

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 6: Restriktionsarmes Szenario

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie



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

Benjamin Pfluger	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de
Bernd Tersteegen	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	Szenariospezifische Annahmen und Modellparameter	1
1.1	Abbildung der MENA-Region	1
1.2	Abscheidung und Speicherung von CO ₂	3
1.3	Ausbau der Photovoltaik	5
1.4	Ausbau der Offshore-Windenergie	6
1.5	Netzmodellierung	6
2	Erzeugungssystem – restriktionsarmes Szenario und Vergleich mit dem Basisszenario	9
2.1	Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland.....	9
2.2	Ergebnisse MENA-Region.....	17
2.3	Ergebnisse für Deutschland	19
2.3.1	Stromnachfrage.....	19
2.3.2	Stromerzeugung.....	21
2.3.3	Analyse stundenscharfer Erzeugung.....	32
2.3.4	Stromhandel.....	37
2.4	Regionaler Ausbau erneuerbarer Energien	40
2.5	Anteil erneuerbarer Energien im restriktionsarmen Szenario.....	46
2.6	Vergleich des Erzeugungssystems zum Basisszenario	49
2.6.1	Vergleich der Ergebnisse für Europa.....	49
2.6.2	Vergleich der Ergebnisse für Deutschland.....	51
3	Stromnetze - restriktionsarmes Szenario im Vergleich zum Basisszenario	55
3.1	Ausbau der Interkonnektoren in Europa	55
3.2	Deutsches Übertragungsnetz	59
3.3	Deutsche Verteilungsnetze.....	73

4	Kosten des Stromsystems - restriktionsarmes Szenario und Vergleich zum Basisszenario	84
4.1	Ansatz zur Kostenermittlung.....	84
4.2	Entwicklung der Kosten im restriktionsarmen Szenario und Vergleich mit dem Basisszenario.....	86
5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	92
5.1	Kurzzusammenfassung des Vorgehens	92
5.2	Schlussfolgerungen.....	93
5.2.1	Konventionelle Erzeugung.....	93
5.2.2	Erneuerbare Energien.....	95
5.2.3	Netzfragestellungen	96
5.2.4	Kosten.....	98

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Stromerzeugung der Onshore-Windenergie im <i>restriktionsarmen Szenario</i> nach Regionen.....	13
Abbildung 2:	Stromerzeugung der Freiflächen-PV im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	14
Abbildung 3:	Stromerzeugung in Europa (exklusive Deutschland) im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	15
Abbildung 4:	Potenziale erneuerbarer Energien in Europa ohne DE.....	16
Abbildung 5:	Stromerzeugung MENA-Region im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	18
Abbildung 6:	Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	21
Abbildung 7:	Nettostromerzeugung in Deutschland im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	23
Abbildung 8:	Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	24
Abbildung 9:	Verteilung der in 2050 in ganz Europa abgeregelten Energiemenge nach Stunden.....	30
Abbildung 10:	Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2	34
Abbildung 11:	Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24	36
Abbildung 12:	Stromhandelsindikator im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	37
Abbildung 13:	Stromhandel im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	39
Abbildung 14:	Potenzialausnutzung Windenergie an Land im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	41
Abbildung 15:	Potenzialausnutzung Windenergie an Land Vergleich: <i>Basisszenario</i> (links) und <i>restriktionsarmes Szenario</i> (rechts)	42
Abbildung 16:	Potenzialausnutzung PV (Freifläche) im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	44
Abbildung 17:	Potenzialausnutzung PV-Dachanlagen im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	45

Abbildung 18:	Verhältnis von EE-Ausbaukorridor und Ausbau im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	48
Abbildung 19:	Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung, Importe und Verbrauch).....	50
Abbildung 20:	Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen <i>restriktionsarmem Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	53
Abbildung 21:	Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen <i>restriktionsarmem Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	54
Abbildung 22:	Entwicklung der entfernengewichteten Stromtransporte im <i>restriktionsarmen Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	58
Abbildung 23	Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im <i>restriktionsarmen</i> <i>Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	59
Abbildung 24:	Gegenüberstellung der (n-1)-Netzbelastungen und installierten EE-Leistungen im <i>Basisszenario</i> und <i>restriktionsarmen Szenario</i> in 2050.....	61
Abbildung 25:	Gegenüberstellung der deutschen Handelsflüsse im <i>Basisszenario</i> und <i>restriktionsarmen Szenario</i>	64
Abbildung 26:	Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im <i>Basisszenario</i> und <i>restriktionsarmen Szenario</i> nach Technologien	66
Abbildung 27:	Gegenüberstellung des Netzausbaus im <i>Basisszenario</i> und <i>restriktionsarmen Szenario</i>	68
Abbildung 28:	Gegenüberstellung der regionalen Verteilung des Netzausbaus im <i>Basisszenario</i> und <i>restriktionsarmen</i> <i>Szenario</i>	69
Abbildung 29:	Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im <i>Basisszenario</i> und <i>restriktionsarmen Szenario</i>	71
Abbildung 30:	Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“	73
Abbildung 31:	Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich	74

Abbildung 32:	Flächenspezifische installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich	76
Abbildung 33:	Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich	77
Abbildung 34:	Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich	81
Abbildung 35:	Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich	82
Abbildung 36:	Kosten des deutschen Stromsystems im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	88
Abbildung 37:	Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im <i>restriktionsarmen Szenario</i> mit dem <i>Basisszenario</i>	91

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Im <i>restriktionsarmen Szenario</i> abgebildete Regionen	2
Tabelle 2:	Annahmen für CCS-Kraftwerke.....	4
Tabelle 3:	Annahmen zum Verkabelungsgrad im <i>Basisszenario</i> und <i>restriktionsarmes Szenario</i>	7
Tabelle 4:	Ausbauswellen für PV-Aufdachanlagen im <i>Basisszenario</i>	8
Tabelle 5:	Stromerzeugung in Europa (exklusive Deutschland) im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	15
Tabelle 6:	Stromerzeugung MENA-Region im <i>restriktionsarmen</i> <i>Szenario</i>	18
Tabelle 7:	Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	20
Tabelle 8:	Nettostromerzeugung in Deutschland im <i>restriktionsarmen Szenario</i> in TWh	23
Tabelle 9:	Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im <i>restriktionsarmen Szenario</i> in TWh	24
Tabelle 10:	Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland im <i>restriktionsarmen Szenario</i> in h/a.....	25
Tabelle 11:	Differenz der Ergebnisse für Europa (Stromerzeugung, Importe und Verbrauch)	51
Tabelle 12:	Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen <i>restriktionsarmem Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	53
Tabelle 13:	Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen <i>restriktionsarmem Szenario</i> und <i>Basisszenario</i>	54
Tabelle 14:	Kosten des deutschen Stromsystems im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	87
Tabelle 15:	Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	88
Tabelle 16:	Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im <i>restriktionsarmen Szenario</i>	88
Tabelle 17:	Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im <i>restriktionsarmen Szenario</i> mit dem <i>Basisszenario</i>	90

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
MWh	Megawattstunde
N ₂ O	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 Szenariospezifische Annahmen und Modellparameter

Im *Basisszenario* muss das für die Optimierung des Stromsystems eingesetzte Optimiermodell unterschiedliche Nebenbedingungen einhalten. Viele der Nebenbedingungen stellen formalisierte Beschreibungen von technischen Zusammenhängen dar: Die Stromnachfrage muss z. B. in jeder Stunde gedeckt werden und ein Kraftwerk kann nicht mehr Strom erzeugen, als seine Nennleistung beträgt. Andere Nebenbedingungen beschreiben politisch gesetzte Ziele. Ein Beispiel hierfür ist der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland auf eine Leistung von mindestens 15 GW in 2030.

Durch einige dieser Nebenbedingungen wird der Technologiepfad der Stromerzeugung zumindest teilweise vorgeschrieben. Einige dieser Einschränkungen des Lösungsraums werden im *restriktionsarmen Szenario* aufgehoben oder zumindest reduziert. Diese Änderungen im Vergleich zum *Basisszenario* werden in den folgenden Abschnitten diskutiert.

Zuvor soll jedoch angemerkt werden, dass das *restriktionsarme Szenario* kein „Leitszenario“ darstellt. Dies gilt zwar für alle Szenarien dieser Studie, für das *restriktionsarme Szenario* jedoch in besonderem Maße: In diesem Szenario werden einige Eingangsparameter des Modells modifiziert, um ganz bewusst einen Extremfall zu untersuchen. Dieser verletzt in einigen Punkten Ausbauziele des EEG und die aktuelle politische Lage bzgl. des Ausbaus der CCS-Technologie. Dies ist weder als eine Empfehlung zu verstehen noch als eine Untersuchung über die Folgen eines Aufhebens solcher Ziele in der Realität. Das Szenario dient dazu, Wirkungszusammenhänge des Stromsystems besser zu verstehen. Die daraus gezogenen Schlussfolgerungen sind in Kapitel 5 dargelegt.

1.1 Abbildung der MENA-Region

Im *Basisszenario* wird das gesamte Stromsystem in ganz Europa abgebildet. Im *restriktionsarmen Szenario* wird zusätzlich der Regionencluster MENA, also der Mittlere Osten und Nordafrika, in die Modellierung miteingeschlossen. Die Länder bzw. Länderaggregate sind in Tabelle 1 dargestellt. Ziel der Erweiterung des betrachteten Gebiets ist zum einen die Analyse, inwieweit sich das betrachtete Stromsystem dadurch verändert, also welche Vorteile sich durch den erweiterten Verbund ergeben können. Zum anderen geht es aber auch ganz konkret um Stromimporte aus der MENA-Region nach Europa. Diese können insofern relevant

sein, als dass die MENA-Region in einigen Teilen über ausgezeichnete Windenergiestandorte verfügt. Zusätzlich können die Potenziale der konzentrierenden Solarthemie (engl.: concentrated solar power (CSP)) der Region eine zusätzliche Flexibilitätsoption auch für Europa darstellen.

Tabelle 1: Im *restriktionsarmen Szenario* abgebildete Regionen

Modellregion	Abgebildete Länder
Regionencluster „Europa“	
Balkan	Serbien, Bosnien und Herzegowina, Albanien, Mazedonien, Montenegro und der Kosovo
Baltikum	Estland, Lettland und Litauen
Belgien und Luxemburg	Belgien und Luxemburg
Britische Inseln	Vereinigtes Königreich und Irland
Bulgarien und Griechenland	Bulgarien und Griechenland
Dänemark	Dänemark
Finnland	Finnland
Frankreich	Frankreich
Iberische Halbinsel	Spanien und Portugal
Italien	Italien
Niederlande	Niederlande
Norwegen	Norwegen
Österreich	Österreich
Polen	Polen
Rumänien	Rumänien
Schweiz	Schweiz
Slowakei und Ungarn	Slowakei und Ungarn
Schweden	Schweden
Tschechien	Tschechien
Regionencluster „MENA“	
Ägypten	Ägypten
Algerien	Algerien
Levante	Israel, Palästinensische Autonomiegebiete, Jordanien, Libanon
Libyen	Libyen
Marokko	Marokko
Saudi-Arabien	Saudi-Arabien
Tunesien	Tunesien
Türkei	Türkei

1.2 Abscheidung und Speicherung von CO₂

Im *Basisszenario* ist die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (engl.: carbon capture and storage (CCS)) im Stromsektor ausgeschlossen. Diese Restriktion ist keine Umsetzung einer bestehenden Rechtslage, da in Deutschland kein generelles oder sektorspezifisches Verbot für die Technologie besteht. Sie ist vielmehr Ausdruck der Situation, dass derzeit in der Bevölkerung und in weiten Teilen der Politik CCS keine Akzeptanz als Bestandteil der Energiewende im Stromsektor findet. Die in Deutschland nahezu nicht existenten Fortschritte in der Diffusion der Technologie in den letzten Jahren lassen es unwahrscheinlich erscheinen, dass CCS-Kraftwerke in Deutschland – zumindest im Stromsektor – ein wichtiger Bestandteil der Energiewende werden. Da das *Basisszenario* die Grundlage für die weiteren Szenariovarianten darstellt, würde eine zentrale Rolle von CCS den Vergleich verzerren. Anders ausgedrückt: Im Basisfall stark auf eine Technologie zu setzen, deren Diffusion derzeit nicht absehbar ist, wäre nicht zielführend. Es gibt allerdings Gründe, die für einen Einsatz der Technologie im Stromsektor sprechen: Die Technologie, genau genommen die Technologien, sind ein wichtiger Bestandteil der Dekarbonisierungsstrategie vieler Länder, darunter auch einiger EU-Mitgliedstaaten. Des Weiteren sind sie eine der wichtigsten Optionen in vielen Szenariostudien zur Reduktion von Treibhausgasen, unter anderem in 101 von 116 2°-Szenarien des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) und den meisten EU-Szenarien mit dem Modell PRIMES der Nationalen Technischen Universität Athen. In den IPCC-Studien wird CCS dabei, neben der Rolle in der Stromversorgung, vor allem durch Biomasse-CCS (engl. häufig bio-energy CCS (BECCS) abgekürzt) für die Generierung negativer Emissionen eingesetzt. Werden CCS-Kraftwerke mit Biomasse als Brennstoff durchgeführt, wird der Atmosphäre CO₂ entzogen und geologisch eingelagert; dadurch werden bilanziell negative Emissionen erzielt. Ohne negative Emissionen sind 2°-Szenarien global kaum noch darzustellen. Hierzu müssten die Emissionen schneller reduziert werden, als es die Erfahrungen der letzten Jahrzehnte plausibel erscheinen lassen.

Im *restriktionsarmen Szenario* werden daher CCS-Technologien im Stromsektor zugelassen. Dem Modell stehen die Anlagen ab der Jahresscheibe 2030 zur Verfügung. Dies bedeutet, dass ca. ab 2025 CCS-Kraftwerke in Europa errichtet werden können. Abgebildet werden hierbei Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke mit CCS. Die technoökonomischen Annahmen sind in Tabelle 2 wiedergegeben. Die Spannweite der möglichen ökonomischen Annahmen bei CCS-Technologien ist in der Literatur recht groß, da CCS-Technologien derzeit noch

nicht in kommerziellem Maßstab realisiert sind. Bei CCS sind sowohl die Investitionskosten als auch die tatsächlich erreichbaren CO₂-Abscheideraten mit großen Unsicherheiten behaftet. Kohlegefeuerte CCS-Kraftwerke haben in der ersten Zeitscheibe (2025-2035) ihrer Verfügbarkeit einen Aufschlag von 100 % auf die spezifischen Investitionskosten der jeweiligen Nicht-CCS-Technologie; bei Erdgaskraftwerken ist der Aufschlag etwas geringer. Der Bau der notwendigen Transport- und Speicherinfrastruktur ist darin enthalten und wird im Modell nicht regional differenziert. Eine weitere zentrale Größe ist die CO₂-Abscheiderate, die sich bei hohen CO₂-Preisen stark auf die variablen Kosten auswirkt.¹

Biomasse-CCS-Anlagen werden in dem Szenario aus zwei Gründen nicht betrachtet. Zum einen sind die technoökonomischen Unsicherheiten bei BECCS-Kraftwerken noch größer als bei fossilen Kraftwerken. Wichtiger ist aber, dass die Nutzungskonkurrenz bei der Biomasse zu den anderen Sektoren in einem einzelnen Modell nicht abgebildet werden kann. Ob bzw. unter welchen Bedingungen und in welchem Umfang Biomasse für die Generierung bilanziell negativer Emissionen eingesetzt werden soll, ist eine separate und sehr komplexe Fragestellung jenseits dieses Szenarios. Hierzu ist eine sektorübergreifende Kosten-Nutzen-Bewertung aller potenziellen Biomasseeinsatzgebiete erforderlich.

Tabelle 2: Annahmen für CCS-Kraftwerke

Technologie	Baujahr	Elektr. Nettowirkungsgrad	Techn. Lebensdauer	CO ₂ -Abscheiderate	Spez. Investitionen	Wartung und Betrieb (fix)	Wartung und Betrieb (variabel)
		%	Jahre	%	[EUR/kW]	[EUR/(kW*a)]	[EUR/MWh]
CCS Braunkohle	2025	36,0	40	90 %	3.800	114	1,5
	2035	36,5	40	92 %	3.600	108	1,5
	2045	37,0	40	93 %	3.500	105	1,5
CCS Steinkohle	2025	37,0	40	90 %	3.400	85	1,5
	2035	38,0	40	93 %	3.300	82,5	1,5
	2045	39,0	40	95 %	3.200	80	1,5
CCS Erdgas (GuD)	2025	52,0	30	93 %	1.500	22,5	4
	2035	54,0	30	95 %	1.400	21	4
	2045	55,0	30	97 %	1.350	20,3	4

¹ Eine ausführliche Darstellung aller technologischer Annahmen befindet sich im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“.

Für Braunkohlekraftwerke mit CCS gilt zusätzlich die Bedingung, dass diese nur Bestandskraftwerke an ihren jeweiligen Standorten ersetzen können. Die installierte Gesamtleistung der Braunkohle kann also im Szenario nicht zunehmen. Dadurch wird verhindert, dass im Szenario eine Braunkohlemenge eingesetzt wird, die mit den Reserven der Standorte nicht vereinbar ist. Ob dafür neue Konzessionen erforderlich sind, hängt von der Brennstoffmenge ab und wird in der ökologischen Bewertung des Szenarios im Berichtsmodul U „Ökologische Evaluierung von Referenzszenario, restriktionsarmes Szenario und Basisszenario“ analysiert.

Der Bau von CCS-Anlagen ist im *restriktionsarmen Szenario* in der gesamten Modellregion, d. h. in ganz Europa und der MENA-Region zugelassen, da ansonsten erhebliche Artefakte in der Modellierung entstehen. Dieses Szenario soll den generellen Effekt der CCS-Technologie analysieren und nicht bestimmte Sondereffekte unterschiedlicher nationaler Politiken, die in einigen Ländern durchaus CCS als Teil der Klimaschutzstrategie umfassen können.

1.3 Ausbau der Photovoltaik

Der Ausbau der Photovoltaik wird als ein wichtiger Bestandteil der Energiewende wahrgenommen. Dieser Tatsache wird im *Basisszenario* durch eine Mindestausbaubedingung Rechnung getragen. Der im EEG verankerte „Deckel“ von 52 GW² wird im *Basisszenario* als Mindestziel über den gesamten Zeitraum festgesetzt, welches das Modell nach oben hin überschreiten darf. Dabei wird zusätzlich festgelegt, dass mindestens drei Viertel davon, also 39 GW als PV-Aufdachanlagen, ausgeführt werden. Diese Aufteilung entspricht ungefähr dem derzeitigen Mix von PV-Aufdach- und PV-Freiflächenanlagen. Diese Vorgabe wird im *restriktionsarmen Szenario* aufgehoben. Das Modell darf den zukünftigen Ausbau frei ab 2015 wählen. Der zum Zeitpunkt der Definition dieses Szenarios noch nicht veröffentlichte Ausbaustand für Ende 2015 wurde im Bereich der PV-Freiflächen auf 9,8 GW abgeschätzt, für PV-Aufdachanlagen auf 30,9 GW.

² Im Rahmen der aktuellen Regelungen des EEG ändert sich die Förderung für PV-Neuanlagen bei Überschreiten der installierten Leistung von 52 GW. Aufgrund der Konstruktion der aktuellen Anpassungsmechanismen der Förderung kann dieser Deckel auch als Ausbaziel aufgefasst werden.

1.4 Ausbau der Offshore-Windenergie

Für den Ausbau der Offshore-Windenergie ist im *Basisszenario* durch Nebenbedingungen festgelegt, dass das Ziel, Wind-Offshore bis 2030 auf 15 GW auszubauen, erreicht wird. Im *restriktionsarmen Szenario* wird diese Nebenbedingung aufgehoben. Die sich derzeit im Bau befindenden oder projektierten Windparks mit einer Leistung von ca. 6,5 GW werden bis 2020 vollendet. Für die Zeit danach ist im Szenario festgelegt, dass die Anlagenleistung mindestens auf dem Niveau von 2020 bleiben muss, über Zubau darüber hinaus entscheidet das Modell. Die Ausbauziele für Wind-Offshore im Ausland werden gegenüber dem *Basisszenario* nicht geändert.

1.5 Netzmodellierung

Der methodische Ansatz zur Modellierung des **Übertragungsnetzes** und die Parametrierung der verwendeten Modelle sind im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario* in weiten Teilen identisch. Insbesondere wird in beiden Szenarien der gleiche exogen vorgegebene Netzausbau angenommen, der bis einschließlich 2030 als umgesetzt unterstellt wird und weitestgehend auf der heutigen Gesetzeslage basiert: In allen Szenarien wird unterstellt, dass die Projekte nach dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und dem Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPlG) und Projekte des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) bis 2030 umgesetzt werden. Infolgedessen kann Enertile über die gleichen bestehenden Austauschpotenziale zwischen den Regionen verfügen.

Anders als im *Basisszenario* werden jedoch im *restriktionsarmen Szenario* geringere Verkabelungsquoten auf der Höchstspannungsebene angenommen. Höhere Verkabelungsanteile (bis hin zur Vollverkabelung bei neuen Gleichstrom(DC)-Trassen) können grundsätzlich als Maßnahme zur Schaffung einer höheren Akzeptanz bei der Umsetzung von Netzausbau interpretiert werden, der – so jedenfalls die Erwartung – erforderlich bzw. ökonomisch sinnvoll zur Erreichung der Ziele der Energiewende ist. Das *restriktionsarme Szenario* folgt allerdings der Logik einer sehr strikten Kostenoptimierung und vernachlässigt Restriktionen, die sich ggf. aus dem Bedarf für Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung ergeben. Die Erreichung einer hohen Mindestverkabelungsquote stellt eine solche Restriktion dar, da unter reinen Kostengesichtspunkten Freileitungen bevorzugt würden.

Folgende Tabelle zeigt die jeweils unterstellten Verkabelungsgrade, unterschieden nach exogenem und endogenem Netzausbau sowie nach Gleichstrom- und Drehstromverbindungen für das *restriktionsarme* und das *Basisszenario*.

Tabelle 3: Annahmen zum Verkabelungsgrad im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario*

		<i>Basisszenario</i>	<i>Restriktionsarmes Szenario</i>
Exogener Netzausbau	AC	0 %	0 %
	DC	100 %	0 %
Endogener Netzausbau	AC	20 %	10 %
	DC	100 %	10 %

Der geringere Verkabelungsgrad im *restriktionsarmen Szenario* resultiert in deutlich niedrigeren spezifischen Leitungskosten. Von Unterschieden der technischen Übertragungsfunktionen zwischen Kabel und Freileitung wird im Rahmen der Studie abstrahiert, so dass hier keine weiteren Einflüsse betrachtet werden müssen. Für die Ausbaumodellierung bedeutet dies, dass – ceteris paribus – der Netzausbau auf Übertragungsnetzebene im *restriktionsarmen Szenario* eine attraktivere, da günstigere Option im Vergleich zum *Basisszenario* darstellt.

Da szenarienspezifisch unterschiedliche Annahmen für die angebotsseitige Zubauoptimierung Enertile angenommen wurden, kann sich losgelöst von der Modellierung des Übertragungsnetzes ein unterschiedlicher endogener Netzausbau ergeben.

Sämtliche Aspekte zu den Wechselwirkungen zwischen **Verteilungsnetzen** und den nachfrage- und angebotsseitigen Modellen sind im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.4.2, „Verteilungsnetze“ beschrieben. Die dort genannten Annahmen und Parameter sind grundsätzlich einheitlich für alle Szenarien gültig. Voranalysen zum *restriktionsarmen Szenario* zeigen, dass in diesem Szenario (nahezu) kein Zubau von PV-Aufdachanlagen zu erwarten ist. Anders im *Basisszenario*, mit dem die Ergebnisse des *restriktionsarmen Szenarios* verglichen werden: Im *Basisszenario* kommt es entsprechend der Vorgaben für dieses Szenario zu einem erheblichen Ausbau von PV-Aufdachanlagen in Deutschland. Wesentlicher Freiheitsgrad in der Zubauoptimierung der PV-Aufdachanlagen ist die regionale Verteilung dieses Zubaus. Diese regionale Verteilung hat erheblichen Einfluss auf die Höhe des in den Verteilungsnetzen erforderlichen Netzaubaus. Für die Erreichung eines unter den gegebenen Randbedingungen gesamtkostenoptimalen Ergebnisses ist es somit im *Basisszenario* erforderlich, den Zusammenhang zwischen Netzkosten und regionaler Verteilung bereits in der angebotsseitigen Zubauoptimierung Enertile zu berücksichtigen. Im *restriktionsarmen Szenario* wird hingegen ohnehin kein relevanter Zubau von PV-Aufdachanlagen erwartet,

so dass eine Berücksichtigung des genannten Zusammenhangs in diesem Szenario nicht erforderlich ist.

Für das *Basisszenario*, mit dem in diesem Modul das *restriktionsarme Szenario* verglichen wird, werden für Deutschland je modellierter Region sogenannte Netzausbauschwellen vorgegeben. Diese beschreiben die installierte Leistung in PV-Aufdachanlagen, ab denen ein Netzausbau mit entsprechender Kostenwirkung erforderlich wird. In Enertile ist dies dadurch abgebildet, dass bei einem Zubau, der über diese Schwelle hinausgeht, die Kosten für den Zubau steigen. Die Höhe der Netzausbauschwellen ist stark arbeitspunktabhängig, da sie wesentlich davon abhängen, wo und in welchem Umfang auch andere EE-Anlagen errichtet werden (PV-Freifläche und Wind-Onshore), 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 (für eine graphische Darstellung der Regionen s. Abbildung 30).

Tabelle 4: Ausbauschwellen für PV-Aufdachanlagen im *Basisszenario*

Region	Basisszenario	Restriktionsarmes Szenario
„DE 1“	2,7 GW	Nicht modelliert
„DE 2“	4,6 GW	
„DE 3“	10,2 GW	
„DE 4“	2,7 GW	
„DE 5“	4,0 GW	
„DE 6“	16,2 GW	

2 Erzeugungssystem – restriktionsarmes Szenario und Vergleich mit dem Basisszenario

2.1 Ergebnisse für Europa exklusive Deutschland

Die Entwicklung der Stromerzeugung in Europa im *restriktionsarmen Szenario* soll anhand der auf den folgenden Seiten dargestellten Abbildungen „Stromerzeugung Europa exklusive Deutschland“ und „Potenziale erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland“ erläutert werden.

Die **Stromnachfrageentwicklung** des europäischen Auslands wird in allen Szenarien aus dem EU-Szenario „Reference scenario 2050“³ übernommen. In dem Szenario wird von einem relativ kontinuierlichen Anstieg der Stromnachfrage ausgegangen. Obwohl es sich bei dem „Reference scenario 2050“ nicht um ein Zielszenario handelt, werden die Daten auch im *restriktionsarmen Szenario* verwendet, um eine möglichst hohe Vergleichbarkeit der Szenarien zu gewährleisten. Obwohl in einem Zielszenario wie dem *restriktionsarmen Szenario* oder auch dem *Basisszenario* vermutlich Effizienzmaßnahmen eine größere Rolle spielen, als dies im „Reference scenario 2050“ der Fall ist, werden bei ambitionierteren Klimaschutzmaßnahmen neue Verbraucher wie Elektromobilität oder Wärmepumpen auch in anderen Ländern eine größere Rolle spielen. Unabhängig vom Ambitionsniveau der Klimaschutzbestrebungen erscheint langfristig ein Anstieg der Stromnachfrage durch neue Verbraucher auch im Ausland daher wahrscheinlich. Dabei ist zu beachten, dass im Ausland die flexible Nachfrage aus rechenzeittechnischen Gründen nicht so detailliert abgebildet werden kann wie in Deutschland. Daher wird im Ausland ein bestimmter Anteil der Nachfrage als flexibel abgebildet, d. h. die Nachfrage kann innerhalb eines begrenzten Zeitraums verschoben werden. Die Höhe des Anteils orientiert sich dabei an der Entwicklung der flexiblen Nachfrage in Deutschland. Dies bedeutet, dass mit in Deutschland steigenden Stromnachfragen für Wärmepumpen und Elektromobilität auch der Anteil der flexiblen Nachfrage im europäischen Ausland steigt.

Die Stromerzeugung der **Kernenergie** sinkt von 2020 bis 2050 durch die exogenen Leistungsvorgaben des Szenarios deutlich ab. Die Parametrierung bildet auch in diesem Szenario eine Entwicklung ab, in dem die Länder, die derzeit gültige

³ [Europäische Kommission 2013] *Trends to 2050. Reference Scenario 2013*. Online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf

Kernenergieausstiegsgesetze haben, ihre Reaktoren nach 40 Jahren Lebensdauer vom Netz nehmen und Länder, die noch nie Kernenergie genutzt haben, dies auch beibehalten. Länder, die zurzeit über laufende Kernkraftwerke verfügen und keinen Kernenergieausstieg beschlossen haben, lassen ihre Kernkraftwerke ebenfalls die vorgesehenen 40 Jahre in Betrieb, bauen danach aber auch neue Reaktoren. Insgesamt geht die Nutzung der Kernenergie aber zurück: Die Erzeugung sinkt von 790 TWh im Jahr 2020 bis auf 383 TWh im Jahr 2050, was gegenüber dem *Basisszenario* keine substantielle Veränderung darstellt. Die Kraftwerke erreichen selbst in 2050 und trotz der starken Diffusion fluktuierender erneuerbarer Energien hohe Auslastungen, im Schnitt laufen die Reaktoren ca. 6.900 h/a. Dies begründet sich im Wesentlichen im Netzausbau. Dieser ermöglicht es beispielsweise Frankreich, auch in Stunden hoher EE-Einspeisung Strom in die umliegenden Länder zu exportieren. Dass gleichzeitig in der gesamten Region eine so hohe EE-Einspeisung vorliegt, dass die Leistung der Kernkraftwerke gedrosselt werden muss, kommt selten vor. Insgesamt ist die Auslastung der Kernenergie in diesem Szenario etwas höher als im *Basisszenario*, da das Modell aufgrund der geringeren Vorgaben bzgl. des Ausbaus erneuerbarer Energien etwas größere Freiheiten in der Optimierung des Systems hat.

Die Stromerzeugung aus **Braunkohle** ohne CCS wird im Zeitraum von 2020 bis 2050 aufgrund der ansteigenden CO₂-Preise komplett aus dem System verdrängt. Ein Neubau von Kraftwerken mit CCS Technik findet auch außerhalb Deutschlands statt. Die Stromerzeugung aus Braunkohle-CCS-Kraftwerken außerhalb Deutschlands steigt bis 2050 auf 152 TWh. Der Grund ist, dass Stromerzeugung aus Braunkohle bei der hinterlegten Brennstoffpreisentwicklung deutlich günstiger ist als die Stromerzeugung aus Steinkohle und Gas. Die in dieser Studie unterstellten Mehrkosten für die CCS-Technologie werden dabei durch die hohen CO₂-Preise und die Brennstoffpreisdifferenz kompensiert.

Bemerkenswert ist dabei, dass Braunkohlekraftwerke im *restriktionsarmen Szenario* die einzige fossile Stromerzeugungstechnologie darstellen, die mit CCS ausgestattet wird. Vom Modell werden über den gesamten Zeithorizont weder CCS-Steinkohle- noch -Gaskraftwerke gebaut. Die Ursache hierfür ist vermutlich eine Kombination aus mehreren Faktoren. Zum einen steigen in dem Szenario die Preise für Steinkohle und Erdgas deutlich an, während die Preise von Braunkohle nur schwach ansteigen. Dies führt dazu, dass Strom aus Braunkohle-CCS-Kraftwerken günstiger ist als aus den beiden anderen abgebildeten CCS-Technologien. Allerdings ist die maximal mögliche Leistung der CCS-Braunkohle-

Kraftwerke auf die heutige Leistung der Braunkohlekraftwerke begrenzt. Die Frage ist also, warum darüber hinaus nicht andere CCS-Technologien eingesetzt werden.

