspeisung nicht fixiert bzw. nach oben begrenzt, sondern lediglich als Minimumvorgabe implementiert. Im Ergebnis kam es durch die Minimumvorgabe gezwungenermaßen zu einem höheren Ausbau im Süden. Im Norden und in der Mitte Deutschland änderten sich die Ergebnisse gegenüber dem *Basisszenario* jedoch kaum; das Modell baute dort Windenergie weiterhin stark aus und übertraf so insgesamt die deutschen EE-Zielvorgaben deutlich. Diese Parametrierung wäre jedoch für einen Vergleich zum *Basisszenario* durch die stark unterschiedlichen EE-Anteile und die geänderten Import- und Exportbilanzen ungeeignet. Das Ergebnis zeigt aber, dass die Windenergiepotenziale im Norden und in der Mitte Deutschlands international wettbewerbsfähig sind.

Der zweite Punkt, in dem die Parametrierung vom *Basisszenario* abweicht, ist die Verteilungsnetzmodellierung, auf die im nächsten Abschnitt eingegangen wird.

1.2 Parametrierung der Netzmodellierung

Die Methodik zur Modellierung der **Übertragungsnetze** ist im *Regionalszenario* mit der Modellierung des *Basisszenarios* identisch und ist im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“, insbesondere Abschnitt 3.4.1, „Übertragungsnetz“ beschrieben. Im Vergleich zum *Basisszenario* gibt es beim *Regionalszenario* keine abweichenden Annahmen.

Sämtliche Aspekte zu den Wechselwirkungen zwischen **Verteilungsnetzen** und den nachfrage- und angebotsseitigen Modellen sind im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“, insbesondere Abschnitt 3.4.2, „Verteilungsnetz“ beschrieben. Die dort genannten Annahmen und Parameter sind grundsätzlich einheitlich für alle Szenarien gültig.

Unterschiede bestehen hinsichtlich der netzbedingten Vorgaben für die Standortwahl beim Ausbau der PV-Aufdachanlagen. Entsprechend der einheitlichen Vorgaben zum PV-Ausbau werden sowohl im *Regionalszenario* als auch im *Basisszenario* PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 52 GW errichtet, von denen drei Viertel, also 39 GW, auf PV-Aufdachanlagen entfallen. In beiden Szenarien entspricht der tatsächlich zugebaute Umfang an PV-Aufdachanlagen genau diesem Mindestwert. Dennoch gibt es Unterschiede in der räumlichen Verteilung der PV-Aufdachanlagen. Die regionale Verteilung der PV-Aufdachanlagen, hat erheblichen Einfluss auf die Höhe des in den Verteilungsnetzen erforderlichen Netzausbaus. Für die Erreichung eines unter den gegebenen Randbedingungen gesamtkostenoptimalen Ergebnisses ist es somit erforderlich, den Zusammenhang zwischen Netzkosten und regionaler Verteilung bereits in der Zubauoptimierung *Enertile* zu berücksichtigen. Daher werden für die hier verglichenen Szenarien *Regional*- und *Basisszenario* für jede der sechs in Deutschland modellierten Regionen sog. Netzausbauschwellen vorgegeben. Diese beschreiben die installierte Leistung in PV-Aufdachanlagen, ab denen ein Netzausbau mit entsprechender Kostenwirkung erforderlich wird. Im Optimiermodell *Enertile* ist dies dadurch abgebildet, dass bei einem Zubau, der über diese Schwelle hinausgeht, die Kosten für den Zubau steigen. Die Höhe der Netzausbauschwelle ist allerdings stark arbeitspunktabhängig, da sie wesentlich davon abhängt, wo und in welchem Umfang auch andere EE-Anlagen errichtet werden (PV-Freifläche und Wind), die ebenfalls die Verteilungsnetze „belasten“. Daher müssen die Netzausbauschwellen in einem iterativen Vorgehen ermittelt werden, denn die aus den Netzausbauschwellen resultierende Verteilung der PV-Aufdachanlagen kann wiederum die Verteilung der

übrigen EE-Anlagen beeinflussen. Als Ergebnis dieses iterativen Vorgehens haben sich die in nachfolgender Tabelle aufgeführten Werte ergeben. Die Unterschiede im Vergleich der beiden Szenarien sind auf die unterschiedliche Vorbelastung der Verteilungsnetze durch EE-Anlagen anderer Technologien zu erklären, im *Regionalszenario* insbesondere durch die regionale Verschiebung des Zubaus an Windenergieanlagen (für eine graphische Darstellung der Regionen siehe Abbildung 18).

Tabelle 3: Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen im *Basis*- und *Regionalszenario*

Region	**Basisszenario**	**Regionalszenario**
„DE 1“	2,7 GW	2,9 GW
„DE 2“	4,6 GW	5,3 GW
„DE 3“	10,2 GW	10,7 GW
„DE 4“	2,7 GW	2,2 GW
„DE 5“	4,0 GW	3,0 GW
„DE 6“	16,2 GW	13,5 GW

2 Erzeugungssystem – Regionalszenario im Vergleich zum Basisszenario

Das *Regionalszenario* stellt in vielerlei Hinsicht eine verhältnismäßig leicht geänderte Variante des *Basisszenarios* dar. Im Gegensatz zu einigen anderen in dieser Studie analysierten Szenarien halten sich die Abweichungen der Ergebnisse gegenüber dem *Basisszenario* in Grenzen. Die Veränderungen betreffen nur bestimmte Teilbereiche. Das grundsätzliche Zusammenspiel der Komponenten des deutschen und europäischen Stromsystems bleibt unverändert. Auf eine ausführliche Beschreibung des Szenarios als solches wird daher verzichtet. Es werden vielmehr anhand der Unterschiede gegenüber den Ergebnissen des *Basisszenarios* die Auswirkungen eines stärker südlichen Windenergieausbaus in Deutschland diskutiert.

2.1 Vergleich der Ergebnisse für Europa

Die Info-Box auf der folgenden Seite zeigt die Ergebnisse hinsichtlich der Stromerzeugung für Europa. In Abbildung 2 und Tabelle 5 sind die Differenzen dieser Ergebnisse zum *Basisszenario* dargestellt. Die Darstellung der sehr geringen Differenzen lässt folgende Schlüsse zu:

Zunächst ist festzuhalten, dass die Auswirkungen des in Deutschland verschobenen Windenergieausbaus auf europäischer Ebene zu vernachlässigen sind. Ein Treiber für die beobachtbaren Veränderungen sind die leicht geringeren Exporte Deutschlands in den ersten drei Dekaden bzw. der leicht geringere Import in der letzten Dekade; diese werden im nächsten Abschnitt diskutiert. Zusätzlich eröffnet der geringere Windausbau im Norden Deutschlands den Ländern um die Nord- und Ostsee die Möglichkeit, Windenergie ihrerseits etwas stärker auszubauen. Dieser Effekt ist in 2030 am deutlichsten. Dagegen führt der stärkere Windausbau im Süden Deutschlands dazu, dass in einigen Nachbarländern etwas weniger PV-Anlagen installiert werden, wobei die Stärke dieses Effekts über die Jahre in den Ländern variiert: In 2040 ist die Niederlande am stärksten betroffen, in 2050 hingegen Frankreich. Hierbei handelt es sich aber bis zu einem gewissen Grad um das Ende einer multikausalen Folgekette, die aufgrund der geringen Stärke des Effekts nicht überbewertet werden sollte.

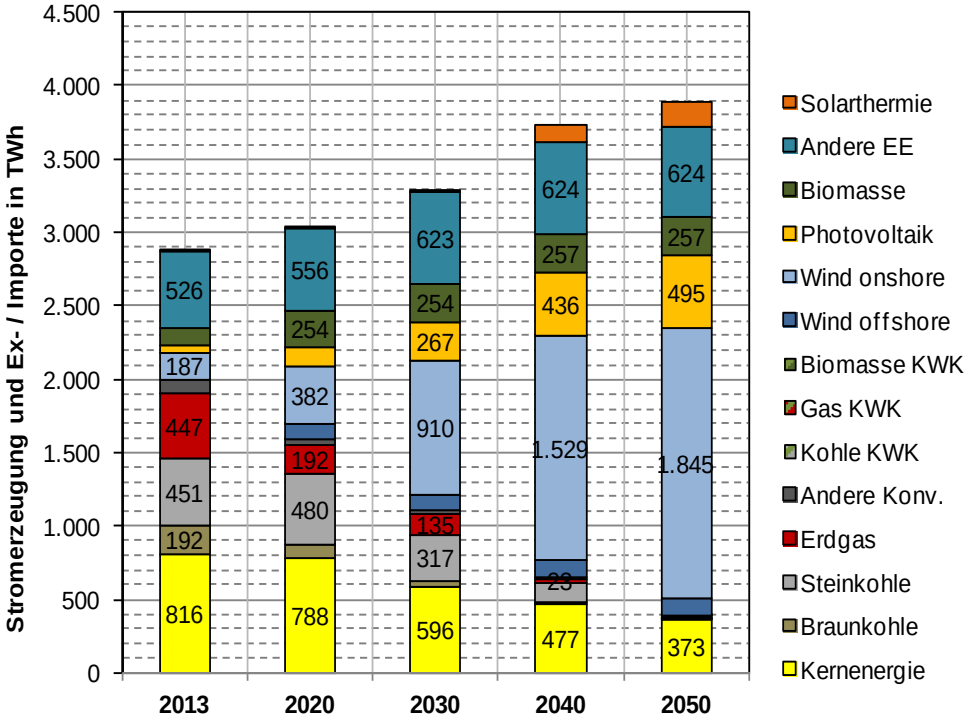


Abbildung 1: Stromerzeugung im *Regionalszenario* in Europa exklusive Deutschland

Tabelle 4: Stromerzeugung im *Regionalszenario* in Europa exklusive Deutschland in TWh

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	816,2	788,1	596,5	476,5	373,3
Braunkohle	192,4	92,6	33,4	14,7	0,0
Steinkohle	451,5	480,2	316,6	130,0	8,9
Erdgas	447,1	191,8	134,6	22,7	8,0
Andere Konventionelle	94,7	46,7	31,5	18,4	9,2
Wind-Onshore	187,4	381,7	910,2	1528,8	1844,8
Wind-Offshore		104,1	107,3	107,3	107,3
Photovoltaik	50,4	136,9	267,1	436,3	494,7
Solarthermie	4,4	17,3	17,3	123,4	168,4
Biomasse	111,1	254,4	254,4	257,5	257,5
Andere EE	526,4	555,9	622,9	623,5	623,5
Summe	**2.881,4**	**3.049,8**	**3.291,7**	**3.739,0**	**3.895,5**

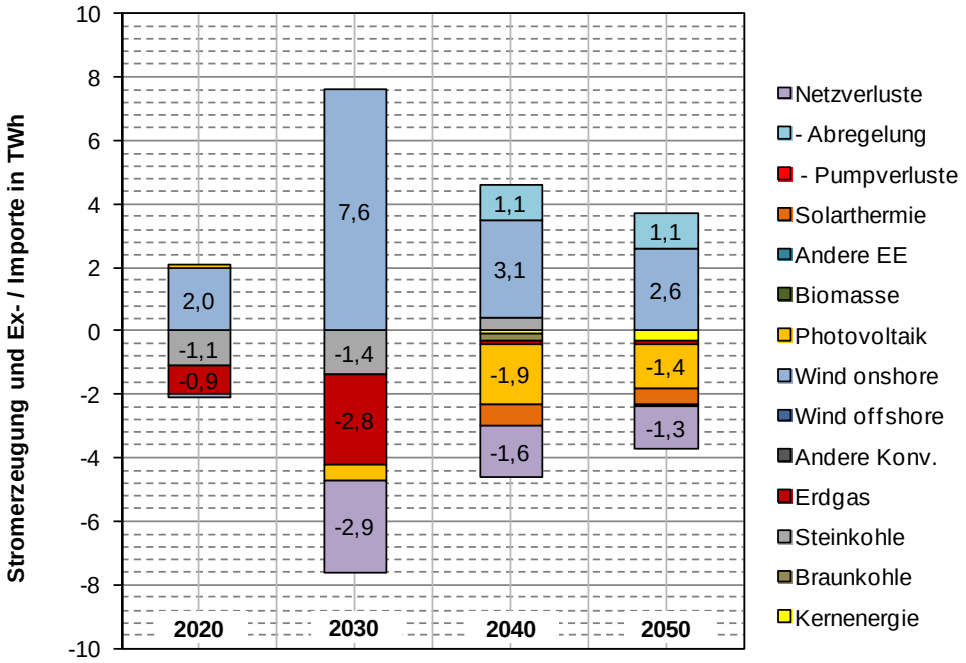


Abbildung 2: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Europa exklusive Deutschland zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario*

Tabelle 5: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Europa exklusive Deutschland zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario* in TWh

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0,0	0,0	-0,1	-0,3
Braunkohle	0,0	0,0	-0,2	0,0
Steinkohle	-1,1	-1,4	0,4	0,0
Erdgas	-0,9	-2,8	-0,1	-0,1
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind-Onshore	2,0	7,6	3,1	2,6
Wind-Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,1	-0,5	-1,9	-1,4
Solarthermie	0,0	0,0	-0,7	-0,5
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
- Pumpverluste	0,0	0,0	0,0	-0,1
- Abregelung	0,0	0,0	1,1	1,1
- Im-/Export DE	-0,1	-2,9	-1,6	-1,3

2.2 Vergleich der Ergebnisse für Deutschland

2.2.1 Stromnachfrage

Die Stromnachfrage ist im *Regionalszenario* in den meisten Aspekten mit der des *Basisszenario*s identisch und wird im Berichtsmodul 3 „*Referenzszenario* und *Basisszenario*“ sowohl für die Nachfragesektoren als auch im Abschnitt zum Umwandlungssektor diskutiert. Unterschiede ergeben sich nur in den Bereichen, auf die das Stromsystemoptimiermodell direkten Zugriff hat, d. h. die es in den Berechnungen anpassen kann.[3] Im Bereich des Nettostromverbrauchs sind dies im Wesentlichen der Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen in der Industrie und in den Fernwärmenetzen. Auch die Verluste in Stromspeichern, Netzen sowie der Eigenverbrauch der Kraftwerke stellen Modellergebnisse dar.

Wie sich in den folgenden Abschnitten zeigen wird, weicht das *Regionalszenario* nur sehr geringfügig vom *Basisszenario* ab. Dies gilt in hohem Maße für die Stromnachfrage; auf eine detaillierte Diskussion wird daher an dieser Stelle verzichtet; die Ergebnisse sind in Abbildung 3 bzw. Tabelle 6 dargestellt.

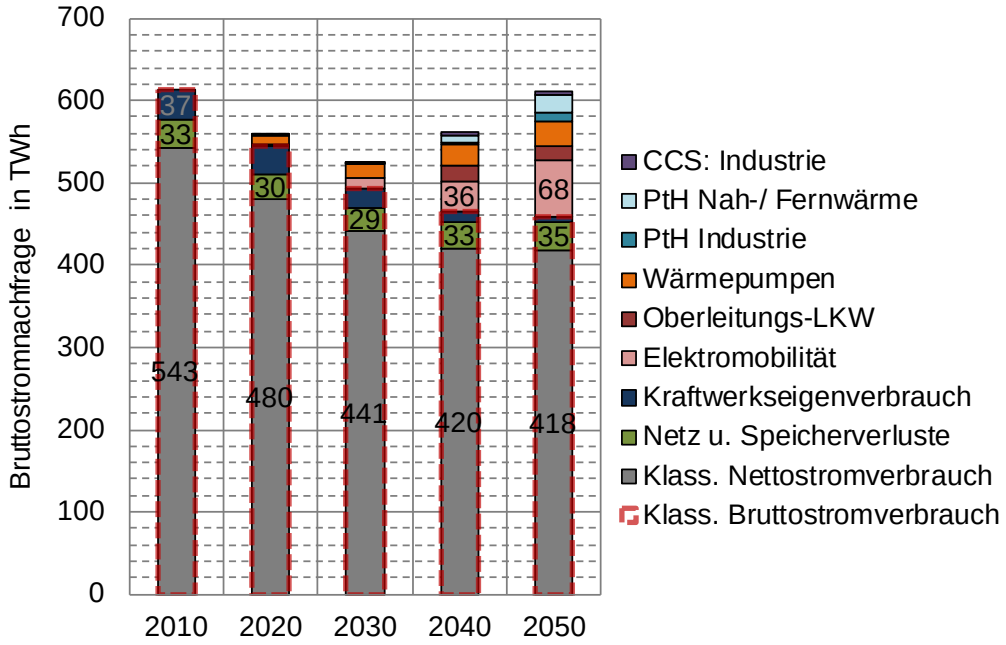


Abbildung 3: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *Regionalszenario*

3 Diese Nachfragen sind in Tabelle 6 mit * gekennzeichnet.

Tabelle 6: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *Regionalszenario* in TWh

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Klassischer Nettostromverbrauch	543,3	480,4	441,2	420,3	417,5
Elektromobilität	0,0	1,8	12,2	35,9	68,3
Oberleitungs-LKW	0,0	0,0	0,0	19,8	18,6
Wärmepumpen	0,0	10,1	17,8	24,6	28,7
Power-to-Heat Industrie*	0,0	0,1	0,1	2,3	11,0
Power-to-Heat Nah-/ Fernwärme*	0,0	0,0	0,0	8,3	21,2
CCS: Industrie	0,0	0,0	0,3	4,2	5,3
Nettostromverbrauch	**543,3**	**492,5**	**471,6**	**515,5**	**570,6**
Speicherverluste*	1,6	1,2	0,7	1,1	1,3
Netzverluste*	31,0	28,7	28,6	31,6	34,0
Kraftwerkseigenverbrauch*	36,9	34,7	22,5	13,0	5,5
Bruttostromverbrauch	**612,8**	**557,1**	**523,5**	**561,1**	**611,4**
Export*	33,8	112,7	39,3	14,0	-106,1
Summe	**646,6**	**669,8**	**562,8**	**575,2**	**505,3**
Klassischer Bruttostromverbrauch	612,8	545,0	493,0	466,0	458,3
Senkung gegenüber 2008	*0,5 %*	*11,5 %*	*20 %*	*24,4 %*	*25,6 %*

2.2.2 Stromerzeugung

Im Folgenden werden die Ergebnisse des *Regionalszenarios* bezüglich der Erzeugung für Deutschland diskutiert. Der Schwerpunkt der Analyse liegt dabei auf den Unterschieden, die sich im Verglich zum *Basisszenario* durch den nach Süden verschobenen Ausbau der Windenergie ergeben. Daher wird zunächst der regionale Ausbau der erneuerbaren Energien dargestellt, insbesondere von Wind-Onshore.

