

CLIMATE CHANGE

08/2021

Strommarkt und Klimaschutz: Transformation der Stromerzeugung bis 2050

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 08/2021

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3713 97 102
FB000406

Strommarkt und Klimaschutz: Transformation der Stromerzeugung bis 2050

Abschlussbericht

von

Dr. Barbara Burstedde, Dr. Marco Nicolosi
Connect Energy Economics GmbH, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

[f/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

[t/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Connect Energy Economics GmbH
Dänenstr. 4
10439 Berlin

Abschlussdatum:

August 2020

Fachliche Begleitung:

Fachgebiet I 1.4 Fachgebiet für wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen,
nachhaltiger Konsum

Dr. Benjamin Lünenbürger

Fachgebiet V 1.2 Energiestrategien und -szenarien

Thomas Klaus

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien

Max Werlein

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2021

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Strommarkt und Klimaschutz: Transformation der Stromerzeugung bis 2050

Um die Klimaziele des Übereinkommens von Paris einzuhalten, ist eine Transformation zur Dekarbonisierung der Energieversorgung notwendig. Für Europa bedeutet dies u. a. aufgrund landwirtschaftlicher Sockelemissionen eine weitestgehend CO₂-freie Stromerzeugung bis spätestens 2050. Damit dieses Ziel im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung erreicht werden kann, ist eine weitestgehend auf erneuerbaren Energieträgern (EE) basierende Stromversorgung erforderlich. Die entsprechende Transformation birgt Herausforderungen für das Stromsystem, die durch eine Vielzahl technologischer Optionen gelöst werden können. Daher stellt sich die Frage, welche dieser sehr vielfältigen Optionen wann und in welchem Umfang genutzt werden sollten. Dabei sind die Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Optionen und die komplexen Wechselwirkungen zwischen allen Systemelementen zu beachten.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat die Connect Energy Economics GmbH (Connect) daher damit beauftragt, effiziente Transformationspfade der Stromerzeugung bis 2050 modellgestützt zu identifizieren. Die analysierten Szenarien bilden dabei die Entwicklung des deutschen und europäischen Versorgungssystems bei ambitionierten CO₂-Zielen unter verschiedenen Rahmenbedingungen ab. Die Ergebnisse der Szenarien zeigen, dass sich die analysierten Transformationspfade des Stromsystems durch große technologische Vielfalt, hohe Flexibilität und eine umfassende Nutzung der Vorteile des europäischen Binnenmarktes für Strom auszeichnen. Auch für sehr ambitionierte Klimaziele bestehen Lösungen für eine weitestgehend CO₂-freie und zugleich kostengünstige und sichere Versorgung.

Abstract: Power market and climate protection: transforming power supply until 2050

In order to meet the climate target of the Paris Agreement, a transformation towards a decarbonized energy supply is necessary. For Europe, this means a largely CO₂-free generation of electricity by 2050 at the latest. In order to achieve this goal in the course of a sustainable development, a power supply based largely on renewable energy sources (RES) is required. The corresponding transformation poses challenges for the power system, which can be solved by a variety of technological options. Therefore, the question arises, which of these very diverse options should be used when and to what extent. In this context, the substitution possibilities between the options and the complex interactions between all system elements should be taken into account.

The Federal Environment Agency (UBA) has therefore commissioned Connect Energy Economics GmbH (Connect) to identify efficient transformation paths for power generation by 2050 based on quantitative models. The analyzed scenarios depict the development of the German and European supply system for ambitious CO₂ targets under various conditions. The results of the scenarios show that the analyzed transformation paths of the electricity system are characterized by a high level of technological diversity, high flexibility and a comprehensive exploitation of the advantages of the European internal power market. Solutions for a largely CO₂-free and at the same time affordable and secure power supply exist also for very ambitious climate targets.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis	12
Abkürzungsverzeichnis	15
Zusammenfassung.....	16
Summary	24
1 Einleitung.....	33
2 Motivation und Projektziel.....	34
3 Methodische Herangehensweise	36
4 Szenarien	42
5 Vorbereitende Analysen und Annahmen.....	47
5.1 Analyserahmen und Modellgrenzen.....	47
5.1.1 Zeitliche und geografische Dimensionen der Analyse	47
5.1.2 Sektorale Dimensionen der Analyse	49
5.1.3 Dimensionen der Dekarbonisierung und CO ₂ -Minderungspfade	52
5.1.3.1 Modellgrenzen und CO ₂ -Vermeidungsoptionen	53
5.1.3.2 CO ₂ -Minderungspfad	54
5.1.3.3 Szenariospezifische Annahmen: CO ₂ -Budgets	55
5.2 Stromsektor	56
5.2.1 Strommarktdesign	56
5.2.1.1 Energy-Only-Markt	57
5.2.1.2 Szenariospezifische Annahmen: Kapazitätsmarktszenario.....	57
5.2.2 Nachfrage.....	59
5.2.2.1 Entwicklung der Stromnachfrage	59
5.2.2.2 Lastflexibilität.....	62
5.2.3 Angebot: Konventionelle Technologien und große Wasserkraft.....	63
5.2.4 Brennstoffpreise und CO ₂ -Emissionsfaktoren	67
5.3 Erneuerbare Energien	69
5.3.1 Wind- und Solarenergie	69
5.3.1.1 Potenzialanalysen und EE-Zubau	71
5.3.1.2 Wetterdaten und EE-Einspeisung.....	83
5.3.1.3 Kosten erneuerbarer Energien	84
5.3.2 Andere erneuerbare Energien	87

5.3.3	Szenariospezifische Annahmen: EE-Zielvorgaben	88
5.3.3.1	Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 1	89
5.3.3.2	Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 2	90
5.3.3.3	Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 3	91
5.3.3.4	Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 4	91
5.4	Europäischer Stromaustausch	92
5.4.1	Netzausbau	92
5.4.2	Szenariospezifische Annahmen: Netzrestriktionsszenario	92
5.5	Sektorkopplung: Verkehr	93
5.5.1	E-Pkw	93
5.5.2	Oberleitungs-LKW	96
5.6	Sektorkopplung: Wärme	98
5.6.1	Nachfrage	98
5.6.2	Angebot	100
5.6.3	Flexibilitätsoptionen in der dezentralen Wärmeversorgung	102
5.6.3.1	Dezentrales Power-to-Heat	102
5.6.3.2	Wärmepumpen	104
5.7	Strombasierte Brennstoffe	105
5.7.1	Power-to-Gas	105
5.7.1.1	Power-to-Gas als CO ₂ -freier Brennstoff für die Strom- und Wärmeerzeugung	105
5.7.1.2	Szenariospezifische Annahmen: Power-to-Gas-Produktion als flexibler Stromverbraucher	113
5.7.2	Power-to-Liquids	115
5.7.3	Zusammenhang zwischen PtG-Kosten, CO ₂ - und Strompreisen	116
6	Ergebnisübersicht	118
7	Szenarioergebnisse im Detail	134
7.1	Basisszenario 1 (ohne PtG-Produktion)	134
7.2	Basisszenario 2 (mit endogener PtG-Wasserstoff-Produktion)	148
7.3	Netzrestriktionsszenario	158
7.4	EE-Szenario 1: europäische, technologieneutrale Förderung	169
7.5	EE-Szenario 2: nationale, technologieneutrale Förderung	178
7.6	EE-Szenario 3: nationale, technologiespezifische Förderung	189
7.7	EE-Szenario 4: europäische, technologiespezifische Förderung	198
7.8	Klima-Vorreiter Deutschland	208

7.9	Ambitionierter EU-Klimaschutz.....	219
7.10	Kapazitätsmärkte	231
8	Zentrale Erkenntnisse und Fazit	241
9	Quellenverzeichnis	245
A	Anhang	249
A.1	Ergebnisübersicht im Szenariovergleich	249