Hierbei spielt vermutlich die Kombination aus erneuerbaren Energien sowie dem Potenzial für „Grundlastkraftwerke“ eine Rolle. Der Begriff Grundlastkraftwerke bezieht sich hierbei auf Kraftwerkstypen, die für einen ökonomischen Betrieb auf hohe Auslastungen angewiesen sind. Dies gilt für konventionelle Technologien mit hohen spezifischen Investitionen und dafür vergleichsweise niedrigen variablen Kosten, also z. B. für Kernenergie und CCS-Kraftwerke. Wie am Beispiel der Kernenergie im *Basisszenario* und im *restriktionsarmen Szenario* erkennbar ist, gelingt es diesen Kraftwerken, durch den starken Netzausbau hohe Auslastungen auch vor dem Hintergrund hoher EE-Anteile zu erreichen. Die Kraftwerke exportieren dann häufig Strom, wenn im heimischen Strommarkt hohe EE-Einspeisung vorliegt. Dies ist jedoch nur für eine begrenzte Leistung möglich. Im *restriktionsarmen Szenario* gibt es nun neben Kernenergie mit CCS-Braunkohle eine zweite Kraftwerksart, die hohe Einspeisungen erzielt und damit zum einen gesicherte Leistung bereitstellt, zum anderen dadurch aber auch die Netze belegt. Das Modell kommt zu dem Schluss, dass darüber hinaus zusätzliche „Grundlastleistung“ nicht kosteneffizient ist.

Diese Beobachtungen lassen den Schluss zu, dass CCS-Kraftwerke eine Rolle in der Dekarbonisierung des Stromsystems spielen könnten. Welche Kraftwerkstechnologie sich dabei durchsetzt, hängt vermutlich aber vom Verlauf der Brennstoffpreise und der technischen Entwicklungen ab. Im *restriktionsarmen Szenario* werden nur CCS-Braunkohlekraftwerke gebaut. Unter anderen Annahmen könnten sich aber stattdessen andere fossile CCS-Kraftwerke durchsetzen. Wichtig ist dabei, dass die insgesamt installierte Leistung, die im Modell kosteneffizient zugebaut werden kann, begrenzt ist durch die Anforderungen der CCS-Kraftwerke an hohe Auslastungen. Erneuerbare Energien sind auch die dominante Erzeugungstechnologie, wenn CCS als Option im Stromsektor zur Verfügung steht.

Die ungekoppelte Stromerzeugung aus **Steinkohle** steigt bis 2020 leicht an und wird bis 2050 fast vollständig aus dem System verdrängt.

Die gute Auslastung der Grundlastkraftwerke in den ersten Dekaden geht zu Lasten der **Gaskraftwerke**, deren Erzeugung bereits bis 2020 stark sinkt. Hierbei sind die in dem Szenario recht hohen Gaspreise ebenfalls ein dämpfender Faktor. Ab dem Jahr 2040 werden aufgrund weiter steigender CO₂-Preise Gaskraftwerke folglich die günstigsten konventionellen Erzeugungstechnologien nach den Braunkohle-CCS-Kraftwerken. Dennoch verschwindet Erdgas nahezu vollständig aus

dem Mittellastsegment und dient in 2050 hauptsächlich zur Deckung der Spitzenlast; Erdgasverstromung stellt dann zwar eine verhältnismäßig günstige konventionelle Stromerzeugung dar, doch der hohe CO₂-Preis sorgt dafür, dass der Einsatz fossiler Brennstoffe auf wenige, kritische Situationen beschränkt wird.

Die **Onshore-Windenergie** ist auch im *restriktionsarmen Szenario* die wichtigste Stromerzeugungstechnologie, die Erzeugung wird auf 1.622 TWh ausgebaut, deren regionale Verteilung in Abbildung 1 dargestellt ist. Grund dafür ist vor allem die hohe Wettbewerbsfähigkeit unter den angenommenen Rahmenbedingungen. Die Erzeugung ist jedoch insgesamt deutlich geringer als im *Basisszenario*, da die CCS-Kraftwerke die Erzeugung der Windenergie reduzieren. Die regionale Verteilung und der zeitliche Verlauf des Ausbaus werden in Abschnitt 2.4 im Detail diskutiert, die Differenz zum *Basisszenario* in Abschnitt 2.6.1.

Die Stromerzeugung aus **Wind-Offshore** steigt bis auf 107 TWh und entspricht damit der des *Basisszenarios*. Diese entspricht den Vorgaben, die sich aus den Nationalen EE-Aktionsplänen ergeben. Darüber hinaus findet über den gesamten Zeitraum kein Zubau statt. Der Grund für den geringen Ausbau sind, wie im *Basisszenario*, die im Vergleich zu Onshore-Windenergie deutlich höheren Kosten. Die zusätzlichen Vorteile insbesondere im Bereich Akzeptanz können im Modell nicht abgebildet werden.

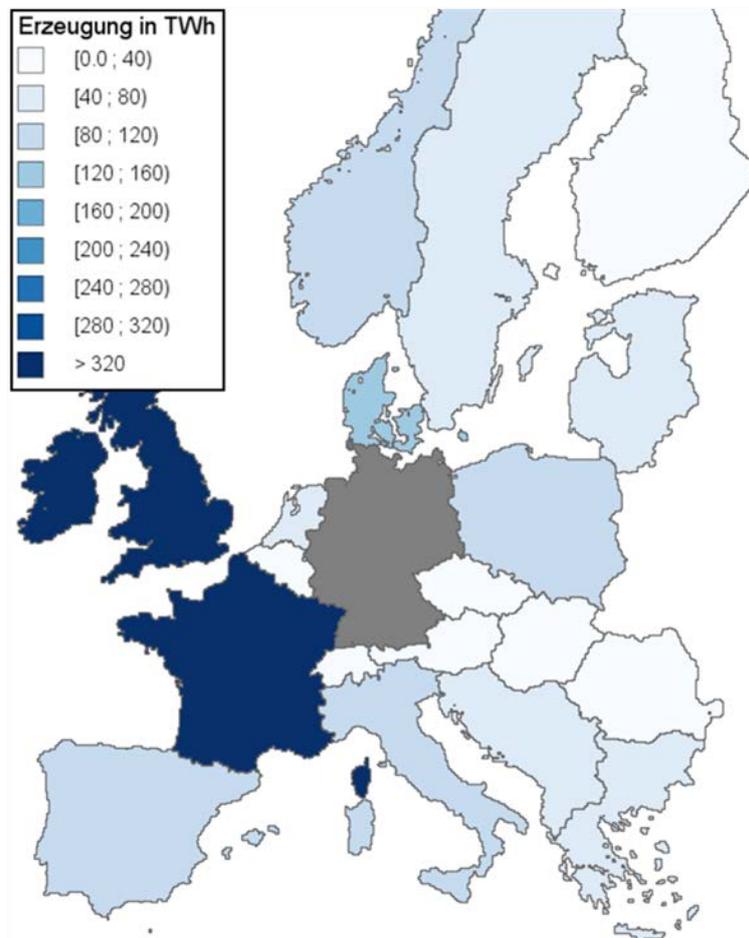


Abbildung 1: Stromerzeugung der Onshore-Windenergie im *restriktionsarmen Szenario* nach Regionen im Jahr 2050 in Europa

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt in diesem Szenario bis zum Jahr 2050 auf 433 TWh, bleibt damit aber hinter dem *Basisszenario* zurück. Die größte Verbreitung wird dabei in Südeuropa erreicht, allein auf die iberische Halbinsel entfallen 173 TWh. In diesen Ländern ist der Anteil der PV dann deutlich über dem europäischen Durchschnitt. Insgesamt beträgt das Potenzial von Photovoltaik mit Stromerzeugungskosten von bis zu 60 EUR/MWh in der modellierten Region ca. 700 TWh. Die Erschließung weiterer Flexibilitätspotenziale könnte die Aufnahmefähigkeit des Systems für PV-Strom erhöhen. Nachfrageseitige Flexibilitäten sind im europäischen Ausland aus Gründen der Rechenkapazität vereinfacht dargestellt; ihre Leistung kann nicht modellendogen ausgebaut werden.

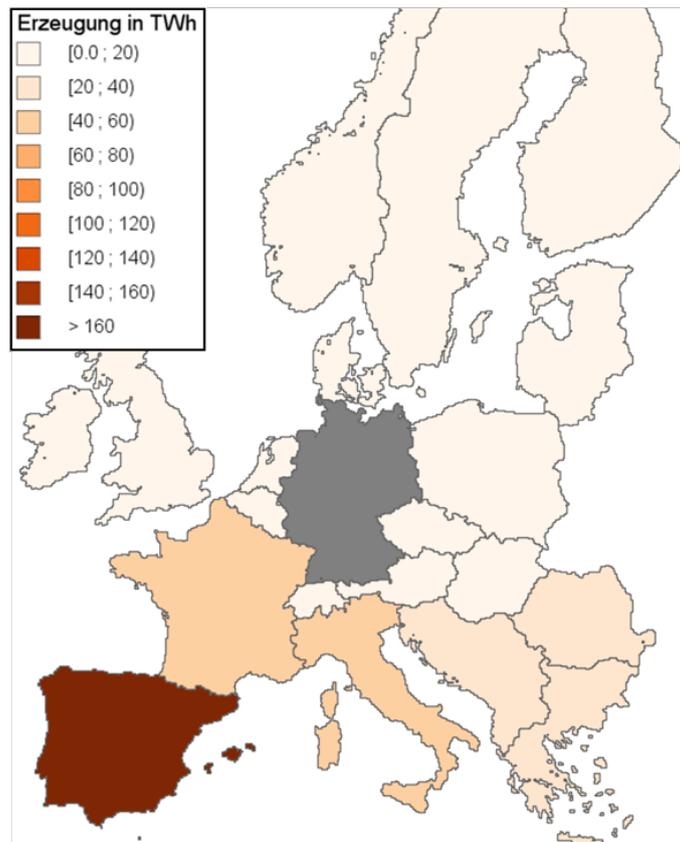


Abbildung 2: Stromerzeugung der Freiflächen-PV im *restruktionsarmen Szenario* nach Regionen im Jahr 2050 in Europa

Ein Ausbau der Stromerzeugung aus **konzentrierender Solarthermie** (engl.: concentrated solar power (CSP)) findet erst in den beiden letzten Dekaden in signifikantem Umfang auf ca. 114 TWh im Jahr 2050 statt und ist damit ebenfalls niedriger als im *Basisszenario*. Diese hat zwar höhere Gestehungskosten als Photovoltaik, ist aber in gewissem Umfang regelbar. Dieser Flexibilitätsvorteil führt zu dem zu beobachtenden Ausbau; allerdings existiert im *restruktionsarmen Szenario* eine Konkurrenz durch CSP-Kraftwerke in der MENA-Region, die zumindest mittelbar ebenfalls Flexibilität bereitstellen können.

Insgesamt ist das *restruktionsarme Szenario* also in ganz Europa von ähnlichen Entwicklungen geprägt wie das *Basisszenario*. Erneuerbare Energien, insbesondere Wind-Onshore, werden stark ausgebaut. Während die Bedeutung der Kernenergie exogen bestimmt zurückgeht, werden fossile Energien ohne CCS stark aus dem System gedrängt; ihre Rolle besteht in 2050 fast ausschließlich in der Spitzenlastdeckung. Im Unterschied zum *Basisszenario* werden aber nahezu alle Braunkohlestandorte in Europa mit CCS-Kraftwerken ausgestattet, die ähnlich wie die Kernkraftwerke, hohe Auslastungen erreichen.

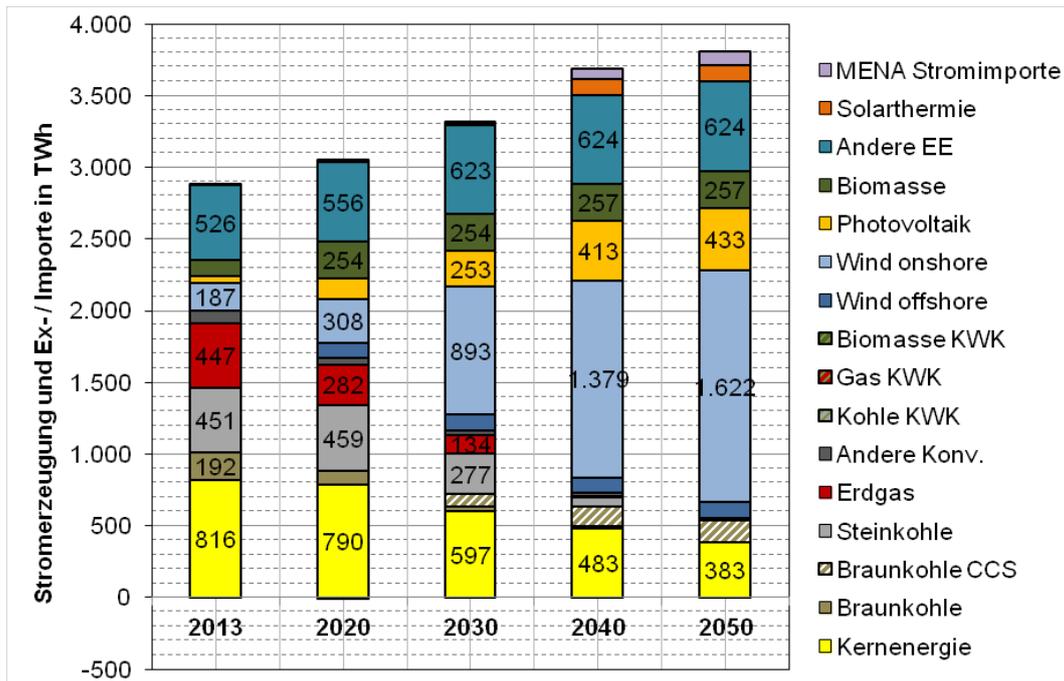


Abbildung 3: Stromerzeugung in Europa exklusive Deutschland im *restriktionsarmen Szenario*

Tabelle 5: Stromerzeugung in Europa exklusive Deutschland im *restriktionsarmen Szenario* in TWh

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	816,2	789,7	597,5	482,6	382,5
Braunkohle	192,4	92,8	33,5	13,4	0,0
Braunkohle CCS	0,0	0,0	91,5	137,2	151,6
Steinkohle	451,5	459,4	277,1	64,1	7,3
Steinkohle CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	447,1	282,0	134,0	10,4	4,3
Erdgas CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere Konventionelle	94,7	46,7	31,5	18,4	9,2
Wind-Onshore	187,4	308,1	892,6	1.378,8	1.621,7
Wind-Offshore		104,1	107,3	107,3	107,3
Photovoltaik	50,4	142,1	252,6	412,6	433,2
Solarthermie	4,4	17,3	17,2	107,1	113,9
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	3.052,5	3.312,1	3.612,8	3.712,0
MENA Stromimporte		-7,4	8,3	72,0	93,1

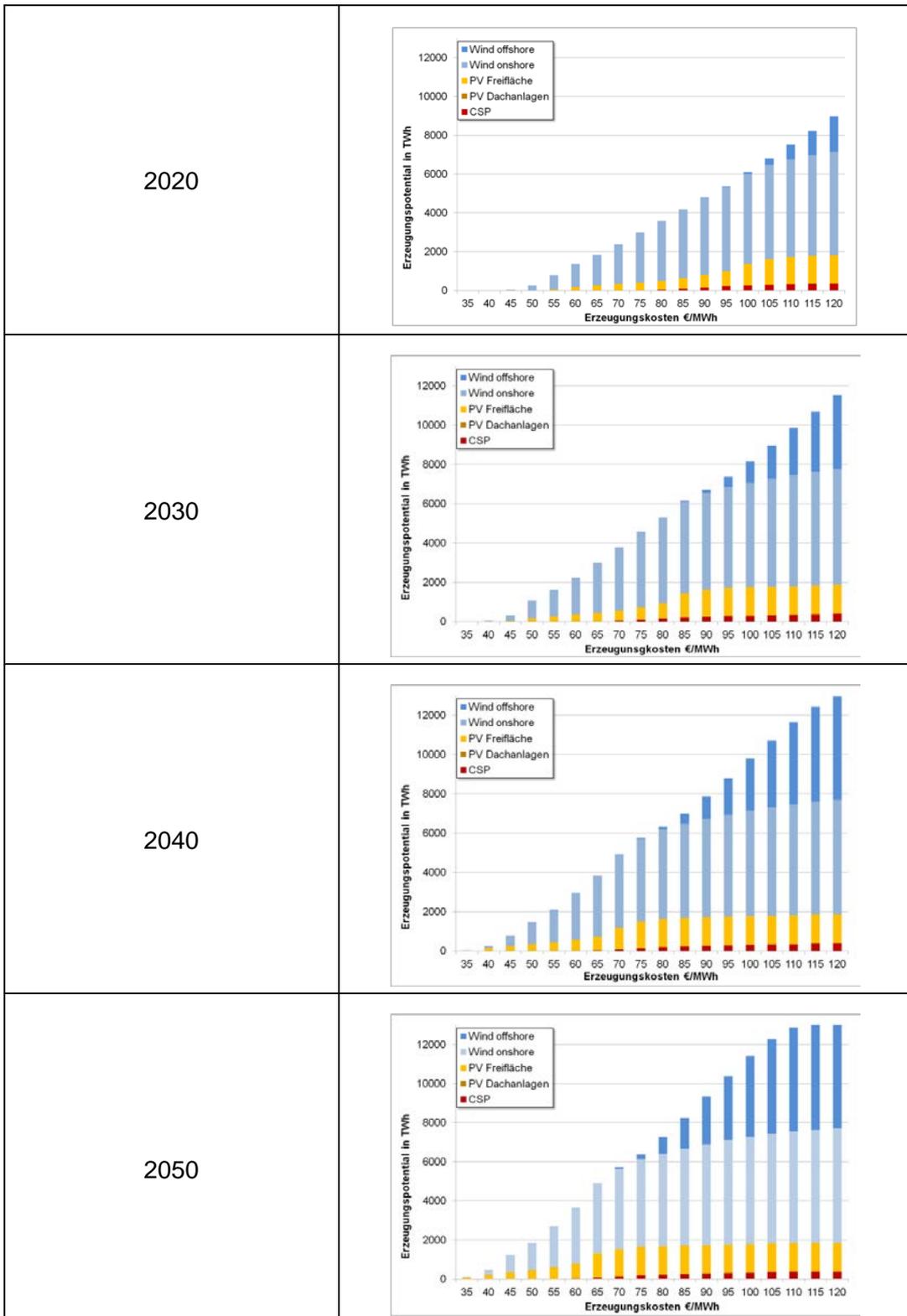


Abbildung 4: Potenziale erneuerbarer Energien in Europa exklusive Deutschland

2.2 Ergebnisse MENA-Region

Im *restriktionsarme Szenario* werden auch die Länder der MENA-Region abgebildet. Hierbei steht insbesondere im Fokus, ob im Rahmen der Kostenoptimierung größere Strommengen aus der MENA-Region nach Europa transportiert werden. In Abbildung 5 bzw. Tabelle 6 wird die Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in der MENA-Region dargestellt. Die Darstellung zeigt, dass die Stromerzeugung in der MENA-Region aufgrund der hohen Konkurrenzfähigkeit erneuerbarer Energien bis 2050 fast vollständig dekarbonisiert wird. Bestehende konventionelle Kraftwerke scheiden nach Ende der Lebensdauer aus und werden durch erneuerbare Energien ersetzt. Das zu Grunde liegende Szenario zur Entwicklung der Stromnachfrage unterstellt einen erheblichen Anstieg der Stromnachfrage aufgrund der Entwicklung der Bevölkerung und einer erheblichen Steigerung der Wirtschaftsleistung. Die Steigerung der Stromnachfrage wird ebenfalls durch einen Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert.

Die dominierenden Technologien sind Solarthermie (CSP) mit einem Ausbau auf ca. 1.400 TWh, Wind-Onshore mit einem Ausbau auf ca. 1.000 TWh und die PV mit einem Ausbau auf ca. 700 TWh im Jahr 2050. Ein Großteil des Ausbaus der CSP erfolgt dabei im Nahen Osten, insbesondere in Saudi-Arabien. Hier treffen eine sehr hohe Stromnachfrage und sehr gute solare Strahlungsbedingungen aufeinander. Im Vergleich mit Europa fällt die geringere Bedeutung der Windenergie im Vergleich zu den solaren Technologien auf. Dies kann an den meteorologischen Gegebenheiten liegen. Es soll aber an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass die Qualität der Winddaten in Europa deutlich höher ist als in der MENA-Region. Die Erfahrungen mit meteorologischen Datensätzen zeigen, dass eine Verbesserung der Datenqualität bei den Winddaten häufig auch zu einer Erhöhung des günstigen Potenzials führt, da lokal begrenzte Windgebiete besser erfasst werden können. Im bestehenden Datensatz erfolgt der größte Ausbau der Windenergie in Ägypten, da hier lokal sehr hohe Stromnachfrage und sehr gute Windbedingungen am Roten Meer aufeinandertreffen.

Ein substantieller Nettoexport nach Europa findet jedoch erst ab dem Jahr 2040 statt. Dieser steigt bis 2050 auf ca. 90 TWh an. Gemessen an der Gesamtstromnachfrage in Europa von ca. 4.300 TWh ist die Bedeutung dieses Imports für Europa und insbesondere Deutschland in diesem Szenario sehr begrenzt. Der zentrale Nutzen ergibt sich im Wesentlichen aus einem effizienteren überregionalen Ausgleich zwischen Stromnachfrage und Stromangebot. Aufgrund der geringen Wirkung der MENA-Region auf die deutsche Energiewende in diesem Szenario wird auf eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse der MENA-Region verzichtet.

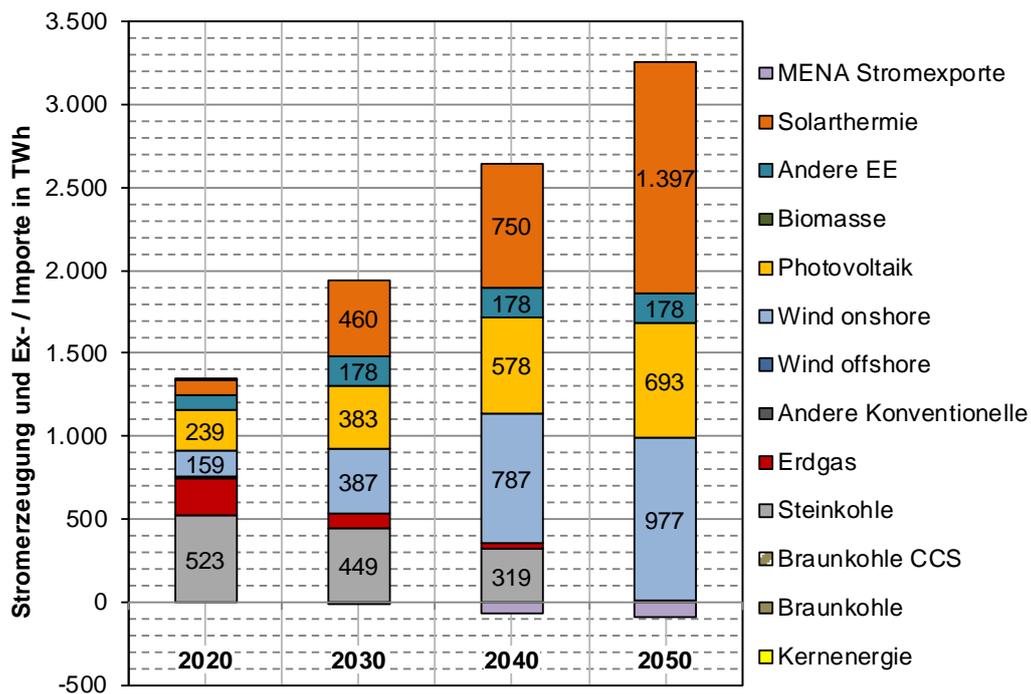


Abbildung 5: Stromerzeugung MENA-Region im *restriktionsarmen Szenario*

Tabelle 6: Stromerzeugung MENA-Region im *restriktionsarmen Szenario* in TWh

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle CCS	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	523,2	448,9	318,6	15,3
Erdgas	224,7	87,4	36,5	0,0
Andere Konventionelle	10,5	0,0	0,0	0,0
Wind-Onshore	158,6	387,2	787,4	976,6
Wind-Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	239,4	383,2	577,9	693,4
Solarthermie	86,1	459,7	749,6	1.396,9
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	92,0	177,6	177,6	177,6
Summe	1.334,4	1.944,1	2.647,6	3.259,8
Stromexporte nach Europa	-7,4	8,3	72,0	93,1

2.3 Ergebnisse für Deutschland

2.3.1 Stromnachfrage

Die Stromnachfrage ist im *restriktionsarmen Szenario* in den meisten Aspekten mit der des *Basisszenarios* 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.⁴ Im Bereich des Nettostromverbrauchs ist 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.

Die für das Modell als Eingangsdaten relevante Nettostromnachfrage folgt einem sehr ähnlichen Verlauf wie im *Basisszenario*. Bis 2030 sinkt die Nachfrage durch Effizienz- und in bestimmtem Umfang auch durch Suffizienzmaßnahmen deutlich. Danach steigt sie durch neue Verbraucher, insbesondere aus dem Verkehrssektor wieder an. Im *restriktionsarmen Szenario* übersteigt die Bruttostromnachfrage in 2050 die Nachfrage in 2010 um 73 TWh.

Im *restriktionsarmen Szenario* ergibt sich dabei gegenüber den anderen Szenarien die Herausforderung der Berechnung und Bilanzierung des Stromverbrauchs der CCS-Kraftwerke. Aufgrund der hierzu schlechten Datenlage wurde angenommen, dass der gesamte Mehrverbrauch gegenüber einem Kraftwerk ohne CCS aus dem Stromverbrauch von Luftzerlegern bzw. der Benutzung der Speicherinfrastruktur entsteht.⁵ Dieser Verbrauch wird nicht unter „Klassischer Stromverbrauch“ bilanziert; der Verbrauch beeinträchtigt also nicht das Stromeffizienzziel. Der klassische Eigenstromverbrauch der CCS-Kraftwerke wird bei der Zielerfüllung jedoch berücksichtigt. Dieser Verbrauch ist im *restriktionsarmen Szenario* deutlich höher als im *Basisszenario*; er ist damit auch der Hauptgrund, dass das Stromeffizienzziel einer Reduktion um 25 % gegenüber 2008 im *restriktionsarmen Szenario* verfehlt wird. Wie sich später noch zeigen wird, ist auch das Ziel eines EE-Anteils von 80 %

⁴ Diese Nachfragen sind in Tabelle 7 mit * gekennzeichnet.

⁵ Diese Annahme impliziert, dass es sich bei den CCS-Kraftwerken um Oxyfuel-Kraftwerke handelt. Diese Festlegung ist in dieser Studie ansonsten nicht getroffen und dient hier nur einer zweckmäßigen oberen Abschätzung des Stromverbrauchs.

in 2050 nicht ohne Weiteres mit einer hohen Erzeugung aus CCS-Anlagen kompatibel. Dies zeigt, dass – sollte CCS im Stromsektor Teil der Dekarbonisierungsstrategie sein – bestimmte Zielkorridore bzw. die Messung der Erfüllung dieser Ziele geprüft werden sollten. Da eine stark CCS-lastige Dekarbonisierungsstrategie derzeit aber eher unwahrscheinlich scheint, wird dieser Aspekt hier nicht weiter vertieft.

Tabelle 7: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *restriktionsarmen Szenario* in TWh

	2010	2020	2030	2040	2050
Klass. 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	0,0	0,0	2,7	20,7
Power-to-Heat Nah-/ Fernwärme*	0,0	0,0	0,0	7,7	37,6
CCS: Industrie	0,0	0,0	0,3	4,2	5,3
Nettostromverbrauch	543,3	492,4	471,6	515,2	596,7
Speicherverluste*	1,6	1,0	0,6	1,0	1,2
Netzverluste*	31,0	28,5	29,2	32,9	36,1
Kraftwerkseigenverbrauch*	36,9	36,8	21,6	19,5	14,3
CCS: Kraftwerke*	0,0	0,0	0,0	30,2	37,7
Bruttostromverbrauch	612,8	558,7	523,0	598,8	685,9
Export*	33,8	116,8	-10,0	27,7	-31,1
Summe	646,6	675,6	513,0	626,5	654,9
Klass. Bruttostromverbrauch	612,8	546,8	492,6	473,7	469,1
<i>Senkung gegenüber 2008</i>	<i>0,5 %</i>	<i>11,2 %</i>	<i>20 %</i>	<i>23,1 %</i>	<i>23,8 %</i>

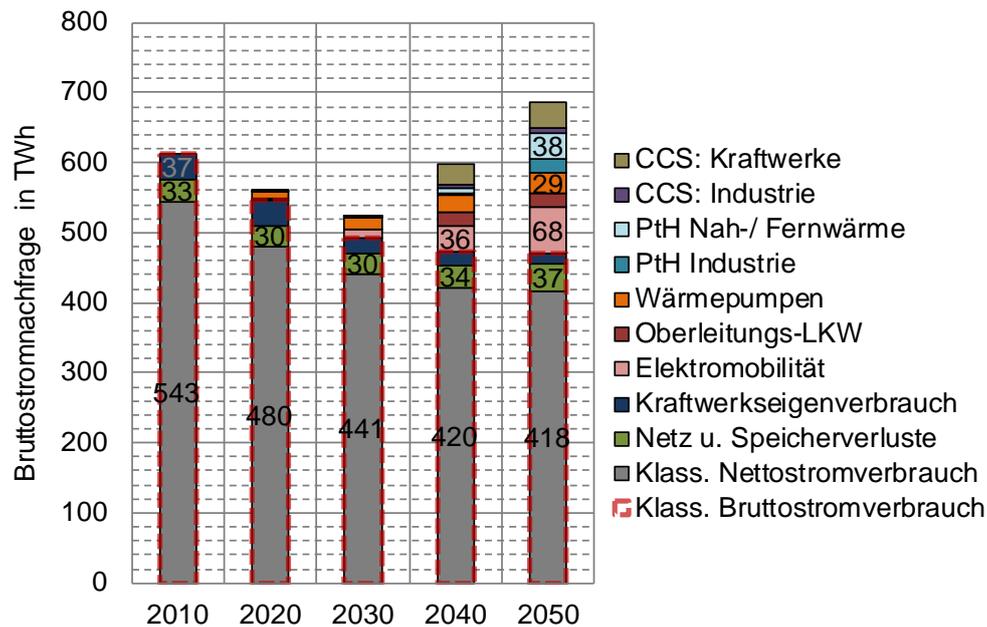


Abbildung 6: Zentrale Stromverbrauchskennzahlen im *restriktionsarmen Szenario*

2.3.2 Stromerzeugung

Die Nettostromerzeugung in Deutschland im *restriktionsarmen Szenario* ist in Abbildung 7 bzw. Tabelle 8 dargestellt. Die Entwicklungen der einzelnen Beiträge sowie deren Ursachen werden im Folgenden jeweils diskutiert.

Die installierte Leistung der **Kernenergie** folgt auch im *restriktionsarmen Szenario* dem 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, womit 2022 das letzte Kernkraftwerk seine Produktion einstellt. 2020 erreichen die dann noch laufenden Blöcke allerdings weiterhin hohe Auslastungen und speisen 63,9 TWh ein.