In Abbildung 4 ist der Ausbau der Onshore-Windenergie im *Regionalszenario* in Europa und Deutschland dargestellt, in Abbildung 5 werden die gleichen Jahre im *Basisszenario* und im *Regionalszenario* gegenübergestellt. Es wird ersichtlich, dass die Stromerzeugung aus Wind-Onshore in der Gesamtregion über den Zeitverlauf deutlich ansteigt; die Gesamterzeugung entspricht dabei im Wesentlichen der des *Basisszenarios*: Sie steigt in Deutschland von 91 TWh in 2020 auf 266 TWh in 2050, im Rest Europas von ca. 380 auf 1.845 TWh.

Im unteren Teil der Abbildung wird jedoch deutlich, dass sich innerhalb Deutschlands eine grundsätzlich andere Verteilung ergibt: Im *Basisszenario* (abgebildet auf der linken Seite) erfolgt die regionale Verteilung allein unter dem Aspekt der Kostenminimierung und infolgedessen eine Konzentration von Wind-Onshore im Norden Deutschlands. Im *Regionalszenario* (abgebildet auf der rechten Seite) werden die Windenergieanlagen über den gesamten Szenariozeitraum stärker über Deutschland verteilt. Innerhalb der im Modell abgebildeten Regionen findet dann wiederum eine Optimierung statt. Das Modell muss beispielsweise durch die zusätzlichen Nebenbedingungen in 2050 im Süden Deutschlands 65 TWh Strom aus Windenergie erzeugen und nutzt dazu innerhalb der Region die besten Standorte. Auf diese Weise entstehen in den jeweiligen Regionen Korridore, in denen aufgrund der geringeren Standortgüte kaum Windenergie ausgebaut wird.

Wie im oberen Teil von Abbildung 5 ersichtlich wird, gibt es außerhalb Deutschlands keine grundsätzlichen Veränderungen am Ausbau der Windenergie in Europa.

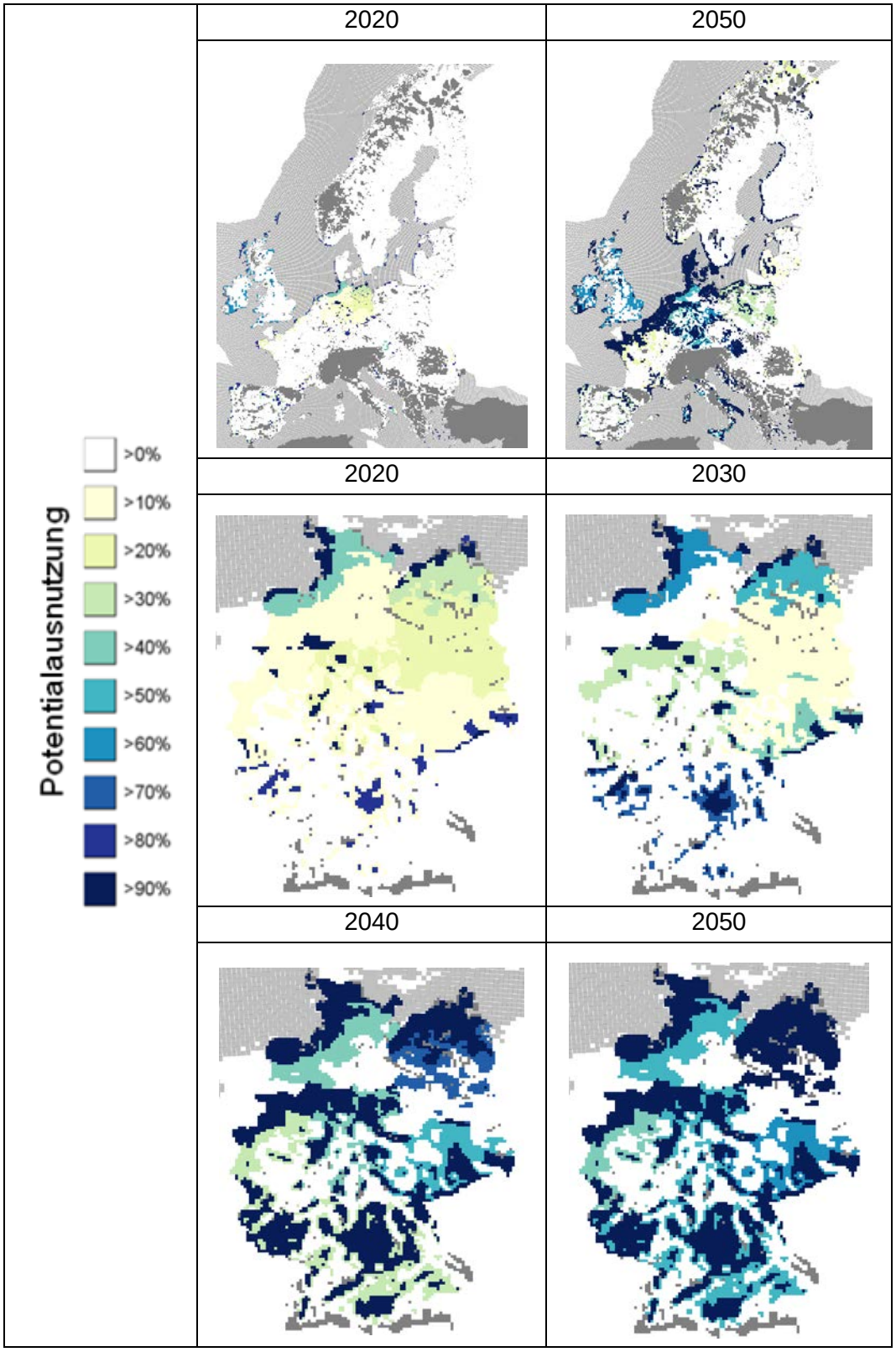


Abbildung 4: Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *Regionalszenario*

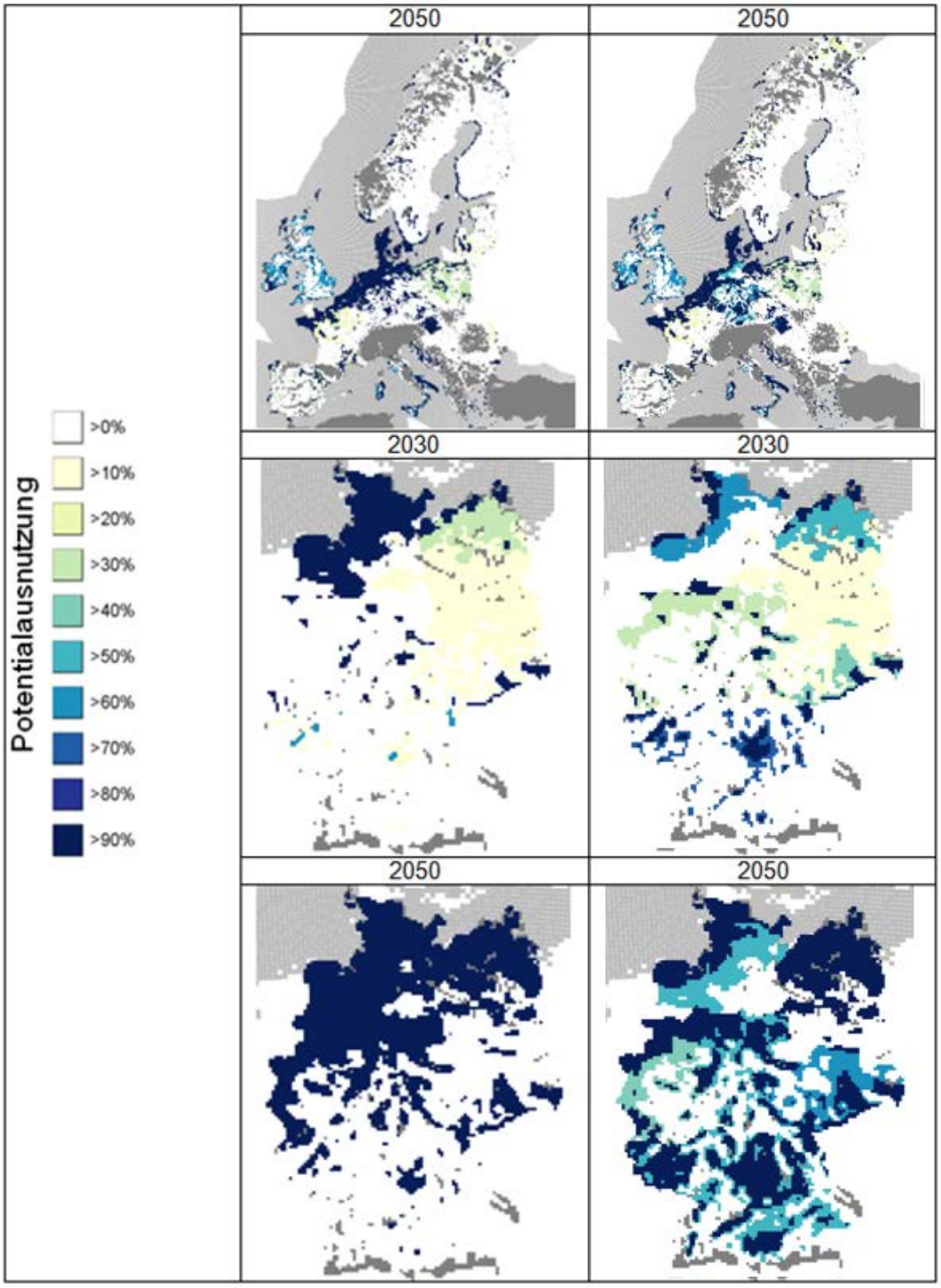


Abbildung 5: Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *Basisszenario* (links) und im *Regionalszenario* (rechts)

Auf den Ausbau der PV-Freifläche hat der geänderte Windenergieausbau nur in der Periode des Szenariojahres 2040 eine nennenswerte Auswirkung. Im *Basisszenario* werden PV-Freiflächenpotenziale im Nordwesten erst in der letzten

Dekade erschlossen. Im *Regionalszenario* wird der Ausbau um eine Dekade vorgezogen, zu Lasten des Ausbaus im Süden Deutschlands. Durch den Ausbau der Windenergie im Süden ist das Übertragungsnetz dort stärker ausgelastet. Die PV-Freiflächenanlagen lassen sich deshalb im *Regionalszenario* im Norden besser integrieren, so dass die dort etwas schlechteren Einstrahlungsbedingungen überkompensiert werden. Dies zeigt, dass Wind und PV zumindest in gewissem Maße um Integrationsmöglichkeiten konkurrieren. Bis 2050 werden dann jedoch auch die Potenziale im Süden erschlossen, so dass es in 2050 keine Unterschiede in der regionalen Verteilung der PV-Freiflächenanlagen gibt.

In der folgenden Info-Box sind die Ergebnisse des *Regionalszenarios* in Bezug auf Stromerzeugung und installierte Leistung dargestellt, in den weiteren Passagen werden die Unterschiede zum *Basisszenario* diskutiert.

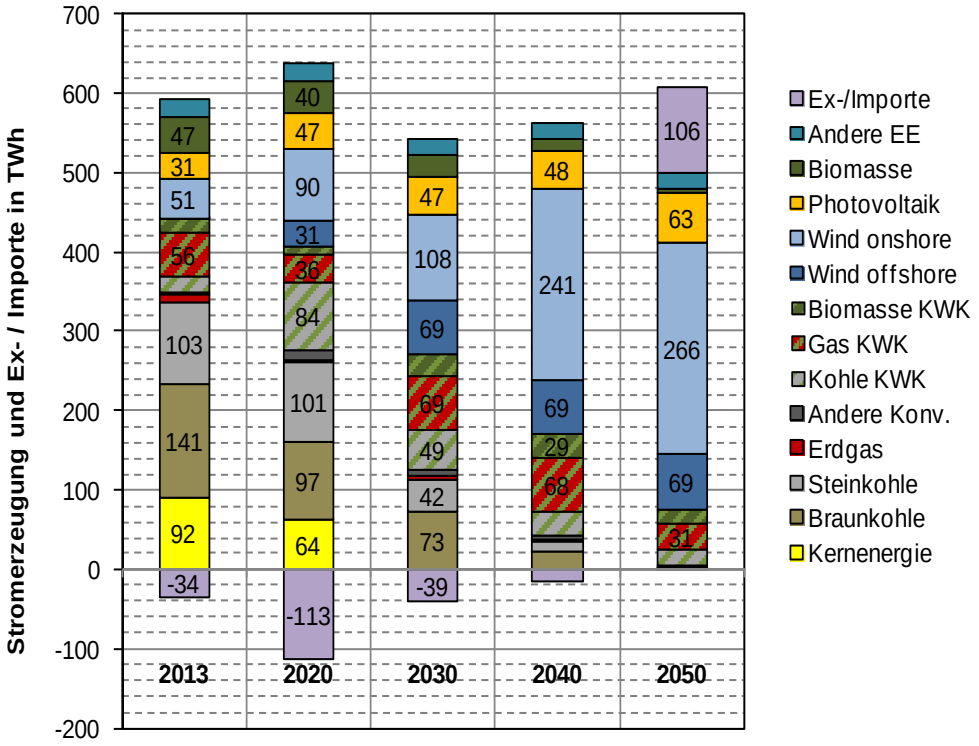


Abbildung 6: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Regionalszenario*

Tabelle 7: Nettostromerzeugung in Deutschland im *Regionalszenario* in TWh

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	92,1	63,9	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	141,2	97,3	72,8	24,1	0,0
Steinkohle	102,9	100,9	41,9	11,9	0,9
Erdgas	12,1	2,0	3,1	1,7	1,7
Andere Konventionelle	1,3	13,3	9,5	5,7	2,9
Kohle KWK	19,4	84,2	48,7	29,6	21,0
Gas KWK	55,8	35,9	68,6	68,3	30,8
Biomasse KWK	17,1	11,0	26,0	29,4	19,1
Wind-Onshore	51,2	90,4	108,1	240,5	266,3
Wind-Offshore	0,5	30,7	69,1	69,1	69,1
Photovoltaik	31,0	47,0	47,0	47,7	63,2
Biomasse	46,6	40,2	27,0	15,6	6,0
Andere EE	23,0	20,6	20,6	20,6	20,6
Ex-/Importe	-33,8	-112,7	-39,3	-14,0	106,1

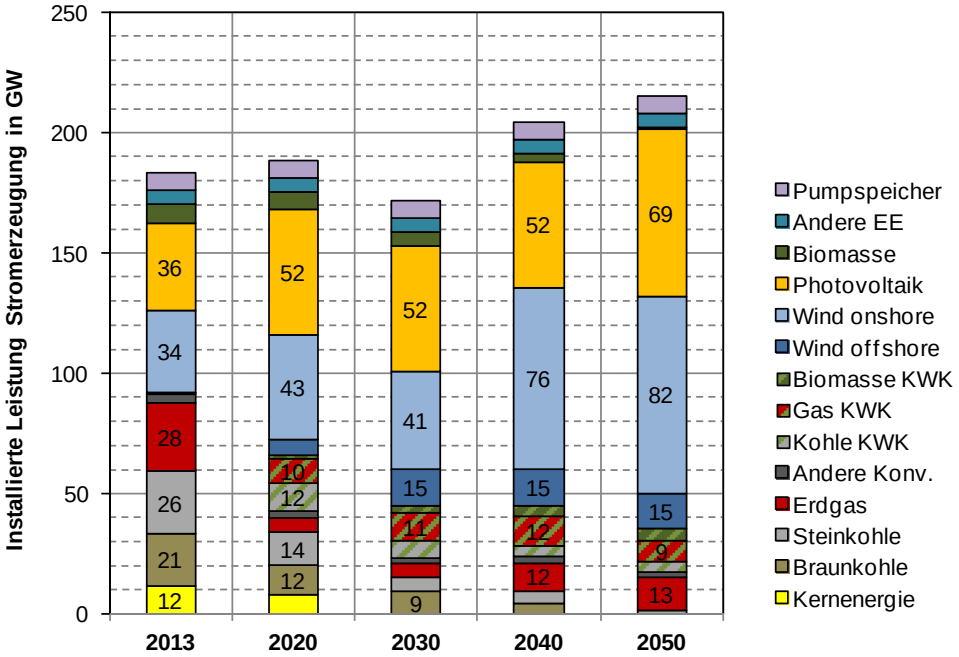


Abbildung 7: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Regionalszenario*

Tabelle 8: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im *Regionalszenario* in GW

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	12,4	9,3	4,7	0,0
Steinkohle	26,0	13,5	6,1	5,2	1,9
Erdgas	28,4	6,3	5,7	11,6	13,2
Andere Konventionelle	4,1	2,7	2,3	2,3	2,2
Kohle KWK	*	11,8	7,3	4,8	4,7
Gas KWK	*	9,8	11,2	12,1	8,9
Biomasse KWK	*	1,4	3,4	4,7	4,7
Wind-Onshore	33,7	43,5	40,7	75,6	81,6
Wind-Offshore	0,6	6,5	15,0	15,0	15,0
Photovoltaik	36,3	52,0	52,0	52,0	69,3
Biomasse	8,4	7,9	5,8	3,6	1,3
Andere EE	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Pumpspeicher	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4

(Die realen KWK-Leistungen lassen sich nicht sachgerecht den Modellergebnissen gegenüberstellen, daher erfolgt für 2013 keine separate Ausweisung.)*

Ein Vergleich mit den Ergebnissen des *Basisszenarios* zeigt, welche Auswirkungen die geänderte regionale Verteilung der Onshore-Windenergie hat. Die Abweichungen sind in Abbildung 8 bzw. Tabelle 9 dargestellt. Oberhalb der X-Achse wird dargestellt, welche Technologien im *Regionalszenario* eine höhere Stromerzeugung aufweisen, unterhalb der X-Achse ist die höhere Stromerzeugung im *Basisszenario* abgebildet. Technologien, die in der Legende mit einem Minuszeichen gekennzeichnet sind, verhalten sich wie Verluste oder Verbrauch. Sind sie über der X-Achse dargestellt, sind sie im *Regionalszenario* niedriger. Als Beispiel seien die geringeren Netzverluste im *Regionalszenario* genannt. Die Daten wurden für die Abbildung und die Tabelle um eine modelltechnische Ungenauigkeit[4] bereinigt.