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schematische Übersicht der Szenarien	37
Abbildung 2:	Marktzonen (links) und EE-Potenzialregionen (rechts).....	49
Abbildung 3:	Schematische Darstellung der Modellstruktur.....	50
Abbildung 4:	Opportunitätskosten-Merit-Order des produzierenden Gewerbes und Annahmen zum verfügbaren Potenzial des freiwilligen Lastverzichts in Deutschland	63
Abbildung 5:	Entwicklung der Brennstoffpreise	68
Abbildung 6:	Geografische Potenzialregionen für Windenergie an Land und Solar.....	72
Abbildung 7:	Schritte der Herleitung der Potenzialflächen für Onshore-Wind in der Region Berlin-Brandenburg.....	76
Abbildung 8:	Platzierung der Windanlagen auf der Potenzialfläche mittels Punkteraster	79
Abbildung 9:	Karte des Integrationsgebiets des COSMO-EU-Modells mit topographischen Höhen der Landteile in Metern.....	83
Abbildung 10:	Schematische Darstellung der EE-Szenarien	89
Abbildung 11:	Stromverbrauch im Fahrbetrieb und Strombezug ohne Lademanagement für E-Pkw	95
Abbildung 12:	Fahrprofil von O-Lkw im Fernverkehr.....	97
Abbildung 13:	Exemplarische Wärmelastprofile	100
Abbildung 14:	Barwert der Gesamtkosten 2015-2050 im Szenariovergleich	118
Abbildung 15:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Szenariovergleich.....	121
Abbildung 16:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich.....	122
Abbildung 17:	Stromerzeugung in der Modellregion im Szenariovergleich ..	123
Abbildung 18:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich.....	124
Abbildung 19:	Einsatz von ausgewählten Flexibilitätsoptionen in der Modellregion im Szenariovergleich	126

Abbildung 20:	Einsatz von ausgewählten Flexibilitätsoptionen in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich	127
Abbildung 21:	Stromimportkapazitäten (= Exportkapazitäten) im Szenariovergleich.....	128
Abbildung 22:	Strom austausch im Szenariovergleich.....	129
Abbildung 23:	Durchschnittliche Strompreise in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich.....	131
Abbildung 24:	Durchschnittliche Onshore- und PV-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich	132
Abbildung 25:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 1	136
Abbildung 26:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Basisszenario 1	138
Abbildung 27:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 1.....	139
Abbildung 28:	Stromerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 1.....	140
Abbildung 29:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Basisszenario 1	141
Abbildung 30:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 1....	144
Abbildung 31:	Interkonnektorkapazitäten im Basisszenario 1	145
Abbildung 32:	Strom austausch im Basisszenario 1	146
Abbildung 33:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Basisszenario 1	147
Abbildung 34:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 2	150
Abbildung 35:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Basisszenario 2	151
Abbildung 36:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 2.....	152
Abbildung 37:	Stromerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 2.....	153
Abbildung 38:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Basisszenario 2	154
Abbildung 39:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 2....	155
Abbildung 40:	Interkonnektorkapazitäten im Basisszenario 2	156
Abbildung 41:	Strom austausch im Basisszenario 2	156
Abbildung 42:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Basisszenario 2	157
Abbildung 43:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario.....	160
Abbildung 44:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Netzrestriktionsszenario.....	161

Abbildung 45:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario	162
Abbildung 46:	Stromerzeugung in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario.....	163
Abbildung 47:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Netzrestriktionsszenario.....	164
Abbildung 48:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario.....	165
Abbildung 49:	Interkonnektorkapazitäten im Netzrestriktionsszenario	166
Abbildung 50:	Stromtausch im Netzrestriktionsszenario.....	167
Abbildung 51:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Netzrestriktionsszenario.....	168
Abbildung 52:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 1	170
Abbildung 53:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 1	171
Abbildung 54:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 1	172
Abbildung 55:	Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 1.....	173
Abbildung 56:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 1	174
Abbildung 57:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 1	175
Abbildung 58:	Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 1	176
Abbildung 59:	Stromtausch im EE-Szenario 1	177
Abbildung 60:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 1	178
Abbildung 61:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 2	180
Abbildung 62:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 2	181
Abbildung 63:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 2	182
Abbildung 64:	Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 2.....	183
Abbildung 65:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 2	184
Abbildung 66:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 2	186
Abbildung 67:	Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 2	187
Abbildung 68:	Stromtausch im EE-Szenario 2	187
Abbildung 69:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 2	189
Abbildung 70:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 3	191

Abbildung 71:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 3	191
Abbildung 72:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 3	192
Abbildung 73:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 3	193
Abbildung 74:	Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 3.....	194
Abbildung 75:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 3	195
Abbildung 76:	Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 3	196
Abbildung 77:	Stromaustausch im EE-Szenario 3	196
Abbildung 78:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 3	197
Abbildung 79:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 4	199
Abbildung 80:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4	200
Abbildung 81:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz	201
Abbildung 82:	Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 4.....	202
Abbildung 83:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4	203
Abbildung 84:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 4	205
Abbildung 85:	Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 4	206
Abbildung 86:	Stromaustausch im EE-Szenario 4	206
Abbildung 87:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4	208
Abbildung 88:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Vorreiter-Szenario	210
Abbildung 89:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Vorreiter-Szenario	211
Abbildung 90:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Vorreiter-Szenario.....	212
Abbildung 91:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Vorreiter-Szenario	213
Abbildung 92:	Stromerzeugung in der Modellregion im Vorreiter-Szenario.	214
Abbildung 93:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im Vorreiter-Szenario	216
Abbildung 94:	Interkonnektorkapazitäten im Vorreiter-Szenario	217
Abbildung 95:	Stromaustausch im Vorreiter-Szenario	217
Abbildung 96:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Vorreiter-Szenario	219

Abbildung 97:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz	221
Abbildung 98:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz.....	222
Abbildung 99:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz	223
Abbildung 100:	Stromerzeugung in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz.....	224
Abbildung 101:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz.....	225
Abbildung 102:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz.....	227
Abbildung 103:	Interkonnektorkapazitäten im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz.....	228
Abbildung 104:	Stromaustausch im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz.....	229
Abbildung 105:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz.....	230
Abbildung 106:	Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario	232
Abbildung 107:	Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Kapazitätsmarktszenario	233
Abbildung 108:	Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario.....	234
Abbildung 109:	Stromerzeugung in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario	235
Abbildung 110:	Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Kapazitätsmarktszenario	236
Abbildung 111:	Wärmeerzeugung in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario	237
Abbildung 112:	Interkonnektorkapazitäten im Kapazitätsmarktszenario	238
Abbildung 113:	Stromaustausch im Kapazitätsmarktszenario	239
Abbildung 114:	EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Kapazitätsmarktszenario	240

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Annahmen zum CO ₂ -Minderungspfad	55
Tabelle 2:	Annahmen zum CO ₂ -Minderungspfad im Vorreiter-Szenario ..	55
Tabelle 3:	Annahmen zum CO ₂ -Minderungspfad im ambitionierten EU-KS	56