Für **Steinkohlekraftwerke** ist in dem Szenario keine explizite Reduktion der installierten Leistung vorgenommen; die Kraftwerke werden bis zum Ende ihrer angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren betrieben. Im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung daher 13,5 GW, die durch hohe Vollaststunden von ca. 7.600 h/a 103 TWh Strom erzeugen. Diese hohe Auslastung ergibt sich unter anderem durch einen Rückgang der Kraftwerksleistung außerhalb Deutschlands und der begrenzten Konkurrenzfähigkeit von Gaskraftwerken bei den hinterlegten Gaspreisen. Das Modell nutzt daher die bestehenden und bis 2020 zu verstärkenden Interkonnektoren, um Strom zu exportieren. Bis zum Jahr 2050 sinkt die Leistung der bereits heute existierenden Kraftwerke auf knapp unter 2 GW. In den späteren

Jahren gelingt es den Steinkohlekraftwerken auch immer weniger, hohe Auslastungen zu erzielen. Im Jahr 2040 laufen Steinkohlekraftwerke nur noch 1.800 h/a, in 2050 laufen nur noch Blöcke in KWK-Kraftwerken, die anderen werden stillgelegt. Ein Neubau reiner Kondensationskohlekraftwerke rechnet sich in Deutschland unter den Rahmenbedingungen des Szenarios nicht.

Braunkohleverstromung ist im *restriktionsarmen Szenario* anfangs zunächst sehr konkurrenzfähig; im Jahr 2020 erreichen die dann noch bestehenden Kraftwerke mit einer Leistung von 12,4 GW eine Auslastung von ca. 7.900 h/a. Durch den steigenden CO₂-Preis verliert die Braunkohle im Laufe der Zeit diesen Vorteil. Im Jahr 2040 erreichen die dann verbleibenden Kraftwerke nur noch eine Auslastung von 5.100 h/a, danach werden sie durch den CO₂-Preis schnell aus dem System verdrängt. Diese Lücke wird jedoch von Neubauten mit CCS-Technologie wieder aufgefüllt, überraschenderweise aber erst nach 2030. Von der Möglichkeit, bereits bis 2030 CCS-Leistung zu installieren, macht das Modell keinen Gebrauch. Die Ursache hierfür ist, dass die CO₂-Preise des Jahres 2030 von 35 EUR/t für eine Rentabilität von CCS noch nicht ausreichen. In Deutschland ist durch die bis 2030 sinkende Stromnachfrage und den Zubau der KWK-Leistung der Bedarf an neuer Kraftwerksleistung relativ gering. Nach 2030 ist der Bau der Kraftwerke durch das angenommene exogene technologische Lernen zusätzlich günstiger. Insgesamt werden aber dennoch alle heute existierenden Standorte auf CCS umgerüstet, in 2050 beträgt die installierte Leistung von Braunkohle-CCS-Kraftwerken dann ca. 18 GW in Deutschland, die dann 133 TWh erzeugen.

Die ungekoppelte **Stromerzeugung aus Erdgas** geht auch im *restriktionsarmen Szenario* bis 2020 zunächst sehr stark zurück. Dies liegt zum einen an den recht stark ansteigenden Erdgaspreisen, zum anderem am Netzausbau, der eine bessere Auslastung der Kohlekraftwerke ermöglicht. Die installierte Leistung verbleibt ohne einen Zubau von neuen Kraftwerken bis 2030 bei ca. 6 GW. Danach wird die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken durch die erneuerbaren Energien und CCS-Kraftwerke weitgehend aus dem System gedrängt. Die Gasturbinen, die im *Basiszenario* eine wichtige Rolle in der Leistungsbereitstellung einnehmen, werden komplett durch die CCS-Kraftwerke verdrängt.

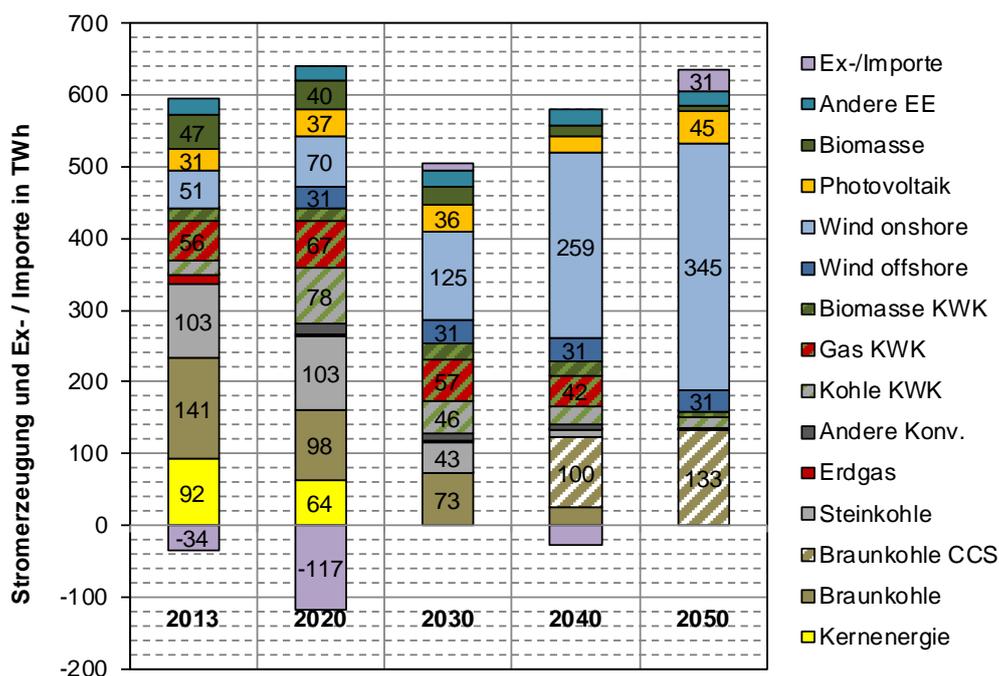


Abbildung 7: Nettostromerzeugung in Deutschland im *restriktionsarmen Szenario*

Tabelle 8: Nettostromerzeugung in Deutschland im *restriktionsarmen Szenario* in TWh

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	92,1	63,9	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	141,2	97,6	72,9	24,2	0,0
Braunkohle CCS	0,0	0,0	0,0	99,8	132,8
Steinkohle	102,9	103,4	42,7	9,3	0,6
Steinkohle CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	12,1	2,1	2,6	0,6	0,0
Erdgas CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere Konventionelle	1,3	13,3	9,5	5,7	2,9
Kohle KWK	19,4	78,4	45,8	27,0	13,9
Gas KWK	55,8	66,6	57,4	41,6	1,6
Biomasse KWK	17,1	16,7	23,7	21,6	6,4
Wind-Onshore	51,2	70,0	124,7	258,8	344,5
Wind-Offshore	0,5	30,7	30,7	30,7	30,7
Photovoltaik	31,0	37,4	35,9	23,2	44,6
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	-116,8	10,0	-27,7	31,1

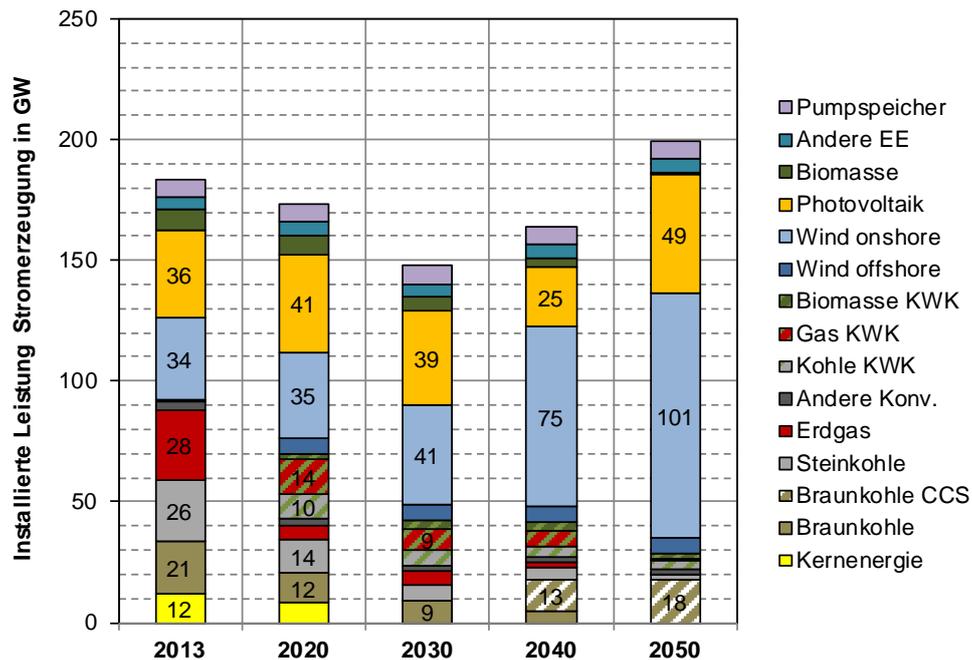


Abbildung 8: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im restriktionsarmen Szenario

Tabelle 9: Nettostromerzeugungsleistung Deutschlands im restriktionsarmen Szenario in TWh

	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
Braunkohle CCS	0,0	0,0	0,0	13,0	17,8
Steinkohle	26,0	13,5	6,1	5,2	1,9
Steinkohle CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	28,4	6,3	5,7	1,8	0,0
Erdgas CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere Konv.	4,1	2,7	2,3	2,3	2,2
Kohle KWK	*	10,4	6,4	4,2	4,1
Gas KWK	*	14,0	9,2	6,8	0,7
Biomasse KWK	*	2,7	3,5	3,4	2,0
Wind onshore	33,7	35,2	40,9	74,7	101,1
Wind offshore	0,6	6,5	6,5	6,5	6,5
Photovoltaik	36,3	40,7	39,0	24,5	49,0
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.)

Tabelle 10: Volllaststunden der Stromerzeugung in Deutschland im *restriktionsarmen Szenario* in h/a

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	7.614	7.883	-	-	-
Braunkohle	6.659	7.876	7.817	5.112	-
Braunkohle CCS	-	-	7.868	7.693	7.469
Steinkohle	3.960	7.646	6.960	1.791	318
Steinkohle CCS	-	-	-	-	-
Erdgas	426	340	463	317	133
Erdgas CCS	-	-	-	-	-
Andere Konventionelle	320	5.030	4.178	2.531	1.313
Kohle KWK	-	7.512	7.183	6.418	3.370
Gas KWK	-	4.772	6.246	6.090	2.365
Biomasse KWK	-	6.148	6.802	6.298	3.254
Wind-Onshore	1.521	1.990	3.051	3.464	3.409
Wind-Offshore	833	4.716	4.716	4.716	4.716
Photovoltaik	854	919	920	947	910
Biomasse	5.561	5.099	4.625	4.310	4.500
Andere EE	4.107	3.682	3.682	3.682	3.682

KWK-Anlagen in Fernwärmenetzen und in der Industrie sind bei den anfangs moderaten CO₂-Preisen dieses Szenarios bis 2030 sehr konkurrenzfähig und werden stark ausgebaut. Besonders in 2020 wird mit 56 % ein sehr großer Anteil vom Modell als Kohle-KWK ausgeführt, Danach sinkt die Stromerzeugung wieder. Die Stromerzeugung dieser Anlagen beträgt in 2030 ca. 127 TWh. In den beiden letzten Dekaden sinkt der Anteil der KWK wieder deutlich ab; dieser Effekt ist grundsätzlich auch im *Basisszenario* zu beobachten, im *restriktionsarmen Szenario* ist die Abnahme der KWK jedoch deutlich stärker: In 2050 beträgt die Stromerzeugung aus KWK Anlagen nur noch 22 TWh.

Der frühe Anstieg der Kohle-KWK ist sicherlich aus Klimaschutzgründen nicht wünschenswert und in der Realität nicht ohne Weiteres in diesem kurzen Zeitraum umzusetzen. Das Ergebnis wurde jedoch bewusst nicht durch eine Änderung der exogenen Vorgaben angepasst, um die daraus zu ziehenden Erkenntnisse nicht zu verfälschen. Die Ergebnisse zeigen, dass in einer bestimmten CO₂-Preisbandbreite KWK sehr attraktiv ist: Bei einem CO₂-Preis von ca. 30 EUR/t wird ein sehr effizienter Umgang mit fossilen Brennstoffen angereizt. Unter den angenommenen Brennstoffpreisen, bei denen der Gaspreis relativ stark steigt, ist Kohle

dort, wo sie verfügbar ist, als Brennstoff sehr attraktiv. Bei höheren CO₂-Preisen sinkt die Wettbewerbsfähigkeit fossiler Brennstoffe in Anlagen, die nicht mit CCS ausgestattet sind. Gerade für die Stromerzeugung werden erneuerbare Energien dann immer wettbewerbsfähiger, so dass das Modell eine ungekoppelte Erzeugung bevorzugt, um die insgesamt eingesetzte fossile Brennstoffmenge zu reduzieren. Es reicht nicht mehr, fossile Brennstoffe effizient einzusetzen, sie müssen vermieden oder mit CCS versehen werden. Insofern hat KWK in gewisser Weise die Funktion einer Brückentechnologie. Andererseits stellen die KWK-Kraftwerke, die bivalent ausgeführt sind, auch gesicherte Leistung zur Verfügung. In Zeiten niedriger EE-Einspeisung, in denen keine oder zu geringe Wärmenachfrage besteht, erzeugen die Anlagen im Kondensationsmodus Strom. Diese gesicherte Leistung wird im *restriktionsarmen Szenario* deutlich stärker durch die CCS-Kraftwerke bereitgestellt und somit sinkt die Bedeutung der KWK. Insgesamt zeigt sich, dass in 2050 noch gesicherte Leistung bereitgestellt werden muss. Welcher Anteil davon durch KWK-Kraftwerke, Gasturbinen oder CCS-Kraftwerke kosteneffizient ist, hängt von den jeweiligen Rahmenbedingungen des Szenarios ab.

Die Stromerzeugung aus **Wind-Onshore** erfährt im *restriktionsarmen Szenario* ein stärkeres Wachstum als im *Basisszenario* und steigt bis auf 345 TWh im Jahr 2050 an. Insbesondere im Zeitraum nach 2030 ist Onshore-Windenergie an sehr guten Standorten die günstigste Erzeugungstechnologie. In dem Zeitraum davor ist das Wachstum moderat. Hier ist zum einen der CO₂-Preis auf einem Niveau, bei dem Windenergie nur an den besten Standorten, zumeist in Norddeutschland, Wettbewerbsvorteile gegenüber KWK-Anlagen hat. Zum anderen werden die Ziele in Bezug auf EE-Anteile auch mit dem moderaten Ausbau an sehr guten Standorten erreicht. Insbesondere in der Periode zwischen 2030 und 2040 erfordern die Ziele dann jedoch eine Phase sehr starken Ausbaus, in denen sich die Erzeugung mehr als verdoppelt. Insgesamt zeigt sich, dass Wind-Onshore die mit Abstand wichtigste Stromerzeugungstechnologie Deutschlands wird.

Die Entwicklung bei **Wind-Offshore** hingegen ist deutlich weniger dynamisch. Das Modell setzt hier tatsächlich nur die Vorgabe um, dass die Projekte, die sich derzeit in Betrieb oder im Bau befinden, bis 2020 umgesetzt werden; dadurch werden 6,5 GW installiert, darüber hinaus findet jedoch kein Ausbau statt. Wind-Onshore bleibt offensichtlich auch im *restriktionsarmen Szenario* die günstigere Technologie, trotz der eher optimistischen Kostenannahmen und der exzellenten Windbedingungen bei Wind-Offshore. Die zusätzlichen Vorteile der Offshore-Windenergie, insbesondere im Bereich Akzeptanz, können im Modell nicht sinnvoll abgebildet werden.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** erreicht im Jahr 2020 eine installierte Leistung von 37 GW. In diesem Szenario gibt es über den Bestand hinaus keine Vorgabe für die Entwicklung der PV-Aufdach- und PV-Freiflächenanlagen. Die Entwicklungen sollen im Folgenden getrennt betrachtet werden.

Das Modell verzichtet vollständig auf einen weiteren Ausbau der PV-Aufdach. Der Grund hierfür liegt in den Mehrkosten der PV-Aufdächanlagen gegenüber PV-Freiflächenanlagen. In der öffentlichen Diskussion werden mit PV-Aufdächanlagen unterschiedliche positive Effekte verbunden, wie z. B.:

- *Diversifizierte Akteurs- und Betreiberstruktur*
- *Schärfung des Bewusstseins und Imagewirkung*
- *Nutzung versiegelter Flächen, keine Absperrwirkung, Entgegenwirken von Versiegelung, Erosionsgefahr und Landschaftseingriff*
- *Ästhetisch-architektonische Gebäudeintegration möglich*
- Eventuell höhere Resilienz dezentraler Strukturen
- Nutzung von (Batterie-)Speichern verbessert Integration
- Vermiedener Netzausbau in den Verteilungsnetzen
- Reduktion der Belastung des Übertragungsnetzes durch lokale Deckung der Nachfrage
- Spitzenleistungsnutzung auch in netzschwachen Gebieten

Die vier erstgenannten (kursiven) Punkte sind ökonomisch nur schwer zu betrachten: Der ökonomische Mehrwert einer diverseren Akteursstruktur lässt sich ebenso schwer quantifizieren wie die eventuelle höhere Ästhetik gebäudeintegrierter Anlagen. Dies aber soll keinesfalls bedeuten, dass dies keine wichtigen Aspekte sein können, sie lassen sich nur in ökonomischen Energiesystemmodellen nicht adäquat abbilden. Die Aspekte dienen der Akzeptanz, die vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Energiewende eine der wichtigsten „Ressourcen“ darstellt.

Die mögliche Vorteilhaftigkeit dezentraler Strukturen im Bereich der Resilienz wird im Rahmen dieser Studie zu einem späteren Zeitpunkt in einem weiteren Szenario diskutiert werden. Ob und inwieweit dezentrale Systeme resilienter sind, lässt sich derzeit nicht pauschal sagen.

Die Vorteile einer Nutzung von Batteriespeichern sind bei näherer Betrachtung nicht eindeutig. Als einfaches Beispiel sei ein fiktives Dorf aufgeführt, in dem jedes zweite Haus mit einer PV-Aufdachanlage und mit einem Batteriespeicher ausgestattet ist. Das Verteilungsnetz muss dennoch so ausgelegt werden, dass in einer dunklen Winterperiode die Last gedeckt werden kann. Wäre die PV-Leistung statt-

dessen als PV-Freiflächenanlage mit einem Speicher ausgeführt, ergäben sich geringere Kosten: Sowohl PV-Anlage(n) als auch die Batteriespeicher profitieren hier von der einfacheren Installation und der Skalenökonomie. Das in diesem System eingesetzte Stromsystemmodell hat die Möglichkeit, das letztgenannte System zu installieren, wobei statt Batteriespeichern günstigere Pumpspeicher zur Verfügung stehen (siehe Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3.3, „Stromspeichertechnologien“).

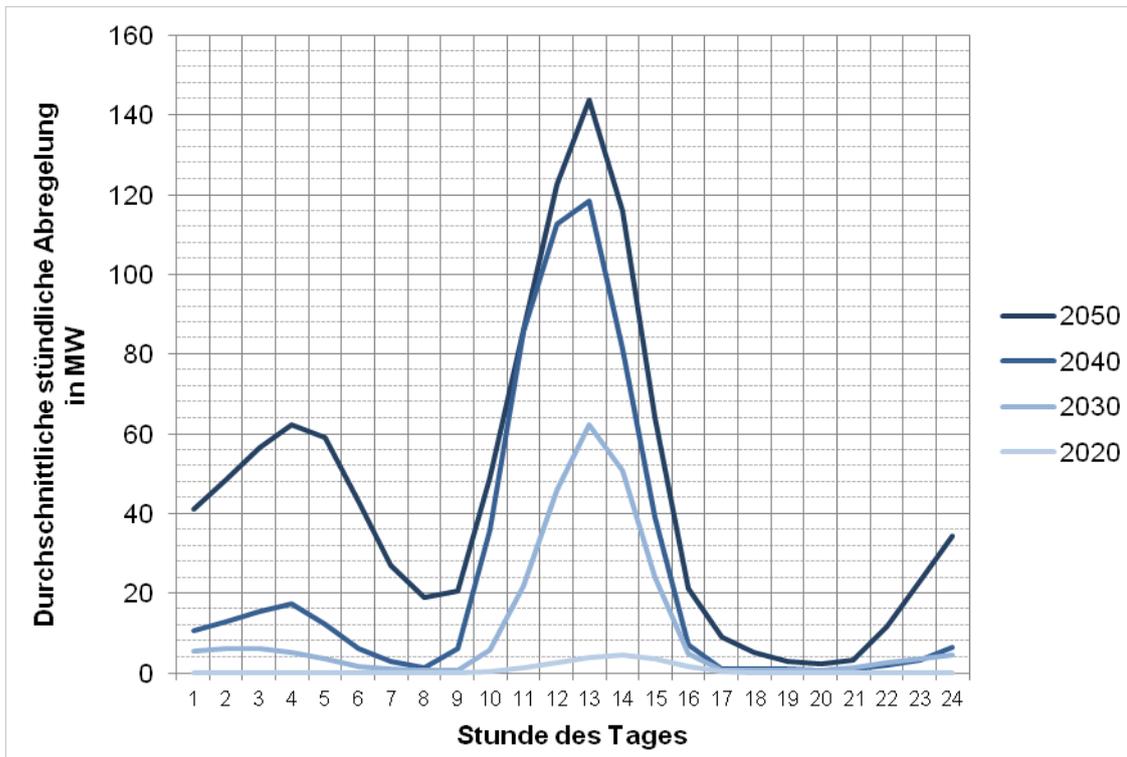
Die drei letztgenannten Punkte der Aufzählung werden in den eingesetzten Modellen bereits berücksichtigt und die möglichen Vorteile dabei teilweise widerlegt. Der Ausbau der PV-Aufdach erfordert, zumindest ab bestimmten Schwellenwerten, auch einen zusätzlichen Ausbau der Verteilungsnetze. Auch für das Übertragungsnetz ist zwar die räumliche Verortung der Einspeisung wichtig, also z. B. welchem Übertragungsnetzknoten PV-Anlagen zugeordnet sind. Ob diese Anlagen aber auf einem Dach oder auf einer Freifläche installiert werden, ist für Übertragungsnetzfragen irrelevant.

Das Modell betrachtet nur die techno-ökonomischen Aspekte. In diesen sind die PV-Aufdachanlagen letzten Endes bei gleicher Erzeugung teurer. In der Folge wird das Modell in jeder Region keine PV-Aufdachanlagen installieren, solange auf PV-Freiflächen noch Potenzial vorhanden ist.

Auch der PV-Freiflächenausbau ist im *restriktionsarmes Szenario* zunächst jedoch geringer als im *Basisszenario*. Bis 2030 kommt es nur in der südlichsten Region zu einem leichten Ausbau von unter 1 GW. Danach baut das Modell die PV-Freiflächenanlagen jedoch stärker aus als im *Basisszenario*: bis 2040 auf 18 GW, bis 2050 auf 48,5 GW. Da bis dahin im deutschen Stromsystem durch das sukzessive Ausscheiden der Bestandsanlagen keine PV-Aufdachanlagen mehr vorhanden sind, können größere PV-Freiflächenleistungen integriert werden.

Der insbesondere in den beiden ersten Dekaden sehr schwache PV-Ausbau ist eine Folge mehrerer Faktoren. Obwohl das Modell deterministisch vorgeht, werden jeweils 8.760 Stunden pro Jahr mit realen Wetterdaten abgebildet. Zum Verständnis des Ergebnisses muss man sich daher die hinter den Daten liegende Stochastik vergegenwärtigen. Zunächst einmal erfolgt in dem Szenario aufgrund der besseren Standortbedingungen ein deutlicher Ausbau der PV in den Ländern Südeuropas. Dies führt dazu, dass insbesondere im Sommer in der Mittagszeit die europäischen Netze häufig eine hohe Einspeisung aus PV erfahren. In diese Netze dann zusätzlich Strom einzuspeisen; gelingt nur begrenzt, der Strom müsste häufig abgeregelt werden. Diese Problematik soll in Abbildung 9 verdeutlicht werden:

Trotz des starken Netzausbaus und der DSM-Optionen müssen in 2050 nur ca. 9 TWh in ganz Europa abgeregelt werden, was etwa 0,3 % der Stromproduktion aus Wind und PV in Europa entspricht. Die modellierten Optionen, um diese Energiemengen aufzunehmen, wären zu kostspielig und würden daher die Gesamtkosten erhöhen. Es ist insofern nicht kosteneffizient, „jede Kilowattstunde“ zu integrieren. Diese Abregelung tritt aber im Wesentlichen zu zwei Tageszeiten auf: Spät in der Nacht, wenn Windenergie aufgrund der niedrigen Last nicht genutzt werden kann, und zur Mittagszeit. Würden in Deutschland zusätzliche PV-Anlagen errichtet, würden diese relativ häufig abgeregelt werden, was die spezifischen Kosten der tatsächlich nutzbaren Energiemengen erhöht. Eine PV-Leistung, die nahe an der maximalen Last des jeweiligen Landes liegt, führt im Sommer insbesondere dann häufig zu Abregelung, wenn gleichzeitig auch eine nennenswerte Windeinspeisung auftritt. Insofern ist der moderate Ausbau der PV in Deutschland eine Folge des generellen PV-Einspeiseprofiles, der Konkurrenz aus südlichen Ländern sowie der nicht unbeschränkt zum Mittag hin verschiebbaren Stromnachfrage und der nicht vollständig modellierten Flexibilitätspotenziale.



(Stunde des Tages nach deutscher Zeitzone)

Abbildung 9: Verteilung der in 2050 in ganz Europa abgeregelten Energiemenge nach Stunden

Im **Stromhandel mit dem Ausland** erfolgt im Zeitverlauf eine Trendwende. Während im Jahr 2020 noch ein deutlicher Export von 117 TWh in die Nachbarländer erfolgt, kommt es in den folgenden Dekaden zu einem Rückgang des Exports und schließlich zu einem Nettoimport, der bis 2050 31 TWh erreicht. Zentrale Ursache für diese Entwicklung sind günstigere Potenziale für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland. So sind im europäischen Ausland Potenziale in Höhe von ca. 1.800 TWh mit Stromerzeugungskosten von bis zu 50 EUR/MWh verfügbar, während in Deutschland zu diesen Kosten nur ca. 100 TWh verfügbar sind. Allerdings sind die Importe in dem Szenario in 2050 deutlich niedriger als im *Basisszenario*, was im Abschnitt 2.6.2 näher erläutert wird.

Ein Ausbau von **Stromspeichertechnologien** findet auch im *restriktionsarmen Szenario* nicht statt. Dieses Ergebnis ist überraschend, besonders vor dem Hintergrund der in ganz Europa äußerst hohen EE-Anteile. Wie in allen Szenarien wird

dem Modell die Möglichkeit gegeben, Speicherdummies⁶ auszubauen, welche die Eigenschaften und Kosten von großen Pumpspeicherkraftwerken widerspiegeln und die als Tagesspeicher mit einem Speichervolumen von 8 Stunden ausgestattet sind. Solange selbst diese günstige Form der Stromspeicherung nicht kosteneffizient ist, müssen alternative, teurere Technologien nicht abgebildet werden. Dennoch wurden in Sensitivitätsrechnungen auch andere Parametrierungen, z. B. saisonale Speicher mit größeren Speichervolumen, getestet; diese führten zu keinem anderen Ergebnis. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass es für die Stromspeicher schwierig ist, die für einen kosteneffizienten Betrieb notwendigen Speicherzyklen zu erreichen.

Als Beispiel sei hier eine Woche mit hohen EE-Überschüssen in Deutschland genannt. Das Modell wird an dieser Stelle zunächst versuchen, den Strom möglichst effizient, d. h. mit geringen Verlusten und dabei dennoch effektiv zu nutzen. Hierzu steht zunächst mit einem möglichen Export in andere Regionen eine attraktive Option zur Verfügung; die Verluste sind dabei erst über lange Distanzen problematisch und durch den hohen Netzausbau des Szenarios können häufig große Strommengen exportiert werden. Ist in der gesamten Region die EE-Einspeisung hoch, wird das Modell zunächst DSM-Maßnahmen einsetzen und insbesondere in den späteren Jahren Stromüberschüsse über Power-to-Heat in den Wärmesektor überführen. Nützlich sind Speicher besonders dann, wenn nach der Überschussphase eine Unterdeckung auftritt. Folgt nun nach der Starkwindwoche eine Schwachwindphase, die in der ganzen Region auftritt, können die Speicher genutzt werden. Hier ist allerdings das Speichervolumen schnell erschöpft. Würde auf jede Starkwindwoche eine Woche mit schwachen Windgeschwindigkeiten folgen, könnten die Speicher pro Jahr also 26 Zyklen durchlaufen und dabei bei einem Speichervolumen von acht Stunden 208 Volllaststunden erreichen. Dies ist weit entfernt von einem kosteneffizienten Betrieb. In der Vergangenheit lohnten sich Pumpspeicher dadurch, dass sie einen eher täglichen Zyklus erreicht haben; nachts erfolgte die Einspeicherung günstigen Stroms, tagsüber die Ausspeicherung. Durch einen solchen Betrieb können 2.000 bis 3.000 Volllaststunden erreicht werden. Obwohl großskalige Stromspeicher also auf den ersten Blick eine EE-Integrationsmöglichkeit darstellen, zeigt sich, dass sie zumindest unter den Rahmenbedingungen des *restriktionsarmen Szenarios* und auch des *Basisszenarios* nicht kosteneffizient betrieben werden können.

⁶ Eine genaue Erläuterung zu den „Speicher-Dummies“ findet sich im Berichtsmodul 2 „Modelle und Modellverbund“, Abschnitt 3.3.3, „Stromspeichertechnologien“.

2.3.3 Analyse stundenscharfer Erzeugung

Im Folgenden sollen die internen Wirkungsweisen und Effekte der Stromsystemmodellierung anhand der stundenscharfen Deckung von Angebot und Nachfrage beispielhaft dargestellt werden. Dabei wird im Hinblick auf die Wetterdaten jeweils die gleiche Woche des Jahres für die im Modell betrachteten Stützjahre gezeigt. Die Wetterdaten, die für die EE-Einspeisung maßgeblich sind, basieren auf dem Jahr 2010. Die Abbildungen zeigen, wie das Stromsystem sich im Laufe der Zeit ändert und wie die verschiedenen Komponenten zusammenspielen.

Winterwoche

In der folgenden Abbildung ist die stundenscharfe Stromerzeugung in Deutschland anhand einer Beispielwoche im Winter für die berechneten Stützjahre dargestellt. Die Woche zeichnet sich durch eine interessante Wetterlage aus, da zu Beginn der Woche eine moderate Windeinspeisung herrscht, die dann bis zur Mitte der Woche fast komplett nachlässt und dann gegen Ende der Woche wieder stark ansteigt.

Im Jahr 2020 laufen die verbleibenden Kernkraftwerke und die Braunkohle im Grundlastbetrieb. Die Steinkohle läuft ebenfalls weitestgehend durch; lediglich in Zeiten der höchsten Windeinspeisung senkt die Steinkohle ihre Erzeugung leicht ein. In den Zeiten höherer Windeinspeisung werden signifikante Strommengen exportiert. Dies gilt insbesondere für das Ende der Woche, geschieht aber auch nachts. In Zeiten geringer Windenergieerzeugung und hoher Nachfrage wird Strom importiert. Die bestehenden Pumpspeicher und Gaskraftwerke werden vergleichbar eingesetzt. Dieses Bild unterscheidet sich vom *Basisszenario* hauptsächlich in der etwas höheren KWK-Erzeugung.

Dieses Bild verändert sich bereits im Jahr 2030. Kernenergie ist nun in Deutschland nicht mehr vorhanden und die ungekoppelten Steinkohlekraftwerke laufen deutlich reduziert. Den Braunkohlekraftwerken gelingt es dadurch, weiter fast komplett im Grundlastbetrieb zu bleiben. Die Stromexporte zu Zeiten hoher Windenergieerzeugung nehmen deutlich ab, während die Importe in Zeiten hoher Residuallast in der Mitte der Woche enorm ansteigen. Die KWK-Erzeugung ist gegenüber der Vordekade bereits sichtbar reduziert. In einigen wenigen Stunden werden auch Gasturbinen eingesetzt, um in Zeiten hoher Residuallast die Nachfrage zu decken.