Es zeigt sich, dass auf gesamtdeutscher Ebene die Abweichungen in der Strombereitstellung gering sind. Im Wesentlichen beschränken sich die Auswirkungen auf drei insgesamt recht schwach ausgeprägte Effekte:

- Erstens ist über den gesamten Zeitraum die Erzeugung aus KWK leicht geringer als im *Basisszenario*. Die höhere Windeinspeisung im Süden führt dazu, dass die KWK-Anlagen, die im *Basisszenario* insbesondere in Süddeutschland zugebaut werden, in manchen Stunden weniger Strom einspeisen können.
- Zweitens ist der Export gegenüber dem *Basisszenario* leicht verringert. Der im *Regionalszenario* im Süden erzeugte Windstrom wird tendenziell eher in Deutschland verbraucht. Zur Integration der Erzeugung wird in etwas stärkerem Maße als im *Basisszenario* Power-to-Heat eingesetzt, vornehmlich für Industriewärmebedarf im Süden Deutschlands.
- Drittens sinken die innerdeutschen Verluste im Übertragungsnetz, da weniger Windstrom aus dem Norden in den Süden transportiert werden muss.

In der ersten Dekade tritt zusätzlich der Effekt auf, dass die Stein- und Braunkohlekraftwerke etwas mehr Strom einspeisen können. Dieser Effekt entsteht, da im *Regionalszenario* die Netze in Nord- und Mitteldeutschland, wo verhältnismäßig viele Kohlekraftwerke stehen, weniger stark durch Windenergie belegt werden. Mit den abnehmenden Leistungen der Kohlekraftwerke verschwindet dieser Effekt in den späteren Dekaden.

---

4 Die Erzeugung einzelner Technologien kann im Modell nicht mit beliebiger Präzision vorgegeben werden, sondern nur in Bandbreiten. Werden diese Bandbreiten zu klein gewählt, wird der Lösungsalgorithmus „numerisch instabil“, da er Energiemengen einerseits im Bereich von mehreren Tausend TWh und andererseits im Bereich von kWh bearbeiten muss.

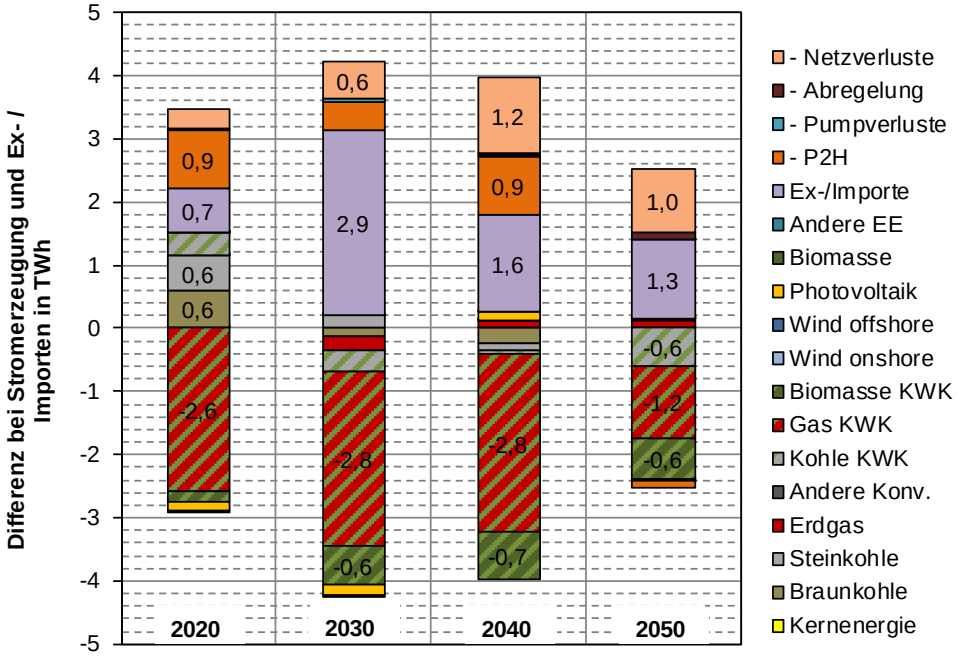


Abbildung 8: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario*

Tabelle 9: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario* in TWh

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,6	-0,1	-0,2	0,0
Steinkohle	0,6	0,2	-0,1	0,0
Erdgas	0,0	-0,2	0,1	0,1
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle KWK	0,4	-0,3	-0,1	-0,6
Gas KWK	-2,6	-2,8	-2,8	-1,2
Biomasse KWK	-0,2	-0,6	-0,7	-0,6
Wind-Onshore	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind-Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	-0,1	-0,1	0,1	0,0
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
Ex-/Importe	0,1	2,9	1,6	1,3
- Power-to-Heat	0,9	0,5	0,9	-0,1
- Pumpverluste	0,0	0,0	0,0	0,0
- Abregelung	0,0	0,0	0,0	0,1
- Netzverluste	0,3	0,6	1,2	1,0

In Abbildung 9 und Tabelle 10 sind die Abweichungen in Bezug auf die installierte Leistung abgebildet. Die auffälligste Änderung ist die gegenüber dem *Basisszenario* erhöhte Wind-Onshore-Leistung. Diese begründet sich in den geringeren Volllaststunden der Windenergieanlagen im Süden. Um dort die gleiche Strommenge aus Windenergie zu erzeugen, sind im Allgemeinen höhere Leistungen erforderlich. Dieser Effekt verstärkt sich in den späteren Dekaden: In diesen müssen im Süden auch Standorte mit signifikant schlechteren Windbedingungen erschlossen werden. Im Norden ist die Spannbreite der Volllaststunden etwas geringer als im Süden. In Schleswig-Holstein ist ein durchschnittlicher Standort nur geringfügig schlechter als ein Topstandort. Im Süden hingegen nehmen die Volllaststunden jenseits der bereits in den ersten beiden Dekaden erschlossenen Topstandorte deutlich stärker ab. Wie sich in Abschnitt 5.2.3 zeigt, sind die Kosten der Anlagen im Süden bei gleicher Leistung ebenfalls höher als die der Anlagen im Norden, da durch die höhere Rauigkeit des Geländes auf höhere Turmhöhen zurückgegriffen wird.

Des Weiteren kommt es ab 2040 im *Regionalszenario* zu einem höheren Ausbau der Gasturbinenleistung. Diese werden im Wesentlichen in der Region „DE 4“, also der Mitte Deutschlands errichtet, ihre gesicherte Leistung steht daher meist ganz Deutschland zur Verfügung.

Die in den ersten drei Dekaden niedrigere Leistung von Power-to-Heat-Anlagen ergibt sich aus dem verringerten Integrationsbedarf insbesondere im Norden, während die Leistung der Power-to-Heat-Anlagen in der Region „DE 5“, also der östlichen Mitte Deutschlands, ansteigt. Die Verschiebungen sind jedoch relativ geringfügig.

Die installierte Leistung der KWK-Anlagen ist über den gesamten Zeitraum geringer als im *Basisszenario*; mit 800 MW ist die Differenz in 2040 am größten. Die Ursachen dafür ist die oben bereits beschriebene Verdrängung von Verbrennungskraftwerken durch die EE-Anlagen im Süden.

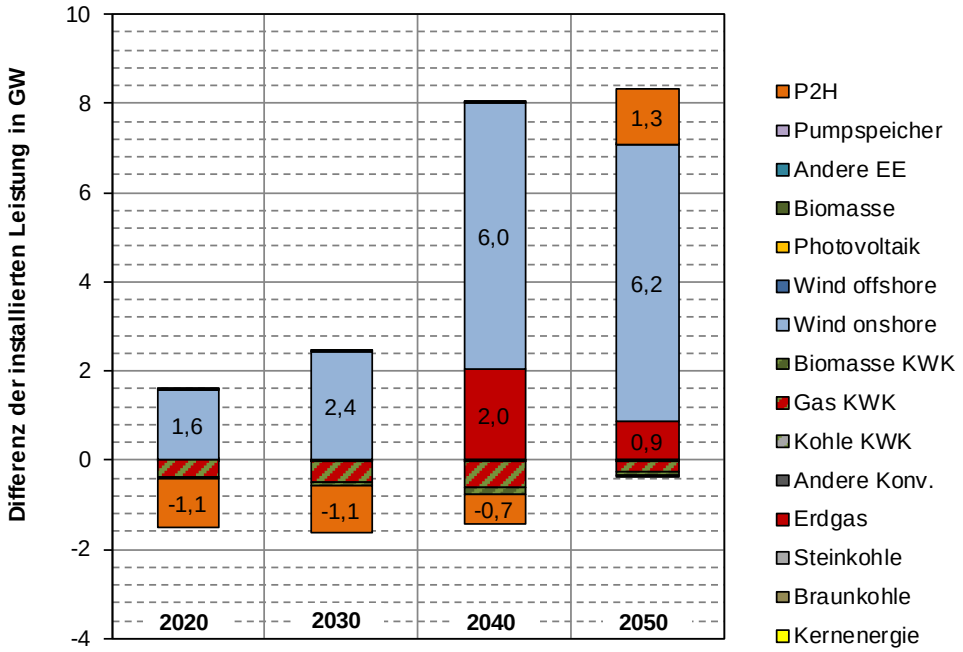


Abbildung 9: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario*

Tabelle 10: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario* in GW

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	2,0	0,9
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle KWK	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas KWK	-0,4	-0,5	-0,6	-0,2
Biomasse KWK	0,0	-0,1	-0,2	-0,1
Wind-Onshore	1,6	2,4	6,0	6,2
Wind-Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	0,0	0,0	0,0	0,0
Power-to-Heat	-1,1	-1,1	-0,7	1,3

3 Stromnetze – Regionalszenario im Vergleich zum Basisszenario

3.1 Ausbau der Interkonnektoren in Europa

Für die Ergebnisse bezüglich des Ausbaubedarfs bei den Stromnetzen ist grundsätzlich zu beachten, dass eine detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen für die Langfristszenarien nur für Deutschland erfolgt. Zwar sind die in den Langfristszenarien angewendete Methodik und die eingesetzten Modelle (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4, „Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze“) auch für andere Länder einsetzbar; der Fokus der Langfristszenarien liegt aber auf Deutschland, so dass die Berechnungen und Auswertungen auch hierauf beschränkt wurden. Aufgrund des gewählten Ansatzes zur Abbildung der Kostenwirkungen im Übertragungsnetz in *Enertile* mittels eines weiterentwickelten NTC-Ansatzes (für eine ausführliche Beschreibung wird auf Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.1, „Übertragungsnetz“, verwiesen) lassen sich aus den Ergebnissen aus *Enertile* Rückschlüsse zumindest auf die Größenordnung des europaweit erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze ziehen. Diese werden in diesem Abschnitt dargestellt. So ermittelt *Enertile* auch Ausbauentscheidungen für Interkonnektoren-/Handelskapazitäten zwischen den abgebildeten Modellregionen, aus denen dann entsprechende Aussagen abgeleitet werden können. Die geringere Genauigkeit dieses „abstrahierten Netzmodells“ im Vergleich zu dem für das deutsche Übertragungsnetz verwendeten detaillierten, leitungsscharfen Lastflussmodells und die gröbere Auflösung des Regionenmodells in *Enertile* außerhalb Deutschlands führen dazu, dass so ermittelte Aussagen zum Netzausbau außerhalb Deutschland weniger genau sind. Valide Abschätzungen zur Größenordnung des in den verschiedenen Szenarien entstehenden Aufwands für den europaweiten Ausbau der Übertragungsnetze erscheinen aber möglich. Von dem Ausbau der Verteilungsnetze im Ausland wird dagegen vollständig abstrahiert. Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse dienen somit einer Einordnung des im europäischen Übertragungsnetz entstehenden Ausbaubedarfs.

Zur Auswertung werden nachfolgend zwei Größen dargestellt:

- **Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte [TWh*km]**: Für diese Kenngröße werden die Stromaustausche über die in *Enertile* modellierten Regionengrenzen unsaldiert und für jede modellierte Stunde des jeweils betrachteten Betrachtungsjahres ausgewertet

und aufsummiert. Bei der Summenbildung werden die Austausche je Grenze mit der mittleren Transportentfernung der beiden austauschenden Regionen multipliziert. Die mittlere Transportentfernung ergibt sich dabei aus der geographischen Luftlinienentfernung der Regionenmittelpunkte. Damit wird abgebildet, dass der Austausch zwischen zwei vergleichsweise kleinen benachbarten Regionen (z. B. Niederlande und Belgien) das europäische Übertragungsnetz insgesamt weniger stark beansprucht als der Austausch zwischen zwei großen Regionen (z. B. Frankreich und Spanien). Diese Auswertungsgröße trifft zwar noch keine Aussage über den konkret entstehenden Ausbaubedarf, vermittelt aber einen Eindruck, wie stark sich der Transportbedarf im Zeitverlauf verändert. Da die Transportentfernungen in diese Kenngröße miteingehen, kommt auch zum Ausdruck, wenn es im Zeitverlauf z. B. zu einem tendenziell weiträumigeren Austausch kommt: Durch die Gewichtung mit der Transportentfernung würde die Kenngröße dann entsprechend stärker ansteigen.

- **Entwicklung des kumulierten längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten [GW*km]:** Zusätzlich wird der kumulierte Ausbau von Handelskapazitäten über alle modellierten Regionengrenzen ausgewertet. Dabei erfolgt ebenfalls eine Entfernungsgewichtung, die sich in diesem Fall allerdings nicht an der Entfernung der Regionenmittelpunkte orientiert, sondern sich aus dem im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.1, „Übertragungsnetz“, beschriebenen „NTC-Stufenmodell“ ableitet. Hierbei wird berücksichtigt, dass mit zunehmendem Ausbau an einer bestimmten Grenze der Aufwand für jeden weiteren Ausbau zunimmt, insbesondere durch die notwendigen inländischen Netzverstärkungsmaßnahmen in den verbundenen Regionen. Die zur Gewichtung herangezogene Länge steigt dann. Außerdem berücksichtigt dieser Ansatz den ebenfalls im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.1, „Übertragungsnetz“, beschriebenen Effekt der sog. Loop-Flows, also der Tatsache, dass zusätzliche Handelskapazität zwischen zwei Regionen nicht nur Ausbau an dieser Grenze erfordert, sondern auch an anderen Stellen im Übertragungsnetz, da sich der physikalische Fluss im Drehstromnetz entsprechend der elektrischen Eigenschaften der Stromleitungen verteilt. Aufgrund der unterschiedlichen Modellierungsansätze sind die hier ausgewerteten Größe des „längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten“ und der für das deutsche Übertragungsnetz zusätzlich ermittelte Ausbaubedarf in neuen oder zu verstärkenden Stromkreiskilometern nicht direkt miteinander vergleichbar.

Unabhängig vom tatsächlich im jeweiligen Szenario in *Enertile* modellierten geographischen Betrachtungsbereich (mit oder ohne Betrachtung der MENA-Region) werden für die Ermittlung der beiden Kenngrößen einheitlich nur die innereuropäischen Transporte/Austausche und Handelskapazitäten betrachtet. Beide Auswertungsgrößen berücksichtigen nicht, in welchem Umfang der Transportbedarf für Austausche innerhalb der Regionen (und der daraus resultierende Ausbaubedarf) steigt.

Nachfolgend werden die Ergebnisse bezüglich des europäischen Netzausbaus für das *Regional*- und das *Basisszenario* im Vergleich für die beiden Auswertungsgrößen „entfernungsgewichtete Stromtransporte“ und „kumulierter längengewichteter Ausbau an Handelskapazitäten“ dargestellt.

Abbildung 10 zeigt, wie sich die entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Regional*- und *Basisszenario* im Zeitverlauf entwickeln. Die Entwicklung für beide Szenarien ist nahezu identisch mit unwesentlich niedrigeren Werten im *Regionalszenario*: Gegenüber dem Betrachtungsjahr 2020 steigen die entfernungsgewichteten Stromtransporte um etwa das 3-fache an (auf 790.000 TWh*km im *Basis*- und 780.000 TWh*km im *Regionalszenario*).

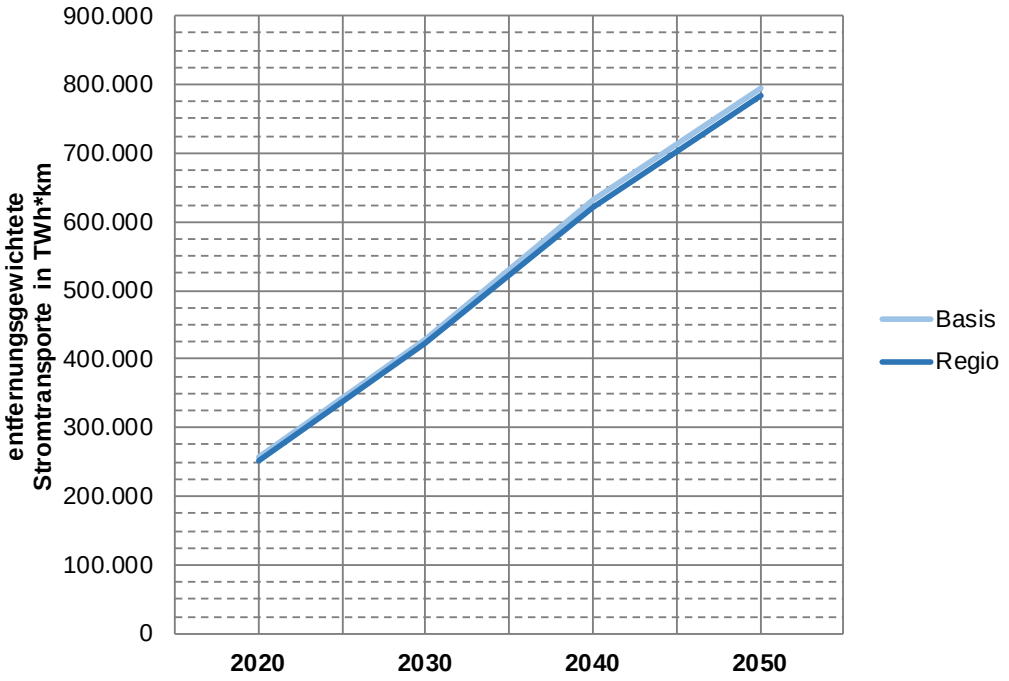


Abbildung 10: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *Regional-* und *Basisszenario* in Europa bis 2050

Abbildung 11 zeigt den kumulierten Ausbau der Handelskapazitäten bis 2050 im Vergleich beider Szenarien. Wie zu erwarten, verlaufen auch hier *Basis-* und *Regionalszenario* sehr ähnlich. In beiden Szenarien liegt der zusätzliche, kostenoptimale Ausbau etwa beim 4,5-fachen (*Regionalszenario*) bis 5-fachen (*Basisszenario*) des exogen vorgegebenen Netzausbaus. Die Unterschiede zwischen *Basis-* und *Regionalszenario* (2.600 GW*km) sind nahezu vollständig auf einen veränderten Ausbau von Handelskapazitäten zwischen den modellierten sechs deutschen Zonen zurückzuführen (zu den Auswirkungen auf das deutsche Übertragungsnetz siehe folgenden Abschnitt).