Tabelle 4:	Kapazitätsziele der Marktzone [GW].....	58
Tabelle 5:	Basisstromverbrauch in den Marktzone [TWh]	60
Tabelle 6:	Stromverbrauch der Klimatisierung [TWh]	60
Tabelle 7:	Stromnachfrage neuer Verbraucher in der deutschen Marktzone [TWh]	61
Tabelle 8:	Gesamtstromverbrauch ex-ante in den Marktzone [TWh]	61
Tabelle 9:	Techno-ökonomische Parameter konventioneller Technologien und Speicher (Neubau).....	66
Tabelle 10:	Entwicklung der Brennstoffpreise [€/MWh _{th}]	68
Tabelle 11:	CO ₂ -Emissionsfaktoren der Brennstoffe [tCO ₂ /MWh _{th}]	69
Tabelle 12:	Geeignete CORINE-Landnutzungskategorien für EE-Ausbau ...	74
Tabelle 13:	Mindestabstände zu Ausschlussflächen.....	75
Tabelle 14:	Übersicht der Onshore- und PV-Potenziale.....	80
Tabelle 15:	Übersicht der Offshore-Potenziale.....	82
Tabelle 16:	Investitionskosten für erneuerbare Energien [€/kW]	85
Tabelle 17:	Fixe Betriebskosten für erneuerbare Energien [€/kWh]	85
Tabelle 18:	VLh-abhängige Betriebskosten für Onshore-Wind-Technologien [€/MWh]	86
Tabelle 19:	Netzkostenparameter für Offshore-Wind-Technologien	86
Tabelle 20:	Netzkostenparameter für nordafrikanische EE-Technologien ..	87
Tabelle 21:	EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 1 [TWh]	89
Tabelle 22:	Zusätzlich EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 2 ggü. EE-Szenario 1 [TWh]	90
Tabelle 23:	Zusätzlich EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 3 ggü. EE-Szenario 2 [TWh]	91
Tabelle 24:	Zusätzlich EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 4 ggü. EE-Szenario 1 [TWh]	92
Tabelle 25:	Technische Kennzahlen der repräsentativen E-Pkw - Technologie (pro Fahrzeug).....	93
Tabelle 26:	Stromverbrauch der E-Pkw [TWh].....	94
Tabelle 27:	Stromverbrauch der O-Lkw [TWh]	97
Tabelle 28:	Gesamtwärmenachfrage [TWh _{th}]	99
Tabelle 29:	Techno-ökonomische Parameter der Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien (Neubau).....	101
Tabelle 30:	Stromverbrauch der Wärmepumpen [TWh]	104
Tabelle 31:	Übersicht Elektrolyse, DAC und Methan-Parameter.....	107
Tabelle 32:	Übersicht Pipelineauslegung	108
Tabelle 33:	Auslegung und Preise für je 1 GWh _{th} /a CH ₄ -Produktion	108
Tabelle 34:	Potenziale der endogenen Wasserstoff-Produktion [GW _{el}] ...	114
Tabelle 35:	Übersicht Fischer-Tropsch-Synthese	115
Tabelle 36:	Auslegung und Preise für je 1 GWh _{th} /a PtL-Produktion	115
Tabelle 37:	Barwert der Gesamtkosten 2015-2050	249

Tabelle 38:	Stromerzeugungskapazitäten 2050 in der Modellregion.....	249
Tabelle 39:	Stromerzeugungskapazitäten 2050 in der deutschen Marktzone	250
Tabelle 40:	Stromerzeugung 2050 in der Modellregion	250
Tabelle 41:	Stromerzeugung 2050 in der deutschen Marktzone.....	251
Tabelle 42:	Einsatz von ausgewählten Flexibilitätsoptionen 2050 in der Modellregion	252
Tabelle 43:	Einsatz von ausgewählten Flexibilitätsoptionen 2050 in der deutschen Marktzone.....	253
Tabelle 44:	Stromimportkapazitäten (= Exportkapazitäten) 2050.....	253
Tabelle 45:	Stromtausch 2050	254
Tabelle 46:	Basepreis und EE-Marktwerte 2050 in der deutschen Marktzone	254

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom
CCS	Carbon Capture and Storage
CSP	Concentrated Solar Power
DAC	Direct Air Capture
DC	Gleichstrom
DSM	Demand-Side Management
E-Pkw	elektrisch betriebene Pkw
EE	erneuerbare Energien
EOM	Energy-Only-Markt
ETS	Europäischer Emissionshandel
EU-KS	EU Klimaschutz
FOM-Kosten	Fixe Betriebs- und Wartungskosten
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampf (-Kraftwerk)
KapM	Kapazitätsmarkt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NEA	Netzersatzanlage
NTC	Net Transfer Capacities
O-Lkw	Oberleitungs-Lkw
PSW	Pumpspeicherwerk
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
THG	Treibhausgasemissionen
Thgn	treibhausgasneutral
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
VLh	Volllaststunden
WEO	World Energy Outlook

Zusammenfassung

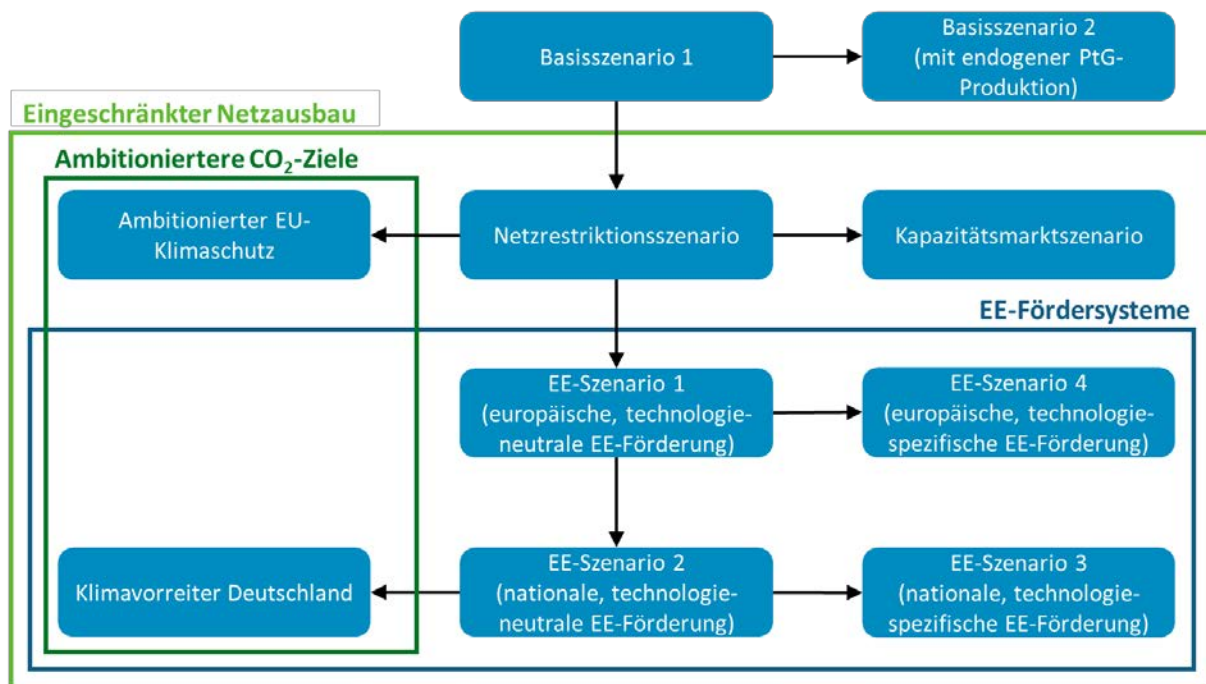
Um die Klimaziele des Übereinkommens von Paris einzuhalten, ist eine Transformation zur Dekarbonisierung der Energieversorgung notwendig. Für Europa bedeutet dies u. a. aufgrund landwirtschaftlicher Sockelemissionen eine weitestgehend CO₂-freie Stromerzeugung bis spätestens 2050. Damit dieses Ziel im Rahmen einer nachhaltigen Entwicklung erreicht werden kann, ist eine weitestgehend auf erneuerbaren Energieträgern (EE) basierende Stromversorgung erforderlich.

Die entsprechende Transformation birgt Herausforderungen für das Stromsystem, die durch eine Vielzahl technologischer Optionen gelöst werden können. Da die zukünftige Stromversorgung primär durch volatile Wind- und Sonnenenergie geprägt wird, stellt sich die Frage nach Systemelementen, welche die nötige Flexibilität zum Ausgleich des Systems kostengünstig bereitstellen können. Diese Anforderungen können in der Übergangsphase durch hochflexible und emissionsarme fossile Kraftwerke erfüllt werden, und mittel- bis längerfristig durch zunehmenden Netzausbau, eine stärkeren Flexibilisierung der Konsumenten und den Einsatz verschiedener Speicheroptionen. Ebenso kann die Kopplung der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung und Dekarbonisierung der Energieversorgung leisten. Da nachhaltige Biomasse nicht in ausreichendem Maße vorhanden ist, können zukünftig auch elektrolytisch erzeugte Energieträger (Power-to-Gas, PtG, bzw. Power-to-Liquids, PtL) für alle Sektoren wichtige Flexibilitäts- bzw. CO₂-Vermeidungsoptionen darstellen.