In den weiteren Dekaden bis 2050 setzen sich viele dieser Entwicklungen fort. Im direkten Vergleich der Abbildungen zeigt sich jedoch der deutliche Anstieg in der

Stromnachfrage der Wärmepumpen und der Elektromobilität. Gaskraftwerke werden fast gar nicht eingesetzt und der Import in den Zeiten hoher Residuallast steigt weiter an. Der deutliche Ausbau der Windenergie führt nun am Wochenende wieder verstärkt zu Stromexport; dies liegt auch an der starken Diffusion der CCS-Braunkohlekraftwerke. Deren Erzeugung profitiert, wie bereits geschildert, stark vom nationalen und internationalen Netzausbau. Dadurch gelingt es den Anlagen, nahezu ununterbrochen Strom einzuspeisen und hohe Auslastungen zu erzielen. In dieser Woche muss nur in den Nächten von Freitag und Samstag die Produktion reduziert werden. Je nach Flexibilität der Kraftwerke könnte für solch kurze Reduktionen auch eine EE-Abregelung kostengünstiger sein.

Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen geht bis 2050 stark zurück, wobei diese Entwicklung in dieser Winterwoche weniger stark ausgeprägt ist als in der weiter unten diskutierten Sommerwoche. Die Stromerzeugung aus Biomasse, die 2020 noch einen vergleichsweise großen Anteil hatte, geht immer weiter zurück und verschwindet bis 2050 fast gänzlich aus dem System. Am Mittwoch und Donnerstag der Woche wird die Nachfrage aufgrund des begrenzten EE-Angebots in Deutschland zu großen Teilen aus Importen gedeckt, die insbesondere im Jahr 2050 zum größten Teil ebenfalls aus erneuerbaren Quellen stammen.

Restriktionsarmes Szenario

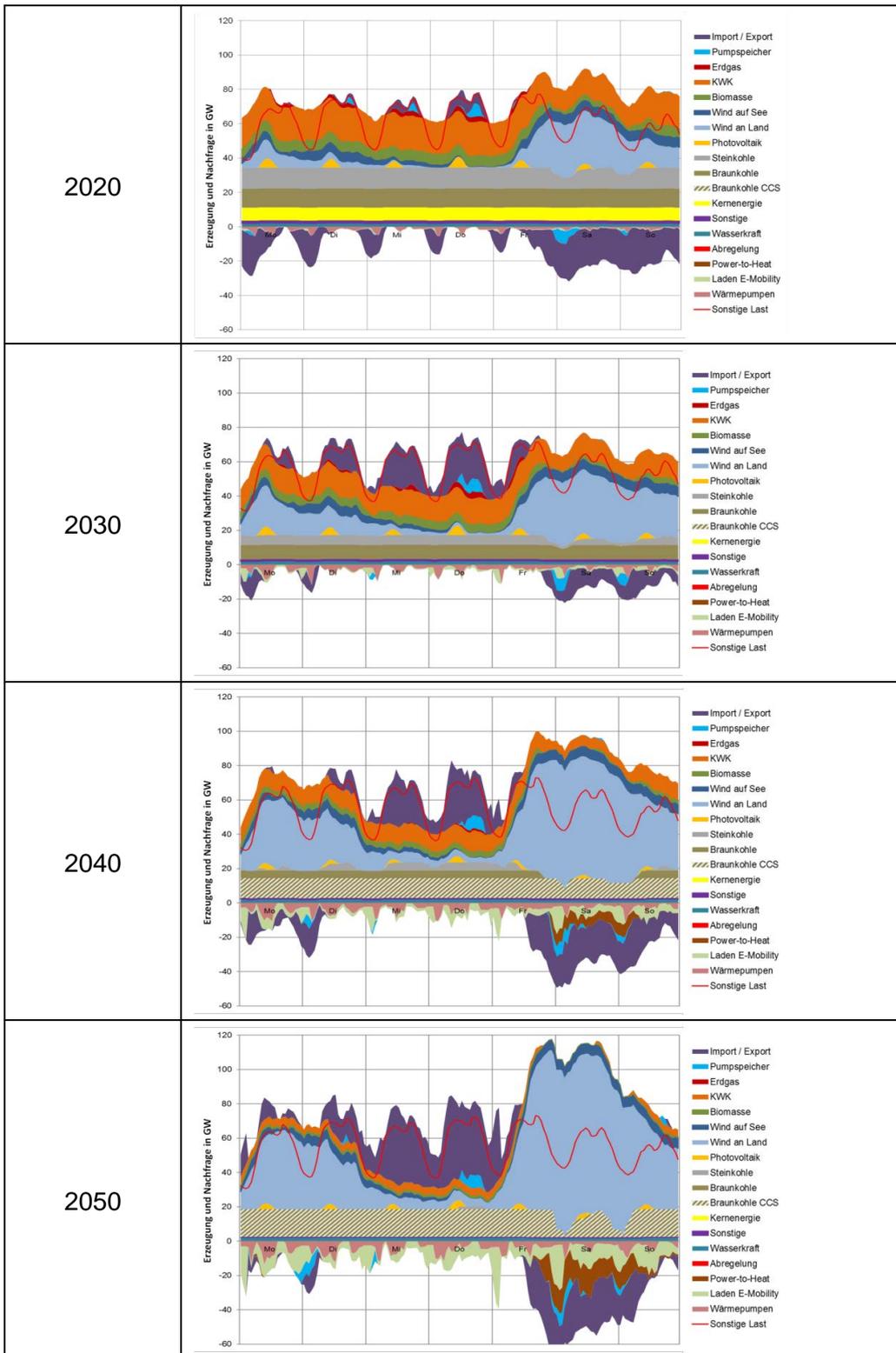


Abbildung 10: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 2 (restriktionsarmes Szenario)

Sommerwoche

In der folgenden Abbildung ist die stundenscharfe Stromerzeugung in der Kalenderwoche 24 dargestellt. Diese Woche zeichnet sich durch hohe Sonneneinstrahlung und unterschiedliche Windwetterlagen aus. Während zu Beginn der Woche und zu Beginn des Wochenendes hohe Winderzeugung möglich ist, ist in der Mitte der Woche wenig Stromerzeugung aus Windenergie möglich.

Auch in dieser sommerlichen Woche läuft die Kernenergie im Jahr 2020 im Grundlastbetrieb. Die Braun- und Steinkohle können fast durchgehend betrieben werden. Auch die KWK erzeugt in dieser Woche auf hohem Niveau Strom. In Zeiten, in denen hohe Winderzeugung und hohe Solarerzeugung gleichzeitig auftreten und somit eine geringe Residuallast erzeugen, kommt es zu deutlichem Stromexport. In einzelnen Stunden kommt es abends bei geringer Windenergieeinspeisung auch zu Stromimporten. Diese fallen jedoch im Vergleich zur Winterwoche deutlich geringer aus. Die Gaskraftwerke kommen nicht zum Einsatz.

Im Jahr 2030 ist keine Kernenergie mehr im deutschen Stromversorgungssystem vorhanden. Die Kohlekraftwerke können durch die EE-Einspeisung nicht mehr kontinuierlich betrieben werden. Ob diese Betriebsweise technisch möglich ist, scheint insbesondere für die Braunkohlekraftwerke fraglich. Sollte dies nicht möglich sein, müssten in diesem Szenario ggf. fossile Kraftwerke ohne CCS vor dem Ende ihre Lebensdauer durch CCS-Kraftwerke ersetzt werden. Die CCS-Kraftwerke weisen aufgrund der steigenden CO₂-Preise geringere variable Kosten auf und würden dadurch weniger häufig aus dem Markt gedrängt. Die Exporte in den Zeiten höherer EE-Erzeugung sinken deutlich ab und die Importe in Zeiten ohne größere Winderzeugung in Deutschland steigen deutlich an.

Bis zum Jahr 2040 steigt insbesondere die Windenergieeinspeisung an, während die Photovoltaik durch die Stilllegung von Anlagen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreichen, sogar etwas abnimmt. Ungekoppelte Stromerzeugung aus Kohle verschwindet bis 2050 komplett aus dem System, doch auch die Erzeugung in KWK-Anlagen geht besonders im Sommer zurück. Während die Industriellen KWK-Anlagen noch Strom produzieren, ist die Wärmenachfrage in den Nah- und Fernwärmenetzen im Sommer durch den entfallenden Heizbedarf deutlich geringer und senkt somit auch die Stromproduktion der Anlagen. Den CCS-Kraftwerken gelingt, wie in der Winterwoche, ein nahezu kontinuierlicher Betrieb. Die Stromnachfrage der Wärmepumpen ist ebenfalls geringer und begrenzt damit die DSM-Potenziale. Auch in der Sommerwoche geht die Stromerzeugung aus Biomasse mit der Zeit stark zurück. Von Dienstag bis Donnerstag wird in dieser Woche sowohl in 2040 als auch in 2050 ein hoher Anteil der Nachfrage durch Importe gedeckt.

Restriktionsarmes Szenario

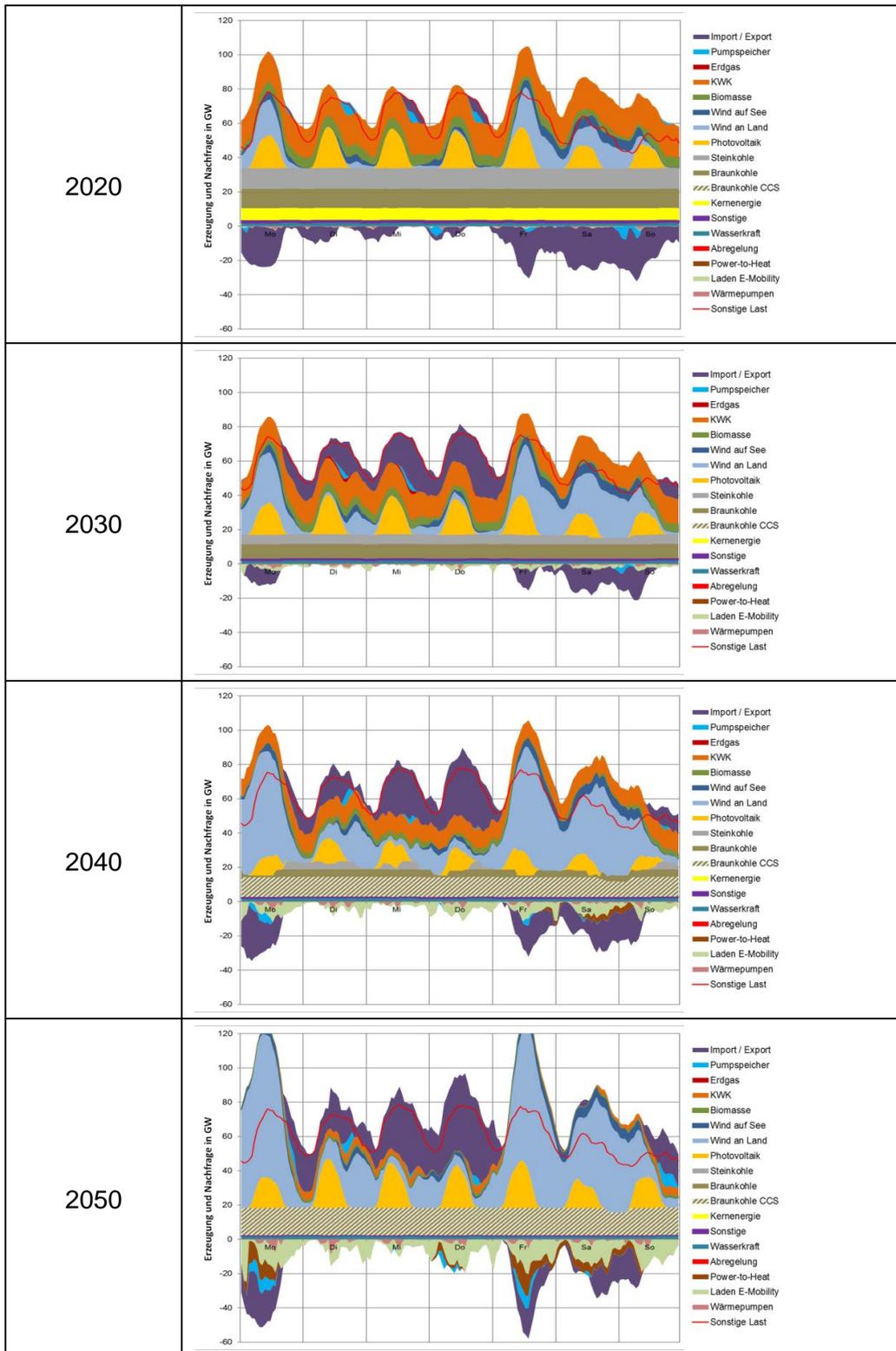


Abbildung 11: Stündliche Stromerzeugung in Deutschland Kalenderwoche 24 (restriktionsarmes Szenario)

2.3.4 Stromhandel

Die Analyse der jährlichen und stundenscharfen Erzeugung hat gezeigt, dass das Modell den Stromhandel zwischen Regionen in erheblichem Umfang zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage benutzt. Dieses Bild zeigt sich auch in der Entwicklung des Stromhandels. Als Indikator wird hier der Quotient aus Bruttostromhandel über Regionengrenzen hinweg und der Stromnachfrage berechnet. In der folgenden Abbildung ist dieser Indikator zum einen für ganz Europa und zum anderen nur für Stromhandel über Regionengrenzen innerhalb Deutschlands hinweg dargestellt. Der Indikator für Europa steigt kontinuierlich von 14 % im Jahr 2020 bis auf 39 % im Jahr 2050. Der Indikator für den Stromhandel innerhalb Deutschlands beträgt im Jahr 2020 bereits 23 % und steigt auf 71 % im Jahr 2050. Im Folgenden sollen die regionalen Handelsflüsse genauer analysiert werden.

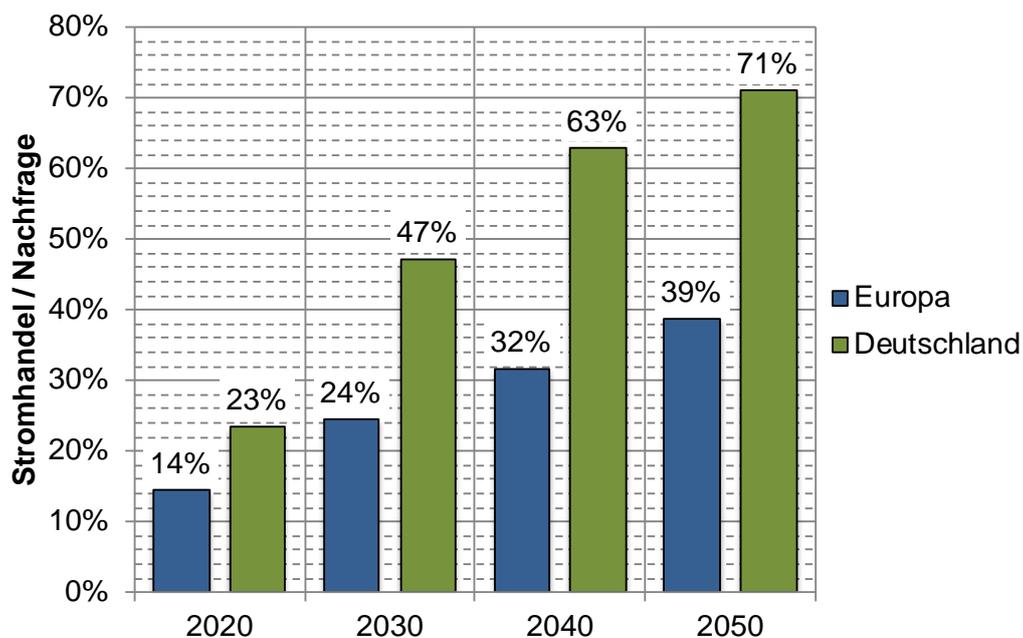


Abbildung 12: Stromhandelsindikator im *restriktionsarmen Szenario*

In Abbildung 13 ist die Entwicklung der jährlichen Nettohandelsflüsse für Deutschland und seine direkten Nachbarländer dargestellt. Im Jahr 2020 zeigt sich folgendes Bild: Frankreich exportiert auf allen Verbindungen in den Norden und Westen Strom. In Deutschland fallen insbesondere zwei Handelsflüsse auf: zum einen aus der nordwestdeutschen Region DE_1 in den Westen und zum anderen aus der ostdeutschen Region DE_5 in Richtung Süddeutschland.

Im Jahr 2030 verstärken sich die geschilderten Flüsse. Zusätzlich entstehen aus Norwegen heraus weitere Handelsflüsse Richtung Dänemark und Schweden. Über die Verbindung mit Dänemark entsteht ein weiterer Importfluss nach Deutschland, der zum Teil durch Windenergie in Dänemark entsteht. In den Dekaden 2040 und 2050 verstärken sich diese Handelsflüsse weiter. Es entstehen ein deutlich sichtbarer Korridor zwischen Dänemark und Westdeutschland und weitere Korridore zwischen Norddeutschland und Ostdeutschland Richtung Süden. Die Verbindung zwischen Norwegen und Schweden wächst ebenfalls durch den Ausbau der Windenergie in Norwegen auf. Im Vergleich zum *Basisszenario* fällt auf, dass die generellen Transportkorridore identisch sind, sich jedoch in ihrem Transportvolumen unterscheiden.

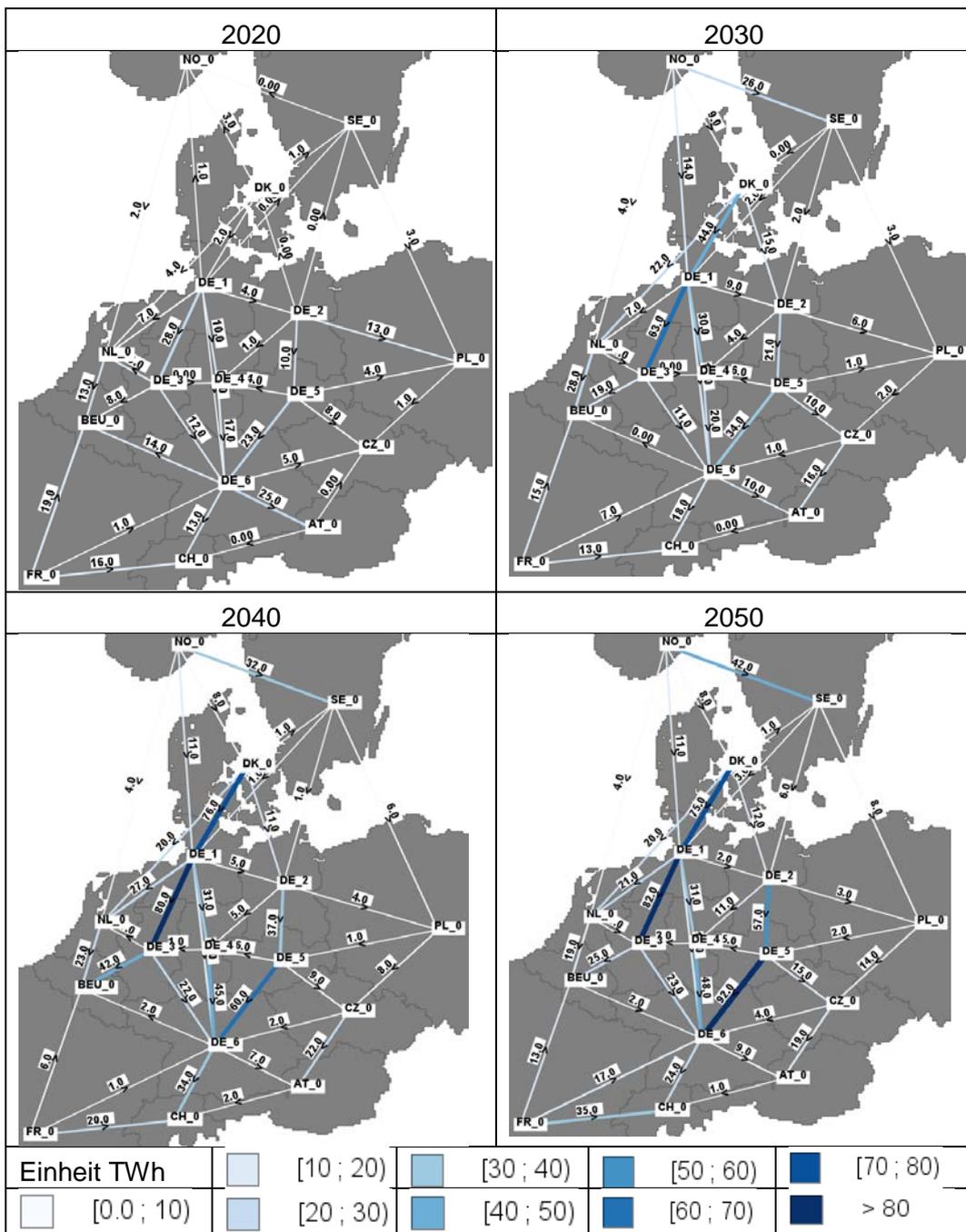


Abbildung 13: Stromhandel im restriktionsarmen Szenario

2.4 Regionaler Ausbau erneuerbarer Energien

Windenergie an Land

Der Ausbau der Windenergie an Land – dargestellt in Abbildung 14 – erfolgt im *restriktionsarmen Szenario* in einem noch stärkeren Ausmaß kostenoptimiert als im *Basisszenario*. Dabei werden die Folgekosten, die z. B. durch Leitungsausbau oder andere Integrationsmaßnahmen entstehen, berücksichtigt. Dennoch zeigt sich, dass auch unter Berücksichtigung dieser Integrationskosten Windenergieausbau an den guten Standorten kosteneffizient ist.

In den folgenden Abbildungen ist der regionale Ausbau der Windenergie an Land dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Stromerzeugung aus Windenergie an Land in der Gesamtregion über den Zeitverlauf deutlich ansteigt. Am deutlichsten ist der Zuwachs neben Deutschland auf den Britischen Inseln und in Frankreich; hier überschreitet die Stromerzeugung aus Wind an Land im Jahr 2050 die Marke von 365 bzw. 318 TWh. Generell wird die Windenergie an Land aber in allen Ländern stark ausgebaut.

In Deutschland steigt die Stromerzeugung aus Wind an Land von 70 TWh in 2020 auf 345 TWh in 2050. Der Ausbau in Deutschland konzentriert sich anfangs eng auf die Küstenregionen der Nord- und Ostsee. Nach Ausschöpfung der besten Potenziale wandert der Ausbau der Windenergie bis zum Jahr 2050 schrittweise ins Binnenland. Im Vergleich mit dem *Basisszenario*, dargestellt in Abbildung 15, wird ersichtlich, dass im *restriktionsarmen Szenario* die Anlagen in Deutschland dabei in den beiden letzten Dekaden bis weiter in den Süden Deutschlands ausgebaut werden, als dies im *Basisszenario* der Fall ist. Dennoch bleiben gerade in Süddeutschland große Teile des Erzeugungspotenzials ungenutzt.

Durch die Konzentration des Ausbaus auf die besten Standorte und die Optimierung von Anlagenhöhe und -auslegung werden sehr hohe Auslastungen (Volllaststunden) der Windenergieanlagen erreicht. Aus diesem Grund fallen die installierten Leistungen insbesondere bis 2030 auf den ersten Blick moderat aus. In Deutschland erreicht die installierte Leistung in 2050 101 GW. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich hier zumeist um sehr hohe Anlagen mit Nabenhöhen bis zu 160 m und großen Rotordurchmessern handelt. Ein direkter Vergleich mit in der Vergangenheit installierten Anlagen allein über die installierte Leistung ist aus diesem Grund kaum sinnvoll möglich; die erzeugten Energiemengen stellen hier eine zweckmäßigere Größe dar. Die vollständige Ausnutzung der Potenziale an vielen Topstandorten verdeutlicht auch die hohe Bedeutung der getroffenen Annahmen zur Flächenverfügbarkeit, die in entscheidendem Maße bestimmen, wie viel Stromerzeugung an diesen Standorten möglich ist.

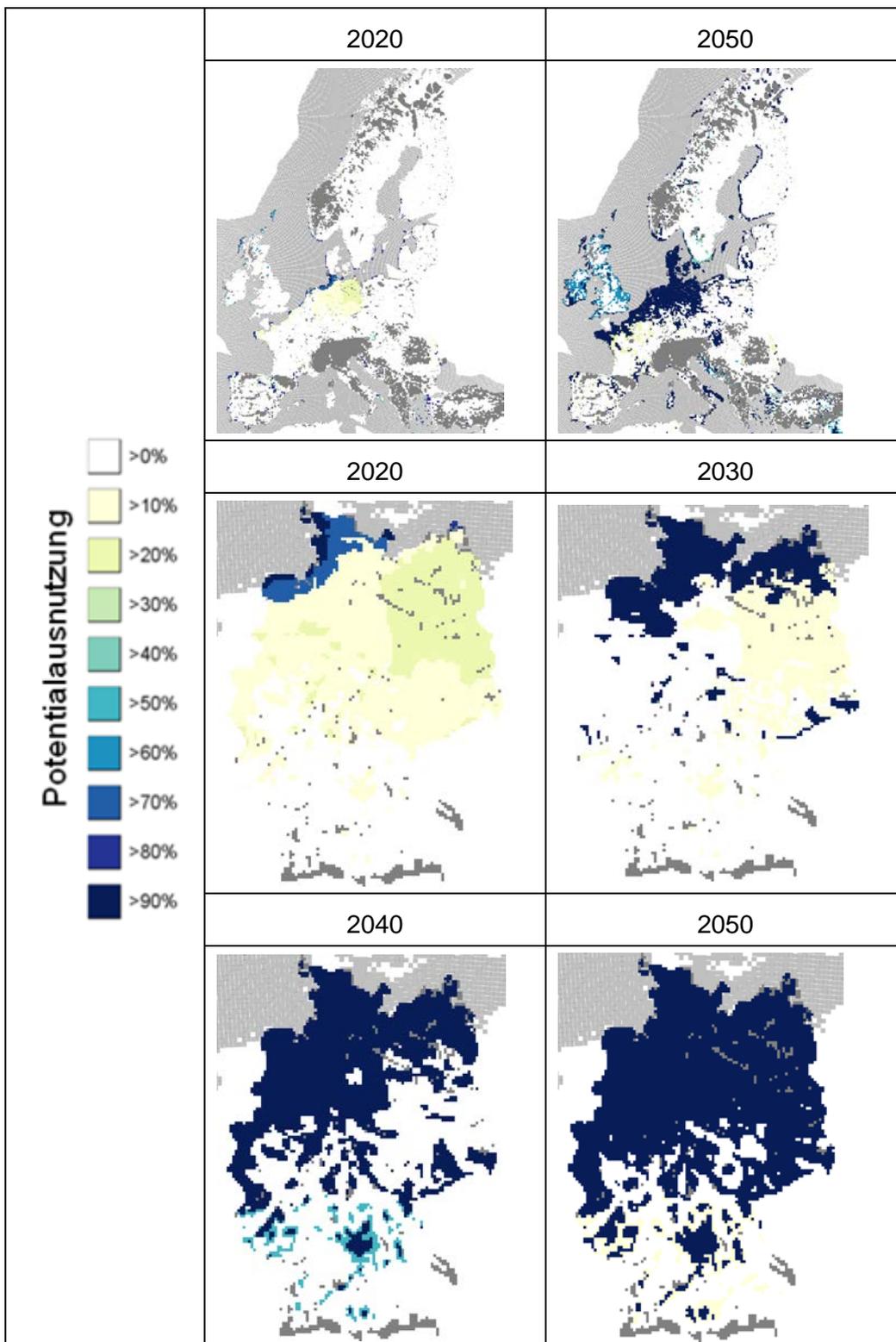


Abbildung 14: Potenzialausnutzung Windenergie an Land im *restriktionsarmen Szenario*

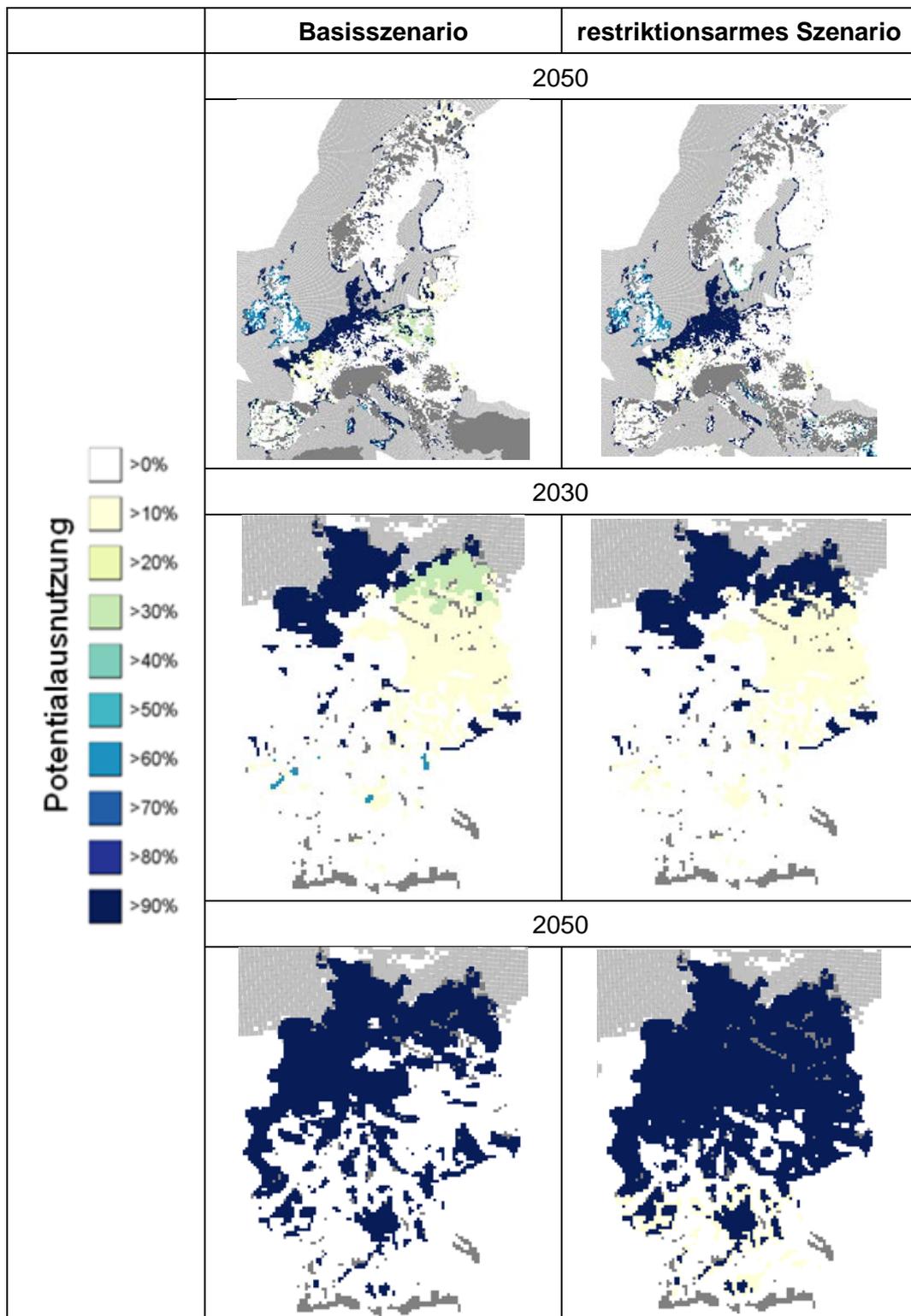


Abbildung 15: Potenzialausnutzung Windenergie an Land im Vergleich: *Basisszenario* (links) und *restriktionsarmes Szenario* (rechts)

PV-Freiflächenanlagen

Der Ausbau der PV-Freiflächen erfolgt im *restriktionsarmen Szenario* insbesondere in den beiden letzten Dekaden auf substanziellem Niveau. Die Stromerzeugung erreicht im Jahr 2020 ca. 151,2 TWh in Europa. In den folgenden Dekaden steigt die Stromproduktion aus PV-Freiflächen in Europa relativ stark bis auf 433,2 TWh im Jahr 2050 an. Der Ausbau der PV erfolgt dabei in der europäischen Perspektive entsprechend der Potenziale. Der Ausbau beginnt am stärksten in der sonnigen Mittelmeerregion und wandert bis 2050 entsprechend der Potenzialausschöpfung schrittweise nach Norden.