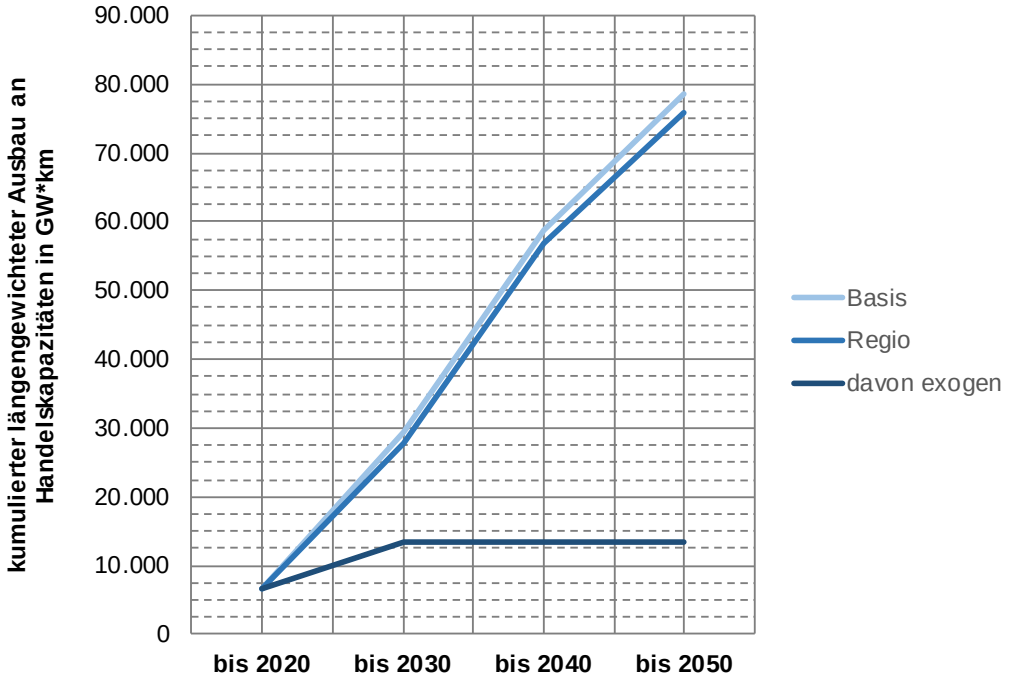


Abbildung 11 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *Regional*- und *Basisszenario* in Europa bis 2050

3.2 Deutsches Übertragungsnetz

Im Hinblick auf das Übertragungsnetz ist es grundsätzliches Ziel der Untersuchungen, Veränderungen in den Anforderungen an die Übertragungsnetze zu ermitteln. Diese Anforderungen ergeben sich aus einer Veränderung (Zunahme) der kostenoptimalen Transportkapazitäten. Zur Quantifizierung dieser Veränderung und deren Kostenbewertung wird die Zunahme an zusätzlicher Transportkapazität in den vorliegenden Untersuchungen in Kilometern gemessen, die sich an Netzausbau- und -verstärkungsbedarf ergeben, wenn dieser zusätzliche Bedarf an Transportkapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt werden soll. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass die zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den hier errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen.

Anforderungen an das Übertragungsnetz

Im *Regionalszenario* werden dieselben exogen festgelegten Netzausbauprojekte umgesetzt, die auch für das *Basisszenario* angenommen werden. Der notwendige

Netzausbau bezieht sich somit in beiden Szenarien auf dasselbe heutige Netz nach Umsetzung dieser festgelegten Netzausbaumaßnahmen, das im Falle von unzulässigen Netzbelastungen ausgebaut oder verstärkt werden muss.

Um die grundsätzlichen Anforderungen an das Übertragungsnetz im *Regionalszenario* mit dem *Basisszenario* zu vergleichen, eignet sich eine Gegenüberstellung der (n-1)-Netzbelastungen in 2050 vor Netzausbau. Davon losgelöst kann es natürlich auch in den Jahren zuvor bereits zu unzulässigen Netzbelastungen und somit Ausbaubedarf kommen.

Abbildung 12 stellt die Ergebnisse der (n-1)-Netzsicherheitsuntersuchungen des *Regionalszenarios* denen des *Basisszenarios* gegenüber. Die Entwicklung des EE-Ausbaus und dessen regionale Verteilung hat sich insbesondere für das *Basisszenario* als wesentlicher Treiber für die Netzbelastungen herausgestellt. In nachfolgender Grafik ist daher zugleich die Verteilung der installierten Leistungen je Übertragungsnetzknoten der im *Basis*- und *Regionalszenario* dominanten und für die Belastung des Übertragungsnetzes damit entscheidenden EE-Technologien Wind (Onshore und Offshore) sowie Photovoltaik (Aufdach und Freifläche) für 2050 gegenübergestellt.

Der Vergleich der Netzsicherheitsuntersuchungen für die beiden Szenarien zeigt, dass die Erkenntnisse des *Basisszenarios* zu einem Großteil auf das *Regionalszenario* übertragen werden können: Die umfangreichsten Netzbelastungen treten zum einen an der Küste im Norden und zum anderen an den Interkonnektoren zu den Nachbarländern Deutschlands auf. Zusätzlich ist in beiden Szenarien die charakteristische Nord-Süd-Belastung zu erkennen, die im Wesentlichen durch die Stromübertragung von den Windenergieanlagen (Onshore und Offshore) zu den Lastzentren und durch Stromtransite über Gesamtdeutschland hervorgerufen wird.

Die Unterschiede zwischen den Szenarien sind gering. Insbesondere ergibt sich keine nennenswert geringere Netzbelastung durch eine Verlagerung der Windenergieanlagen in den Süden im *Regionalszenario*. Dieser Effekt ist auf einzelne Leitungen beschränkt. Vielmehr sind einzelne Netzbelastungen im *Regionalszenario* im Süden sogar stärker ausgeprägt, als dies im *Basisszenario* der Fall ist.

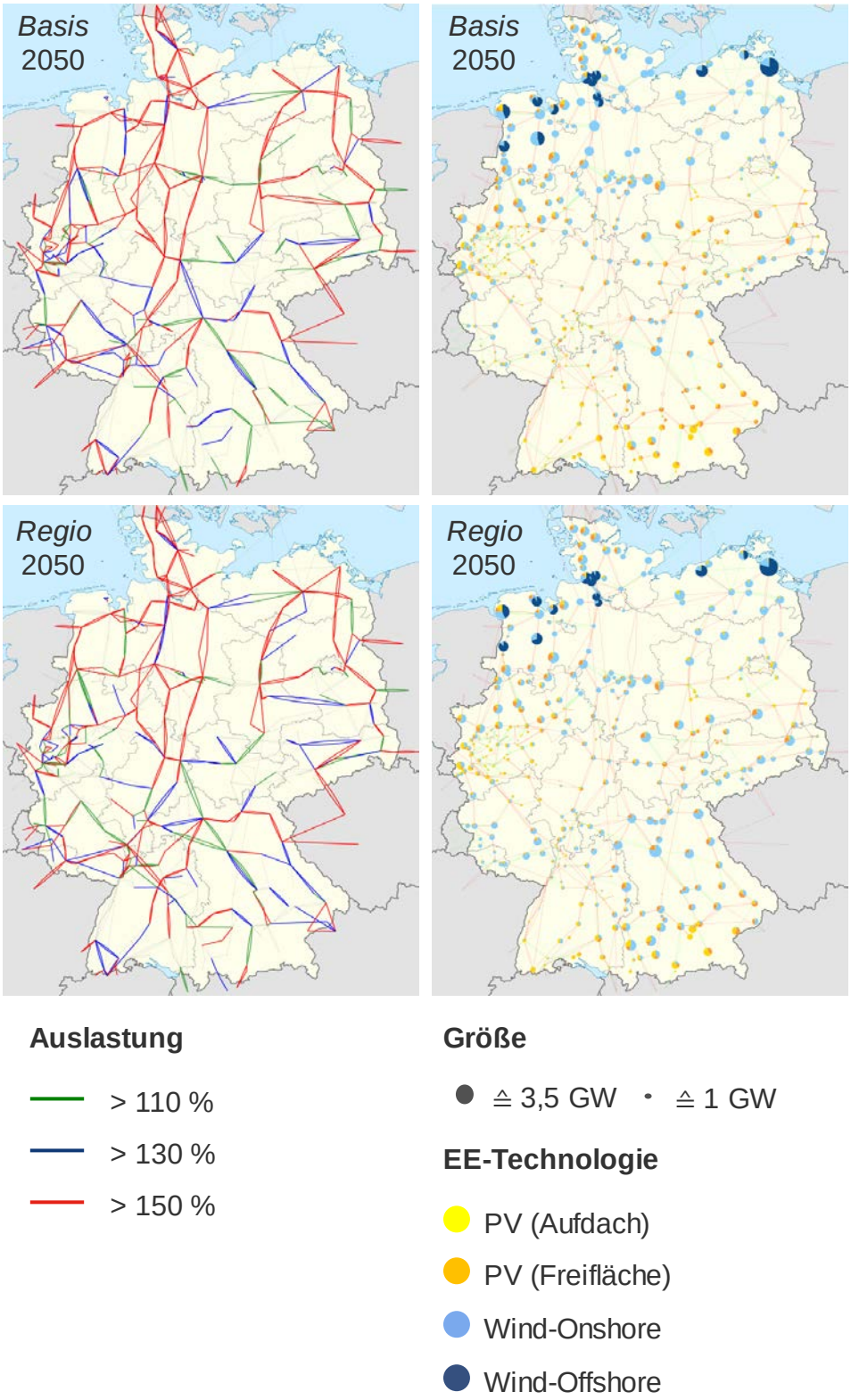


Abbildung 12: Gegenüberstellung der (n-1)-Netzbelastung und installierten EE-Leistungen im *Basis*- und *Regionalszenario* in 2050

In beiden Szenarien wird der deutsche Erzeugungspark durch die Windenergie, und hier im Wesentlichen durch Windenergieanlagen auf dem Festland, dominiert. Der Szenarienvergleich zeigt allerdings eine entsprechend der Vorgaben andere geographische Verteilung der installierten Leistungen der EE-Technologien und insbesondere der Wind-Onshore-Anlagen auf. Im *Regionalszenario* ist die Durchdringung von Windenergieanlagen im Süden deutlich ausgeprägter als im *Basisszenario*. Dabei konzentrieren sich die Windenergieanlagen hauptsächlich auf wenige Standorte mit hohem Winddargebot, die teilweise höhere Netzbelastungen in diesen Regionen hervorrufen. Weiterhin ist eine leicht höhere Durchdringung von Windenergieanlagen im Osten Deutschlands zu erkennen. Im Gegensatz dazu befinden sich in Summe weniger Windenergieanlagen in den nördlichen Regionen. Die küstennahen Standorte an der Nord- und Ostsee werden aber nach wie vor durch Windenergieanlagen erschlossen. Im Vergleich zum *Basisszenario* werden zusätzlich mehr PV-Freiflächenanlagen im Norden installiert, während diese Technologie im *Basisszenario* im Norden nur sehr vereinzelt zum Einsatz kommt. Somit findet ein gewisser geographischer Abtausch installierter Leistungen in Windenergie- und PV-Anlagen statt.

Neben der Höhe und der regionalen Verteilung der installierten EE-Leistungen hat sich im *Basisszenario* auch der deutliche Anstieg der Handelsflüsse als Treiber der Netzbelastung im Übertragungsnetz herausgestellt. Der Vergleich der Handelsflüsse über die deutschen Außengrenzen, also die Summe aus zeitgleichen Exporten und Importen für die beiden Szenarien, zeigt, dass die Handelsflüsse von 2020 bis 2050 in beiden Szenarien deutlich ansteigen. Im folgenden Diagramm sind die Handelsflüsse für die Jahre 2020 und 2050 jeweils als Dauerlinie für die beiden Szenarien dargestellt.

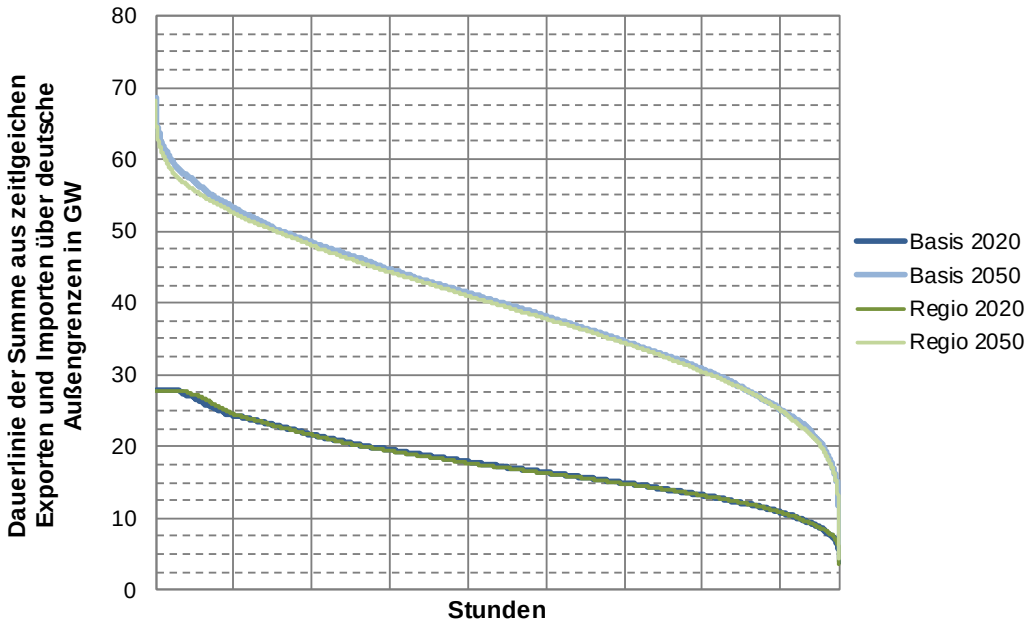


Abbildung 13: Gegenüberstellung der deutschen Handelsflüsse im *Basis*- und *Regionalszenario*

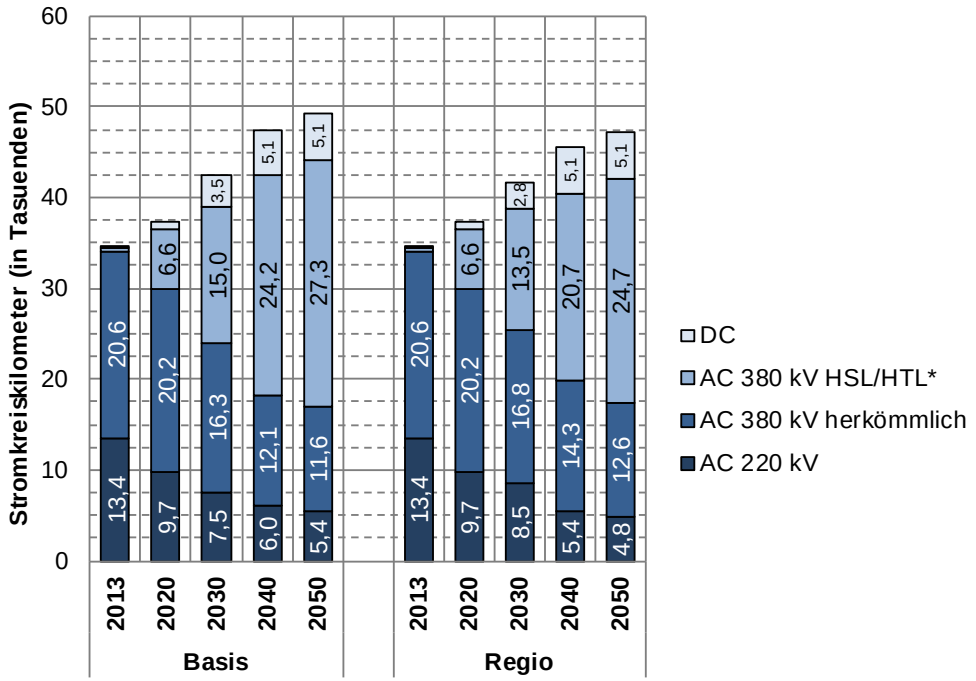
Der Szenarienvergleich zeigt, dass es sowohl für 2020 als auch für 2050 nahezu keine Unterschiede zwischen den Szenarien gibt. Der höchste Handelsfluss in 2020 beträgt in beiden Szenarien etwa 28 GW, was gerade einer vollständigen Ausnutzung der in Summe zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität entspricht.

Bis 2050 steigen die Handelsflüsse über die deutschen Grenzen in beiden Szenarien gegenüber 2020 deutlich an. In der Spitze beträgt der stündliche Handelsfluss in beiden Szenarien knapp 69 GW. Auch der durchschnittliche Transit (zeitgleicher Import und Export) über das deutsche Übertragungsnetz ist mit etwa 24 GW in beiden Szenarien gleich hoch.

Die durch die gesteigerten Handelsflüsse deutlich erhöhten Anforderungen an die Übertragungsnetze sind somit in den beiden Szenarien identisch.

Umfang des Netzausbaus

Die vergleichbaren Anforderungen an das Übertragungsnetz innerhalb der Szenarien spiegeln sich auch in dem Umfang der notwendigen Netzausbaumaßnahmen wider. In folgender Grafik sind für die beiden Szenarien die in Betrieb befindlichen Stromkreiskilometer über den Betrachtungszeitraum dargestellt.