Alle hier genannten Flexibilitätsoptionen erleichtern nicht nur die EE-Integration, sondern können auch eine zentrale Rolle bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit eines CO₂-freien Energieversorgungssystems spielen. Im Kontext der Transformation stellt sich lediglich die Frage, welche dieser sehr vielfältigen Optionen wann und in welchem Umfang genutzt werden sollten. Dabei sind die Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Optionen und die komplexen Wechselwirkungen zwischen allen Systemelementen zu beachten. Für die Ableitung eines entsprechenden Transformationspfades ist daher eine Analyse notwendig, welche die wesentlichen Interdependenzen zwischen den Optionen bzw. Systemelementen beleuchtet und in einem quantitativen Rahmen die Auswirkungen verschiedener Weichenstellungen aufzeigt.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat die Connect Energy Economics GmbH (Connect) daher damit beauftragt, effiziente Transformationspfade der Stromerzeugung bis 2050 modellgestützt zu identifizieren. Die zehn analysierten Szenarien bilden die Entwicklung des deutschen und europäischen Versorgungssystems bei ambitionierten (jährlichen) CO₂-Zielen unter verschiedenen Rahmenbedingungen ab. Alle Szenarien berücksichtigen die europäischen Strommärkte als zentralen Koordinationsmechanismus, um Stromerzeugung und -nachfrage jederzeit aufeinander abzustimmen. Dieser Ansatz erlaubt es, systemische Wechselwirkungen zu berücksichtigen und kostengünstige Lösungen zu erreichen. Die Analysen berücksichtigen eine Vielzahl technologischer Optionen, wie u. a. erneuerbare und konventionelle Erzeugungsanlagen, Speicher, sektorübergreifende Technologien und Netze. Das Projekt liefert somit umfassende Erkenntnisse zu den zeitlichen, räumlichen und technologischen Dimensionen einer sicheren und kostengünstigen Systemtransformation.

Schematische Übersicht der Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Ergebnisse der Szenarien zeigen, dass sich die analysierten Transformationspfade des Stromsystems durch große technologische Vielfalt, hohe Flexibilität und eine umfassende Nutzung der Vorteile des europäischen Binnenmarktes für Strom auszeichnen. Auch für sehr ambitionierte Klimaziele bestehen Lösungen für eine weitestgehend CO₂-freie und zugleich kostengünstige und sichere Versorgung.

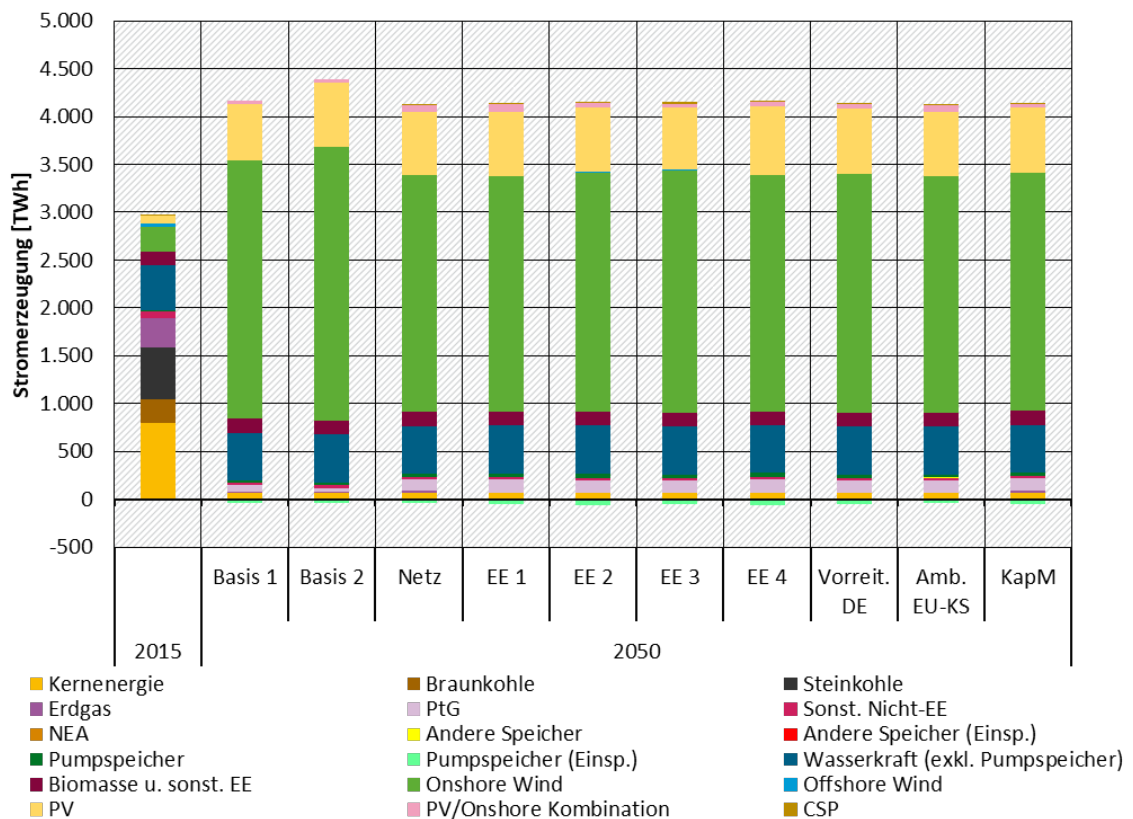
Einschränkungen in wesentlichen Flexibilitätselementen wie bspw. im Netzausbau und administrative Vorgaben zur Steuerung der technologischen Entwicklung können allerdings durch merkliche Unterschiede für die Transformation machen. Das ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass intensive Wechselwirkungen zwischen den Systemelementen bestehen.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass sie auf einem Optimierungsmodell mit einer idealtypischen Repräsentation der Sektoren und - trotz aller Einschränkungen - signifikanten Optimierungsmöglichkeiten beruhen. Das bedeutet, dass unerwünschte Nebenwirkungen und Zusatzkosten von in der Praxis häufig nicht idealtypischen Rahmenbedingungen in der Modellierung nicht erfasst werden. Die Modellierung unterschiedlicher Szenarien mit einem Optimierungsmodell unterstützt Rückschlüsse darüber, wie sich Gestaltungs- und Regulierungsoptionen in der Klima- und Energiepolitik auf das Energiesystem und dessen Kosten auswirken. Dabei ist klar, dass sich die Politik aus Gründen, die in der Modellierung nicht unmittelbar abgebildet sind, für oder gegen bestimmte Transformationspfade entscheiden kann. Insbesondere in Bezug auf die Akzeptanz von Energiewendetechnologien sowie einen verzerrungsfreien Wettbewerb innerhalb der Sektoren und an den Sektorengrenzen geht die Modellierung vielfach von optimistischen Annahmen aus.