In Deutschland (siehe Abbildung 16) wird dieses Bild durch den starken Einfluss der bereits bestehenden Anlagen etwas verzerrt. Im Jahr 2020 erfolgt die größte Ausnutzung des vorhandenen Potenzials in Süd- und Ostdeutschland. Im Jahr 2040 sind die bereits heute installierten Anlagen teilweise bereits nicht mehr vorhanden. Der Ausbau der PV konzentriert sich somit modellendogen und kostengetrieben stärker im Süden; allerdings werden in diesem Szenario im Westen und im Norden Deutschlands bereits Potenziale genutzt, die im *Basisszenario* zu diesem Zeitpunkt noch nicht erschlossen werden. Bis 2050 wird im *restriktionsarmen Szenario* das gesamte Freiflächenpotenzial genutzt. Dies macht deutlich, dass die Annahmen zur Flächenverfügbarkeit hier ein zentraler Faktor sind.

PV-Aufdachanlagen

Im *Basisszenario* wird die Leistung der PV-Aufdachanlagen annahmegemäß bis auf 39 GW erhöht. Das Modell kann diese Vorgabe über den gesamten Zeithorizont nicht unterschreiten, wobei es jedoch über die Zeit die Leistung etwas stärker im Süden konzentriert. Im *restriktionsarmen Szenario* gibt es keine diesbezügliche Bedingung. Wie in Abschnitt 2.3.2 schon dargelegt, sind PV-Aufdachanlagen über den gesamten Zeitraum in der Kostenoptimierung nicht konkurrenzfähig zu PV-Freiflächenanlagen. Letztere liefern das gleiche Einspeiseprofil zu geringeren Kosten. PV-Aufdachanlagen werden im *restriktionsarmen Szenario* daher am Ende ihrer Lebensdauer nicht ersetzt (siehe Abbildung 17). In der letzten Dekade kommt es zu einem geringfügigen Ausbau von ca. 0,5 GW im Süden Deutschlands. Dieser begründet sich darin, dass offensichtlich auch nach dem Ausschöpfen des PV-Freiflächenpotenzials ein weiterer PV-Ausbau auch zu den höheren Kosten der PV-Aufdachanlagen kosteneffizient ist, allerdings nur in sehr geringem Umfang.

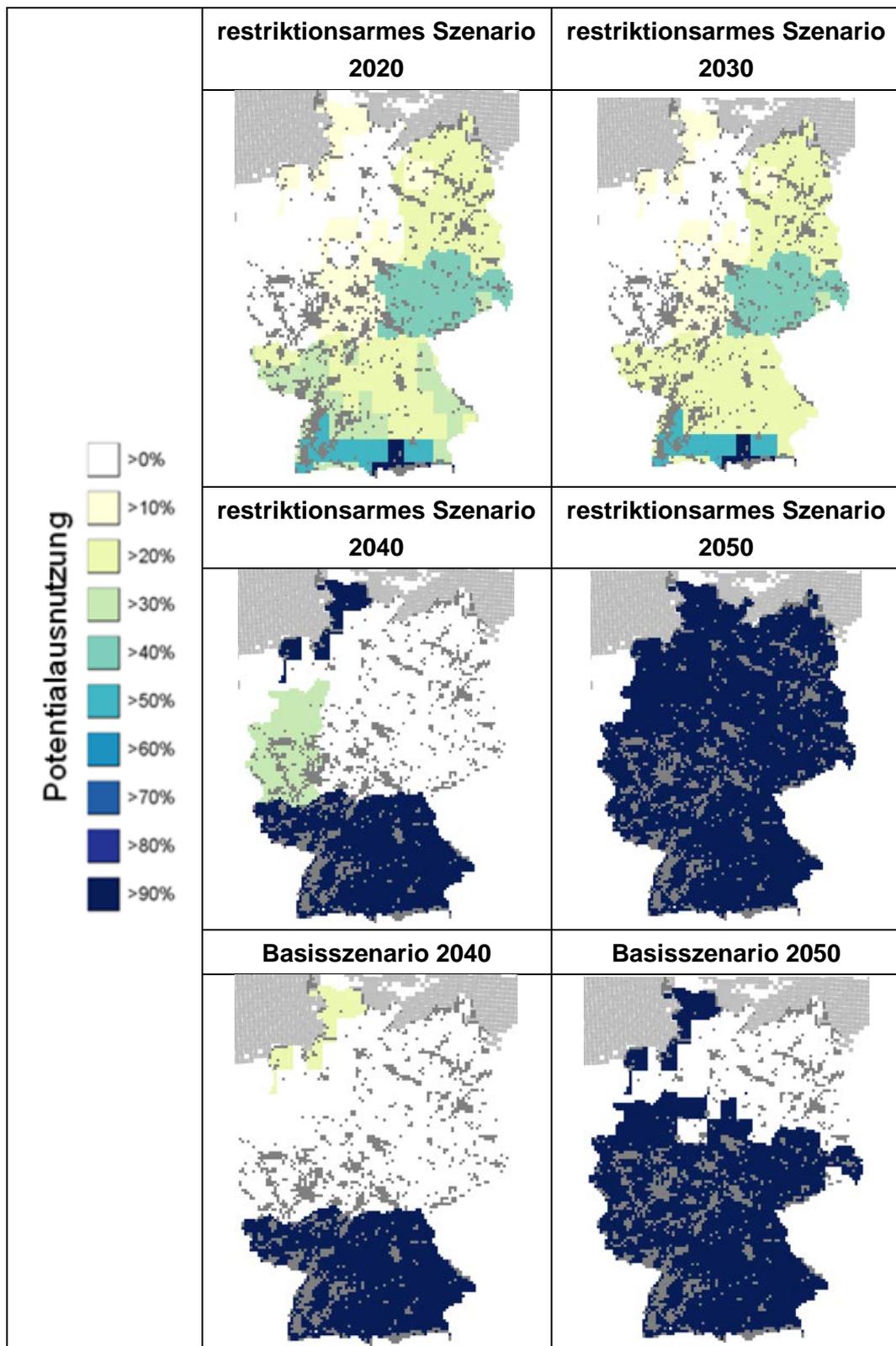


Abbildung 16: Potenzialausnutzung PV (Freifläche) im *restriktionsarmen Szenario*

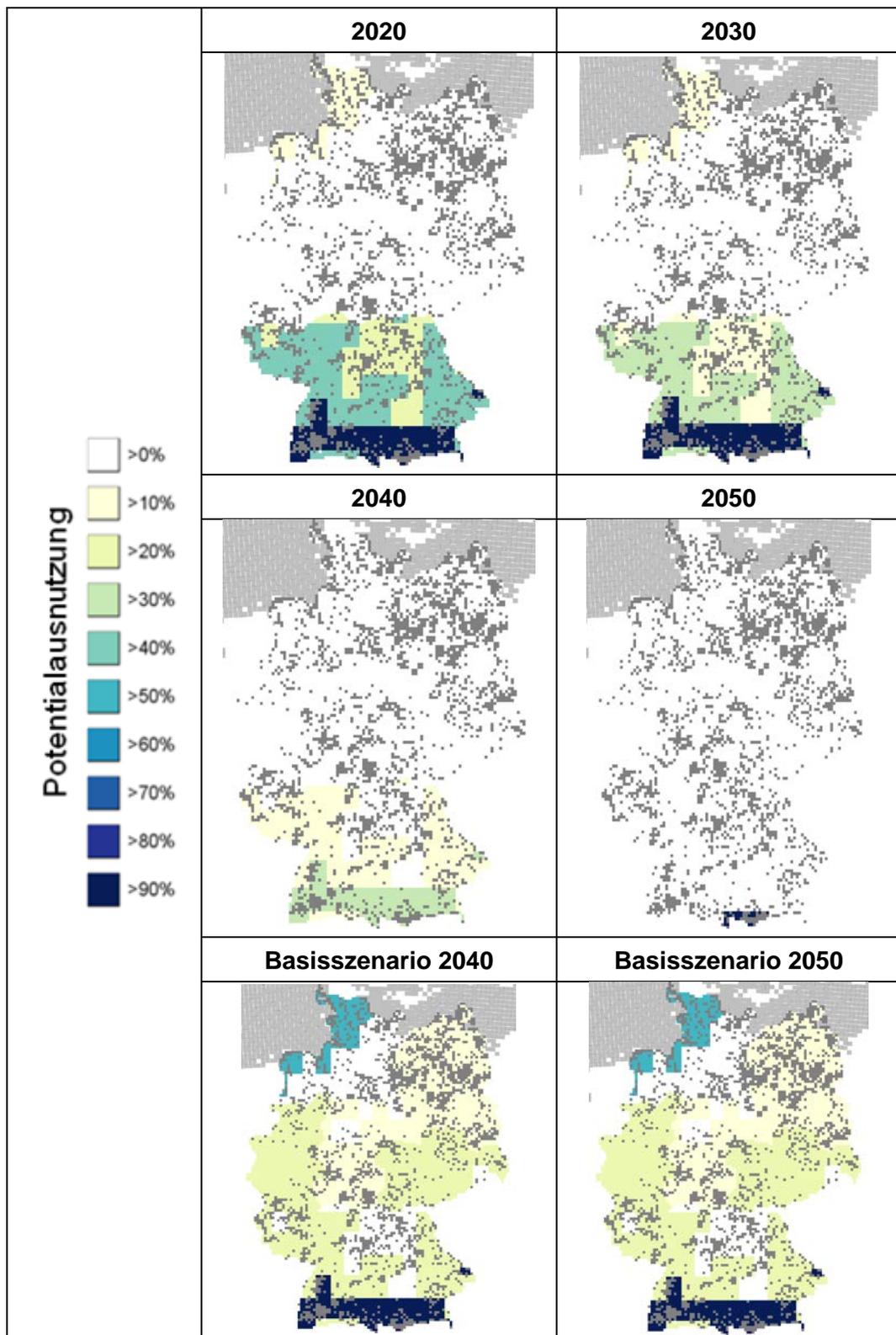


Abbildung 17: Potenzialausnutzung PV-Dachanlagen im *restriktionsarmen Szenario*

2.5 Anteil erneuerbarer Energien im restriktionsarmen Szenario

Deutschland verfolgt neben den technologiespezifischen Ausbaupfaden das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich innerhalb eines definierten Korridors zu steigern. Hierzu wurden für verschiedene Jahre Grenzwerte festgelegt, welche nicht unter- bzw. überschritten werden sollen, jeweils gemessen am Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2020 soll der Anteil mindestens 35 % betragen, in 2025 soll er zwischen 40 und 45 % liegen, in 2035 zwischen 55 und 60 % und in 2050 mindestens 80 % betragen. Diese Zielvorgaben werden als *EE-Ausbaukorridor* bezeichnet.

In der Modellierung des *Basisszenarios* stellt die Einhaltung der Obergrenzen in 2025 und 2035 eine Herausforderung dar, die nicht vollständig erreicht wird. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Effekte verantwortlich. Der wichtigste ist, dass der Bruttostromverbrauch als Nenner des Anteils problematisch ist, da dieser im *Basisszenario* bis 2030 stark sinkt, um danach wieder anzusteigen. Der sinkende Bruttostromverbrauch wird zunächst maßgeblich durch Effizienzmaßnahmen verursacht; die Reduktion der fossilen Stromerzeugung trägt aber auch dazu bei, da die Verbräuche der Kraftwerke sinken, die ebenfalls zum Bruttostromverbrauch zählen. In den späteren Jahren führen dann neue Verbraucher, insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen, welche beim Stromeffizienzziel nicht eingerechnet werden, dazu, dass der Bruttostromverbrauch wieder steigt; er übersteigt in 2050 das heutige Niveau leicht. Der kleiner werdende Nenner führt also im Zeitraum bis etwa 2035 auch ohne Erhöhung der EE-Einspeisung zu einem Anstieg des EE-Anteils. Ohne diesen Effekt, also bei einer konstanten Bruttostromnachfrage von ca. 600 TWh, würden im *Basisszenario* die Obergrenzen exakt eingehalten.⁷

Im *restriktionsarmen Szenario* stellt der EE-Ausbaukorridor zunächst kein Problem dar. Die Entwicklung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch ist in Abbildung 18 dargestellt. Durch den deutlich niedrigeren Ausbau in den ersten zwei Dekaden werden die Obergrenzen in 2025 und 2035 eingehalten. Grund hierfür ist insbesondere die niedrigere Erzeugung aus Wind-Offshore sowie aus Photovoltaik.

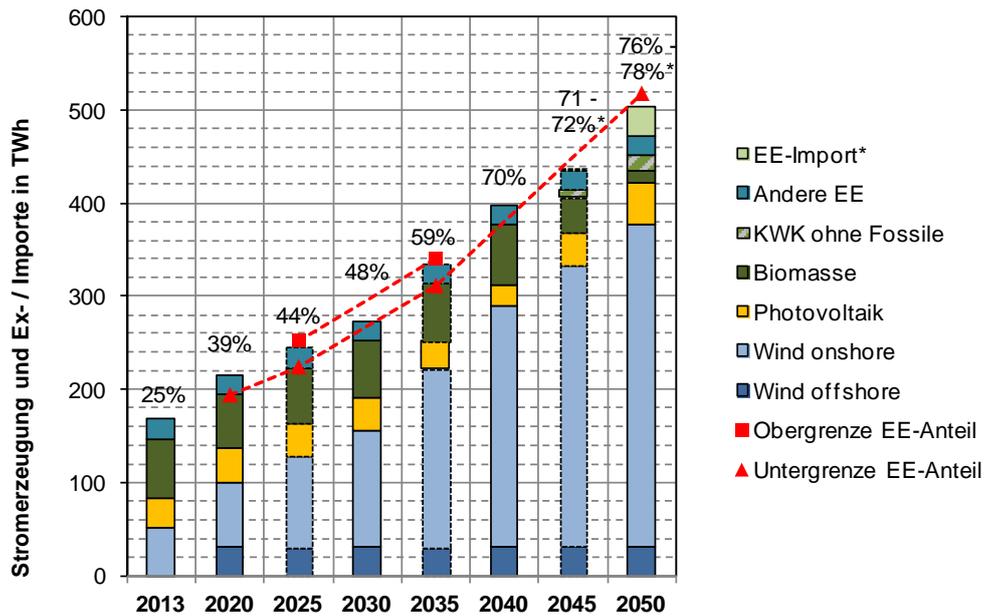
Richtung 2050 ergibt sich jedoch eine Herausforderung durch den Ausbau der CCS-Kraftwerke. Die Nettostromerzeugung aus den CCS-Braunkohlekraftwerken

⁷ Dieser Umstand wird nicht explizit durch Nebenbedingungen im Modell vorgegeben, sondern ergibt sich aus den sonstigen Randbedingungen der Optimierung.

ist mit 138 TWh in 2050 so hoch, dass dies ohne weitere Eingriffe mit dem EE-Ausbauziel nicht kompatibel ist. Der Anteil der Stromerzeugung aus Braunkohle-CCS am Bruttostromverbrauch beträgt ca. 22 %, eine gewisse Unsicherheit ergibt sich hier durch die Höhe und Bilanzierung des Eigenstromverbrauchs der Kraftwerke. Da der Bruttostromverbrauch der in Deutschland erzeugten Strommenge (inklusive Kraftwerkseigenverbrauch) zuzüglich der Importe und abzüglich der Exporte entspricht, verändert eine geänderte Erzeugung in Deutschland den Nenner der Zieldefinition kaum, solange Deutschland Strom importiert. Ist Deutschland Stromimporteur, entspricht der EE-Anteil

$$\frac{1 - (\text{fossile Bruttostromerzeugung} + \text{fossiler Stromimport})}{\text{Bruttostromverbrauch}}$$

Ohne weitere Änderung kann Deutschland schon durch den Braunkohle-CCS-Strom maximal einen EE-Anteil von 78 % erreichen und verfehlt damit das Ziel von 80 %. Der EE-Anteil könnte erhöht werden, indem die weitere fossile Erzeugung vermieden wird. In 2050 sind dies im Wesentlichen die KWK-Anlagen in der Industrie und in Nah- und Fernwärmenetzen. Diese könnten beispielweise vollständig auf Biomasse umgestellt werden. Dies ist möglich, da die KWK-Erzeugung im restriktionsarmen Szenario geringer ausfällt als im Basisszenario und da im Basisszenario das Biomassepotenzial noch nicht zu 100 % ausgeschöpft wurde. Diese Erhöhung ist in Abbildung 18 nach 2040 durch den Beitrag von „KWK ohne Fossile“ dargestellt. Der Biomasseprimärenergieeinsatz würde sich dadurch um 22 TWh gegenüber dem *Basisszenario* erhöhen. Von diesen würden bilanziell ca. 5 TWh auf den Stromsektor entfallen, die übrige Primärenergieemenge entfällt auf den Wärmesektor. Ohne die vollständige Verdrängung von fossilen Brennstoffen aus der KWK beträgt der EE-Anteil 76 %, mit 78 %.



* Im Rahmen dieser Studie ist eine Anrechnung von EE-Stromimport auf das EE-Stromziel in einer maximalen Höhe von 10 %-Punkten zugelassen. Die mit * gekennzeichneten Werte enthalten den Import aus erneuerbaren Energien im Ausland.

Abbildung 18: Verhältnis von EE-Ausbaukorridor und Ausbau im *restriktionsarmen Szenario*

Alternativ könnte auch die Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie erhöht werden. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass dadurch zunächst Importe verdrängt würden, die ebenfalls weitestgehend aus regenerativen / erneuerbaren Quellen stammen. Erst ab der Stromerzeugung, ab dem ein Nettoexport stattfindet, würde sich der EE-Anteil substantziell ändern. Aus Sicht des Gesamtsystems erscheint ein solches Vorgehen wenig zweckmäßig: Im Wesentlichen würde dies einen Abtausch von EE-Anlagen im europäischen Ausland nach Deutschland bedeuten. Dies würde die Kosten des Systems erhöhen (da die Anlagenverteilung vorher kostenoptimiert ist), während sich Emissionen und auch der europäische EE-Anteil nicht ändern. Die Verschiebung würde zwar nominell der Zielerreichung in Deutschland dienen, hätte aber sonst keine und in Bezug auf Kosten negative Auswirkungen.

Diese Beobachtungen lassen den Schluss zu, dass der im *restriktionsarmen Szenario* zugelassene CCS-Einsatz im deutschen Stromsektor Einfluss auf die Erreichung des nationalen EE-Stromziels hat. Dies gilt zumindest dann, wenn die Erzeugung aus CCS-Kraftwerken die im *restriktionsarmen Szenario* zu beobachtende Höhe erreicht. Diese wurde in dem Szenario nicht durch zusätzliche Neben-

bedingungen (z. B. bezogen auf die installierte Leistung) reduziert, um deren Wirtschaftlichkeit unverzerrt beurteilen zu können. Bei hohen CCS-Anteilen in der Stromerzeugung ist jedoch die Erreichung des EE-Stromziels mit Mehrkosten verbunden.

2.6 Vergleich des Erzeugungssystems zum Basisszenario

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse des *restriktionsarmen Szenarios* denen des *Basisszenarios* gegenübergestellt. Für eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse des *Basisszenarios* sei auf das Berichtsmodul 3 „Referenzszenario und Basisszenario“ verwiesen.

2.6.1 Vergleich der Ergebnisse für Europa

In Abbildung 19 bzw. Tabelle 11 sind die Differenzen zwischen *restriktionsarmem Szenario* und *Basisszenario* für Europa abgebildet. Oberhalb der X-Achse wird dargestellt, welche Technologien im *restriktionsarmen Szenario* eine höhere Stromerzeugung aufweisen, unterhalb der X-Achse ist die höhere Stromerzeugung im *Basisszenario* abgebildet. Technologien, die in der Legende mit einem „Minus“ gekennzeichnet sind, verhalten sich wie Verluste oder Verbrauch. Sind sie über der X-Achse dargestellt, sind sie im *restriktionsarmen Szenario* niedriger. Als Beispiel seien die geringeren Abregelungen im *restriktionsarmen Szenario* genannt; ein „Weniger“ an Verlusten verhält sich ähnlich wie ein „Mehr“ an Erzeugung.

Zunächst ist der Abtausch von Erdgas und Wind-Onshore in 2020 auffällig. Dieser ist nahezu ausschließlich auf die Britischen Inseln beschränkt und ist eventuell das Ergebnis eines sog. „Penny switchings“⁸. In den darauffolgenden Jahren gleichen sich die Ergebnisse für die Britischen Inseln wieder an das *Basisszenario* an.

Im weiteren Verlauf ist besonders die Diffusion von Erzeugung aus Braunkohle-CCS-Kraftwerken ein Treiber für Veränderungen sowie in den späteren Jahren ein Import von Strom aus der MENA-Region. Die Braunkohle-CCS ersetzt in 2030 zum

⁸ „Penny switching“ beschreibt bei Optimiermodellen ein Phänomen, in dem relativ geringe Änderungen an Parametern dazu führen, dass sich Ergebnisse stark ändern. Dies geschieht z. B., wenn sich die Bedingungen für eine vorher vorteilhafte Option im Bereich eines flachen Optimums leicht verschlechtern und diese Option dann nicht mehr oder deutlich weniger genutzt wird.

einen konventionellen Kohlestrom zum anderen aber auch Stromimporte aus Deutschland sowie in geringem Umfang regenerativen / erneuerbaren Strom.

In 2040 und 2050 wird ersichtlich, dass der CCS-Strom und die MENA-Importe insgesamt für eine geringere Erzeugung von Strom aus EE-Anlagen in Europa sorgen. Beide Stromarten müssen teilweise über weite Strecken transportiert werden. Dies führt zu leicht höheren Netzverlusten, aber auch zu leicht geringeren Abregelungen, da über einen größeren regionalen Netzverbund ausgeglichen werden kann. Auffällig ist dabei, dass die Stromerzeugung aus CSP in Europa anteilig am stärksten zurückgeht. Die Leistungsbereitstellung wird im *restriktionsarmen Szenario* stärker von CCS-Kraftwerken und CSP-Kraftwerken in der MENA-Region übernommen. Durch die geringeren EE-Anteile und den starken Netzausbau erreichen die Kernkraftwerke eine etwas höhere Auslastung.

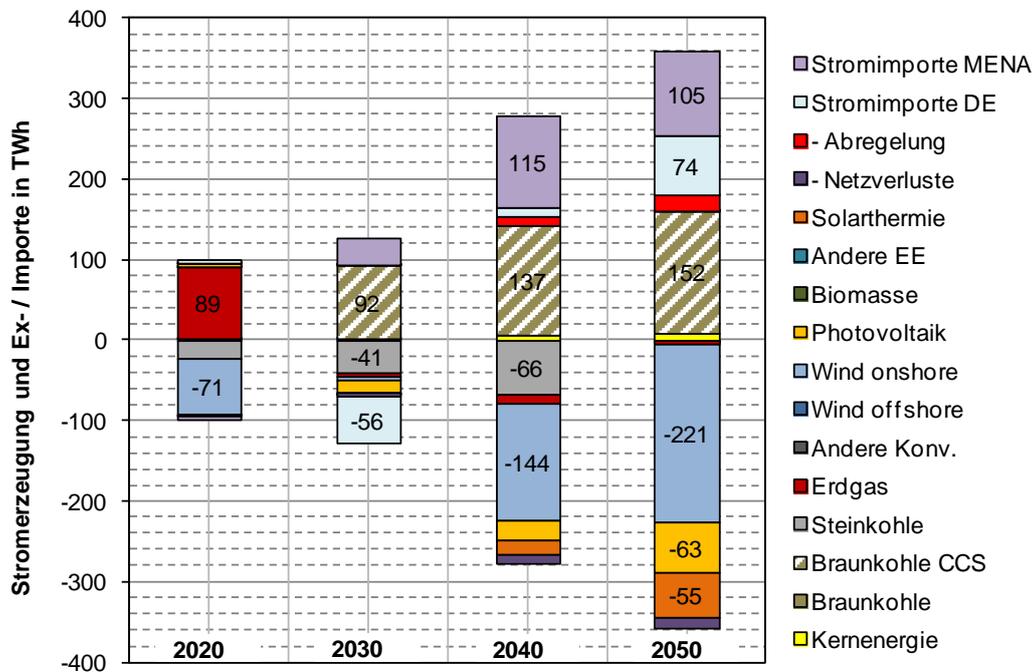


Abbildung 19: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung, Importe und Verbrauch) für Europa ohne Deutschland zwischen *restriktionsarmem Szenario* und *Basisszenario*

Tabelle 11: Differenz der Ergebnisse für Europa (Stromerzeugung, Importe und Verbrauch) ohne Deutschland zwischen *restriktionsarmem Szenario* und *Basisszenario* in TWh

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	1,6	1,0	5,9	8,9
Braunkohle	0,1	0,0	-1,4	0,0
Braunkohle CCS	0,0	91,5	137,2	151,6
Steinkohle	-21,9	-40,9	-65,5	-1,5
Steinkohle CCS	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	89,2	-3,4	-12,4	-3,8
Erdgas CCS	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,1	0,0
Kohle KWK	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas KWK	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasse KWK	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind-Onshore	-71,1	-5,8	-144,0	-220,8
Wind-Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaik	5,4	-15,0	-25,5	-62,9
Solarthermie	0,0	0,0	-17,0	-55,0
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
- Netzverluste	-0,4	-5,7	-12,7	-14,3
- Speicherverluste	-0,2	0,2	0,0	0,3
- Abregelung	0,0	0,9	11,3	19,1
Stromimporte MENA	-6,1	33,1	114,9	104,5
Stromimporte DE	3,4	-56,1	9,1	73,9

2.6.2 Vergleich der Ergebnisse für Deutschland

In Deutschland ergibt sich eine etwas andere Entwicklung als im übrigen Europa, die Differenz der Ergebnisse im Vergleich zum *Basisszenario* ist in Abbildung 20 und Tabelle 12 dargestellt. Oberhalb der X-Achse finden sich die Optionen, die im *restriktionsarmen Szenario* eine höhere Stromerzeugung aufweisen, unterhalb der X-Achse ist die höhere Stromerzeugung im *Basisszenario* abgebildet. Technologien, die in der Legende mit einem „Minus“ gekennzeichnet sind, verhalten sich wie Verluste oder Verbrauch. Sind sie unter der X-Achse dargestellt, sind sie im *restriktionsarmen Szenario* höher. Dies ist im *restriktionsarmen Szenario* z. B. für Power-to-Heat der Fall.

In 2020 ergibt sich aus den veränderten Nebenbedingungen für Wind-Offshore und PV im *restriktionsarmen Szenario* eine deutlich niedrigere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die hauptsächlich durch eine erhöhte Erzeugung aus Erdgas-KWK-Anlagen ausgeglichen wird. Deren Leistung ist jedoch gegenüber dem *Basisszenario* nur geringfügig höher (siehe Tabelle 13 und Abbildung 21). Die Anlagen erreichen im *restriktionsarmen Szenario* aber eine höhere Auslastung. In 2030 ist der Stromexport gegenüber dem *Basisszenario* deutlich geringer, dies liegt zu großen Teilen an der geringen Leistung der Offshore-Windenergieanlagen und PV; dass aber auch KWK gegenüber dem *Basisszenario* abnimmt, ist auch das Resultat eines etwas stärkeren Wettbewerbsdrucks durch CCS-Kraftwerke im europäischen Stromsystem.

Die Diffusion der Braunkohle-CCS beginnt in Deutschland erst nach 2030, nimmt bis 2040 aber mit einer Leistung von 13 GW starke Ausmaße an.⁹ Zusätzlich erhöht das Modell die Leistung und Erzeugung aus Windenergie an Land. Dies geht zu Lasten der PV, Offshore-Windenergie und der KWK, hier vornehmlich der Erdgas-KWK. Die Exporte sind in 2040 gegenüber dem *Basisszenario* ebenfalls leicht erhöht.

Diese Trends setzen sich in 2050 im Wesentlichen fort. Durch die größere nationale Erzeugung auf Basis von Braunkohle-CCS fallen für das *restriktionsarme Szenario* im Jahr 2050 die Importe nach Deutschland geringer aus. Bis dahin sind alle Braunkohlestandorte mit CCS ausgestattet. Wie bereits in Abschnitt 2.3.2 diskutiert, baut das Modell in der letzten Dekade die PV-Freiflächenpotenziale vollständig aus, während die installierte Leistung der PV-Aufdachanlagen ca. 0,5 GW beträgt.

⁹ Die Diffusionsgeschwindigkeit ist hier natürlich erheblich und würde Planungen und Vorbereitungen schon in den Vorjahren erfordern. Sie ist das Ergebnis eines Optimiermodells und muss als solche interpretiert werden.