* gemäß Annahmen berücksichtigen alle endogen ermittelten AC-Maßnahmen einen festgelegten Verkabelungsanteil, der in den hier dargestellten Kilometern enthalten ist

Abbildung 14: Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im *Basis*- und *Regionalszenario* nach Technologien (HSL= Hochstromleiterseil, HTL= Hochtemperaturleiterseil)

Im Vergleich zum *Basisszenario* ist für das *Regionalszenario* ersichtlich, dass die insgesamt benötigten Stromkreiskilometer zwar leicht niedriger ausfallen und zusätzlich auch später benötigt werden, der Netzausbau in beiden Szenarien im Grundsatz aber auf ähnlichem Niveau liegt und gegenüber dem Referenzjahr von 2013 in beiden Szenarien als sehr umfangreich anzusehen ist.

In 2030 übersteigt der notwendige Netzausbau (über exogen hinausgehend) des *Basisszenarios* den des *Regionalszenarios* um etwa 2.200 km (Stromkreiskilometer). Bis 2040 weitet sich die Differenz auf 3.700 km weiter aus. In der letzten Dekade des Optimierungszeitraums bis 2050 liegt der Netzausbau im *Regionalszenario* etwa 1.000 km höher als im *Basisszenario*, wodurch sich die kumulierte Differenz zwischen den Szenarien auf 2.700 km verringert. Letzterer Wert setzt sich zusammen aus 2.400 km zusätzlichen Stromkreisen und 300 km verstärkten Stromkreisen, die im *Basisszenario* im Vergleich zum *Regionalszenario* mehr benötigt werden.

In beiden Szenarien ist weiterhin identisch, dass sich der Anteil der verwendeten Technologien über den betrachteten Zeitraum deutlich zugunsten eines fokussierten Einsatzes von Hochstrom- und Hochtemperaurleiterseilen verschiebt. Während in beiden Szenarien bereits in 2030 etwa 35 % des Netzes auf Basis von Hochtemperatur- und Hochstromleiterseilen betrieben werden, steigt dieser Anteil bis 2050 auf etwa 55 % an. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch exogen vorgeschriebene Maßnahmen bereits den Einsatz von Hochtemperatur- und Hochstromleiterseilen umfassend vorsehen und somit den Anteil dieser Technologie treiben. Der Einsatz von Gleichstrom-Verbindungen (DC-Links) ist in beiden Szenarien identisch.

In folgender Grafik ist zum weiterführenden Vergleich der Netzausbau je Dekade unterschieden nach exogen vorgegebenen und endogen ermittelten Maßnahmen dargestellt. Zusätzlich erfolgt eine Differenzierung nach Drehstrom- (AC) und Gleichstrom (DC)-Technik.

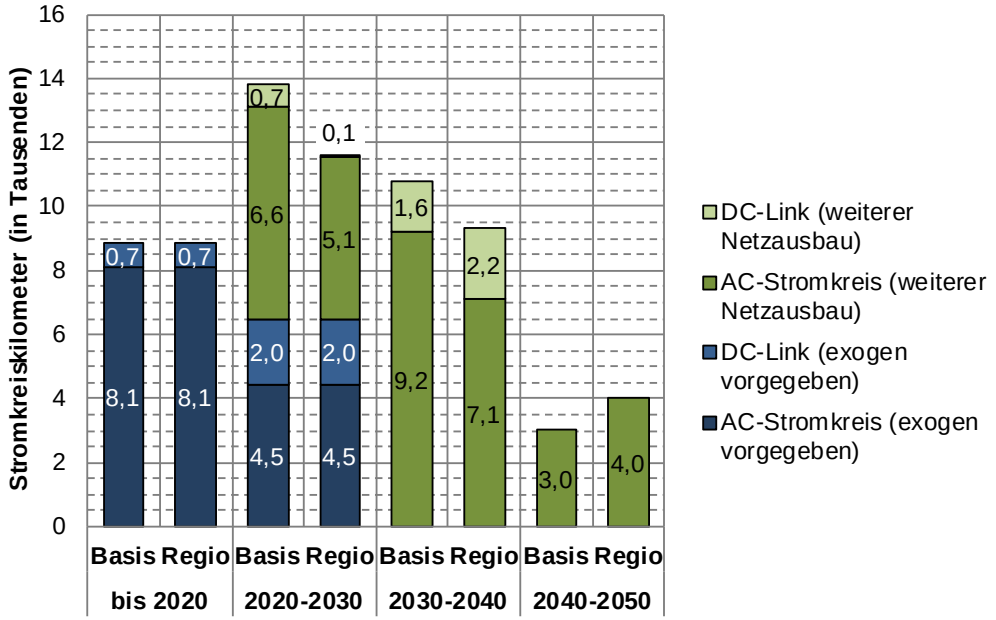


Abbildung 15: Gegenüberstellung des Netzausbaus im *Basis*- und *Regionalszenario*

In beiden Szenarien sind die umfangreichsten Netzausbaumaßnahmen in dem Zeitraum zwischen 2020 und 2030 notwendig und liegen bei 13.800 km im *Basis*- und 11.700 km im *Regionalszenario*. Der relative Anteil des exogen vorgegebenen Netzausbaus ist mit etwa 50 % in beiden Szenarien (47 % im *Basis*-, 56 % im *Re-*

gionalszenario) grundsätzlich vergleichbar. Im *Regionalszenario* werden die endogen zugbauten DC-Links allerdings erst 10 Jahre später und somit in der Dekade zwischen 2030 und 2040 benötigt.

Für den Zeitraum bis 2040 erfolgt in beiden Szenarien weiterer umfangreicher Netzausbau, der aus ausschließlich endogenen Maßnahmen resultiert. Im *Basisszenario* beträgt dieser etwa 10.800 km, im *Regionalszenario* 9.300 km.

Einzig in 2050 übersteigt der Ausbaubedarf des *Regionalszenarios* den des *Basisszenarios*. Dies liegt darin begründet, dass der Ausbaubedarf im *Regionalszenario* später notwendig ist und somit in der Dekade 2040 bis 2050 nachgeholt wird. Kumuliert betrachtet werden bis 2050 im *Regionalszenario*, einschließlich des exogen vorgegebenen Netzausbaus bis 2020, in Summe 33.800 Stromkreiskilometer neu in Betrieb genommen, wovon der endogen benötigte Anteil mit 18.500 km etwa 55 % beträgt.

Der kumulierte Netzausbau im *Basisszenario* beträgt in Summe 36.500 km und übersteigt den Netzausbau im *Regionalszenario* somit leicht. Neben denselben exogen vorgegebenen Ausbaumaßnahmen in der Größenordnung von 15.400 km werden zur systematischen Steigerung der Handelskapazitäten (innerhalb Deutschlands und mit dem Ausland) im *Basisszenario* weitere 21.100 km in Betrieb genommen.

Regionale Verteilung des Netzausbaus

Folgende Grafik veranschaulicht die Zuordnung der Stromkreiskilometer zu den einzelnen Regionen (zur Einteilung Deutschlands in Regionen siehe Abbildung 18). Dabei werden die Stromkreiskilometer bis 2050 kumuliert betrachtet und in exogen vorgegebene und endogen umgesetzte Projekte unterschieden. Die Werte sind flächenspezifisch dargestellt, um Verzerrungen aufgrund der zum Teil stark unterschiedlichen Größe der Regionen zu vermeiden. Erneut wird ein direkter Vergleich mit dem *Basisszenario* vorgenommen.

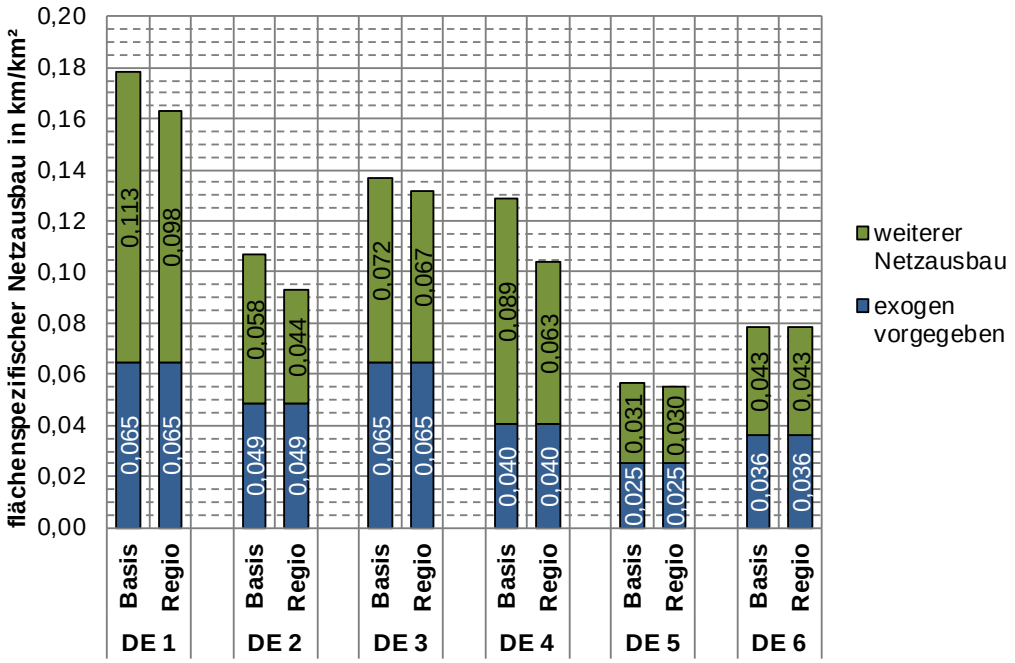


Abbildung 16: Gegenüberstellung der regionalen Verteilung des Netzausbaus im *Basis*- und *Regionalszenario*

Der Vergleich zeigt, dass, sich der insgesamt niedrigere Netzausbau im *Regionalszenario* unterschiedlich stark auf die Regionen verteilt. Die geringere Durchdringung der Windenergieanlagen macht sich insbesondere beim Netzausbau für die nördlichen Regionen „DE 1“ und „DE 2“ bemerkbar. In Region „DE 4“ resultiert der dort geringere Netzausbau aus dem niedrigeren Transportbedarf in den Süden. Im Vergleich zum *Basisszenario* werden hier insgesamt etwa 30 % weniger endogene Stromkreiskilometer benötigt. In der Region „DE 6“ verbleibt der Netzausbaubedarf auf etwa gleichem Niveau. Hier kommen gegenläufige Effekte zum Tragen: Aufgrund des niedrigeren Stromtransports von Nord- nach Süddeutschland gehen die Anforderungen an das Übertragungsnetz zurück. Gleichzeitig treibt der höhere Windenergieausbau in dieser Region aber den Netzausbau. In Summe gleichen sich beide Effekte in etwa aus, wie die Ergebnisse zeigen.

Für die Regionen „DE 3“ und „DE 5“ gibt es beim Netzausbau lediglich geringe Unterschiede. Auch hier dürften sich Effekte aus einem verstärkten EE-Ausbau in der Region und damit höheren Anforderungen an die Netze und einer geringeren Stromdurchleitung in etwa kompensieren.

Entwicklung der Netzkosten

Auf dieser Basis können die annuitätischen Netzkosten des Übertragungsnetzes über den Zeitverlauf berechnet werden. Zur Vergleichbarkeit sind zusätzlich die annuitätischen Kosten des Referenzjahres 2013 mit abgebildet.

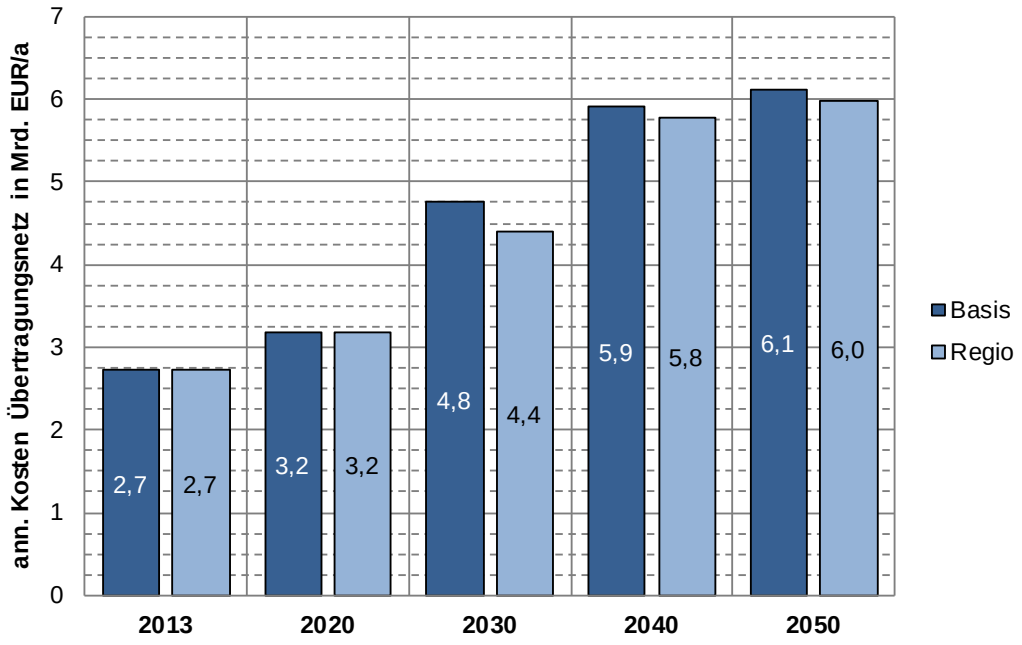


Abbildung 17: Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im *Basis*- und *Regionalszenario*

In beiden Szenarien steigen die annuitätischen Netzkosten gegenüber dem Referenzjahr deutlich an, liegen im *Basisszenario* aber bereits ab 2030 mit 4,8 Mrd. EUR gegenüber 4,4 Mrd. EUR über den annuitätischen Kosten des *Regionalszenarios*. Bis 2050 schmilzt der Unterschied zwischen den Szenarien auf 0,14 Mrd. EUR pro Jahr zusammen. Vergleicht man diese Differenz mit dem Gesamtanstieg der annuitätischen Kosten im Zeitraum 2013 bis 2050 von 3,4 Mrd. EUR pro Jahr im *Basis*-, bzw. 3,3 Mrd. EUR pro Jahr im *Regionalszenario*, ist der Unterschied somit weitestgehend vernachlässigbar. In beiden Szenarien liegt der Anstieg gegenüber dem Referenzjahr in der gleichen Größenordnung (120 % im *Regionalszenario*, 125 % im *Basisszenario*).

Vergleicht man die kumulierten, endogenen Investitionen der beiden Szenarien bis 2050, beträgt die Differenz etwa 8 Mrd. EUR. Im *Regionalszenario* liegt das benötigte Investitionsbudget in Summe bei 33 Mrd. EUR, während es im *Basisszenario*

41 Mrd. EUR beträgt. In beiden Szenarien ist darüber hinaus derselbe Investitionsbedarf für exogen vorgegebene Maßnahmen in der Größenordnung von etwa 26 Mrd. EUR notwendig.

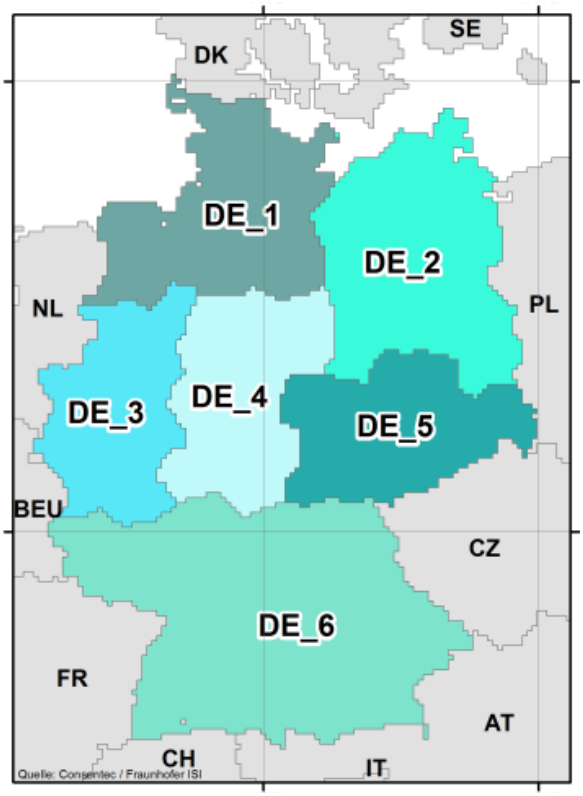


Abbildung 18: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“

3.3 Deutsche Verteilungsnetze

Anforderungen an Verteilungsnetze

Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Verteilungsnetze sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung von in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen.

Auf der Erzeugungsseite sind vorrangig die EE-Technologien PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Wind-Onshore-Anlagen zu betrachten, da dies diejenigen EE-Technologien sind, die den weitaus überwiegenden Teil der in die Verteilungsnetze zu integrierenden Erzeugungsanlagen ausmachen. Die Summe der insgesamt in diesen EE-Anlagen installierten Erzeugungsleistung ist in beiden Szenarien recht ähnlich. So sind im Jahr 2050 im *Basisszenario* ca. 145 GW und im *Regionalszenario* mit ca. 150 GW insgesamt nur wenig mehr installiert. Auch die Aufteilung auf

die einzelnen EE-Technologien ist nahezu gleich. In beiden Szenarien sind in PV-Aufdachanlagen insgesamt knapp 40 GW und in PV-Freiflächenanlagen ca. 30 GW installiert. Bei Windenergieanlagen sind im *Basisszenario* ca. 75 GW und im *Regionalszenario* gut 80 GW installiert.

In Abbildung 19 ist die für das Jahr 2050 für die beiden Szenarien ermittelte installierte Leistung im Vergleich dargestellt und zwar differenziert nach Regionen und nach den EE-Technologien PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Wind-Onshore-Anlagen (zur Einteilung Deutschlands in Regionen siehe Abbildung 18).