An dieser Stelle fassen wir die wichtigsten Erkenntnisse aus den Szenarioanalysen entlang der Leitfragen des Projektes zusammen:

- ▶ Zusammenspiel der Systemelemente im Laufe der Transformation: Wie sieht das Stromsystem der Zukunft bei ambitionierten CO₂-Zielen aus? Welche Rollen spielen die vielfältigen technologischen Optionen und die Sektorkopplung?
- Erneuerbare Energien sind die tragende Säule einer CO₂-freien Stromversorgung. Im Jahr 2050 liegen die Anteile erneuerbarer Energien (exkl. EE-PtG) am Nettostromverbrauch¹ der Modellregion für alle Szenarien bei 96-99%. Die großen Potenziale in Europa können in Kombination mit einem umfangreichen Ausbau des Stromnetzes effizient genutzt werden. Dementsprechend werden bevorzugt besonders ertragreiche Standorte und die Technologien mit den niedrigsten Stromgestehungskosten (insb. Schwachwindanlagen, später auch PV in Südrichtung) erschlossen. Die Stromerzeugung aus Windenergie liegt im Jahr 2050 in der Modellregion bei rund 2.500-2.900 TWh, für Solarenergie bei rund 590-730 TWh. Die technologische Diversität, also die Nutzung teurerer Anlagentypen zwecks Mischung unterschiedlicher Einspeisestrukturen (z. B. PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung), spielt dagegen kaum eine Rolle. Entscheidender ist – mit den verwendeten Kostenannahmen der EE- und Flexibilitätstechniken – die Nutzung der Flexibilitätspotenziale des Strombinnenmarktes über eine weiträumige Verteilung des eingespeisten Stroms und die Durchmischung der EE-Erzeugung an verschiedenen Standorten.

Stromerzeugung in der Modellregion im Szenariovergleich

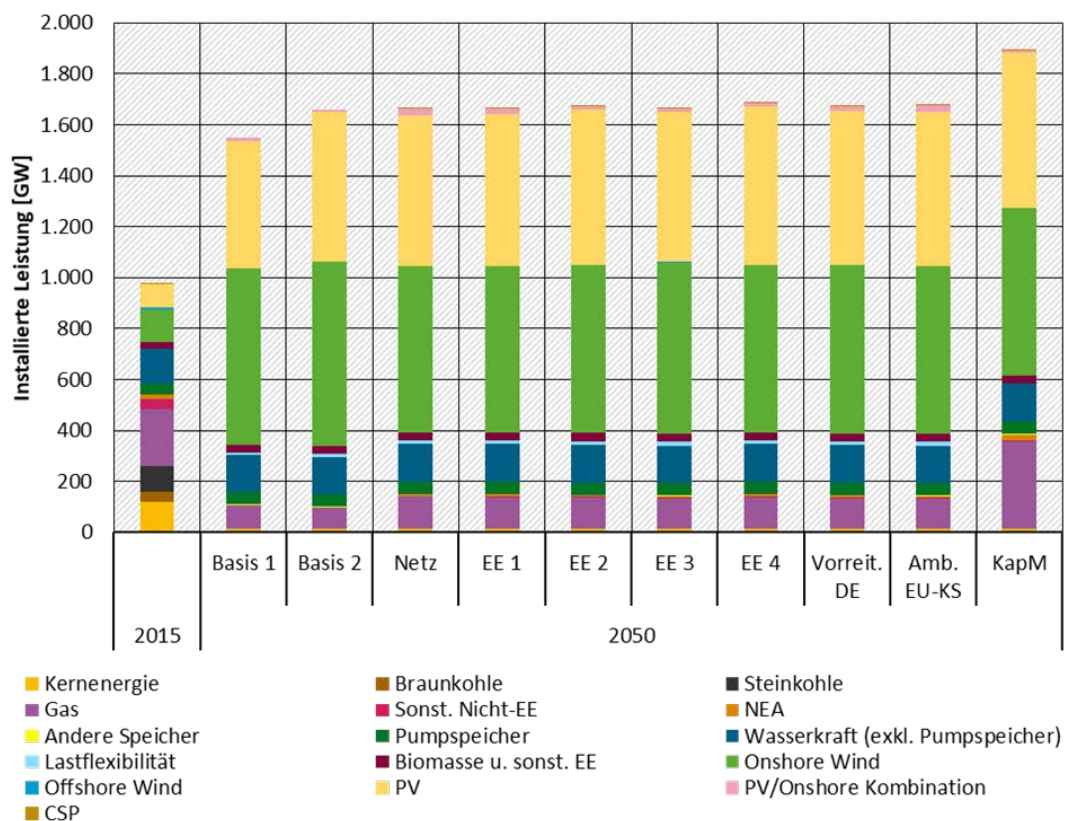


¹ Enthält alle Endverbräuche flexibler und inflexibler Konsumenten sowie inländische Netzverluste. Nicht enthalten sind Netzverluste des grenzüberschreitenden Austauschs, Speicherverluste und Kraftwerkseigenverbrauch.

Quelle: Eigene Berechnungen.

- Der Bedarf an konventionellen thermischen Erzeugungskapazitäten sinkt im Zeitverlauf. Ihre installierte Leistung wird insbesondere in den späten Phasen der Transformation deutlich reduziert und liegt im Jahr 2050 bei 100-380 GW in Summe über die Modellregion. CO₂-freies PtG kommt im Modelljahr 2050 in allen Szenarien zur Strom- und Wärmeerzeugung zum Einsatz. Langfristig wird PtG in allen Szenarien als ein wichtiger Baustein benötigt, um die erforderlichen Emissionsminderung in der modellierten Strom- und Wärmeerzeugung effizient zu erreichen. Auch im Jahr 2050 bleibt der Anteil der PtG-basierten Erzeugung an der Energieversorgung gering, da er mit relativ hohen Kosten verbunden ist bzw. der EE-Ausbau insbesondere von Windenergie und Photovoltaik i. d. R. eine günstigere Vermeidungsoption darstellt. In Summe über die Modellregion liegt die PtG-basierte Stromerzeugung im Jahr 2050 bei 36-142 TWh bzw. einem Anteil von 0,8-3,5% am Nettostromverbrauch². Wenn PtG zur Erfüllung der Emissionsanforderungen vom Modell eingesetzt wird, dann ist PtG die Grenzvermeidungstechnologie und der CO₂-Preis wird durch den PtG-Preis gesetzt.

Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Szenariovergleich



Quelle: Eigene Berechnungen.

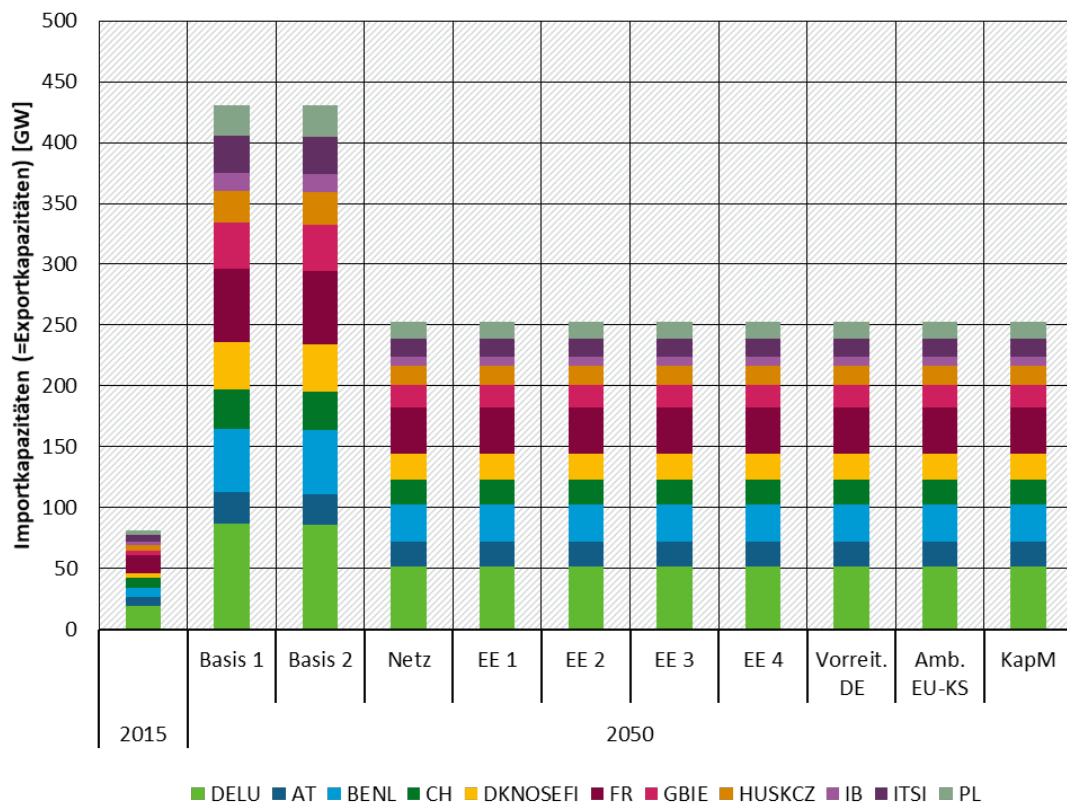
- Neben dem Netz leisten insbesondere die vielfältigen Flexibilitätsoptionen an den Sektorgrenzen einen wesentlichen Beitrag zur EE-Integration und zur Absicherung der