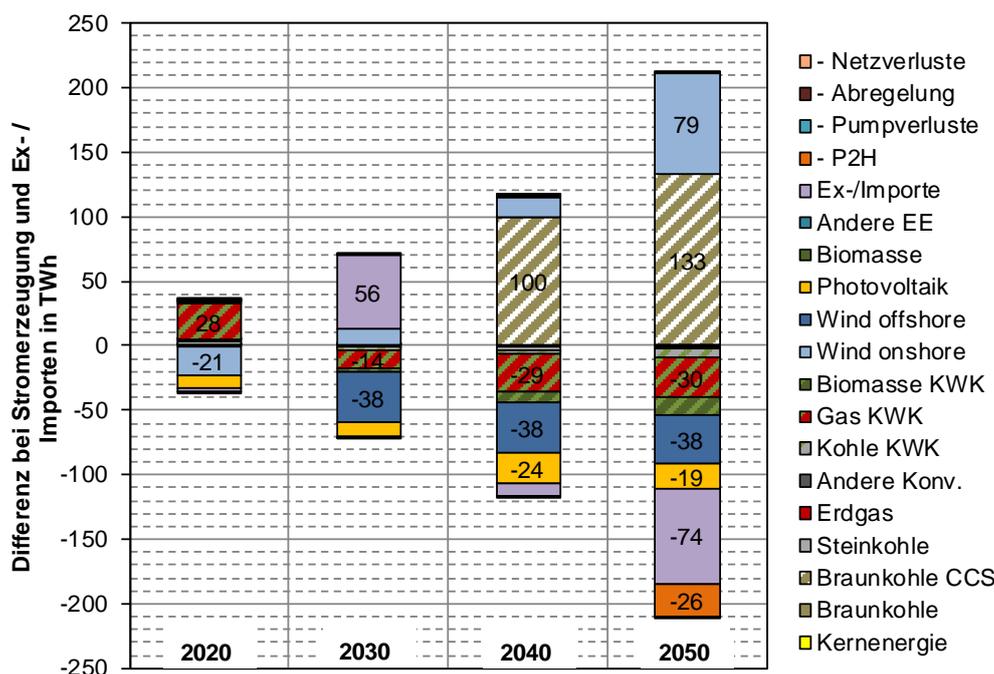


Abbildung 20: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen *restraktionsarmem Szenario* und *Basisszenario*

Tabelle 12: Differenz der Ergebnisse (Stromerzeugung) für Deutschland zwischen *restraktionsarmem Szenario* und *Basisszenario* in TWh

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	1,0	0,0	-0,2	0,0
Braunkohle CCS	0,0	0,0	99,8	132,8
Steinkohle	3,1	1,0	-2,7	-0,3
Erdgas	0,2	-0,7	-1,0	-1,6
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle KWK	-1,4	-2,7	-2,7	-7,7
Gas KWK	28,1	-14,0	-29,5	-30,3
Biomasse KWK	1,4	-3,4	-8,5	-13,4
Wind-Onshore	-21,0	12,7	15,3	78,5
Wind-Offshore	0,0	-38,3	-38,3	-38,3
Photovoltaik	-9,7	-11,3	-24,3	-18,6
Biomasse	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere EE	0,0	0,0	0,0	0,0
Ex-/Importe	-3,4	56,1	-9,1	-73,9
- Power-to-Heat	1,0	0,5	1,1	-26,2
- Pumpverluste	0,2	0,1	0,1	0,1
- Abregelung	0,0	0,0	0,0	0,2
- Netzverluste	0,5	0,0	-0,1	-1,1

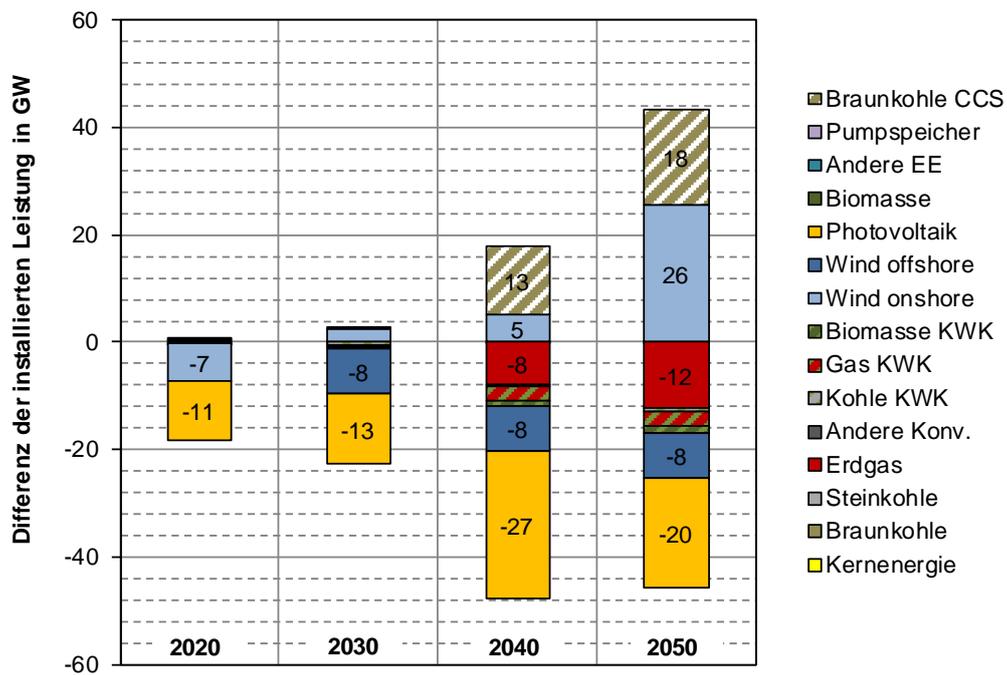


Abbildung 21: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen *restriktionsarmem Szenario* und *Basisszenario*

Tabelle 13: Differenz der Ergebnisse (installierte Leistung) für Deutschland zwischen *restriktionsarmem Szenario* 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
Braunkohle CCS	0,0	0,0	13,0	17,8
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	-7,8	-12,3
Andere Konventionelle	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle KWK	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4
Gas KWK	0,4	-0,6	-2,7	-2,9
Biomasse KWK	0,0	-0,2	-0,9	-1,2
Wind-Onshore	-6,7	2,6	5,0	25,7
Wind-Offshore	0,0	-8,5	-8,5	-8,5
Photovoltaik	-11,3	-13,0	-27,5	-20,3
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

3 Stromnetze – restriktionsarmes Szenario im Vergleich zum Basisszenario

3.1 Ausbau der Interkonnectoren 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 Interkonnectoren / 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 Netzausbedarf außerhalb Deutschlands 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 entfernengewichteten 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 ausgewertete 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 Austausch innerhalb der Regionen (und der daraus resultierende Ausbaubedarf) steigt.

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

Abbildung 22 zeigt, wie sich die entfernungs-gewichteten Stromtransporte im *restriktionsarmen Szenario* und *Basisszenario* im Zeitverlauf entwickeln. Die Entwicklung für beide Szenarien ist nahezu identisch mit unwesentlich niedrigeren Werten im *restriktionsarmen Szenario*: Gegenüber dem Betrachtungsjahr 2020 steigen die entfernungs-gewichteten Stromtransporte um etwa das 3-fache an (auf 794.000 TWh*km im *Basisszenario* und 788.000 TWh*km im *restriktionsarmen Szenario*).

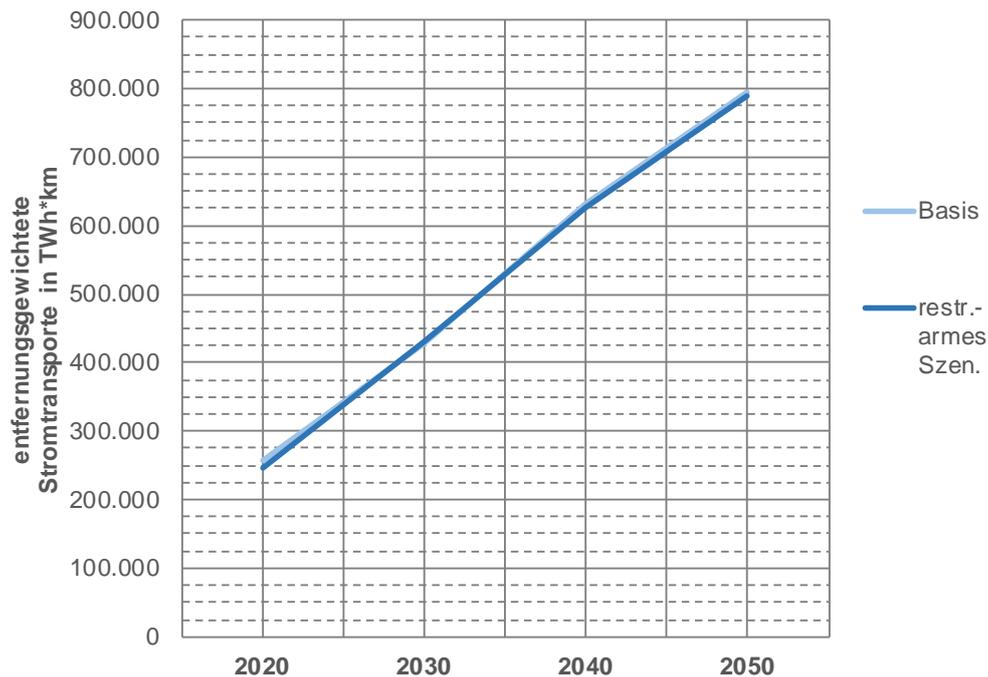


Abbildung 22: Entwicklung der entfernungsgewichteten Stromtransporte im *restriktionsarmen Szenario* und *Basisszenario* in Europa bis 2050

Abbildung 23 zeigt den kumulierten Ausbau der Handelskapazitäten bis 2050 im Vergleich beider Szenarien. Wie zu erwarten, verlaufen *Basisszenario* und *restriktionsarmes Szenario* ähnlich, mit einem leicht stärkeren Ausbau im *restriktionsarmen Szenario*. Der zusätzliche, kostenoptimale Ausbau liegt zwischen dem 4,8-fachen (*Basisszenario*) bis 5,3-fachen (*restriktionsarmes Szenario*) des exogen vorgegebenen Netzausbaus. Dass ein stärkerer Ausbau von Handelskapazitäten im *restriktionsarmen Szenario* bei insgesamt nahezu gleichen Stromtransporten wie im *Basisszenario* – und damit eine tendenziell geringere Auslastung der Handelskapazitäten – im *restriktionsarmen Szenario* kostenoptimal ist, lässt sich mit den niedrigeren spezifischen Ausbaukosten im *restriktionsarmen Szenario* erklären (Annahme höherer Verkabelungsquoten im *Basisszenario*, siehe Abschnitt 1.5).

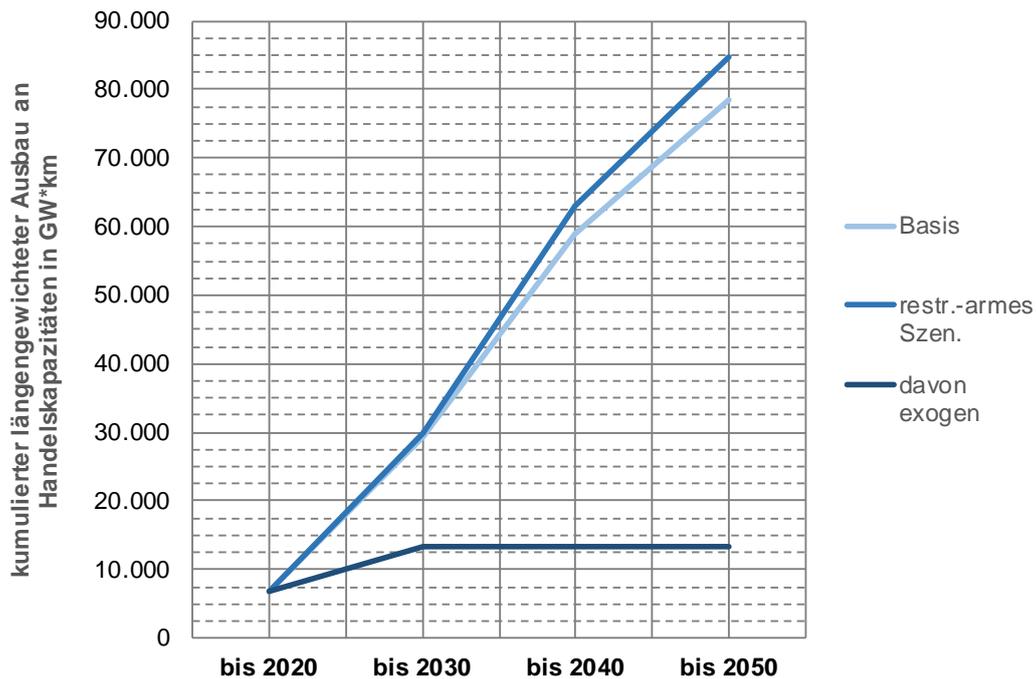


Abbildung 23 Entwicklung des längengewichteten Ausbaus an Handelskapazitäten (kumuliert) im *restriktionsarmen Szenario* und *Basisszenario* in Europa bis 2050

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 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 *restriktionsarmen Szenario* werden dieselben exogen festgelegten Netzausbauprojekte umgesetzt, die auch für das *Basisszenario* angenommen wurden. Der

notwendige weitere 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 *restriktionsarmen Szenario* 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.

Folgende Grafik stellt die Ergebnisse der (n-1)-Netzsicherheitsuntersuchungen des *restriktionsarmen Szenarios* denen des *Basisszenarios* gegenüber. Die Entwicklung des EE-Ausbaus und dessen regionaler 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 Übertragungsnetz-knoten der im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario* dominanten und für die Belastung des Übertragungsnetzes damit entscheidenden EE-Technologien Wind (Onshore und Offshore) sowie Photovoltaik (Aufdach und Freifläche) für 2050 gegenübergestellt.

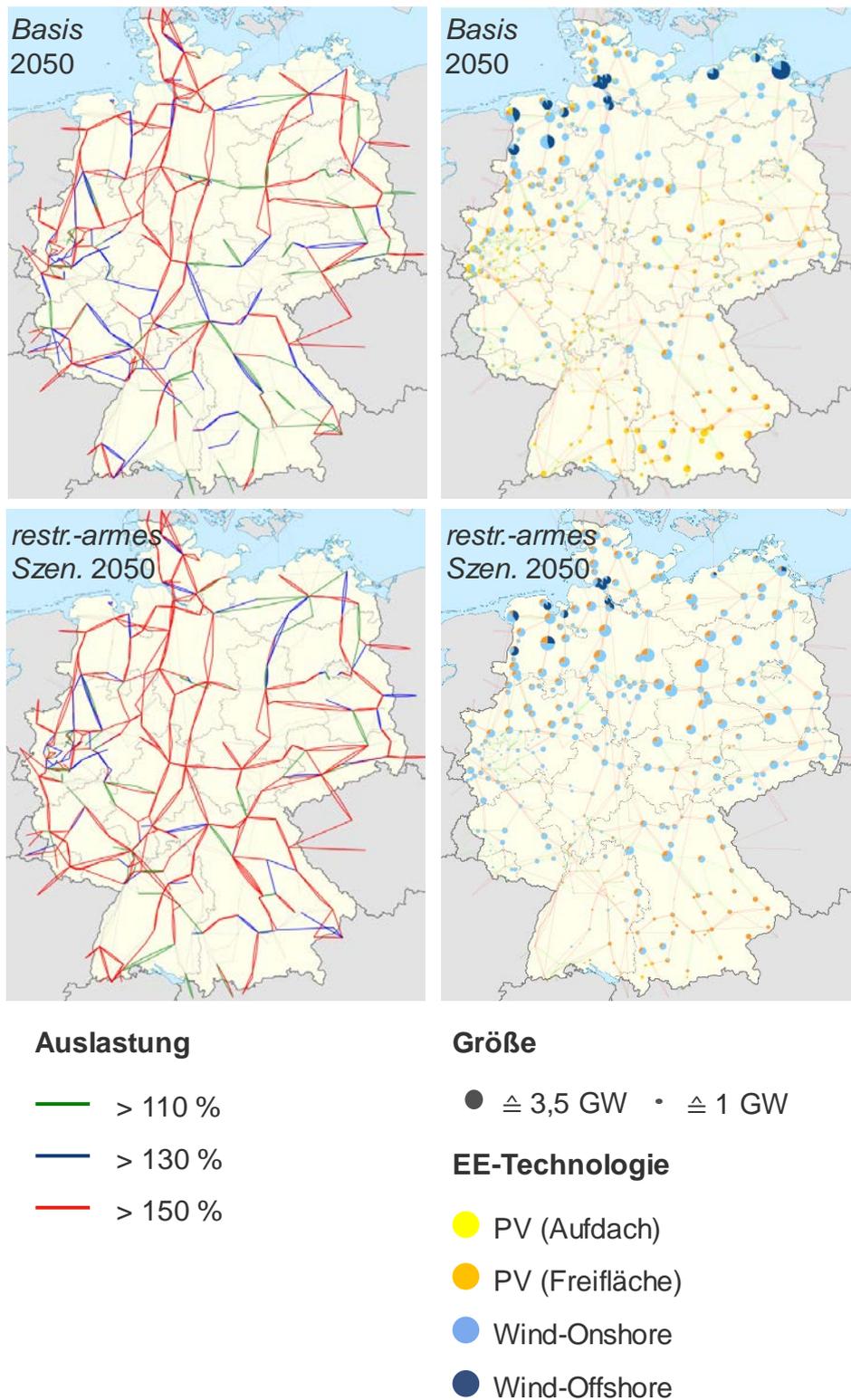


Abbildung 24: Gegenüberstellung der (n-1)-Netzbelastungen und installierten EE-Leistungen im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario* in 2050

Der Vergleich der Netzsicherheitsuntersuchungen für die beiden Szenarien zeigt, dass die Netzbelastungen im *restriktionsarmen Szenario* noch deutlich umfangreicher sind als im *Basisszenario*. Dabei sind fast alle Netzbelastungen, die im *Basisszenario* auftreten, auch im *restriktionsarmen Szenario* vorhanden, übersteigen in der Höhe ihrer Auslastung zum Teil aber die Werte des *Basisszenarios*. Lediglich im Nordosten Deutschlands sind die Netzbelastungen im *restriktionsarmen Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario* systematisch niedriger. Bei den eingefärbten und somit nicht zulässigen (n-1)-Belastungen ist zu beachten, dass – unabhängig von der Belastungshöhe – in jedem Fall Netzausbau- oder -verstärkungsmaßnahmen notwendig sind, um die Netzbelastung auf ein unkritisches Niveau zu senken. Höhere Netzbelastungen verursachen zwar tendenziell auch umfangreicheren Netzausbau, in der Praxis kann es dennoch möglich sein, dass unterschiedlich hohe Netzbelastungen mit identischen Netzausbaumaßnahmen behoben werden können, da die Betriebsmittel, mit denen der Netzausbau umgesetzt wird, üblicherweise nur in diskreten Größen verfügbar sind und wir in der Netzausbauplanung ebensolche Standardbetriebsmittelgrößen abbilden. Die Überlastung einer in einem Szenario bspw. mit 120 % ausgelasteten Leitung würde in vielen Fällen mit dem Ersatz durch das gleiche Betriebsmittel (bei gleichen Kosten / gleicher Stromtragfähigkeit) behoben wie eine Überlastung dieser Leitung mit z. B. 140 % in einem anderen Szenario. Wie die später noch ausführlich dargestellten Ergebnisse zeigen, tritt dieser Fall hier auch tatsächlich auf: Trotz der zum Teil deutlich höheren Netzbelastungen im *restriktionsarmen Szenario* ist der Netzausbedarf in diesem Szenario nur moderat höher als im *Basisszenario*.

In beiden Szenarien wird der deutsche Erzeugungspark durch die Windenergie und hier im Wesentlichen durch Windenergieanlagen auf dem Festland dominiert. In Summe werden im *restriktionsarmen Szenario* dabei deutlich höhere installierte Leistungen erreicht, als dies im *Basisszenario* der Fall ist. Die küstennahen Standorte werden in beiden Szenarien umfangreich erschlossen, im *restriktionsarmen Szenario* werden darüber hinaus aber auch umfangreich Windenergieanlagen insbesondere in der Mitte Deutschlands installiert. Die installierten Leistungen der Onshore-Windparks fallen im Süden dagegen ähnlich gering aus.

Auffällig ist, dass im *restriktionsarmen Szenario* neben der Onshore-Windenergie zusätzlich noch umfangreiche PV-Freiflächenanlagen eingesetzt werden, die im Vergleich zum *Basisszenario* auch im Norden Deutschlands aufzufinden sind. Dafür ist der Wind-Offshore-Ausbau deutlich weniger ausgeprägt und in der Ostsee fast gar nicht vorhanden. Heute bestehende PV-Aufdachanlagen werden im *rest-*

restriktionsarmen Szenario weitestgehend entsprechend der Annahmen zur technischen Lebensdauer zurückgebaut bzw. nicht erneuert, so dass ihr Anteil in 2050 vernachlässigbar ist. In Summe übersteigt die installierte Leistung der dargestellten EE-Technologien im Norden und der Mitte Deutschlands im *restriktionsarmen Szenario* die installierte Leistung im *Basisszenario*, liegt für Gesamtdeutschland aber weitestgehend auf dem gleichen Niveau. Die in Abbildung 24 ersichtlich geringere Netzbelastung im *restriktionsarmen Szenario* in der nordostdeutschen Küstenregion ist damit im Wesentlichen durch den deutlich geringeren Ausbau von Wind-Offshore-Anlagen in der Ostsee zu erklären. Die ansonsten im *restriktionsarmen Szenario* steigende Konzentration der EE-Erzeugung im Norden und der Mitte Deutschlands erklärt wiederum die im restlichen Teil des deutschen Übertragungsnetzes steigende Belastung in diesem Szenario. Neben der höheren Durchdringung von Wind-Onshore-Parks im Osten Deutschlands befinden sich weiterhin umfassend CCS-Braunkohlekraftwerksblöcke im Einsatz, deren Stromerzeugung aufgrund der in dieser Region geringen Lastdichte in andere Regionen transportiert werden muss, was sich entsprechend treibend auf die Netzbelastung im Osten Deutschlands auswirkt. Die CCS-Technologie steht im *Basisszenario* im Stromsektor nicht zur Verfügung und auch herkömmliche Braunkohlekraftwerke sind bis 2050 in diesem Szenario nicht mehr im Betrieb, so dass der Wegfall dieser Erzeugung im *Basisszenario* im Vergleich zum *restriktionsarmen Szenario* tendenziell netzentlastend wirkt.

Der Abtausch zwischen PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen im Süden Deutschlands wirkt sich hingegen nicht entlastend auf die Netzsituation aus, sondern führt sogar zu höheren Netzbelastungen, da die PV-Freiflächenanlagen in tendenziell schwächer besiedelten Regionen installiert werden und somit der Transportbedarf zu den Lastzentren ansteigt.

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, 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.

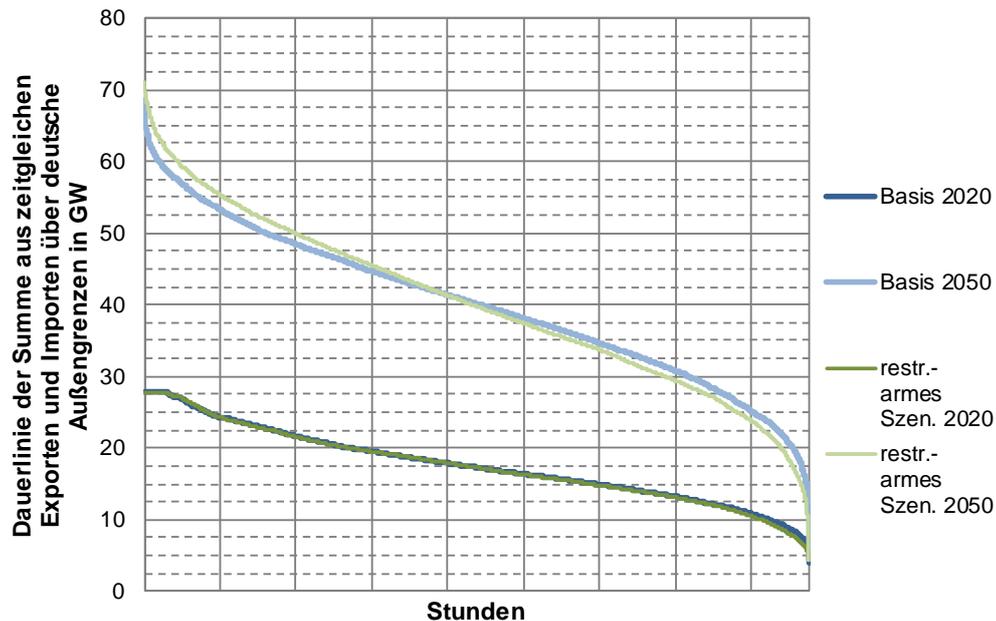


Abbildung 25: Gegenüberstellung der deutschen Handelsflüsse im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario*

Der Szenarienvergleich zeigt, dass es für 2020 nur sehr geringe Unterschiede zwischen den Szenarien gibt. Der höchste Handelsfluss 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 im *Basisszenario* knapp 69 GW, während er im *restriktionsarmen Szenario* leicht höher 71 GW einnimmt, im Grunde aber somit auf vergleichbarem Niveau liegt. Auch der durchschnittliche Transit (zeitgleicher Import und Export) über das deutsche Übertragungsnetz liegt mit etwa 24 GW in beiden Szenarien auf identischem Niveau.

Die durch die gesteigerten Handelsflüsse deutlich erhöhten Anforderungen an die Übertragungsnetze sind somit in den beiden Szenarien weitestgehend vergleichbar, im *restriktionsarmen Szenario* in der Spitze dennoch etwas stärker ausgeprägt.

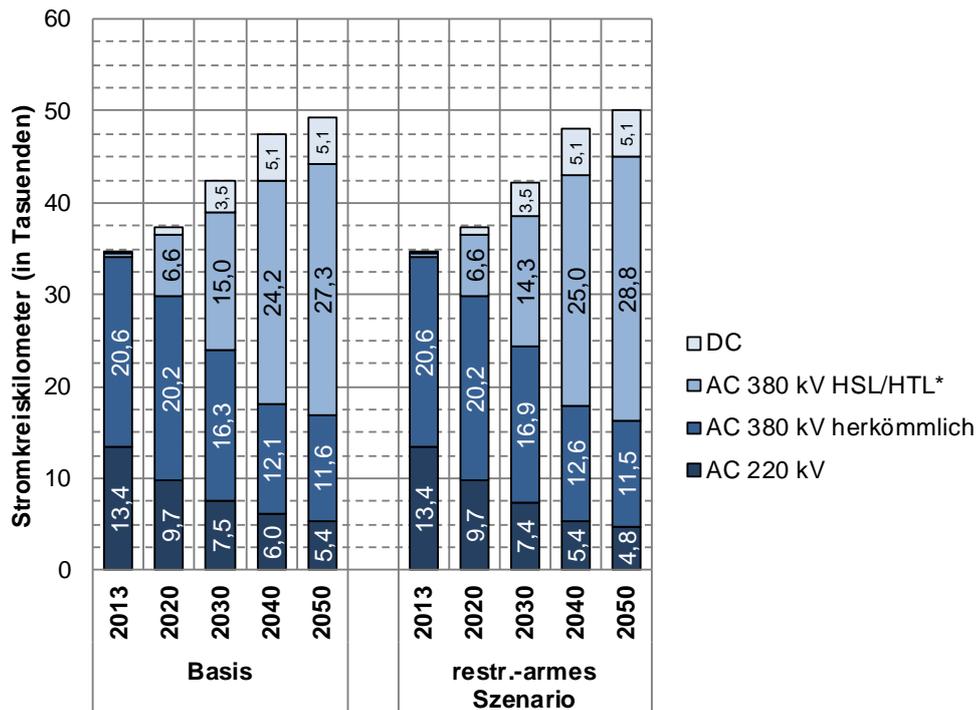
Die aufgrund der höheren Verkabelungsquote im *Basisszenario* leitungsspezifisch höheren Netzausbaukosten führen somit zumindest für Deutschland zu keinem nennenswert niedrigeren Ausbau der Handelskapazitäten.

Unterschiedlich ist hingegen die Nutzung des Übertragungsnetzes hinsichtlich der Verwendung für Exporte und Importe Deutschlands. Während im *restriktionsarmen Szenario* sich die Importe und Exporte mit jeweils 191 und 160 TWh nahezu ausgleichen, Deutschland also mit knapp 31 TWh aber zum Netto-Importeur wird, nehmen die Importe im *Basisszenario* auf 228 TWh zu, während die Exporte auf 123 TWh abnehmen. Somit importiert Deutschland im *Basisszenario* im Saldo mit 105 TWh also etwa 70 TWh mehr als im *restriktionsarmen Szenario*. Wesentlicher Grund für die höheren Nettoimporte im *Basisszenario* ist die niedrigere inländische Erzeugung insbesondere in Braunkohlekraftwerken, die im *Basisszenario* aufgrund des ausgeschlossenen Einsatzes von CCS in der Stromerzeugung nicht mehr zum Einsatz kommen.

Für die Netzbelastungen ist offenbar nicht primär die Höhe der jährlichen (Netto-) Importe ausschlaggebend. Während das deutsche Übertragungsnetz im *Basisszenario* verstärkt zum Netto-Stromimport genutzt wird, besteht seine Funktion im *restriktionsarmen Szenario* vermehrt in einer Stromdurchleitung an die europäischen Nachbarn. Die sich ergebenden Spitzenanforderungen an die Übertragungsnetze sind allerdings in beiden Szenarien vergleichbar und ergeben sich insbesondere aus den Stunden, in denen das Netz in seinem Umfang über alle Grenzen am stärksten beansprucht wird. Oftmals sind dies Stunden, in denen neben einem hohen Bruttohandel auch umfassender Stromtransit durch Deutschland durchgeleitet wird. Beispielsweise beträgt der stündliche Import (Export) im *Basisszenario* in der Spitze 57 GW (44 GW). In der Stunde mit der oben dargestellten höchsten Summenauslastung von knapp 69 GW über alle Grenzen beträgt der Export gerade einmal 38 GW, während die restlichen 31 GW direkt durch das deutsche Netz als Transit durchgeleitet werden.

Umfang des Netzausbaus

Die unterschiedlichen Anforderungen an das Übertragungsnetz innerhalb der Szenarien spiegeln sich nur bedingt 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 26: Gegenüberstellung der Stromkreiskilometer im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario* nach Technologien (HSL= Hochstromleiterseil, HTL= Hochtemperaturleiterseil)

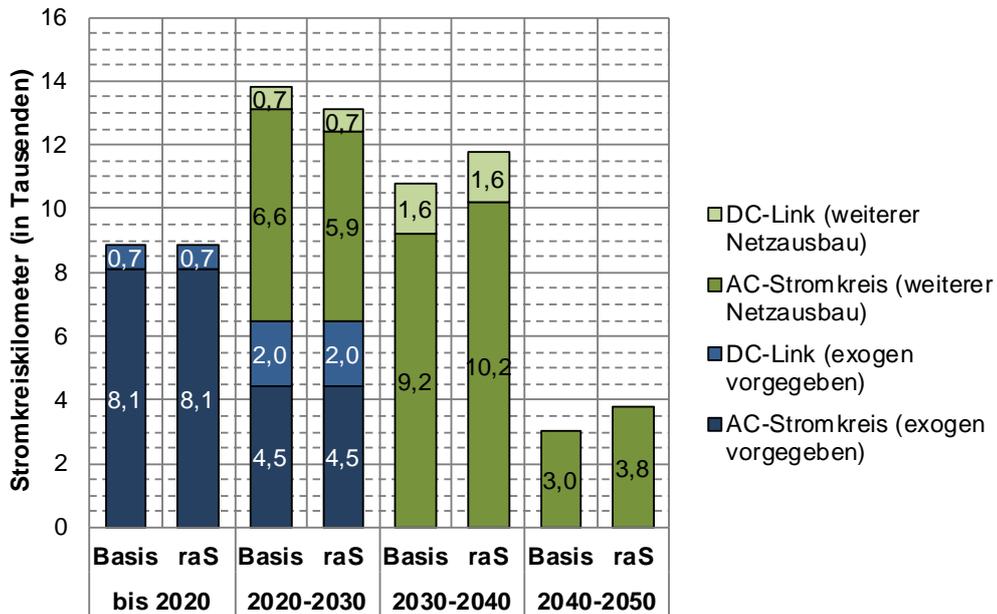
Im Vergleich zum *Basisszenario* ist für das *restriktionsarmen Szenario* ersichtlich, dass die insgesamt benötigten Stromkreiskilometer im Grundsatz auf dem gleichen Niveau liegen, den Netzausbau des *Basisszenarios* allerdings leicht übersteigen. Insgesamt ist der Bedarf an Stromkreiskilometern im *restriktionsarmen Szenario* in 2050 nur etwa 1.000 km höher als im *Basisszenario*. Angesichts der zuvor mittels Abbildung 24 analysierten deutlich höheren Netzbelastung im *restriktionsarmen Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario* kann dies zunächst überraschend erscheinen. Wie oben bereits beschrieben, verursachen höhere Netzbe-

lastungen zwar tendenziell tatsächlich auch umfangreicheren Netzausbau, aufgrund der diskreten Größen der Betriebsmittel, mit denen der Netzausbau umgesetzt wird, kann es jedoch möglich sein, dass unterschiedlich hohe Netzbelastungen mit identischen Netzausbaumaßnahmen behoben werden können. Dieser Effekt kommt im Vergleich zwischen *restriktionsarmen Szenario* und *Basisszenario* besonders zum Tragen.

In der Dekade bis 2030 übersteigt der notwendige Netzausbau des *Basisszenarios* den des *restriktionsarmen Szenarios* noch um etwa 700 Stromkreiskilometer. Bis 2040 kehrt sich diese Differenz auf 300 km um (kumuliert über den gesamten Zeitraum bis 2040). In der letzten Dekade des Betrachtungszeitraums (2040 bis 2050) liegt der Netzausbau im *restriktionsarmen Szenario* etwa 750 km über dem des *Basisszenarios*, wodurch sich die kumulierte Differenz zwischen den Szenarien bis 2050 auf etwa 1.000 km vergrößert.