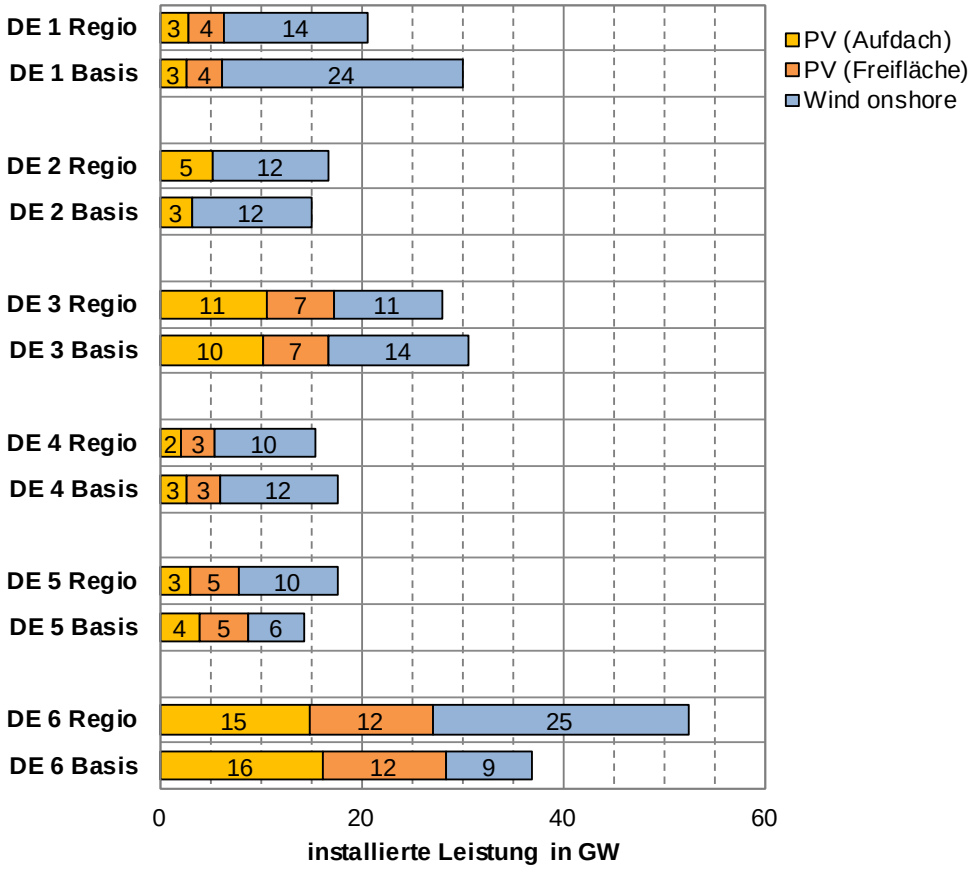


Abbildung 19: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Regional*- und *Basisszenario*)

Während die installierten Leistungen in den Regionen „DE 2“ bis „DE 5“ in beiden Szenarien recht ähnlich sind, sind insbesondere Unterschiede in den Regionen „DE 1“ und „DE 6“ zu verzeichnen, die nahezu ausschließlich auf Unterschiede bei den Windenergieanlagen zurückzuführen sind. Im *Basisszenario* ist in Re-

gion „DE 1“ deutlich mehr Leistung in Windenergieanlagen installiert als im *Regionalszenario*. In Region „DE 6“ ist es umgekehrt: Hier ist im *Regionalszenario* erheblich mehr Leistung in Windenergieanlagen vorhanden.

In beiden Szenarien überschreiten die in PV-Aufdachanlagen installierten Leistungen in allen Regionen nicht die Netzausbauschwellen (siehe hierzu Abschnitt 1.2). Insbesondere im *Regionalszenario* werden sie aber praktisch überall ausgereizt.

Mit Blick auf Unterschiede in der absoluten Höhe der je Region installierten Leistung ist zu beachten, dass auch die Größe der einzelnen Regionen stark unterschiedlich ist. Nachfolgend findet sich daher eine flächenspezifische Darstellung der regionalen Verteilung der installierten Leistung. Sie dient dazu, den Umfang der installierten Leistung im Vergleich der Regionen vornehmen zu können, und zwar bereinigt um die unterschiedlichen Größen der Regionen. Vereinfachend kann diese Darstellung auch als grobe Näherung für die Höhe der installierten EE-Leistung im Verhältnis zur Last herangezogen werden. Jedenfalls steigt die Last mit steigender Fläche, wenngleich im Vergleich verschiedener Gebiete, näherungsweise gleicher Fläche, zum Teile große Unterschiede in der Lastdichte vorliegen können, etwa im Vergleich städtischer / industriell geprägter Gebiete und ländlicher Gebiete.

Aus einem Vergleich der flächenspezifisch installierten Leistungen in Abbildung 20 ist z. B. ersichtlich, dass die Leistungsdichte aller EE-Anlagen im *Regionalszenario* mit ca. 400 kW/km² in Region „DE 6“ (in der in diesem Szenario insgesamt gut 50 GW installiert sind) niedriger ist als in Region „DE 1“ mit gut 500 kW/km² (in der insgesamt nur 20 GW installiert sind). Folglich sind auch die EE-verursachten Anforderungen an die Verteilungsnetze in Region „DE 6“ geringer als in Region „DE 1“. Die größten Anforderungen sind gemäß dieser Darstellung in beiden Szenarien in den Regionen 1 und 3 zu erwarten.

Vergleicht man die insgesamt in den verschiedenen Regionen installierten EE-Leistungen von *Basis*- und *Regionalszenario*, so ist mit Blick auf den erforderlichen Netzausbau zu beachten, dass PV-Aufdachanlagen bis zu einem bestimmten Umfang – und zwar den in Abschnitt 1.2 näher erläuterten Ausbauschwellen – praktisch keinen Netzausbau verursachen. Da die in diesen Anlagen installierten Leistungen in beiden Szenarien in allen Regionen unterhalb der Ausbauschwellen liegen, können sie bei einem solchen Vergleich vernachlässigt werden.

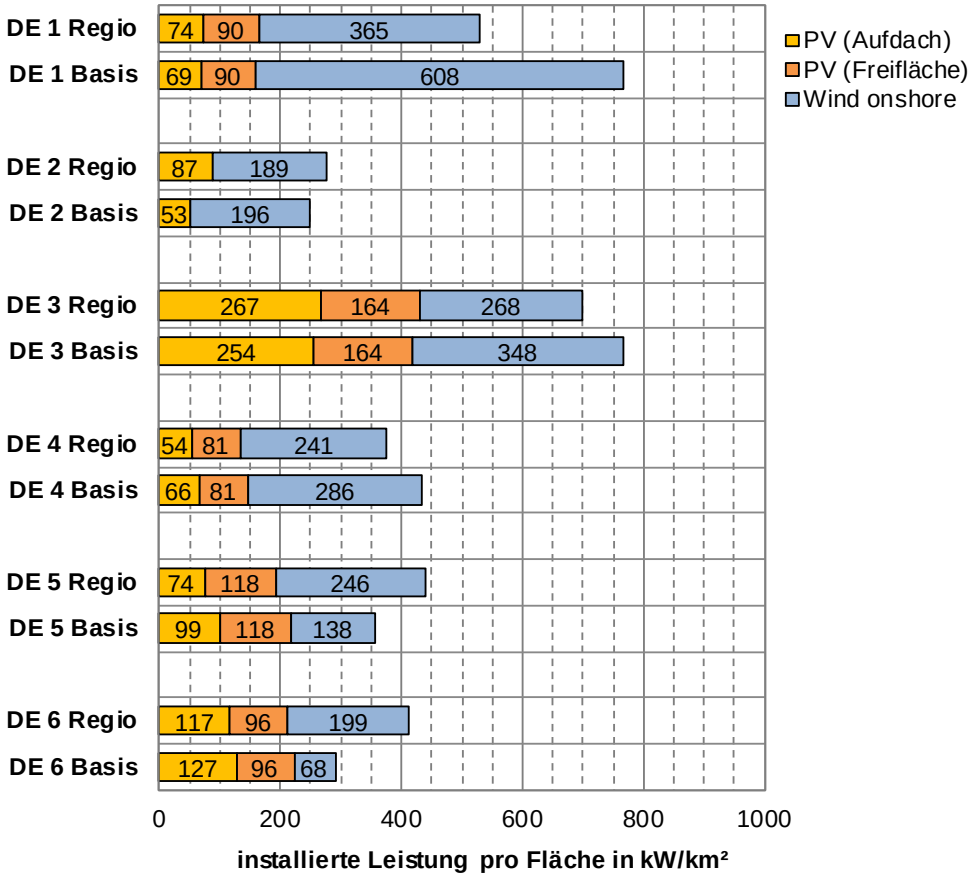


Abbildung 20: Flächenspezifisch installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Regional*- und *Basisszenario*)

Die Entwicklungen auf der Lastseite sind hingegen in beiden Szenarien näherungsweise gleich. Es ergibt sich im *Regionalszenario* eine Lastzunahme von heute gut 80 GW auf 108 GW in 2050; im *Basisszenario* steigt die Last in etwas geringerem Umfang auf 105 GW. Ursachen hierfür sind in beiden Szenarien im Wesentlichen eine deutliche Zunahme des Einsatzes von Strom-Wärmepumpen und ein erheblicher Zuwachs im Bereich Elektromobilität.

Wie nähere Betrachtungen zeigen, vollzieht sich der Lastanstieg in beiden Fällen mehr oder weniger gleichmäßig über Gesamtdeutschland, so dass stark ausgeprägte regionale Unterschiede, wie sie auf der Erzeugungsseite zu beobachten sind, auf der Lastseite nicht zu verzeichnen sind. Insofern ergeben sich deutschlandweit in beiden Szenarien ein eher gleichmäßiger auf den Lastzuwachs zurückzuführender Netzausbau und ein regional stark unterschiedlicher EE-getriebener Netzausbau.

Entwicklung der Netzkosten

Als Ergebnis der Analysen zum erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze ist in Abbildung 21 zunächst die Entwicklung der annuitätischen Netzkosten aller Verteilungsnetzebenen für Gesamtdeutschland über den Betrachtungszeitraum im Vergleich der beiden Szenarien dargestellt. Die Kosten sind dabei normiert auf das Ausgangsjahr 2013.

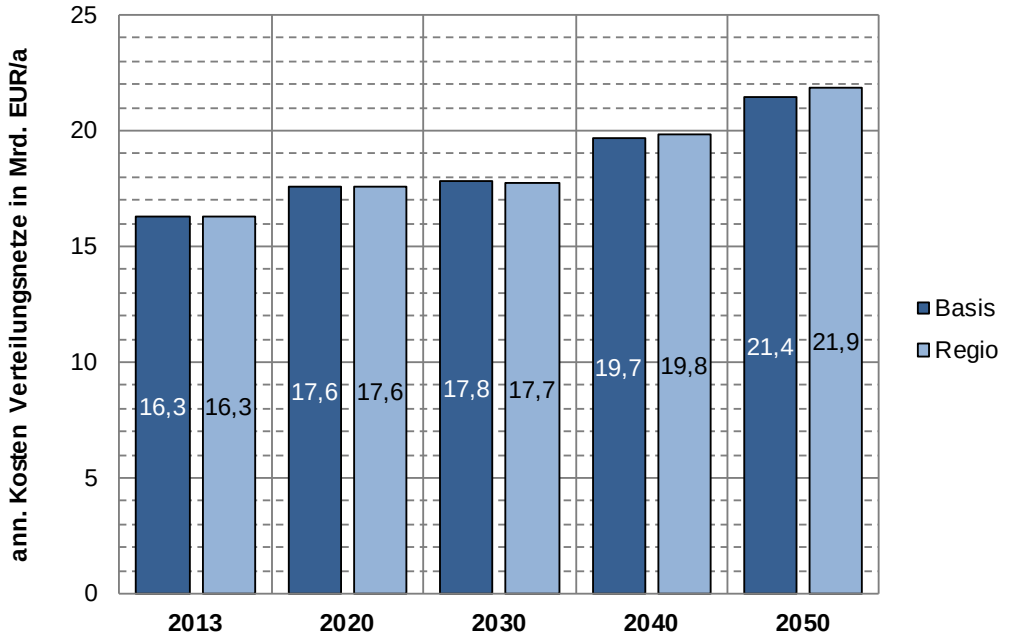


Abbildung 21: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich (*Regional-* und *Basisszenario*)

Es zeigt sich bis zum Jahr 2040 in beiden Fällen ein nahezu gleicher Anstieg der Netzkosten um bis dahin knapp 3,5 Mrd. EUR/a, was einem relativen Anstieg um ca. 20 % entspricht. Erst danach treten gewisse Unterschiede im Vergleich der beiden Szenarien auf. Während die Kosten im *Basisszenario* bis zum Jahr 2050 um gut 5 Mrd. EUR/a (entsprechend ca. 30 %) gegenüber heute ansteigen, liegt der Anstieg im *Regionalszenario* mit gut 5,5 Mrd. EUR/a (entsprechend knapp 35 %) darüber.

Auffallend ist, dass der Kostenanstieg bis 2050 zwar in etwa dem relativen Lastanstieg (um gut 30 % von 80 GW auf 105 GW im *Basisszenario* bzw. um ca. 35 % auf 108 GW im *Regionalszenario*) entspricht, allerdings deutlich niedriger ist als der relative Anstieg der EE-Leistung. Zum einen ist zu beachten, dass der Lastanstieg wie bereits oben erwähnt, mehr oder weniger gleichmäßig in allen Regionen

erwartet wird, so dass letztlich auch mehr oder weniger alle Netze hiervon betroffen sind. Hingegen tritt der EE-Zubau in teilweise hoher räumlicher Konzentration auf, so dass nur ein Teil der Netze ausgebaut werden muss. Zum anderen ist zu beachten, dass die für die Netzauslegung relevanten Treiber je nach Netzebene unterschiedlich sind und diese Treiber in unterschiedlicher Weise vom Anstieg im Bereich Last und EE-Erzeugung betroffen sind.

Erforderlicher Netzausbau und wesentliche Treiber

Für ein tiefergehendes Verständnis der Zusammenhänge seien nachfolgend die für die Netzauslegung relevanten Treiber erläutert, die je nach Netzebene unterschiedlich sind. Wesentliche Zusammenhänge sind:

- Leitungsebenen – dies sind die Ebenen Niederspannung (NS, auch als Netzebene 7 bezeichnet), Mittelspannung (MS, Netzebene 5) und Hochspannung (HS, Netzebene 3): Die Auslegung dieser Leitungsebenen wird im Wesentlichen von der räumlichen Verteilung der Netzanschlüsse, also der Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Umspannwerke sowie der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen determiniert. Die insgesamt benötigte Leitungslänge wird maßgeblich bestimmt von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz. Demgegenüber hat die an den Netzanschlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse errichteten Leitungen grundsätzlich eine Mindestkapazität aufweisen, die in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit wird erst bei starken Zunahmen der Leistungsanforderungen der Einsatz eines leistungsstärkeren Leitungstyps oder einer parallelen Leitung erforderlich. Der hiermit verbundene Kostenanstieg ist deutlich unterproportional zur Leistungssteigerung.
- Umspannebenen – dies sind die Transformatorebenen als Kopplung zwischen den zuvor genannten Leitungsebenen, also die MS/NS-Umspannebene (auch als Netzebene 6 bezeichnet), die HS/MS-Umspannebene (Netzebene 4) und die Höchstspannungs-(HöS)/HS-Umspannebene (Netzebene 2): Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungsebenen wird die Auslegung der Umspannebenen im Wesentlichen von der zeitgleichen Höchstleistung aller an das jeweilige Umspannwerk oder die jeweilige Netzstation sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten und Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse sich diese Höchstleistung verteilt. Der Kostenanstieg in den Umspannebenen kann näherungsweise als direkt proportional zu einem Anstieg der Höchstleistung angesehen werden.

- Eine Zunahme der Last wirkt grundsätzlich direkt auf den notwendigen Netzausbau. Dies liegt daran, dass den Verteilungsnetzanalysen grundsätzlich die Annahme zugrunde liegt, dass die bestehenden Netze weit überwiegend auf die heutige Last hin dimensioniert sind und allenfalls punktuell Reserven für Lastanstiege aufweisen (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2, „Verteilungsnetze“).
- Der EE-Zubau führt hingegen erst dann zu einem Netzausbau, wenn die in einem Netzgebiet vorhandene EE-Leistung so hoch ist, dass sie unter Berücksichtigung der Last zu Rückspeisungen führt und diese in einer dimensionierungsrelevanten Höhe liegen. Der Punkt, ab dem dies erreicht ist, hängt von verschiedenen Aspekten ab:
  - Höhe der Last in dem betreffenden Netzgebiet: Hier besteht ein mittelbarer Zusammenhang mit der EE-Technologie: So findet der Zubau von PV-Aufdachanlagen in Gebieten statt, in denen auch Lasten in signifikantem Umfang vorhanden sind, während der Zubau von PV-Freiflächenanalgen und insbesondere auch der von Windenergieanlagen oftmals in Gebieten stattfindet, in denen lokal kaum Lasten vorhanden sind.
  - Charakteristik der EE-Einspeisung: Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen ist zur Mittagszeit maximal, also zu Zeiten, in denen die Last tendenziell hoch ist. Hingegen kann die Einspeiseleistung von Windenergieanlagen auch in Nachtstunden zu Zeiten sehr niedriger Last hoch sein. Somit treten (dimensionierungsrelevante) Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist.
  - Räumliche Verteilung des EE-Ausbaus: Ein räumlich gleichmäßiger EE-Ausbau führt tendenziell zu geringerem Netzausbau, da die Schwelle, oberhalb derer ein Netzausbau erforderlich ist, dann später erreicht wird als bei einem lokal/regional konzentrierten EE-Ausbau.
  - Die Möglichkeit zu einem begrenzten Einsatz des Einspeisemangements im Rahmen der sog. „Spitzenkappung“ erlaubt, dass Netze nicht auf die maximalen Einspeisespitzen des EE-Kollektivs ausgelegt werden müssen. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz des Gesamtsystems ist aber eine energetische Begrenzung des Einspeisemanagements sinnvoll. Im Rahmen dieser Studie wird eine Begrenzung der Spitzenkappung auf 3 % der jährlichen Einspeisemenge einer EE-Anlage als Proxy für ein volkswirtschaftlich effizientes Einspeisemanagement unterstellt. Diese Grenze erlaubt bei PV-Anlagen aufgrund der geringeren Volllaststundenzahlen eine stärkere Reduktion der maximalen Einspeiseleistung als z. B. bei Wind-Onshore-Anlagen. Somit treten (dimensionierungsrelevante)

Rückspeisungen bei PV-Anlagen tendenziell erst bei höheren installierten Leistungen auf, als dies bei Windenergieanlagen der Fall ist. Denkbar wäre grundsätzlich, das Einspeisemanagement nicht, wie in dieser Studie umgesetzt, auf die Begrenzung der Einspeiseleistung der Einzelanlagen, sondern auf die Begrenzung der Summeneinspeisung des gesamten Kollektivs der im betreffenden Netzbereich relevanten Erzeugungsanlagen auszulegen. Wie in Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“ ausgeführt, wurde aus Komplexitätsgründen hierauf verzichtet. Nicht zuletzt würden bei der praktischen Umsetzung einer solcher Form des Einspeisemanagements durch die Netzbetreiber auch allenfalls Näherungslösungen realistisch erscheinen. Nichtsdestotrotz ist damit der ermittelte Netzausbau im Hinblick auf diesen Effekt als obere Abschätzung zu verstehen

- Lastzuwachs und EE-Anstieg können sich – sofern sie lokal/regional zusammentreffen – teilweise gegenseitig kompensieren und somit zu einem etwas geringeren Netzausbau führen, als es bei jeweils separater Betrachtung des Lastzuwachses und des EE-Anstiegs der Fall wäre.