² Enthält alle Endverbräuche flexibler und inflexibler Konsumenten sowie inländische Netzverluste. Nicht enthalten sind Netzverluste des grenzüberschreitenden Austauschs, Speicherverluste und Kraftwerkseigenverbrauch.

Versorgung. Diese (neuen) Verbraucher können ihre Last weitgehend am Strompreis ausrichten und zeitlich verschieben, senken oder erhöhen, ohne dass durch die Nutzung der teils beachtlichen Flexibilitätpotenziale die eigentlichen Anwendungszwecke der Technologien in den Wärme- und Verkehrssektoren beeinträchtigt werden. Ein sehr relevantes Beispiel ist die Nutzung großer Power-to-Heat-Anlagen (PtH) in der zentralen Wärmeversorgung, die nicht nur EE-Strom integriert, sondern in Kombination mit Wärmespeichern auch die Elektrifizierung des Wärmesektors vorantreibt und dort in großem Maße fossile Erzeugung ersetzt. Die integrierten bzw. in Wärme umgewandelten Strommengen liegen im Jahr 2050 je nach Szenario bei 166-178 TWh in Summe über die Modellregion. Klassische Stromspeicher werden dagegen nur wenig genutzt, da der doppelte Nutzen der Sektorkopplung - sowohl aus wirtschaftlichen als auch aus Klimaschutz-Gesichtspunkten - besonders attraktiv ist.

- ▶ Bedeutung des Stromnetzes und des europäischen Strombinnenmarktes: Welche Folgen für die Transformation hat ein eingeschränkter europäischer Netzausbau?
 - Das Stromnetz stellt nicht nur wertvolle, sondern im Vergleich zu anderen Optionen auch relativ günstige Flexibilität aus dem europäischen Strombinnenmarkt bereit. Dementsprechend werden auch bei hohen Potenzialvorgaben (Szenarien Basis 1 und 2, s. folgende Abbildung) die Möglichkeiten des Netzausbaus umfassend genutzt, und in den Szenarien mit eingeschränkten Netzausbaupotenzialen zeigt sich ausnahmslos eine 100%ige Ausnutzung der Potenziale im Jahr 2050. Wenn aufgrund der eingeschränkten Netzausbaupotenziale weniger Flexibilitätpotenziale des Strombinnenmarktes erschlossen werden können, werden zum einen mehr konventionelle Kapazitäten benötigt, um in Knappheitssituation anstelle von Importen die Nachfrage zu decken. Dementsprechend steigt die fossile Erzeugung und in späten Jahren der Einsatz des teuren PtG. Zum anderen gilt, dass mit weniger Netz mehr EE-Kapazitäten benötigt werden, um das gleiche Dekarbonisierungsziel zu erfüllen, weil auf weniger ertragreiche Standorte ausgewichen werden muss. Gleichzeitig geht die EE-Stromerzeugung spiegelbildlich zur steigenden konventionellen Erzeugung zurück. Die mit diesen Entwicklungen einhergehenden Veränderungen der räumlichen und technologischen Allokation von Leistung und Erzeugung sind per Definition aus Systemsicht weniger optimal, sprich teurer, als es mit höheren Netzkapazitäten der Fall wäre. Die Ergebnisse unterstreichen im Umkehrschluss den überaus großen Wert des Netzes als günstige und sehr effektive Flexibilitätsoption für die Dekarbonisierung der Stromversorgung.

Stromimportkapazitäten (= Exportkapazitäten) im Szenariovergleich



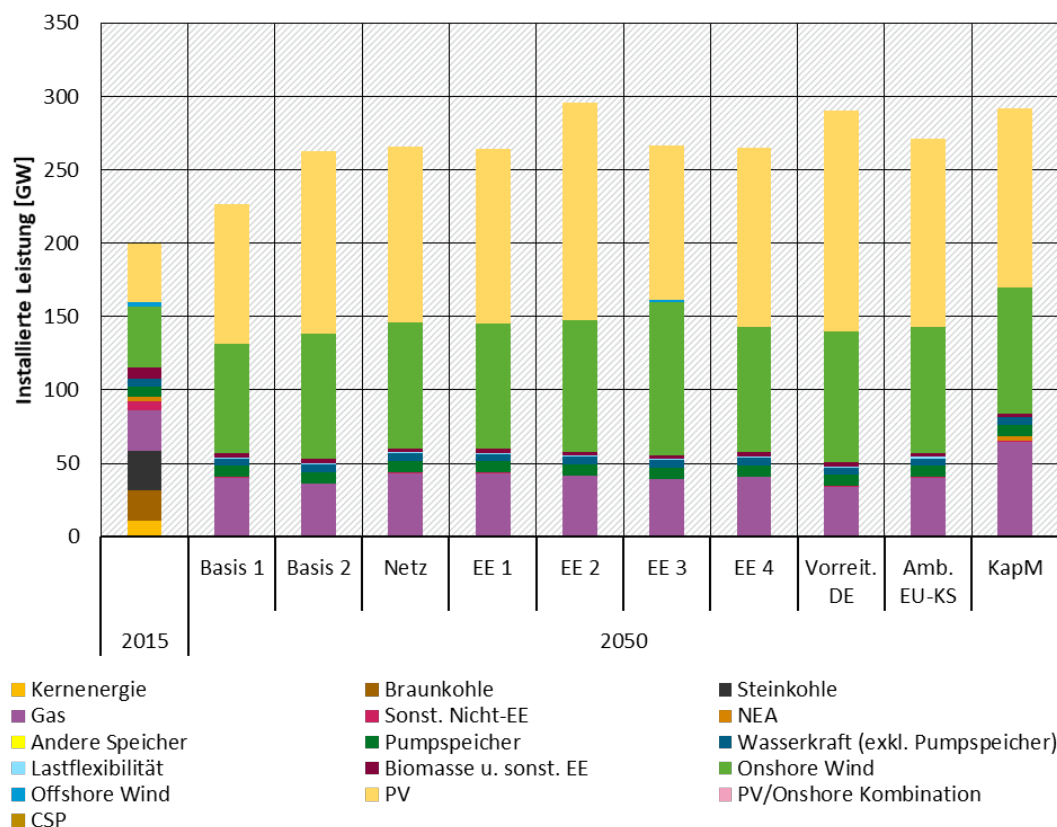
Quelle: Eigene Berechnungen.