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 Hochtemperaturleiterseilen verschiebt. Während bereits in 2030 etwa 35 % des Netzes auf Basis von Hochtemperatur- und Hochstromleiterseilen betrieben werden, steigt dieser Anteil bis 2050 auf etwa 55 % weiter an. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch in exogen vorgegebenen Maßnahmen bereits der Einsatz von Hochtemperatur- und Hochstromleiterseilen umfassend vorgesehen wird und somit der Anteil dieser Technologie ebenfalls exogen getrieben ist. Der Einsatz von 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.



raS = restriktionsarmes Szenario

Abbildung 27: Gegenüberstellung des Netzausbaus im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario*

In beiden Szenarien sind die umfangreichsten Netzausbaumaßnahmen in dem Zeitraum zwischen 2020 und 2030 notwendig und liegen bei 13.800 km im *Basisszenario* und rund 13.100 km im *restriktionsarmen Szenario*. Der relative Anteil des exogen vorgegebenen Netzausbaus liegt in dieser Dekade in beiden Szenarien bei etwa 50 %.

Für den Zeitraum 2030 bis 2040 erfolgt in beiden Szenarien weiterer umfangreicher Netzausbau, der ausschließlich aus endogenen Maßnahmen resultiert. Im *Basisszenario* beträgt dieser etwa 10.800 km, im *restriktionsarmen Szenario* 11.800 km.

Auch in der Dekade 2040 bis 2050 übersteigt der Ausbaubedarf des *restriktionsarmen Szenarios* den des *Basisszenarios* um 750 km (Ausbaubedarf *restriktionsarmen Szenario*: 3.800 km / *Basisszenario*: 3.050 km). Kumuliert betrachtet werden bis 2050 im *restriktionsarmen Szenario*, einschließlich des exogen vorgegebenen Netzausbaus bis 2020, in Summe 37.500 Stromkreiskilometer neu in Betrieb genommen, wovon der endogen benötigte Anteil mit 22.200 km etwa 60 % beträgt.

Der kumulierte Netzausbau im *Basisszenario* beträgt in Summe 36.500 km und liegt damit leicht unterhalb des Netzausbaus im *restriktionsarmen Szenario*. Neben

denselben exogen vorgegebenen Ausbaumaßnahmen in der Größenordnung von 15.000 km werden zur systematischen Steigerung der Handelskapazitäten (innerhalb Deutschlands und mit dem Ausland) im *Basisszenario* weitere 21.000 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 30). Dabei werden die Stromkreiskilometer bis 2050 kumuliert betrachtet und in exogen vorgegeben und endogen umgesetzten Projekten 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.

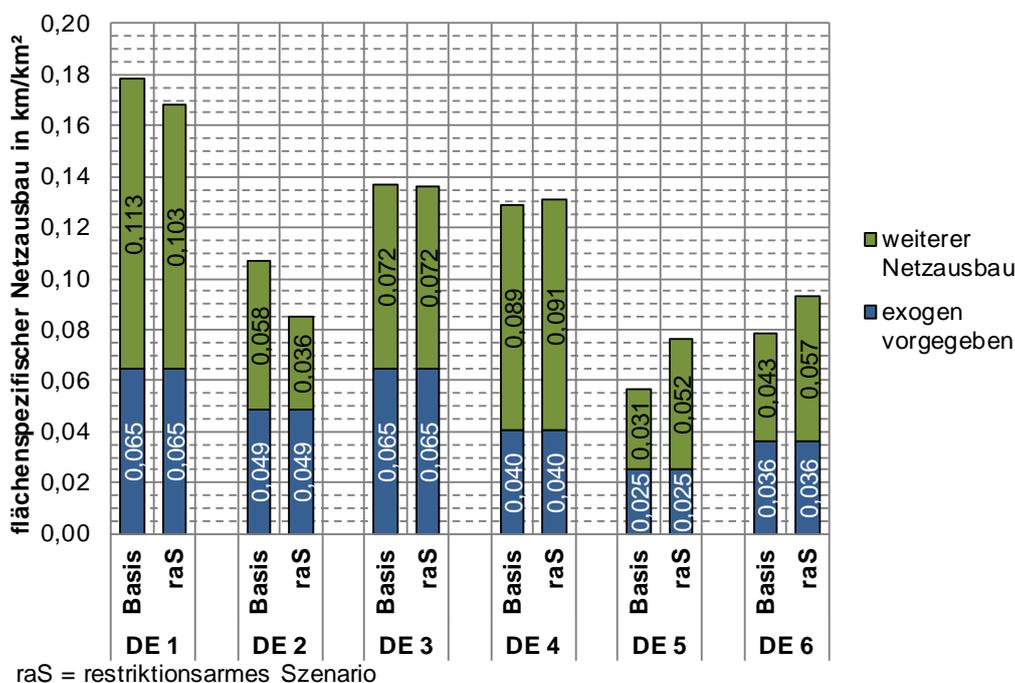


Abbildung 28: Gegenüberstellung der regionalen Verteilung des Netzausbaus im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario*

Der Vergleich zeigt, dass, obwohl der Umfang der Netzausbaumaßnahmen im *restriktionsarmen Szenario* in Summe nur etwas höher ist, sich der Netzausbau deutlich unterschiedlich auf die Regionen verteilt. Durch die deutlich geringere installierte Leistung an Wind-Offshore-Anlagen ist der endogen benötigte Netzausbau in den nördlichen Regionen „DE 1“ und „DE 2“ im *restriktionsarmen Szenario* deutlich geringer. Da die Differenz der Offshore-Leistung der sich in der Ostsee

befindlichen Anlagen zum *Basisszenario* etwas höher ist, ist der Effekt in der Region „DE 2“ deutlich ausgeprägter. Weiterhin nimmt Region „DE 1“ eine wichtige Rolle beim Stromhandel mit Dänemark ein, was sich wiederum treibend auf den Netzausbau auswirkt und somit den endogenen Netzausbau erhöht, wodurch die Differenz zum *Basisszenario* gedämpft wird.

In den Regionen „DE 5“ und „DE 6“ ist dagegen deutlich umfangreicherer Netzausbau als im *Basisszenario* notwendig. In Region „DE 5“ ist hierfür in erster Linie der Abtausch der Photovoltaik-Aufdachanlagen mit den Windenergieanlagen in Kombination mit den in Betrieb befindlichen CCS-Braunkohlekraftwerksblöcken verantwortlich.

In Region „DE 6“ liegen die installierten Leistungen an erneuerbaren Energien im *restriktionsarmen Szenario* zwar unter denen des *Basisszenarios*, aufgrund einer stärkeren Einbindung in den Handel mit den europäischen Nachbarn ist aber auch hier in Summe mehr Netzausbau als im *Basisszenario* notwendig.

Entwicklung der Netzkosten

Auf dieser Basis können die annuitätischen Kosten des Übertragungsnetzes über den Zeitverlauf berechnet werden. Zur Vergleichbarkeit sind zusätzlich die annuitätischen Kosten des Referenzjahres 2013 mit abgebildet. Bei dem Szenarienvergleich ist zu berücksichtigen, dass der angenommene Verkabelungsgrad im *restriktionsarmen Szenario* deutlich unter dem des *Basis*szenarios liegt und die Netzausbaukosten somit längenspezifisch systematisch deutlich niedriger ausfallen.

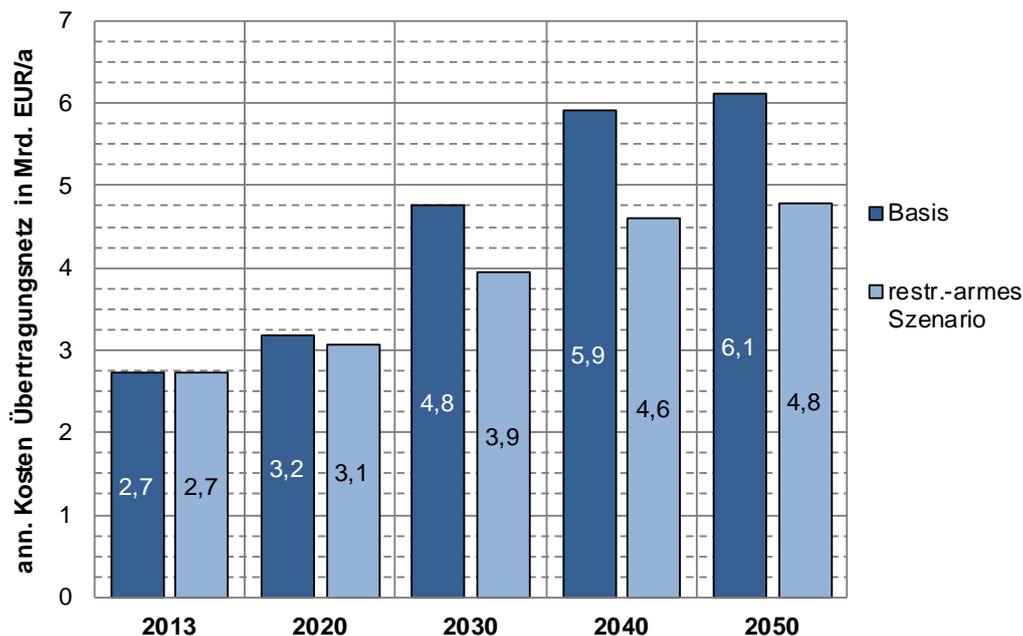


Abbildung 29: Gegenüberstellung der annuitätischen Netzkosten im *Basis*szenario und *restriktionsarmen Szenario*

In beiden Szenarien steigen die annuitätischen Netzkosten gegenüber dem Referenzjahr an, liegen im *Basis*szenario aber bereits ab 2030 mit deutlich über 4,5 Mrd. EUR gegenüber 4 Mrd. EUR spürbar über den annuitätischen Kosten des *restriktionsarmen Szenarios*. Bis 2050 vergrößert sich der Unterschied auf insgesamt 1,4 Mrd. EUR pro Jahr. Vergleicht man die Differenz der insgesamt angestiegenen annuitätischen Kosten von 3,4 Mrd. EUR pro Jahr im *Basis*- bzw. 2 Mrd. EUR pro Jahr im *restriktionsarmen Szenario*, beträgt dieser Unterschied etwa 40 % des gesamten Anstiegs im *Basis*szenario. Der Anstieg gegenüber dem Referenzjahr 2013 liegt im *restriktionsarmen Szenario* mit 75 % somit deutlich unterhalb des Anstiegs im *Basis*szenario, der bei etwa 125 % liegt.

Vergleicht man die kumulierten, endogenen Investitionen der beiden Szenarien bis 2050, beträgt die Differenz etwa 11 Mrd. EUR. Im *restriktionsarmen Szenario* liegt das Investitionsvolumen in Summe bei 30 Mrd. EUR, während es im *Basisszenario* 41 Mrd. EUR einnimmt. Aufgrund des unterschiedlichen Verkabelungsgrades fallen auch die exogen vorgegebenen Investitionen auseinander. Im *Basisszenario* werden insgesamt 26 Mrd. EUR zur Umsetzung aller Maßnahmen benötigt, während im *restriktionsarmen Szenario* 18 Mrd. EUR ausreichend sind. Diese Differenz resultiert in erster Linie aus einer angenommenen vollständigen Verkabelung der DC-Links im *Basisszenario*.

Würde man den Verkabelungsgrad und somit auch die spezifischen Kosten im *restriktionsarmen Szenario* denen des *Basisszenarios* angleichen, lägen die Ergebnisse deutlich näher beieinander: Die kumulierten, endogenen Investitionskosten des *restriktionsarmen Szenarios* würden dann mit etwa 42,7 Mrd. EUR (statt 30 Mrd. EUR) leicht über den Kosten des *Basisszenarios* von 41 Mrd. EUR liegen. Annuitätisch würden die Kosten in 2050 bei 6,2 Mrd. EUR/a gegenüber 2,7 Mrd. EUR/a in 2013 liegen, was einem relativen Kostenzuwachs von etwa 127 % entsprechen würde (*Basisszenario*: 125 %). Allerdings müsste bei einer konsequenten Übernahme des Verkabelungsgrades des *Basisszenarios* für das *restriktionsarmen Szenario* auch berücksichtigt werden, dass diese Annahme ggf. Rückwirkungen auf die anderen Entscheidungen der Ausbauoptimierung haben könnte, die für diese vereinfachte Gegenüberstellung als unverändert angenommen wurden.

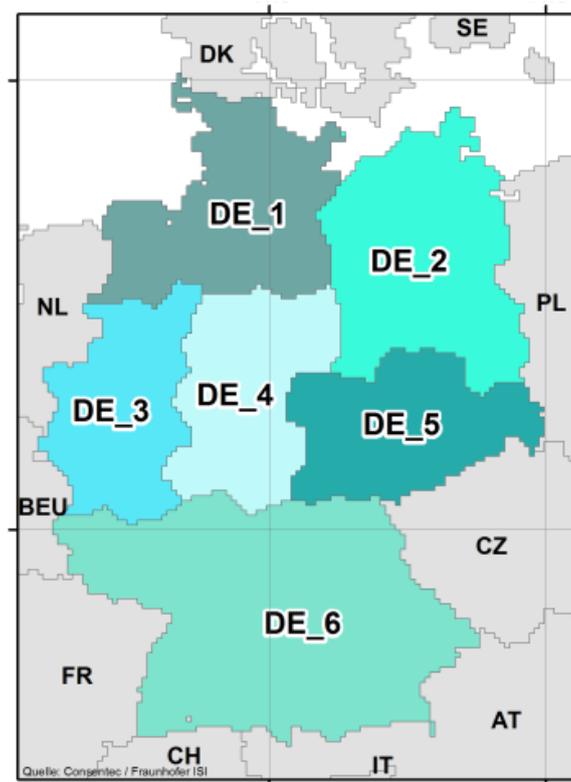


Abbildung 30: Einteilung Deutschlands in sechs Regionen „DE 1“ bis „DE 6“

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 erhebliche Unterschiede zwischen dem *restriktionsarmen Szenario* und dem *Basisszenario* festzustellen. Während im *Basisszenario* ein Zubau von EE-Anlagen in allen EE-Technologien in großem Umfang stattfindet, findet im *restriktionsarmen Szenario* ein Ausbau insbesondere der Wind-Onshore und in geringerem Umfang auch der PV-Freifläche statt.

In Abbildung 31 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 Onshore-Windenergieanlagen (zur Einteilung Deutschlands in Regionen siehe Abbildung 30).

Dies sind denjenigen EE-Technologien, die den weitaus überwiegenden Teil der in die Verteilungsnetze zu integrierenden Erzeugungsanlagen ausmachen.

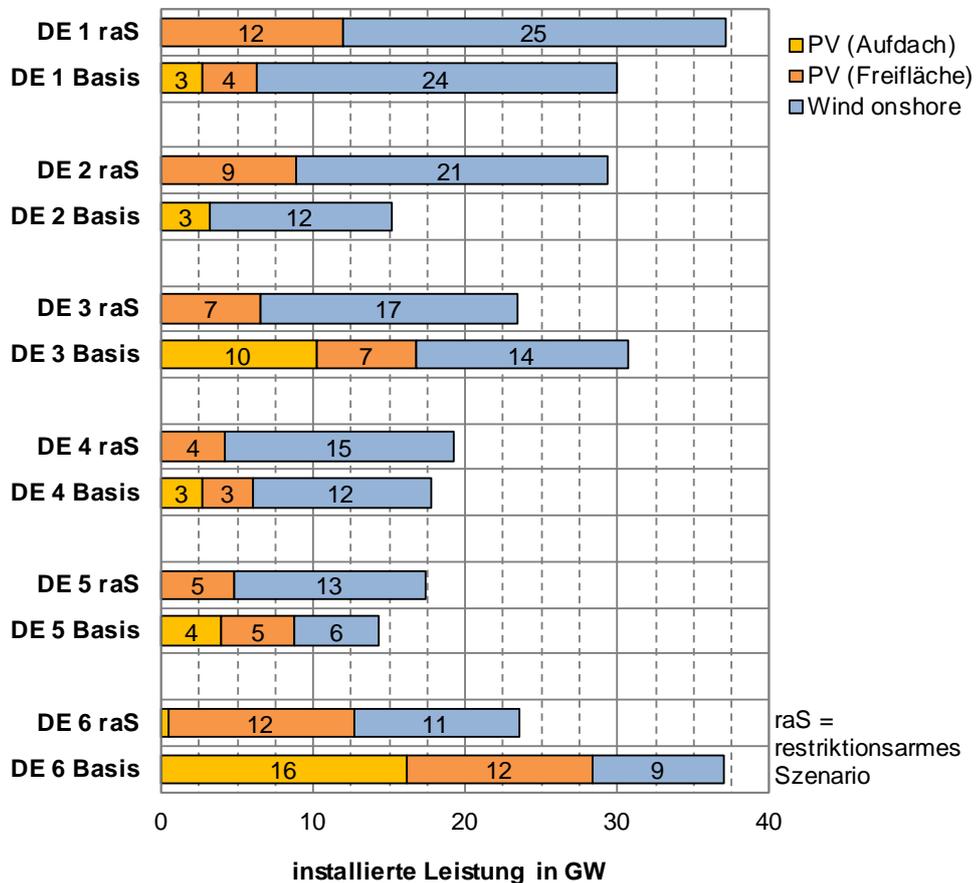


Abbildung 31: Installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*restriktionsarmes Szenario* und *Basisszenario*)

In Summe sind im *Basisszenario* knapp 145 GW und im *restriktionsarmen Szenario* ca. 150 GW in den hier dargestellten drei EE-Technologien installiert, insgesamt im *restriktionsarmen Szenario* also nur wenig mehr als im *Basisszenario*. Während im *Basisszenario* alle drei Technologien in nennenswertem Umfang vorhanden sind, finden sich im *restriktionsarmen Szenario* aus Sicht der installierten Leistung zu ca. 2/3 Windenergieanlagen und zu 1/3 PV-Freiflächenanlagen; PV-Dachflächenanlagen sind nahezu nicht vorhanden.

Von der Tendenz her gemeinsam ist beiden Szenarien, dass dargebotsbedingt der überwiegende Teil der Windenergieanlagen im Norden und, jedoch in deutlich geringerem Umfang, in der Mitte Deutschlands zu finden ist. Der größte Teil der in

PV-Anlagen installierten Leistung steht in beiden Fällen im Süden. Im *restriktionsarmen Szenario* ist in Summe über alle EE-Technologien etwas mehr Leistung in den nördlichen Regionen und etwas weniger Leistung im Süden Deutschlands installiert als im *Basisszenario*.

Die im *Basisszenario* in PV-Aufdachanlagen installierten Leistungen liegen in allen Regionen unterhalb der Netzausbauschwellen (siehe Abschnitt 1.5).

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 unterschiedliche Größe 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 (Abbildung 32) der verschiedenen Regionen ist zum Beispiel ersichtlich, dass die Leistungsdichte aller EE-Anlagen mit knapp 200 kW/km² in Region „DE 6“ (in der im *restriktionsarmen Szenario* insgesamt knapp 25 GW installiert sind) deutlich niedriger ist, als in Region „DE 1“ mit gut 900 kW/km² (in der im *restriktionsarmen Szenario* insgesamt über 35 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 „DE 1“ und „DE 3“ zu erwarten.

Vergleicht man die insgesamt in den verschiedenen Regionen installierten EE-Leistungen von *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario*, so ist mit Blick auf den erforderlichen Netzausbau zu beachten, dass PV-Aufdachanlagen bis zu einem bestimmten Umfang – und zwar den in Abschnitt 1.5 näher erläuterten Ausbauschwellen – praktisch keinen Netzausbau verursachen. Da die in diesen Anlagen installierten Leistungen im *Basisszenario* (und nur dort werden PV-Aufdachanlagen in nennenswertem Umfang zugebaut) in allen Regionen unterhalb der Ausbauschwellen liegen, können sie bei einem solchen Vergleich, der auf die Treiber des Netzausbaubedarfs abzielt, vernachlässigt werden. Zum Beispiel

sind in Region „DE 3“ somit die EE-bedingten Anforderungen im *restriktionsarmen Szenario* mit knapp 600 kW/km² etwas höher als die nur aus Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen herrührenden Anforderungen im *Basisszenario* mit gut 500 kW/km².

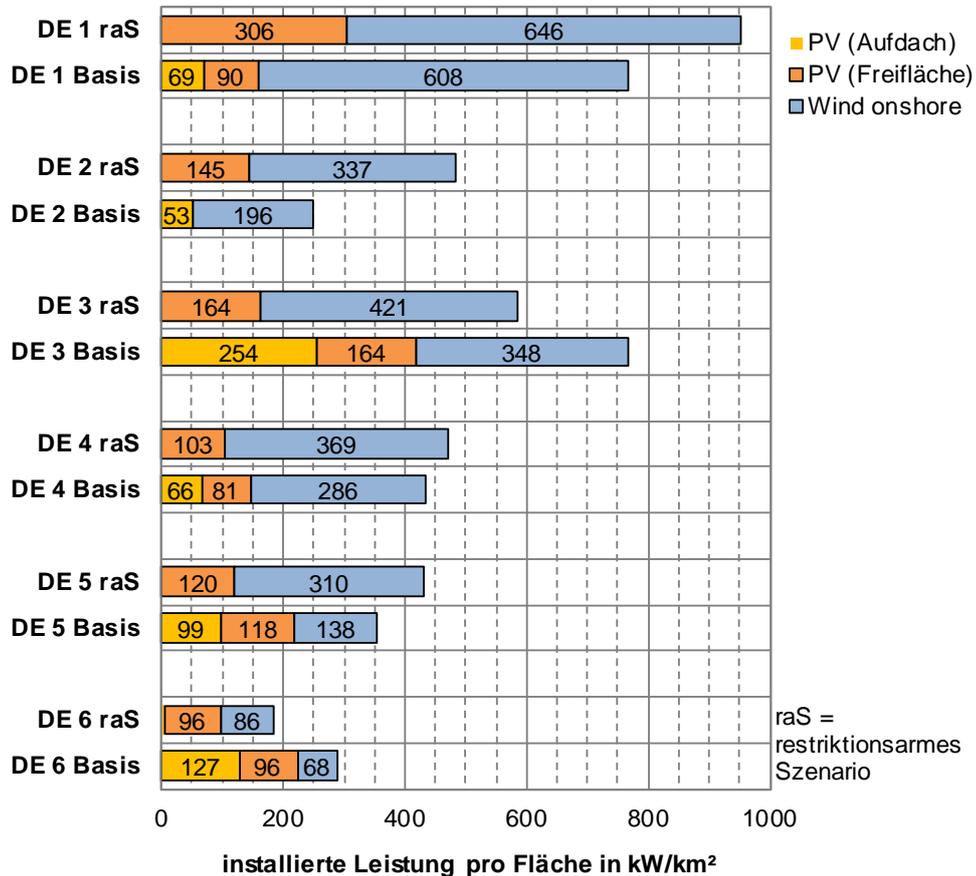


Abbildung 32: Flächenspezifisch installierte Leistung je EE-Technologie nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*restriktionsarmes Szenario* und *Basisszenario*)

Die Entwicklungen auf der Lastseite sind hingegen in beiden Szenarien näherungsweise gleich. Es ergibt sich in beiden Szenarien eine Lastzunahme auf ca. 105 GW in 2050, was einem Anstieg um ca. 30 % gegenüber heute entspricht. Ursachen hierfür sind 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 33 zunächst die Entwicklung der annuitätischen Netzkosten aller Verteilungsebenen für Gesamtdeutschland über den Betrachtungszeitraum im Vergleich der beiden Szenarien dargestellt. Die Kosten sind dabei normiert auf das Ausgangsjahr 2013.

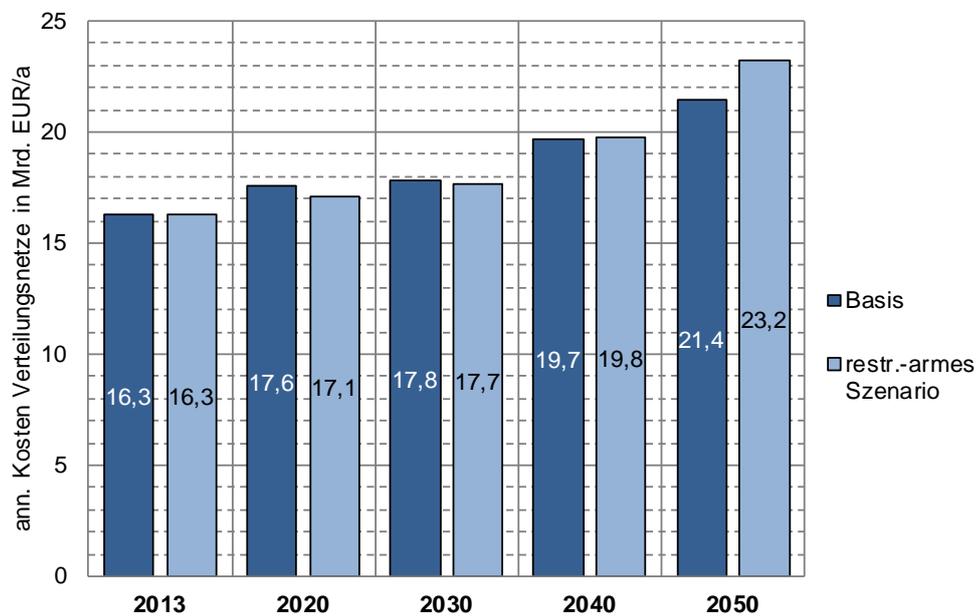


Abbildung 33: Entwicklung der annuitätischen Netzkosten im Szenarienvergleich (*restriktionsarmes Szenario* und *Basisszenario*)

Es zeigt sich bis zum Jahr 2040 in beiden Fällen ein ähnlicher Anstieg der Netzkosten um bis dahin knapp 3,5 Mrd. EUR/a, was einem relativen Anstieg um ca. 20 % entspricht. Erst danach treten deutliche 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 2013 ansteigen, liegt der Anstieg im *restriktionsarmen Szenario* mit knapp 7 Mrd. EUR/a (entsprechend mehr als 40 %) deutlich darüber.

Erforderlicher Netzausbau und wesentliche Treiber

Es sind verschiedene Gründe dafür verantwortlich, dass der Netzkostenanstieg im *restriktionsarmen Szenario* deutlich höher ausfällt als im *Basisszenario*, obwohl sich die insgesamt in Deutschland installierte EE-Leistung in beiden Szenarien nur geringfügig unterscheidet. Ein wesentlicher Grund liegt darin, dass die flächenspezifischen EE-Leistungen und zwar insbesondere derjenigen aus PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen im *restriktionsarmen Szenario* – wie zuvor dargestellt – deutlich höher sind als im *Basisszenario*. Wie ebenfalls zuvor erwähnt, sind die Leistungen in PV-Aufdachanlagen im *Basisszenario* nicht Netzausbau treibend, da sie unterhalb der Netzausbauswellen liegen (siehe auch Abschnitt 1.5)

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 Netzan-schlüsse, also der Hausanschlüsse, Ortsnetzstationen und Umspannwerke sowie der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen determiniert. Die insgesamt benötigte Leitungslänge wird maßgeblich bestimmt von der zwischen den Netzan-schlüssen zu überwindenden Distanz. Demgegenüber hat die an den Netzan-schlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf. Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzan-schlüsse 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 an die jeweilige Netzstation sowie an unterlagerte Netzebenen an-

geschlossenen 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-Freiflächenanlagen 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 Einspeisemanagements 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 Be-

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, „Eingangsgroßen 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 34 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, „Eingangsgroßen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe“) dargestellt.

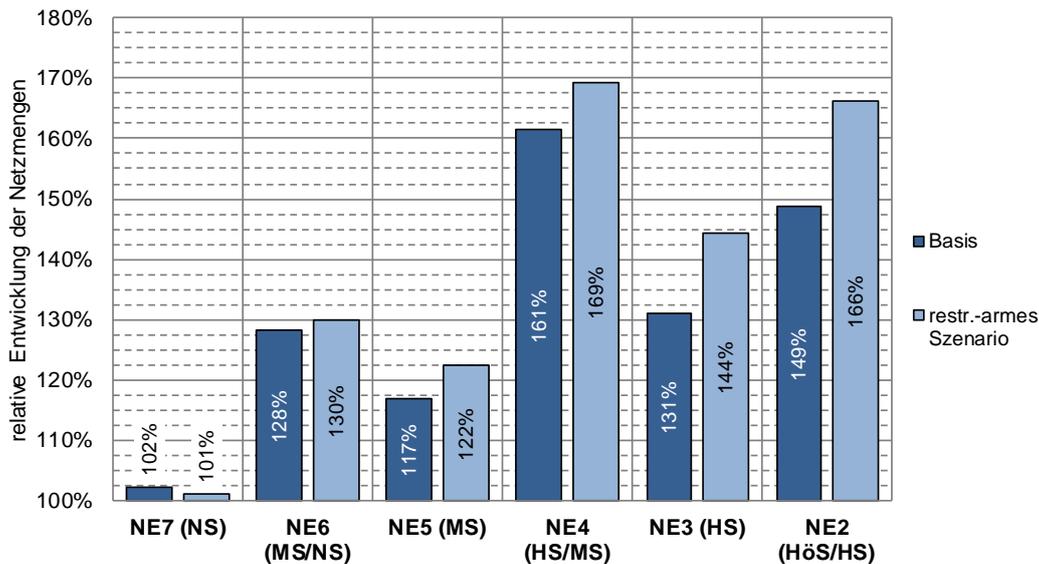


Abbildung 34: Netzmengen nach Netzebenen in 2050 im Szenarienvergleich (*restruktionsarmes Szenario* und *Basisszenario*)

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-Aufdachanlagen, 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 Trassenlänge.

Aus dem Vergleich der beiden Szenarien wird zudem ersichtlich, dass der Ausbaubedarf im *restruktionsarmen Szenario* insbesondere in den Netzebenen 2 und 3 und etwas weniger ausgeprägt in der Netzebene 4 signifikant höher ist als im *Basisszenario*. Dies ist auch eine Folge der im *restruktionsarmen Szenario* im Ver-

gleich zum *Basisszenario* deutlich größeren Leistungsdichte der ins Netz zu integrierenden Windenergieanlagen, die in der Netzebene 3 und 4 angeschlossen werden.

Regionale Unterschiede

In Abbildung 35 werden schließlich die annuitätischen Netzkosten differenziert nach Regionen im Vergleich der beiden Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt.