Die Auswirkungen dieser Effekte sind in einer nach Netzebenen differenzierten Darstellung der Entwicklung der Netzmengen gut ersichtlich. Eine solche findet sich in Abbildung 22 im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050. Der Begriff Netzmengen steht in den Leitungsebenen, also den Netzebenen 7 (NS), 5 (MS) und 3 (HS) für Leitungs-/Trassenlängen und in den Netzebenen 6 (MS/NS), 4 (HS/MS) und 2 (HöS/HS) für die Zahl der Stationen/Umspannwerke. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind die Netzmengen normiert auf die heutigen Werte (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 4.2.4, „Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“) dargestellt.

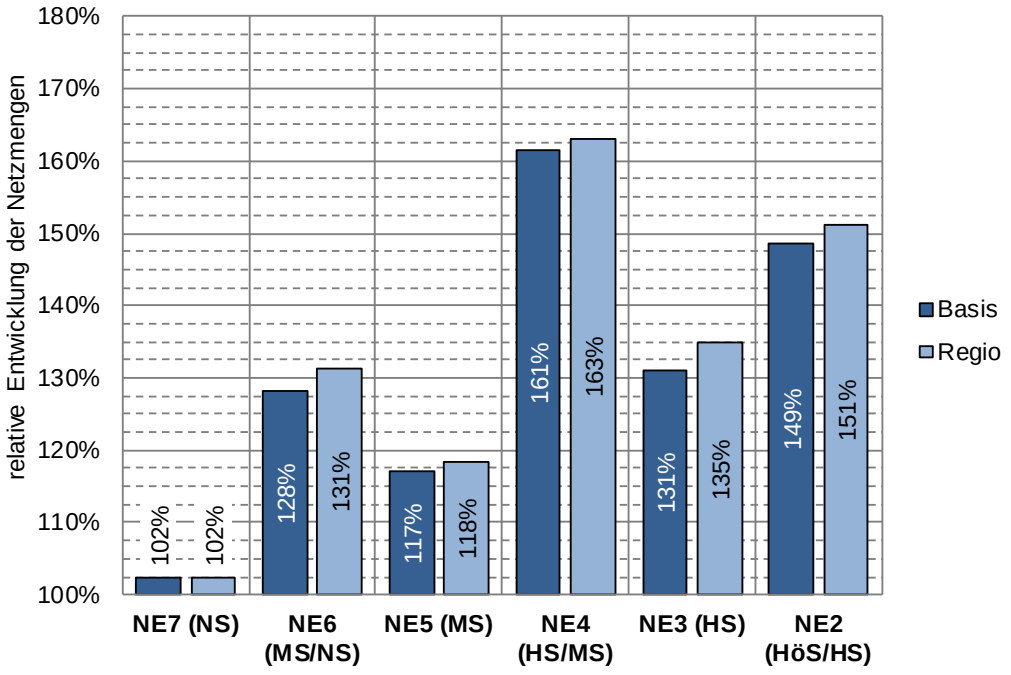


Abbildung 22: Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich (*Regional*- und *Basisszenario*)

Der Netzmengenzuwachs ist in beiden Szenarien in der Netzebene 4 am größten und liegt sogar oberhalb desjenigen der Netzebene 2. Ferner zeigt sich im Vergleich der verschiedenen Netzebenen in beiden Fällen ein tendenziell größerer Netzmengenanstieg in den Umspannebenen als in den Leitungsebenen, was auf die zuvor beschriebenen Zusammenhänge der je nach Netzebene unterschiedlichen Treiber für die Netzdimensionierung zurückzuführen ist. Dass in beiden Fällen in der Netzebene 7 praktisch kein Anstieg zu verzeichnen ist, ist auf die Annahme zurückzuführen, dass Erzeugungsanlagen und neue Verbraucher mit Anschluss in Netzebene 7 (im Wesentlichen PV-Dachflächenanlagen, Wärmepumpen und Elektromobilität) in aller Regel „hinter“ einem bereits vorhandenen Netz-/Hausanschluss angeschlossen werden, so dass grundsätzlich keine zusätzlichen Leitungstrassen im Netz der allgemeinen Versorgung erforderlich werden. Etwaige leistungsbedingte Leitungsverstärkungen, die in der Praxis häufig in Form von Querschnittserhöhungen vorgenommen werden, führen im Allgemeinen nicht zu einer Zunahme der Leitungs-/Trassenlänge.

Im Vergleich der beiden Szenarien wird zudem ersichtlich, dass der Ausbaubedarf im *Regionalszenario* in allen Netzebenen geringfügig höher ist als im *Basisszenario*.

Regionale Unterschiede

In Abbildung 23 werden schließlich die annuitätischen Netzkosten differenziert nach Regionen im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt.

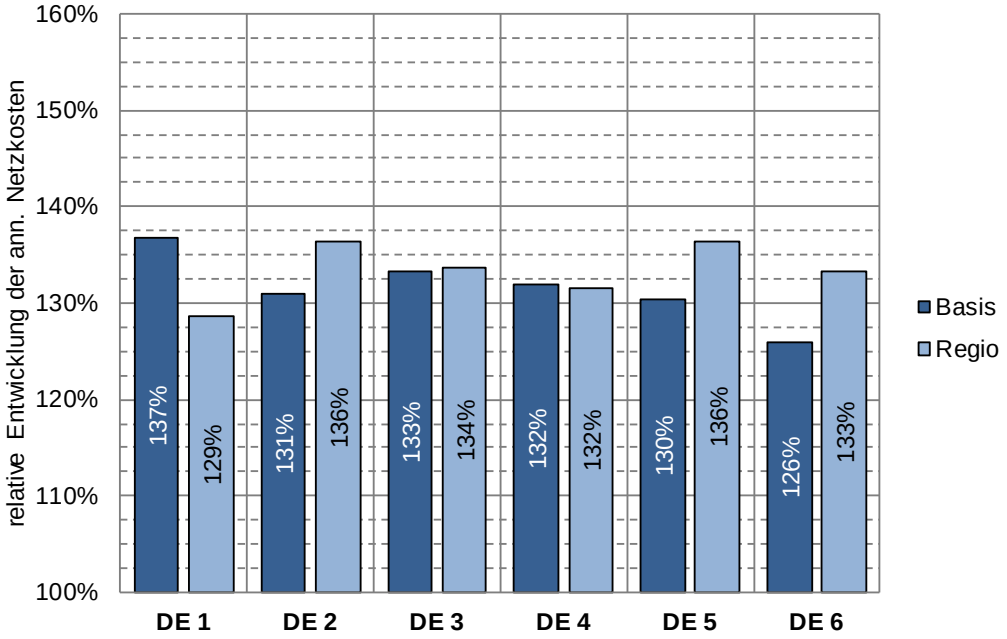


Abbildung 23: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*Regional*- und *Basisszenario*)

Hier bestätigt sich zunächst die obige Feststellung der im *Regionalszenario* im Vergleich zum *Basisszenario* höheren Anforderung mit entsprechendem Ausbaubedarf der Netze in der Region „DE 6“ und teilweise auch in der Region „DE 5“. Die in Region „DE 1“ im *Regionalszenario* im Vergleich zum *Basisszenario* geringeren Netzkosten sind auf die ebenfalls bereits oben dargestellten geringeren Anforderungen an die Netze zurückzuführen.

Wie eingehende Analysen zeigen, werden rund 20 Prozentpunkte des Kostenanstiegs in beiden Szenarien und in allen Regionen durch den Lastanstieg verursacht, der deutschlandweit in beiden Fällen mehr oder weniger einheitlich ist. Der darüber hinausgehende Kostenanstieg ist auf den im Vergleich der beiden Szenarien je nach Region deutlich unterschiedlichen EE-Zubau zurückzuführen.

Die hier dargestellten relativen Veränderungen der annuitätischen Netzkosten können in grober Näherung als Indikator für Veränderungen der bei der heutigen Netzentgeltsystematik ausschließlich von den Endverbrauchern zu entrichtenden Netznutzungsentgelte herangezogen werden.

4 Kosten des Stromsystems – Regionalszenario und Vergleich zum Basisszenario

4.1 Ansatz zur Kostenermittlung

Wie im Berichtsmodul 3 „*Referenzszenario* und *Basisszenario*“ in Abschnitt 8.5.1, „Kostendefinition und Berechnungsmethodik“ dargelegt wird, ist die Berechnung der Kosten bzw. der Differenzkosten des Energiesystems aus unterschiedlichen Gründen nicht trivial. Für das Stromsystem ist die Berechnung in gewisser Weise einfacher als für die Nachfragesektoren: Es wird nur ein einziges, homogenes Gut betrachtet und alle für dessen Bereitstellung relevanten Infrastrukturen werden in den eingesetzten Modellen abgedeckt. Das eingesetzte Optimiermodell *Enertile* minimiert die Kosten des Stromsystems, so dass die anfallenden Kosten integraler Bestand der Modelllogik sind. Im Weiteren werden nur die folgenden Kosten betrachtet:

- spezifische Investitionen
- Kosten für Wartung und Instandhaltung
- variable Kosten inkl. der Brennstoffkosten

Diese Kosten werden, soweit relevant, für alle abgebildeten Infrastrukturen (Erzeugung, Netze und Speicher) abgebildet. Weitere, im weiteren Sinne mit dem Stromsystem verbundene Kosten, z. B. volkswirtschaftliche Effekte durch geänderte Strompreise, werden nicht betrachtet. Steuern und CO_2-Preise sind in der hier angewendeten Methodik keine Kosten und werden daher nicht betrachtet.

Die spezifischen Kosten der modellendogen ausgebauten Technologien sind im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“ dargestellt; die Kosten können direkt aus den Modellergebnissen abgeleitet werden. Einige Kosten sind im Modell jedoch nicht explizit abgebildet, da das Modell keine Entscheidungen treffen kann, welche diese Kosten beeinflussen würden. Dies gilt z. B. für Wasserkraft: Diese Technologie wird in allen Szenarien nicht weiter ausgebaut, so dass das Modell keine Entscheidungen treffen muss und somit keine Kostendaten benötigt; hierzu werden entsprechenden Annahmen getroffen.

Die Kosten des derzeit existierenden EE-Anlagenbestands werden anhand der Daten über die Vergütungen im Rahmen des EEG abgeschätzt. Für die Kosten der existierenden fossilen Kraftwerke werden Werte veranschlagt, die sich im Einklang mit den zukünftigen Kostenerwartungen befinden (siehe Berichtsmodul 2

„Modelle und Modellverbund“). Für Braun- und Steinkohlekraftwerke beispielsweise, für die kein nennenswertes zukünftiges Lernen bei spezifischen Kosten angenommen wird[5], entsprechen die spezifischen Kosten der existierenden Kraftwerke den zukünftigen Kosten.

Bei KWK-Kraftwerken werden die Kosten analog zur „Finnischen Methode“ aufgeteilt; die Methode teilt den Primärenergiebedarf bilanziell auf den erzeugten Strom und die erzeugte Wärme auf. Die sich dadurch ergebenden Faktoren werden in dieser Studie auch zur Aufteilung der Kosten verwendet. Werden nach der Methode beispielsweise 60 % des Brennstoffbedarfs Strom zugeschrieben, so entfallen auch 60 % der variablen und fixen Kosten auf den erzeugten Strom.

Jenseits dieser relativ gut abschätzbaren Kosten ergibt sich eine methodische Herausforderung bei der Bewertung der Stromimporte und -exporte. Durch die in den Szenarien teilweise hohen Importe und Exporte ist die dabei verwendete Methodik für das Gesamtergebnis recht bedeutsam. Das Modell betrachtet mit dem Stromsystem ein stark vernetztes System, in dem durch bestimmte Komponenten und deren Einsatz Kosten entstehen. Die Frage, welcher Anteil davon auf Deutschland entfällt, lässt sich nicht endgültig klären. Für Strom, der durch Handel eine Grenze überschreitet, sind viele Aspekte interpretationsoffen:

- Welcher Strommix wird exportiert? Dies könnte z. B. der durchschnittliche Erzeugungsmix in der jeweiligen Stunde oder die Erzeugung der unter Kostengesichtspunkten marginalen Kraftwerke sein.
- Sind variable Kosten oder Vollkosten der Kraftwerke relevant?
- Welcher Teil der Kosten der weiteren Infrastrukturen wie Übertragungsnetze und Stromspeicher wird „mitexportiert“?
- Wie wird die Durchleitung von Strom erfasst und berücksichtigt?

Zur Bewertung der Kosten von grenzüberschreitenden Stromflüssen sind unterschiedliche Berechnungsweisen anwendbar, die letzten Endes aber immer in gewisser Weise willkürlich sind.

Im Rahmen dieser Studie wird auf die stündlichen Schattenkosten der Stromnachfragenebenbedingung des jeweils exportierenden Landes zurückgegriffen. Die sog. „dualen Variablen“ werden vom Lösungsalgorithmus des Modells für alle Nebenbedingungen ausgewiesen. Für die Stromnachfrage stellen sie die marginalen Kosten der Deckung der Nachfrage in der jeweiligen Stunde dar. Importiert Deutschland Strom, ergeben sich die Kosten aus der Multiplikation der importierten

5 Geringfügiges Lernen findet allerdings bei den Wirkungsgraden statt.

Menge mit den Schattenkosten des jeweiligen Exporteurs. Exportiert Deutschland hingegen, entstehen Erlöse in Höhe des Produkts der Schattenkosten der exportierenden Region in Deutschland und der Menge. Die Methodik erfasst durch die stundenscharfe Betrachtung auch die Tatsache, dass Länder tendenziell eher in Überschussstunden und damit verhältnismäßig günstig Strom exportieren.

4.2 Entwicklung der Kosten im Regionalszenario und Vergleich mit dem Basisszenario

Das Ergebnis der Kostenbetrachtungen für das *Regionalszenario* ist in Tabelle 11 bzw. Abbildung 24 dargestellt. In Tabelle 12 und Tabelle 13 sind die Entwicklungen der Kostenanteile der Komponenten sowie die relative Entwicklung im Zeitverlauf abgebildet. Da die grundsätzliche Entwicklung von der des *Basisszenarios* nur in wenigen Teilen abweicht, werden im Folgenden auch nur die Unterschiede zwischen diesen beiden Szenarien diskutiert.

Tabelle 11: Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* in Mio. EUR_{2010}

	2013	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Kernenergie	6.675	2.922	0	0	0
Steinkohle	4.000	9.311	4.387	2.532	1.474
Braunkohle	3.336	3.413	2.530	1.129	0
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0	0
Erdgas	3.215	4.067	5.901	5.588	3.058
Andere Fossile	1.637	241	201	188	173
Wind-Onshore	7.448	8.170	6.983	12.025	12.675
Wind-Offshore	256	3.021	6.502	5.875	5.242
PV	7.752	9.703	9.133	5.364	5.832
Biomasse	6.323	7.466	6.363	4.596	2.440
Wasserkraft u.a. EE	1.005	1.085	1.085	1.085	1.085
Export/Import	-1.778	-6.306	-3.554	-2.382	6.127
Speicher	654	688	688	688	688
Übertragungsnetz	2.725	3.172	4.404	5.778	5.986
Verteilungsnetz	16.314	17.612	17.716	19.800	21.893
Gesamtsumme	**59.800**	**64.805**	**62.577**	**62.505**	**66.911**
Endenergienachfrage [TWh]	520	491	469	512	566
Spezifische. Kosten [EUR/MWh]	*115,0*	*131,9*	*133,3*	*122,1*	*118,1*

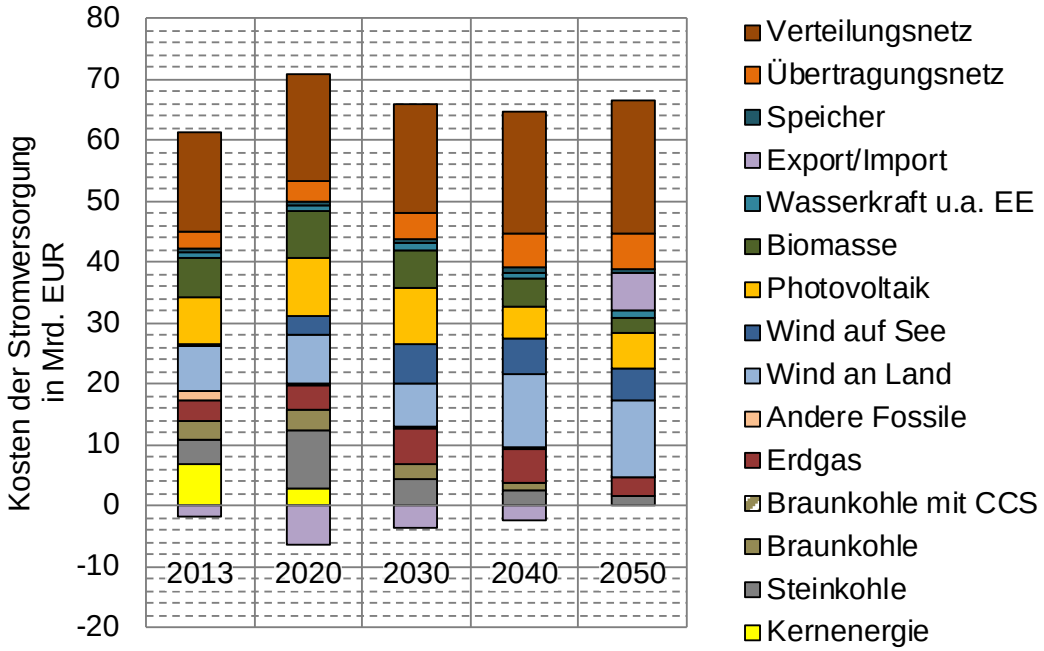


Abbildung 24: Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* in Mrd. EUR_{2010}

Tabelle 12: Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im *Regionalszenario*

	2013	2020	2030	2040	2050
Fossil u. nuklear	32 %	31 %	21 %	15 %	7 %
Erneuerbare Energien	38 %	45 %	48 %	46 %	41 %
Netze	32 %	32 %	35 %	41 %	42 %
Speicher	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Export/Import	-3 %	-10 %	-6 %	-4 %	9 %

Tabelle 13: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *Regionalszenario*

	2013	2020	2030	2040	2050
Fossil u. nuklear	100 %	106 %	69 %	50 %	25 %
Erneuerbare Energien	100 %	129 %	132 %	127 %	120 %
Netze	100 %	109 %	116 %	134 %	146 %
Speicher	100 %	105 %	105 %	105 %	105 %
Export/Import	100 %	355 %	200 %	134 %	-345 %

Die Differenz der Kosten zwischen *Regionalszenario* und *Basisszenario* wird in Tabelle 14 bzw. Abbildung 25 dargestellt. Da die Unterschiede bezüglich der bisher diskutierten Ergebnisse verhältnismäßig gering sind, halten sich auch die Abweichungen bezüglich der Kosten in Grenzen. Im Wesentlichen sind drei Effekte zu beobachten:

Der größte Effekt ergibt sich bei den **höheren Kosten der Onshore-Windenergie**: Im *Basisszenario* sinken die durchschnittlichen Erzeugungskosten für Wind-Onshore bis 2050 auf 44 EUR/MWh, im *Regionalszenario* nur auf 47,6 EUR/MWh; die durchschnittlichen Erzeugungskosten sind also 8,1 % höher. Die Mehrkosten ergeben sich zum einen durch die bei gleicher Erzeugung im Süden höhere Gesamtleistung. Zum anderen sind die Anlagen im Süden durch höhere Turmhöhen tendenziell spezifisch (in Bezug auf EUR/$MW_{Nennleistung}$) teurer. In der Summe erhöht dies die Kosten, wobei der Effekt in 2040 mit Mehrkosten von 953 Mio. EUR pro Jahr bereits nahezu sein Höchstmaß erreicht.