- ▶ **Dynamik von EE-Zielen und Fördersystemen:** Wie verändert die gezielte Förderung erneuerbarer Energien die Ergebnisse? Welchen Einfluss hat das Förderdesign?
 - Die Implementierung von EE-Fördersystemen führt zusätzlich zum übergeordneten Ziel der Dekarbonisierung weitere Zielebenen ein. Fördersysteme drücken Präferenzen für eine bestimmte räumliche und/oder technologische Entwicklungen aus, die über die Perspektive einer möglichst kostengünstigen Emissionsminderung hinausgehen. Dementsprechend führen die EE-Zielvorgaben zu teils deutlich anderen Ergebnissen als die Szenarien ohne Fördersysteme. Im Vergleich zu einem in erster Linie Kosten- und CO₂-Preis-getriebenem Ausbau, der wie beschrieben mit einer gewissen regionalen und technologischen Konzentration einhergeht, steigen je nach Fördersystem die nationalen EE-Anteile deutlich, und ausgewählte EE-Technologien kommen früher (PV im EE-Szenario 2 mit nationaler technologieneutraler Förderung) oder sogar erstmals zum Zuge (Offshore im EE-Szenario 3 mit nationaler technologiespezifischer Förderung).
 - Die absoluten EE-Marktwerte sind im Jahr 2050 in allen Szenarien wesentlich höher als im Vergleichsjahr 2015. Dies resultiert aus dem insgesamt höheren Strompreisniveau.³

³ Zu beachten ist hier, dass sich die im Vergleich zu neueren Entwicklungen relativ hoch angesetzten Annahmen zu den PtG-Kosten auch auf das Strompreisniveau im Jahr 2050 auswirken. Dieser Effekt schlägt sich jedoch nur in moderatem Umfang auf die EE-Marktwerte durch, da die Stunden mit (direkt oder indirekt) durch PtG gesetzten Strompreisen einen deutlich unterproportionalen Einfluss auf die Marktwerte haben.

Die Marktwerte der erneuerbaren Energien sind dabei in den Szenarien mit Fördersystemen in der Tendenz niedriger als in einem vergleichbaren Szenario ohne Fördersystem (Netzrestriktionsszenario). Auch die Strompreise fallen in den Szenarien mit EE-Fördersystemen bei lokal höheren EE-Anteilen tendenziell niedriger aus, da mehr günstige Erzeugung zur Verfügung steht. Hinsichtlich der Netto-Kosten der Förderung, die letztlich von den Endverbrauchern getragen werden, gibt es daher zwei gegenläufige Effekte: Während niedrigere Marktwerte den Förderbedarf in der Tendenz erhöhen, senken niedrigere Strompreise die Netto-Kostenbelastung.

Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich



Quelle: Eigene Berechnungen.

- ▶ **Ambitionierterer Klimaschutz: Welchen Unterschied machen nationale Vorreiter? Was passiert, wenn die CO₂-Ziele im Vergleich zu den anderen Szenarien früher und höher angesetzt werden?**
 - Im Szenario mit Deutschland als Klimavorreiter, in dem durch das Umweltbundsamt eine heimische Mindesterzeugung und strengeren CO₂-Minderungsvorgaben für die Emissionen in Deutschland (in Kombination mit einem um diese Mehrminderung reduzierten europäischen CO₂-Budget) vorgegeben sind, kommt es zu einem vorgezogenen EE-Ausbau, einem schnelleren Rückgang der konventionellen Erzeugung und einer früheren Elektrifizierung der zentralen Wärmeversorgung in der deutschen Marktzone. Durch die strengeren CO₂-Minderungsvorgaben sinken einerseits die kumulierten Emissionen der Modellregion in moderaten Umfang gegenüber dem Netzrestriktions-

szenario, andererseits wirken sich diese Veränderungen auch steigernd auf die Gesamtsystemkosten aus. Der zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien führt allerdings auch – trotz ambitionierterer Emissionsminderungen in Deutschland – zu niedrigeren Strompreisen in der deutschen Marktzone.

- Im EU-Klimaschutz-Szenario, mit einem im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich ambitionierteren europäischen CO₂-Minderungspfad, beginnt die Transformation früher und in größeren Schritten. Besonders signifikant ist der insgesamt vorgezogene EE-Ausbau. In den frühen Jahren wird er u. a. durch einen schnelleren Ausstieg aus der kohlebasierten Strom- und Wärmeerzeugung begleitet, die stattdessen auf Erdgas umgestellt wird. Gleichzeitig beginnt die Elektrifizierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung frühzeitig. Das EU-Klimaschutz-Szenario führt unter allen Szenarien zu den geringsten kumulierten Emissionen. Es führt zugleich zu den höchsten Gesamtkosten. Dies ist hauptsächlich auf den vorgezogenen EE-Zubau infolge der höheren CO₂-Minderungsanforderungen zurückzuführen, der mit höheren spezifischen Kosten und in der Barwertbetrachtung mit einem größeren Gewicht einhergeht (frühere Jahre werden weniger stark abdiskontiert als spätere). Bei der Interpretation der Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass die Ergebnisse u. a. eng mit den Annahmen zur Höhe des jährlich vorgegebenen CO₂-Budgets und den PtG-Kosten verknüpft sind.
- ▶ **Marktdesign und Transformation: Welchen Unterschied macht das Strommarktdesign?**
 - Das Strommarktdesign folgt in neun der zehn Szenarien den Grundsätzen eines Energy-Only-Marktes. Dieses Marktdesign ist besonders energiewendefreundlich, da es auch bei hohen EE-Anteilen die EE-Integration unterstützt, eine effiziente Flexibilisierung ermöglicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet. Im Gegensatz dazu sind Kapazitätsmärkte nicht bzw. deutlich eingeschränkt mit der angestrebten Transformation kompatibel. Sie führen u. a. zu konventionellen Überkapazitäten, die in einem nahezu CO₂-freien, EE-basierten Stromsystem nicht genutzt werden. Verdrängt werden demgegenüber andere Flexibilitätsoptionen wie flexible Lasten, die nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen dürfen oder können. Aus dem Kapazitätsmarkt folgen somit unerwünschten Pfadabhängigkeiten und die zweithöchsten Kosten unter allen Szenarien. Diese Ergebnisse unterstreichen, dass auch die Rahmenbedingungen des Marktdesigns einen deutlichen Unterschied für den Erfolg der Transformation machen können.

Die Erkenntnisse aus diesem Projekt geben demnach wichtige Hinweise auf Wechselwirkungen zwischen den Systemelementen und die Eigenschaften erfolgreicher Transformationspfade. Aus den Ergebnissen ergeben sich daher auch Implikationen für eine geeignete Energie- und Klimapolitik bzw. für ein geeignetes Markt- und EE-Förderdesign, die bereits an verschiedenen Stellen angeklungen sind. Diese Themen werden im Rahmen weiterführender Analysen im Schwesterprojekt „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“ aufgegriffen und vertieft.