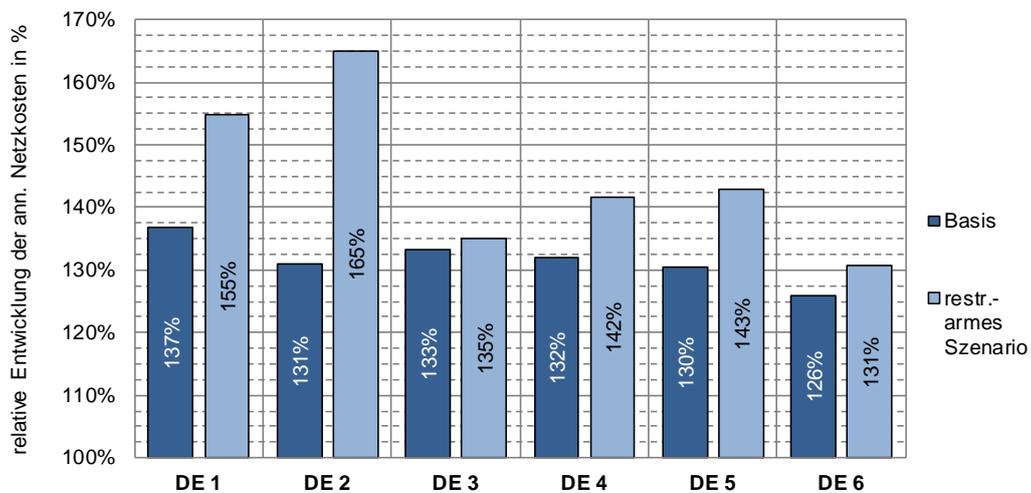


Abbildung 35: Annuitätische Netzkosten nach Regionen in 2050 im Szenarienvergleich (*restruktionsarmes Szenario* und *Basisszenario*)

Hier bestätigt sich zunächst die obige Feststellung des im *restruktionsarmen Szenario* im Vergleich zum *Basisszenario* deutlich höheren Netzausbaus in den Regionen „DE 1“ und „DE 2“. Auffallend ist allerdings, dass die Ausbaurkosten im *restruktionsarmen Szenario* in allen Regionen höher liegen als im *Basisszenario*. Dies gilt insbesondere auch für Region „DE 6“, in der die insgesamt in EE-Anlagen installierte Leistung im *restruktionsarmen Szenario* niedriger ist als im *Basisszenario*. Dass die Ausbaurkosten im *restruktionsarmen Szenario* auch hier dennoch höher liegen, liegt daran, dass in diesem Szenario mehr PV-Freiflächenanlagen in Gebieten mit niedriger Lastdichte errichtet werden als im *Basisszenario*, so dass der Ausbaubedarf auch früher einsetzt. Gleichzeitig verursachen die im *Basisszenario* zugebauten PV-Aufdachanlagen keinen oder nur einen sehr geringen Netzausbau, da die in diesen Anlagen installierten Leistungen in allen Regionen unterhalb der Netzausbauwellen liegen.

Rund 20 %-Punkte des Kostenanstiegs werden 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 in den beiden Szenarien 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 – restriktionsarmes Szenario und Vergleich zum Basisszenario

4.1 Ansatz zur Kostenermittlung

Wie in 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 CO₂-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 wird¹⁰, 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

¹⁰ Geringfügiges Lernen findet allerdings bei den Wirkungsgraden statt.

Kosten der Deckung der Nachfrage in der jeweiligen Stunde dar. Importiert Deutschland Strom, ergeben sich die Kosten aus der Multiplikation der importierten 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 restriktionsarmen Szenario und Vergleich mit dem Basisszenario

Das Ergebnis der Kostenbetrachtungen für das *restriktionsarme Szenario* ist in Tabelle 14 bzw. Abbildung 36 dargestellt. Die Gesamtkosten werden im Jahr 2013 mit ca. 59,8 Mrd. EUR veranschlagt und steigen bis 2020 auf 62,7 Mrd. EUR an. Dies stellt im *restriktionsarmen Szenario* jedoch bereits das Maximum der Kosten dar: Bis 2040 sinken die jährlichen Kosten dann auf ca. 54,8 Mrd. EUR ab und steigen dann durch den höheren Emissionsminderungsdruck bis 2050 wieder auf 57,5 Mrd. EUR an.

Auch in diesem Szenario zeigt sich der in *Referenz-* und *Basisszenario* genannte Trend zur Verschiebung der Kosten von fossil nuklearer Erzeugung zu Stromnetzen und erneuerbaren Energien. Allerdings fällt diese Trendentwicklung durch die Nutzung von Braunkohle-CCS deutlich schwächer aus. Insgesamt sinkt der Anteil fossiler und nuklearer Stromerzeugung an den Kosten von 32 % im Jahr 2013 auf 15 % im Jahr 2050. Dieser Wert fällt damit gegenüber dem *Basisszenario* etwa doppelt so hoch aus, wobei der überwiegende Teil dieser Kosten für Braunkohle-CCS-Kraftwerke anfällt.

Die Kosten des Stromnetzes steigen bis zum Jahr 2050 auf 147 % des Wertes im Jahr 2013. Im *restriktionsarmen Szenario* erreicht das Stromnetz mit einem Kostenanteil von 49 % den größten Kostenblock im Jahr 2050. Die Netze dienen auch dazu, den international in vielen Stunden sehr wettbewerbsfähigen Strom aus CCS-Kraftwerken zu exportieren. Die Kosten der erneuerbaren Energien erreichen im Jahr 2050 in etwa das Niveau des Jahres 2050. Die Bedeutung des Stromhandels in der Kostenbilanz unterliegt starken Schwankungen und diese sind – wie bereits geschildert – nicht einfach zu bilanzieren. Im Jahr 2020 erreicht der Export mit ca. 7 Mrd. EUR den größten Wert. Bis zum Jahr 2030 fällt dieser Wert bis auf 0,2 Mrd. EUR ab und steigt dann bis 2050 wieder auf 3,3 Mrd. EUR.

Tabelle 14: Kosten des deutschen Stromsystems im *restriktionsarmen Szenario* in Mio. EUR₂₀₁₀

	2013	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	6.675	2.922	0	0	0
Steinkohle	4.000	9.318	4.302	2.317	1.191
Braunkohle	3.336	3.418	2.532	1.129	0
Braunkohle mit CCS	0	0	0	5.138	6.934
Erdgas	3.215	6.051	5.097	3.174	141
Andere Fossile	1.637	241	201	188	173
Wind-Onshore	7.448	6.752	6.950	11.880	15.605
Wind-Offshore	256	3.022	3.022	2.394	2.394
PV	7.752	8.301	7.537	2.039	2.895
Biomasse	6.323	7.569	6.158	4.040	1.515
Wasserkraft u.a. EE	1.005	1.085	1.085	1.085	1.085
Export/Import	-1.778	-7.059	-206	-3.849	-3.277
Speicher	654	688	688	688	688
Übertragungsnetz	2.725	3.070	3.944	4.577	4.781
Verteilungsnetz	16.314	17.126	17.651	19.757	23.193
Gesamtsumme	59.800	62.742	59.199	54.797	57.555
Endenergienachfrage [TWh]	520	491	469	512	593
<i>Spezifische Kosten [EUR/MWh]</i>	<i>115,0</i>	<i>127,7</i>	<i>126,2</i>	<i>107,1</i>	<i>97,1</i>

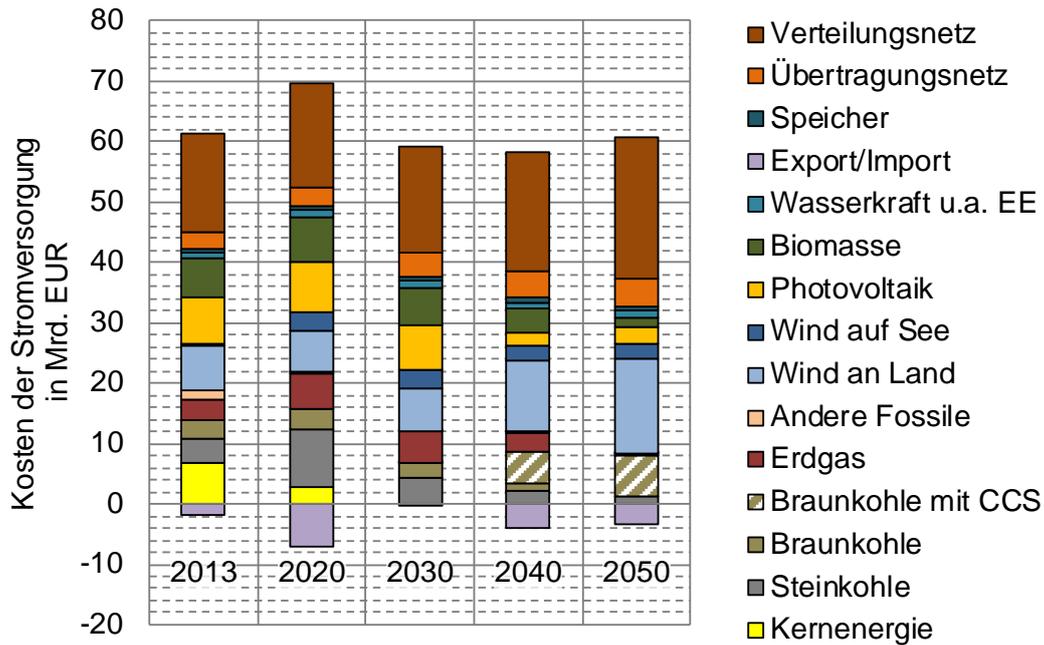


Abbildung 36: Kosten des deutschen Stromsystems im *restriktionsarmen Szenario* in Mrd. EUR₂₀₁₀

Tabelle 15: Entwicklung der Verteilung der Kostenkomponenten im *restriktionsarmen Szenario*

	2013	2020	2030	2040	2050
Fossil u. nuklear	32 %	35 %	20 %	22 %	15 %
Erneuerbare Energien	38 %	43 %	42 %	39 %	41 %
Netze	32 %	32 %	36 %	44 %	49 %
Speicher	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Export/Import	-3 %	-11 %	0 %	-7 %	-6 %

Tabelle 16: Entwicklung der Kostenkomponenten gegenüber 2013 im *restriktionsarmen Szenario*

	2013	2020	2030	2040	2050
Fossil u. nuklear	100 %	116 %	64 %	63 %	45 %
Erneuerbare Energien	100 %	117 %	109 %	94 %	103 %
Netze	100 %	106 %	113 %	128 %	147 %
Speicher	100 %	105 %	105 %	105 %	105 %
Export/Import	100 %	397 %	12 %	216 %	184 %

Im Rahmen einer Kostenoptimierung kann erwartet werden, dass ein Szenario mit geringeren Restriktionen bzgl. der Technologieauswahl zu niedrigeren Kosten führt. Dies zeigt sich im Vergleich zwischen *restriktionsarmem Szenario* und *Basisszenario* auch sehr deutlich. Im Zeitverlauf steigt der Kostenvorteil des *restriktionsarmen Szenarios* immer weiter an und erreicht im Jahr 2050 ca. 8,1 Mrd. EUR/a; damit liegen die Kosten 16,2 % unter denen des *Basisszenarios*. Die Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken und die geringeren Vorgaben für Wind-Offshore führen zu deutlichen Verschiebungen. Die Kosten der Onshore-Windenergie gewinnen zu Lasten der Offshore-Windenergie und der PV an Bedeutung, da für sie geringere Stromerzeugungskosten anfallen. Die CCS-Kraftwerke verdrängen Kosten im Bereich der Erdgas-KWK und in erheblichem Umfang Stromimporte aus dem Ausland und die damit verbundenen Kosten. Insgesamt liegen die spezifischen Erzeugungskosten im Jahr 2050 mit 97,1 EUR/MWh um 18,8 EUR/MWh niedriger als im *Basisszenario* (115,9 EUR/MWh). Eine genaue Zuordnung der Minderkosten auf die Kostenkomponenten ist nicht möglich: Welche Kombination aus Technologien beispielweise im *restriktionsarmen Szenario* die im Vergleich zum *Basisszenario* niedrigere Erzeugung aus PV ersetzt, lässt sich nicht sachgerecht bestimmen. Die Auswirkungen der Abbildung der MENA-Region liegen im Wesentlichen in mutmaßlich leicht geringeren Kosten der Importe; insgesamt ist dieser Effekt aber für Deutschland vermutlich eher geringfügig.

Im Bereich der Stromnetze sind die Kostenunterschiede nicht ganz so ausgeprägt. In den Dekaden bis 2030 entstehen sowohl in den Verteilungsnetzen als auch im Übertragungsnetz Einsparungen aufgrund des geringeren nationalen Ausbaus erneuerbarer Energien. In den folgenden 20 Jahren kommt es zu einer sehr unterschiedlichen Entwicklung. So steigt der Kostenvorteil des Übertragungsnetzes bis auf 1,3 Mrd. EUR jährlich an, während die Mehrkosten im Verteilungsnetz bis 2050 ca. 1,8 Mrd. EUR jährlich erreichen. Diese Mehrkosten liegen im Wesentlichen im höheren Ausbau der Onshore-Windenergie und – in Norddeutschland – der PV-Freifläche begründet.

Tabelle 17: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *restriktionsarmen Szenario* mit dem *Basisszenario* in Mio. EUR₂₀₁₀ (*Positive Werte entsprechen Mehrkosten im restriktionsarmen Szenario.*)

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0	0	0	0
Steinkohle	36	-98	-224	-305
Braunkohle	12	0	-2	0
Braunkohle mit CCS	0	0	5.138	6.934
Erdgas	1.828	-1.019	-2.525	-2.953
Andere Fossile	0	0	0	0
Wind-Onshore	-1.148	373	808	3.890
Wind-Offshore	1	-3.480	-3.481	-2.847
Photovoltaik	-1.402	-1.595	-3.325	-2.937
Biomasse	92	-250	-610	-967
Wasserkraft u.a. EE	0	0	0	0
Export/Import	-790	3.680	-1.290	-9.304
Speicher	0	0	0	0
Übertragungsnetz	-102	-813	-1.342	-1.343
Verteilungsnetz	-479	-179	104	1.752
Gesamtsumme	-1.953	-3.381	-6.749	-8.080
Endenergienachfrage [TWh]	-1	-1	-1	26
<i>Spez. Kosten [EUR/MWh]</i>	<i>-3,7</i>	<i>-7,1</i>	<i>-12,9</i>	<i>-18,8</i>

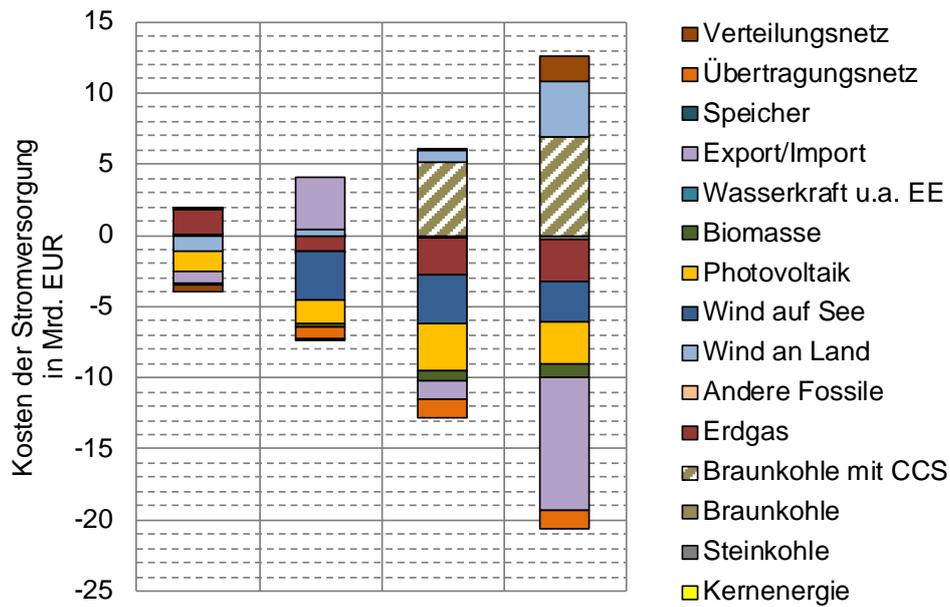


Abbildung 37: Vergleich der Kosten des deutschen Stromsystems im *restriktionsarmen Szenario* mit dem *Basisszenario* in Mrd. EUR₂₀₁₀. (Positive Werte entsprechen Mehrkosten im restriktionsarmen Szenario.)

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

5.1 Kurzzusammenfassung des Vorgehens

Im *Basisszenario* gelten für die Optimierung des Stromsystems einige Nebenbedingungen, die politisch gesetzte Ziele oder Präferenzen abbilden. Durch einige dieser Nebenbedingungen wird der Technologiepfad der Stromerzeugung zumindest teilweise vorgeschrieben. Im *restriktionsarmen Szenario* werden einige dieser Einschränkungen des Lösungsraums aufgehoben oder zumindest reduziert. Dazu soll jedoch angemerkt werden, dass das *restriktionsarmen Szenario* kein „Leitszenario“ im Sinne einer Empfehlung darstellt. Dies gilt zwar für alle Szenarien dieser Studie, für das *restriktionsarmen Szenario* jedoch in besonderem Maße. Mit dem Szenario wird bewusst ein Extremfall untersucht. Dies ist weder als eine Empfehlung noch als eine Untersuchung über die Folgen eines Aufhebens solcher Ziele in der Realität zu verstehen. Das Szenario dient dazu, Wirkungszusammenhänge des Stromsystems besser zu verdeutlichen.

Das *restriktionsarme Szenario* weicht in den folgenden Aspekten vom *Basisszenario* ab:

- **Abbildung der MENA-Region:** Im *Basisszenario* beschränkt sich der im Modell abgebildete Teil des Stromsystems auf Europa. Im *restriktionsarmen Szenario* wird die MENA-Region, also der Mittlere Osten und Nordafrika, in die Betrachtung miteingeschlossen. Für die MENA-Region gelten im Modell grundsätzlich die gleichen Bedingungen wie für die europäischen Länder; sie zeichnen sich aber durch sehr gute Potenziale für Solarenergie, sowohl für Photovoltaik als auch für Stromerzeugung aus konzentrierender Solarthermie, sowie teilweise sehr gute Windstandorte aus.
- **Abscheidung und Speicherung von CO₂:** Im *Basisszenario* ist die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (engl.: carbon capture and storage (CCS)) im Stromsektor ausgeschlossen. Diese Einschränkung trägt der Tatsache Rechnung, dass derzeit in der Bevölkerung und in weiten Teilen der Politik der CCS-Einsatz im Stromsektor in Deutschland kaum Akzeptanz findet. Im *restriktionsarmen Szenario* hingegen werden CCS-Technologien im Stromsektor nach dem Jahr 2025 zugelassen; sie können dann in jeder Region Europas und der MENA-Region errichtet werden.
- **Ausbau der Photovoltaik in Deutschland:** Photovoltaik wird als ein wichtiger Bestandteil der Energiewende angesehen; dieser Tatsache wird im *Basisszenario* durch eine Mindestausbaubedingung Rechnung

getragen: Der im EEG verankerte „Deckel“ von 52 GW wird im *Basisszenario* über den gesamten Zeitraum als Mindestziel festgesetzt; welches das Modell nach oben hin natürlich überschreiten darf. Dabei wird zusätzlich festgelegt, dass mindestens drei Viertel der 52 GW als PV-Aufdachanlagen installiert sein müssen, der Rest als PV-Freiflächenanlagen. Diese Vorgaben werden im *restriktionsarmen Szenario* aufgehoben. Das Modell darf den zukünftigen Ausbau in Deutschland ab 2015 frei wählen.

- **Ausbau der Offshore-Windenergie:** Für den Ausbau der Offshore-Windenergie ist im *Basisszenario* durch Nebenbedingungen festgelegt, dass das Ziel, Wind-Offshore bis 2030 auf 15 GW auszubauen, erreicht wird. Im *restriktionsarmen Szenario* wird diese Nebenbedingung aufgehoben. Bis zum Jahr 2020 wird eine Leistung von 6,5 GW erreicht, die auch danach nicht unterschritten werden darf; der weitere Ausbau wird vom Modell frei entschieden.
- **Übertragungsnetzausbau:** Der methodische Ansatz zur Modellierung des **Übertragungsnetzes** und die Parametrierung der verwendeten Modelle sind im *Basisszenario* und *restriktionsarmen Szenario* in weiten Teilen identisch. Anders als im *Basisszenario* werden jedoch im *restriktionsarmen Szenario* geringere Verkabelungsquoten auf der Höchstspannungsebene angenommen.

5.2 Schlussfolgerungen

Die eingesetzten Modelle haben im *restriktionsarmen Szenario* in mehreren Aspekten größere Freiheiten zur Ermittlung der kostenoptimalen Lösung.: Dies führt teilweise zu starken Abweichungen im Vergleich mit anderen Szenarien, z. B. dem *Basisszenario*. Im Folgenden muss dabei beachtet werden, dass sich die Effekte überlagern und teilweise verstärken. Dadurch kann die Ursache der Veränderung nicht immer eindeutig bestimmt werden.

5.2.1 Konventionelle Erzeugung

CCS ist unter den Rahmenbedingungen im Stromsystem kosteneffizient, erreicht aber nur begrenzte Anteile.

Obwohl im Modell auch der Bau von CCS-Kraftwerken mit Steinkohle und Erdgas als Brennstoff möglich ist, setzen sich im *restriktionsarmen Szenario* nur CCS-Braunkohlekraftwerke durch. Diese haben bei den gewählten technischen Parametern und Brennstoffpreisen unter den CCS-Technologien die niedrigsten Stromgestehungskosten. Der Bau von Braunkohlekraftwerken ist im Modell jedoch auf

bestehende Standorte und deren derzeitige Leistungen beschränkt. Das darüber hinaus keine CCS-Kraftwerke gebaut werden, liegt im Wesentlichen an der Konkurrenz durch erneuerbare Energien. Diese erzeugen im Gegensatz zu CCS-Kraftwerken völlig CO₂-freien Strom zu sehr günstigen Preisen. Die hohen EE-Anteile führen dazu, dass der Bau weiterer CCS-Kraftwerke nicht kosteneffizient ist; die Kraftwerke erreichen nicht die Auslastungen, die nötig sind, um die hohen Investitionen zu rechtfertigen. Die begrenzte Leistung der Braunkohle-CCS-Kraftwerke lässt sich jedoch gut in das Stromsystem integrieren, u. a. durch den starken Netzausbau. Bei der Bewertung von CCS im Rahmen dieses Szenarios muss bedacht werden, dass Fragen zur Technologieakzeptanz sowie der bestmöglichen Nutzung begrenzter Speicherstätten für CO₂ in diesem Szenario nicht betrachtet werden.

CCS-Kraftwerke in Deutschland reduzieren Stromimporte und EE-Anteil in Deutschland.

Die Stromerzeugung aus deutschen Braunkohlekraftwerken mit CCS im *restriktionsarmen Szenario* verändert die deutsche Stromversorgung stark. Die CCS-Kraftwerke decken in 2050 22 % der Bruttostromnachfrage. Die Kraftwerke sind international wettbewerbsfähig und verdrängen gegenüber dem *Basisszenario* Importe nach Deutschland. Der deutsche CCS-Strom verdrängt damit Importe mit sehr hohem EE-Anteil. Dies senkt den EE-Anteil in Deutschland, obwohl die Erzeugung aus deutschen EE-Anlagen gegenüber dem *Basisszenario* sogar zunimmt (s.u.).

CCS-Kraftwerke und erneuerbare Energien sorgen für einen deutlichen Rückgang der gekoppelten Stromerzeugung aus KWK-Anlagen.

Auch in 2050 wird eine gewisse gesicherte Leistung benötigt. Diese deckt die Nachfrage in Stunden mit niedriger EE-Erzeugung, leeren Pumpspeichern und zu geringen Importmöglichkeiten. Im *Basisszenario* spielen KWK-Anlagen eine wichtige Rolle für die Bereitstellung dieser Leistung. Im *restriktionsarmen Szenario* übernehmen die CCS-Kraftwerke einen Teil dieser Aufgabe. Dadurch sinkt die installierte Leistung der KWK-Anlagen im Vergleich zum *Basisszenario* um 5,7 GW.

Konventionelle Heizkessel und Elektrodenheizkessel decken einen Großteil der Wärmenachfrage in den großen Wärmenetzen.

Der Rückgang der KWK wirkt sich auch in den Wärmenetzen und in der Industrie aus. Die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen sinkt im Vergleich zum *Basisszenario*. Zum Ausgleich erhöht das Modell die Wärmeerzeugung aus konventioneller Feuerung und aus Strom zur Deckung der Wärmenachfrage um jeweils 20 bis 30 TWh.

5.2.2 Erneuerbare Energien

Im restriktionsarmen Szenario ist die Erzeugung der Onshore-Windenergie in Deutschland höher als im Basisszenario, die PV-Einspeisung dagegen geringer.

Ohne die technologischen Vorgaben des *Basisszenarios* verschiebt das Modell den Fokus des EE-Ausbaus noch stärker zu Wind-Onshore. Die installierte Leistung bei Wind-Onshore wird im Vergleich zum *Basisszenario* um ein Drittel erhöht und erreicht über 100 GW. Das angenommene Potenzial für PV-Freiflächenanlagen von 49 GW wird im Jahr 2050 vollständig genutzt. Trotzdem werden vom Modell nahezu keine PV-Aufdachanlagen gebaut. Durch die höheren Kosten von PV-Aufdachanlagen zieht das Modell PV-Freiflächenanlagen vor, solange dafür noch ungenutzte Potenziale vorhanden sind.

Wind-Offshore wird in Deutschland nicht über die Minimumvorgabe von 6,5 GW ausgebaut.

Bereits im *Basisszenario* zeichnet sich ab, dass Wind-Offshore unter den angenommenen Entwicklungen keine Kostenvorteile gegenüber Wind-Onshore hat. Das Modell bezieht sich dabei nicht auf die reinen Gestehungskosten, in denen Offshore-Anlagen teilweise günstiger sind als Onshore-Anlagen, sondern auf die systemischen Gesamtkosten. Hierbei spielen besonders die Netzanschlusskosten eine große Rolle als Kostentreiber.

Aus Nordafrika und dem Mittleren Osten werden im restriktionsarmen Szenario im Jahr 2050 100 TWh Strom importiert. Der Einfluss auf Deutschland ist aber relativ gering.

Wird die MENA-Region im Modell mit abgebildet, ergeben sich durch den größeren Systemraum Vorteile. Insbesondere können die Schwankungen der fluktuierenden

erneuerbaren Energien über noch unterschiedlichere Wetterzonen noch effizienter ausgeglichen werden. Der Nettoimport von 100 TWh fällt dagegen moderat aus. Der Import wird vor allem durch die teilweise ausgezeichneten Windstandorte in Nordafrika sowie durch die immensen Potenziale für solare Stromerzeugung konzentrierende Solarthermie-Kraftwerke getrieben. Die Auswirkungen der Importe nehmen mit räumlichem Abstand zur MENA-Region ab und sind in Deutschland vergleichsweise gering.

5.2.3 Netzfragestellungen

Der Umfang des Ausbaus im Übertragungsnetz ist gegenüber dem *Basisszenario* nahezu unverändert hoch.

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 verstärkten oder ausgebauten Stromkreiskilometern bedeutet, dass über die heute bereits gesetzlich vorgesehenen Maßnahmen gemäß EnLAG und BBPIG hinaus noch einmal das in etwa 1,4-fache an Netzausbau benötigt wird. Dieser Wert bleibt im *restriktionsarmen Szenario* nahezu unverändert. Er steigt leicht um ca. 1.000 km.

Leichte Verschiebungen gibt es, was die regionale Verteilung dieses Ausbaus angeht: So fällt der Umfang des Netzausbaus im Norden Deutschlands weniger stark aus als im *Basisszenario*, während der Umfang im Süden / Südosten höher liegt als im *Basisszenario*. Gründe hierfür sind unter anderem der geringe Wind-Offshore-Ausbau, der die Netzbelastungen im Norden tendenziell senkt sowie die höhere Stromerzeugung insbesondere im Südosten aus Windenergieanlagen einerseits und CCS-Kraftwerken andererseits, was die Netzbelastungen dort und im Süden Deutschlands erhöht.

Die Kosten des Übertragungsnetzausbaus sind allerdings deutlich niedriger. Grund ist der angenommene deutlich höhere Erdkabelanteil im *Basisszenario*.

Bei nahezu gleichem Ausbauvolumen im Übertragungsnetz in beiden Szenarien sind die Ausbaukosten im *restriktionsarmen Szenario* deutlich geringer als im *Basisszenario*. So liegen im Jahr 2050 die annuitätischen Kosten im Übertragungsnetz im *restriktionsarmen Szenario* rund 1,4 Mrd. EUR/a unter denen im *Basisszenario*. Gegenüber dem Referenzjahr 2013 steigen die annuitätischen Kosten im *restriktionsarmen Szenario* damit zwar immer noch deutlich an – um 75 % – allerdings deutlich weniger als im *Basisszenario*, wo der Anstieg bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2013 bei rund 125 % liegt.

Der Grund liegt in den Rahmenannahmen für das *restriktionsarmen Szenario*: Anders als im *Basisszenario* wurde im Sinne einer sehr strikten Kostenoptimierung und unter Vernachlässigung von Restriktionen, die sich aus dem Bedarf für Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung ergeben können, im *restriktionsarmen Szenario* angenommen, dass der endogene Übertragungsnetzausbau durchgängig mit einem Kabelanteil von 10 % erfolgt. Im *Basisszenario* liegt dieser Wert deutlich höher: Netzausbau erfolgt dort im Drehstromnetz mit einem Kabelanteil von 20 % und bei Gleichstromleitungen vollverkabelt. Der Kostenunterschied zwischen Freileitungen und Erdkabeln erklärt somit im Wesentlichen die Kostenunterschiede zwischen beiden Szenarien.

Die Kosten des Netzausbaus in den Verteilungsnetzen steigen gegenüber dem *Basisszenario* an.

Anders als beim Übertragungsnetzausbau sind die Annahmen hinsichtlich des Anteils an Erdverkabelung beim Verteilungsnetzausbau zwischen beiden Szenarien gleich: Verteilungsnetzausbau erfolgt annahmegemäß ausschließlich verkabelt. Dennoch steigen die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze im *restriktionsarmen Szenario* gegenüber dem *Basisszenario* bis zum Jahr 2050 spürbar stärker an. So liegen die annuitätischen Verteilungsnetzkosten im *restriktionsarmen Szenario* um ca. 1,7 Mrd. EUR/a höher als im *Basisszenario*.

Der Grund hierfür ist, dass im *restriktionsarmen Szenario* der Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen im Vergleich zum *Basisszenario* ansteigt. Hierfür sind im Wesentlichen zwei Effekte verantwortlich: Zum einen steigt durch den geringeren Ausbau von Wind-Offshore im Vergleich zum *Basisszenario* der Ausbau von EE-Technologien an Land, die dann zusätzlich in die Verteilungsnetze zu integrieren

sind. Zum anderen steigt der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen und PV-Freiflächenanlagen, da im *restriktionsarmen Szenario* kein Ausbau von PV-Aufdachanlagen erfolgt. Dies ist aus Gesamtsystemsicht bei der sehr strikten Kostoptimierung im *restriktionsarmen Szenario* kosteneffizient, führt aber bei ausschließlicher Betrachtung der Verteilungsnetze zu Mehrkosten in diesem Bereich. Die im *Basisszenario* durchgeführte kleinräumige Steuerung des Ausbaus der PV-Aufdachanlagen hat dazu geführt, dass diese Anlagen im *Basisszenario* nahezu keinen Verteilungsnetzausbau erfordern, da sie dort zugebaut werden, wo in den Niederspannungsnetzen noch Netzkapazität verfügbar ist. Für PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen sind solche verfügbaren Netzkapazitäten in den Mittel- und Hochspannungsnetzen aufgrund des zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele ohnehin erforderlichen EE-Ausbaus nicht mehr vorhanden. Anders als PV-Aufdachanlagen führen diese Anlagen somit im *restriktionsarmen Szenario* nahezu in allen Gebieten mit hohem Dargebot zu Netzausbau. Die Ergebnisse des *restriktionsarmen Szenario* zeigen aber, dass bei strikter Kostoptimierung die höheren Investitionskosten der PV-Aufdachanlagen durch eingesparte Netzkosten nicht aufgewogen werden.

5.2.4 Kosten

Die Kosten der Stromversorgung liegen im *restriktionsarmen Szenario* im Jahr 2050 16,2 % unter den Kosten des *Basisszenarios*.

Die zentralen Faktoren, die diesen Unterschied treiben, sind die Verfügbarkeit von CCS und die geringeren Vorgaben bzgl. des Ausbaus von Offshore-Windenergie und der PV-Aufdach. Braunkohle-CCS und Onshore-Windenergie sind in diesem Szenario kostengünstige Technologien in Deutschland und werden sehr stark ausgebaut. Für CCS muss bei der Bewertung dieses Szenarios bedacht werden, dass die Fragen der Technologieakzeptanz sowie der Nutzung begrenzter Speicherstätten für CO₂ in diesem Szenario nicht betrachtet werden.