Der zweite Effekt ergibt sich aus der Tatsache, dass in der letzten Dekade die **höheren Kosten des Verteilungsnetzes die niedrigeren Kosten des Übertragungsnetzes überkompensieren** (siehe Kapitel 3). Während in 2030 sowohl Übertragungs- als auch Verteilungsnetze geringere Kosten aufweisen als im *Basisszenario*, kompensieren sich die Mehr- und Minderkosten in 2040. In 2050 führen die deutlich höheren Verteilungsnetzkosten insgesamt zu Mehrkosten von 315 Mio. EUR/a bei den Verteilungsnetzen.

Der dritte und in seinen Ausmaßen kleinste Effekt ergibt sich durch den **Tausch von heimischer KWK-Erzeugung gegenüber der Handelsbilanz**. Im *Regionalszenario* erzeugen die KWK-Anlagen in Deutschland etwas weniger Strom, was den Export bis 2040 leicht senkt bzw. den Import in 2050 leicht erhöht. In den ersten beiden Dekaden hat dieser Effekt unterschiedliche Vorzeichen, zunächst führt er zu Minder-, dann zu Mehrkosten. In den beiden letzten Dekaden ist der Effekt mit Mehrkosten von ca. 50 Mio. EUR/a vor dem Hintergrund der Modellgenauigkeit zu gering, als dass daraus robuste Schlussfolgerungen zulässig wären.

In der Summe erhöhen sich die spezifischen Kosten der Stromversorgung in Deutschland gegenüber dem *Basisszenario*, wobei die Effekte erst ab 2040 im Rahmen der Modellgenauigkeit aussagekräftig sind. Die Mehrkosten von 2,1 EUR/MWh in 2040 bzw. 2,2 EUR/MWh in 2050 entsprechen Erhöhungen um 1,7 % und 1,9 %.

Tabelle 14: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* mit dem *Basisszenario* in Mio. EUR_{2010} (Positive Werte entsprechen Mehrkosten im *Regionalszenario.*)

	2020	**2030**	**2040**	**2050**
Kernenergie	0	0	0	0
Steinkohle	29	-13	-9	-21
Braunkohle	8	-2	-3	0
Braunkohle mit CCS	0	0	0	0
Erdgas	-155	-215	-111	-35
Andere Fossile	0	0	0	0
Wind-Onshore	270	407	953	960
Wind-Offshore	0	0	0	0
Photovoltaik	0	0	0	0
Biomasse	-11	-46	-54	-42
Wasserkraft u. a. EE	0	0	0	0
Export/Import	-37	332	177	99
Speicher	0	0	0	0
Übertragungsnetz	0	-353	-141	-137
Verteilungsnetz	7	-114	147	452
Gesamtsumme	**110**	**-4**	**959**	**1.276**
Endenergienachfrage [TWh]	-1	0	-1	0
Spez. Kosten [EUR/MWh]	*0,5*	*0,1*	*2,1*	*2,2*

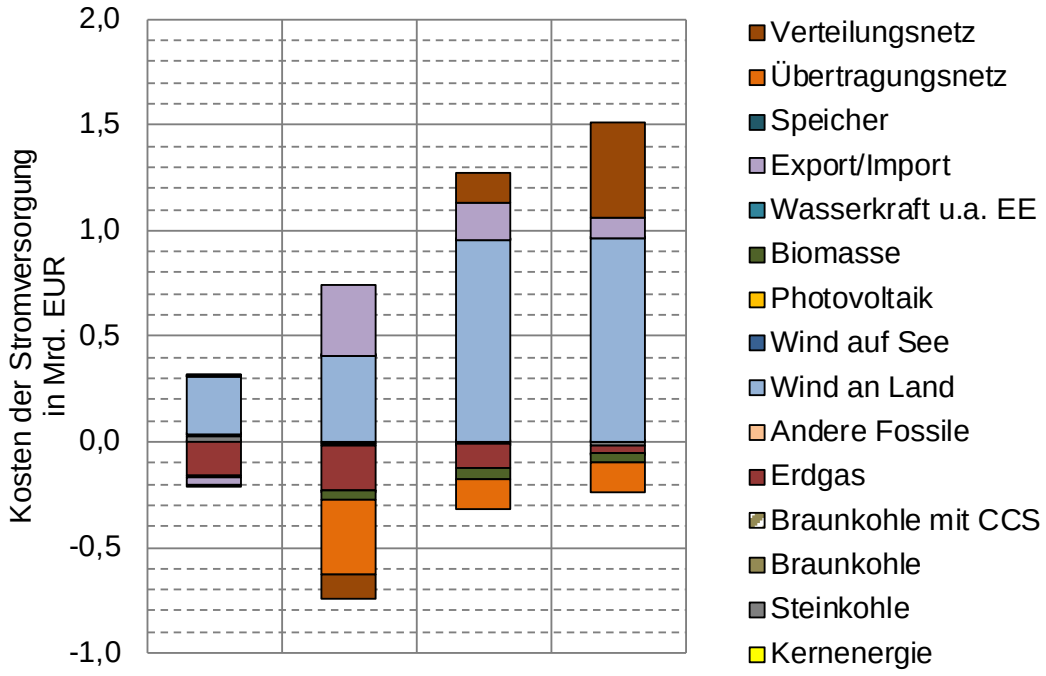


Abbildung 25: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *Regionalszenario* mit dem *Basisszenario* in Mrd. EUR_{2010} (Positive Werte entsprechen Mehrkosten im *Regionalszenario.*)

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

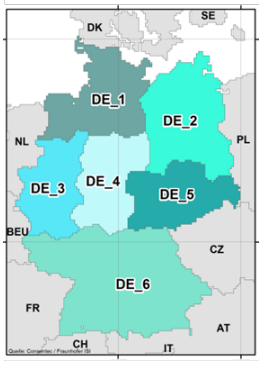
5.1 Kurzzusammenfassung des Vorgehens

Der bisherige Ausbau der Stromerzeugung findet überproportional in den windreichen Regionen im Norden Deutschlands statt. Im *Basisszenario* verstärkt sich dieser Trend noch weiter. Mit dem *Regionalszenario* wird untersucht, welche Auswirkungen ein stärker über ganz Deutschland verteilter Ausbau der Onshore-Windenergie hat.

Im *Regionalszenario* wird der Ausbau von Wind-Onshore regional festgelegt. Dabei wird die jeweilige jährliche Erzeugung des *Basisszenarios* anhand der Erzeugungspotenziale (siehe Tabelle 15) verteilt. Dies bedeutet, dass z. B. jeweils 24,5 % des neuen Zubaus, bezogen auf die Energiemenge, im Süden Deutschlands (Region „DE 6“) errichtet wird. Ab 2040, wenn der gesamte derzeitige Anlagenbestand nicht mehr existiert, entspricht die Verteilung der erzeugten Energiemengen exakt der in Tabelle 15 dargestellten Potenzialverteilung.

Tabelle 15: Erzeugungspotenzial von Wind-Onshore und Anteil am Gesamtpotenzial nach Regionen

	Potenzial in TWh	Anteil in %
„DE 1“	98,3	21,5 %
„DE 2“	72,8	15,8 %
„DE 3“	62,7	13,6 %
„DE 4“	57,8	12,5 %
„DE 5“	55,3	12,0 %
„DE 6“	112,3	24,6 %
Gesamt	**459,2**	**100 %**



Die insgesamt in Deutschland installierte Leistung der Windenergieanlagen muss dabei naturgemäß höher sein als im *Basisszenario*, um die weniger guten Windbedingungen im Süden durch höhere Leistungen zu kompensieren; zusätzlich haben die Anlagen im Süden etwas höhere Kosten, da das Modell dort höhere Türme einsetzt.

Des Weiteren wurden die Annahmen zu den Verteilungsnetzen angepasst, um die durch den geänderten Windenergieausbau veränderten Anforderungen widerzuspiegeln. Durch die höheren Windleistungen im Süden sind in bestimmten Spannungsebenen früher Maßnahmen erforderlich, um PV-Anlagen zu integrieren.

5.2 Schlussfolgerungen

5.2.1 Übergeordnete Erkenntnisse

Wird Wind-Onshore weniger stark im Norden ausgebaut, hat das auf die übrigen Teile des Stromversorgungssystems nur geringe Auswirkungen.

Wird Wind-Onshore, wie in Abbildung 26 dargestellt, stärker über ganz Deutschland verteilt ausgebaut, hat dies auf den kostenoptimalen Ausbau anderer Erzeugungstechnologien insgesamt geringe Auswirkungen. Um einen solchen Ausbau zu erreichen, muss im Modell jedoch der Ausbau der langfristig auch international konkurrenzfähigen Potenziale im Norden begrenzt werden.

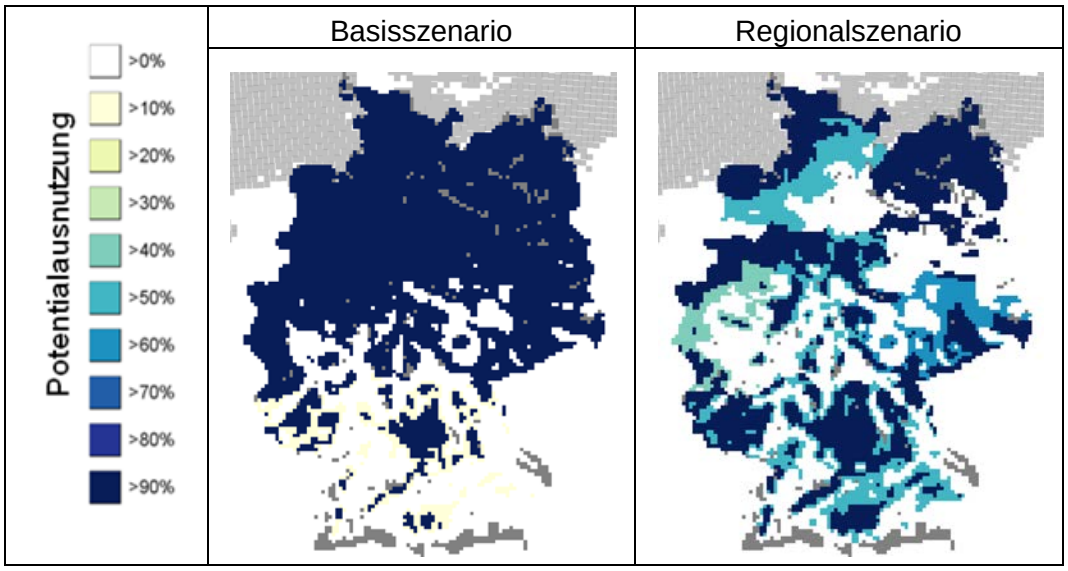


Abbildung 26: Vergleich der Potenzialausnutzung Wind-Onshore im *Basisszenario* und im *Regionalszenario* in 2050

Die gleichmäßigere Verteilung der Windenergie verändert die kostenoptimale regionale Verteilung der installierten Leistung anderer Technologien kaum.

Die deutlich veränderte Verteilung der Windenergie hat langfristig auf die installierte Leistung der konventionellen Stromerzeugung nur geringen Einfluss. Bis 2040 ist ein gegenüber dem *Basisszenario* etwas geringerer Ausbau der KWK-Anlagen im Süden kostenoptimal, langfristig verschwindet dieser Effekt aber. Die Windenergieanlagen im Süden verschieben den kostenoptimalen Ausbau der Photovoltaik geringfügig nach Norden.

Um mit einem stärker regional verteilten Ausbau der Onshore-Windenergie die gleiche Menge EE-Strom erzeugen, müssen deutlich mehr Windenergieanlagen errichtet werden.

Um die gleiche Energiemenge des im Norden konzentrierten Windenergieausbaus des *Basisszenarios* zu erreichen, ist beim verteilten Ausbau des *Regionalszenarios* eine zusätzliche Leistung von bis zu 6,2 GW erforderlich. Dies entspricht einer Erhöhung der insgesamt in Deutschland installierten Leistung der Windenergie an Land um 8 %.

5.2.2 Netzergebnisse

Die Verschiebung von Windenenergieausbau in den Süden spart gegenüber dem *Basisszenario* Übertragungsnetzausbau, allerdings nur in geringem Umfang.

Im *Basisszenario* ist bis zum Jahr 2050 ein Ausbau bzw. eine Verstärkung von insgesamt 36.500 Stromkreiskilometern im Übertragungsnetz erforderlich. Dies gilt jedenfalls dann, wenn der in den vorliegenden Untersuchungen ermittelte zusätzliche Bedarf an Transportkapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt wird. Davon gehen die Untersuchungen aus: Die Menge an zusätzlichen oder verstärkten Stromkreis- und Trassenkilometern wird als Maß zur Quantifizierung des zusätzlichen Bedarfs an Transportkapazität (und der Kosten hierfür) verwendet. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den hier errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen.

Der oben genannte Wert von 36.500 km verstärkten oder ausgebauten Stromkreiskilometern bedeutet, dass über die heute bereits gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen gemäß EnLAG und BBPlG hinaus noch einmal das in etwa 1,4-fache an Netzausbau benötigt wird. Dieser Ausbau reduziert sich im *Regionalszenario* leicht um etwa 2.700 km. Einsparungen beim Netzausbau gibt es insbesondere im Norden und in der Mitte Deutschlands. Der Ausbaubedarf im Süden Deutschlands bleibt insgesamt unverändert, obgleich es im Detail zu leichten Verschiebungen innerhalb dieser Region kommt.

Der Grund für die nur geringe Veränderung des unter den gegebenen Randbedingungen kosteneffizienten Netzausbaus liegt unter anderem darin, dass sich die Anforderungen an das deutsche Übertragungsnetz, die sich aus dem verstärkten

grenzüberschreitenden Austausch ergeben, in beiden Szenarien kaum unterscheiden. Auch im *Regionalszenario* steigen die Handelsflüsse über die deutschen Grenzen gegenüber heute stark an und sind somit neben den Anforderungen, die sich aus dem deutschen EE-Ausbau ergeben, ein zentraler Treiber für die Netzbelastungen im Übertragungsnetz.

Die Kosteneinsparungen im Übertragungsnetz werden bereits durch den zusätzlichen Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen überkompensiert.

Der Zubau an ertragsschwächeren Standorten führt dazu, dass im *Regionalszenario* insgesamt eine höhere Gesamtleistung an Windenergieanlagen errichtet werden muss, um die gleiche Energiemenge wie im *Basisszenario* produzieren zu können. Für die Dimensionierung der Verteilungsnetze ist die installierte Leistung eine wichtige Größe.

Deshalb steigen die Kosten für die Verteilungsnetze im Vergleich zum *Basisszenario*. Im Jahr 2050 liegen die annuitätischen Kosten im Verteilungsnetz im *Regionalszenario* um 450 Mio. EUR/a höher als im *Basisszenario*. Dem stehen Einsparungen in Höhe vom 140 Mio. EUR/a im Übertragungsnetz gegenüber. Ungeachtet der Mehrkosten, die im *Regionalszenario* aufgrund der Nutzung ertragsschwächerer Standorte beim EE-Ausbau selbst entstehen, führt die regionale Verschiebung des Windausbaus somit bereits bei ausschließlicher Betrachtung der Netzkosten zu höheren Kosten.

5.2.3 Kosten

Ein gleichmäßiger verteilter Ausbau der Windenergie erhöht die spezifischen Kosten der Stromversorgung um bis zu 1,9 %.

Der veränderte Windenergieausbau führt erst ab 2040 zu signifikanten Mehrkosten. Diese ergeben sich vor allem aus der erhöhten Leistung der Windenergie und den Mehrkosten beim Verteilungsnetzausbau, denen nur relativ geringe Einsparungen beim Übertragungsnetzausbau gegenüberstehen. Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Onshore-Windenergie sind in 2050 im *Regionalszenario* 8,1 % höher als im *Basisszenario*.