Summary

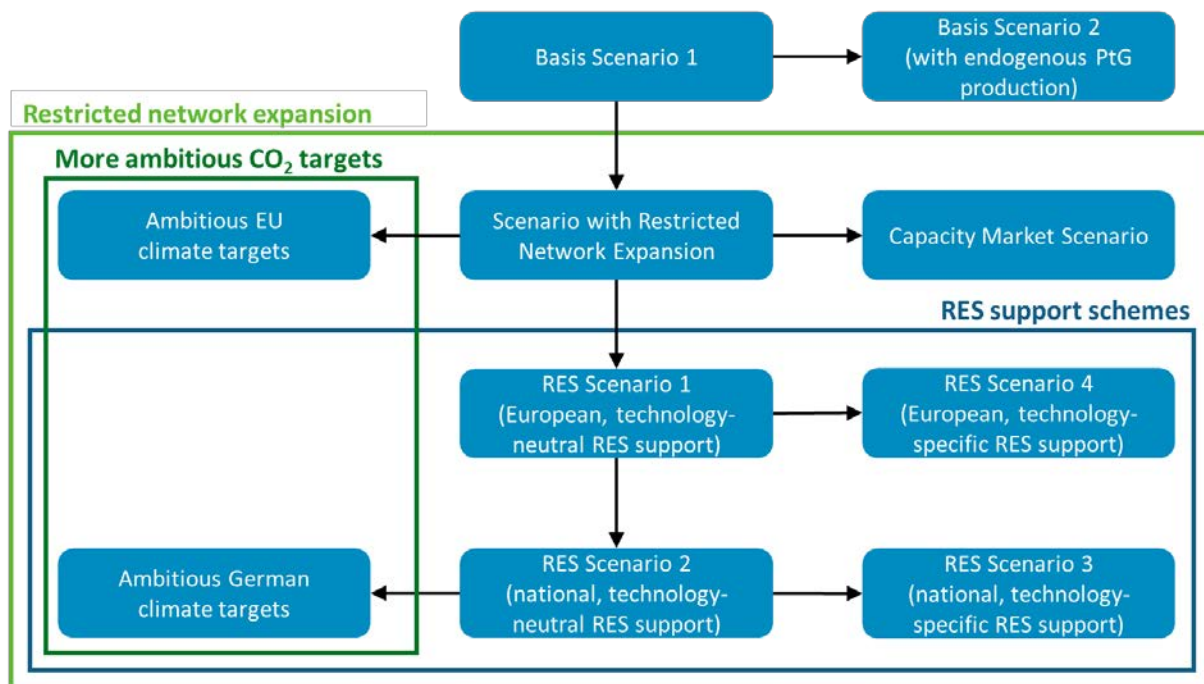
In order to meet the climate target of the Paris Agreement, a transformation towards a decarbonized energy supply is necessary. For Europe, this means a largely CO₂-free generation of electricity by 2050 at the latest. In order to achieve this goal in the course of a sustainable development, a power supply based largely on renewable energy sources (RES) is required.

The corresponding transformation poses challenges for the power system, which can be solved by a variety of technological options. Since the future power supply is primarily characterized by variable wind and solar energy, the question arises which system elements can provide cost-efficiently the necessary flexibility to balance the system. These requirements can be met in the transition phase by highly flexible and low-emission fossil fuel power plants, and in the medium to longer term by increasing grid expansion, greater consumer flexibility and the use of different storage options. Likewise, the coupling of the electricity, heating and transport sectors can make an important contribution to make the energy supply flexible and carbon-free. Since sustainable biomass is not sufficiently available, electrolytically generated energy carriers (power-to-gas, PtG, or power-to-liquids, PtL) can also represent important options for flexibility and reducing CO₂ in all sectors.

All the flexibility options mentioned here not only facilitate RES integration but can also play a key role in ensuring security of supply and the economic viability of a CO₂-free energy supply system. This study investigates which of these very diverse options should be used when and to what extent. The possibility to substitute options and the complex interactions between all system elements must be taken into account. Therefore, for the derivation of a corresponding transformation path, an analysis is necessary that shows the essential interdependencies between the options or system elements and the effects of different choices in a quantitative framework.

The Federal Environment Agency (UBA) has therefore commissioned Connect Energy Economics GmbH (Connect) to identify efficient transformation paths for power generation by 2050 based on quantitative models. The ten scenarios analysed in this project depict the development of the German and European supply systems for ambitious (yearly) CO₂ targets under various conditions. In all scenarios, the European power markets are the central coordinating mechanism to always balance supply and demand. This way, systemic interactions are captured, and cost-efficient solutions can be found. The analyses consider a variety of technological options, such as renewable and conventional generation, storage, cross-sectoral technologies and power networks. The project thus provides comprehensive insights into the temporal, spatial and technological dimensions of a secure and cost-effective system transformation.

Schematic overview of the scenarios



Source: Own illustration.

The results of the scenarios show that the analysed transformation paths of the power system are characterized by a high level of technological diversity, high flexibility and a comprehensive exploitation of the advantages of the European internal power market. Solutions for largely CO₂-free and at the same time cost-effective and secure power supply also exist for very ambitious climate targets.

Restrictions regarding essential flexibility elements, such as network expansion and administrative requirements controlling the development of technologies, can certainly make noticeable differences for the transformation. In particular, this is due to the fact that there are strong interactions between the system elements.

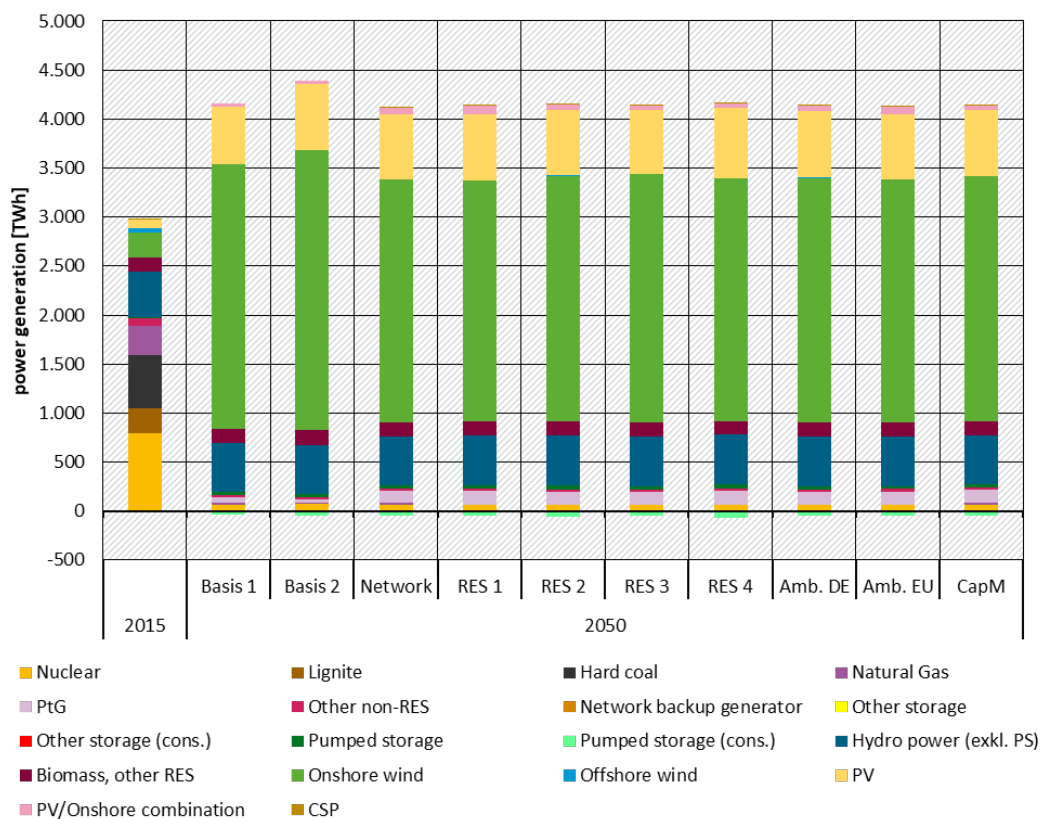
When interpreting the results, it should be noted that they are based on an optimisation model with an ideal representation of the sectors and – despite all restrictions – significant optimisation possibilities. This means that undesirable side effects and additional costs of the real and often not ideal framework conditions are not included. Modelling a variety of scenarios supports conclusions about the impact of design and regulation options of climate and energy policy on the energy system and its costs. But it is also clear that policy makers can opt for or against policy options for reasons that are not included in the model. Especially with regard to the acceptance of Energiewende-friendly technologies and to undistorted competition in and between sectors, the model often uses optimistic assumptions for the sake of simplification.

At this point we summarize the most important findings from the scenario analyses along the lines of the key questions of the project:

- Interaction of the system elements in the course of the transformation: What does the power system of the future look like for ambitious CO₂ targets? Which roles play the manifold technological options and the coupling of sectors?

- Renewable energies are the mainstay of a CO₂-free power supply. In 2050, the share of RES (excl. RES-based PtG) in net power consumption⁴ in the model region is 96-99% in all scenarios. The large RES potential in Europe can be used efficiently in combination with comprehensive network expansion. Accordingly, it is preferable to develop high-yielding locations and technologies with the low cost of power generation (especially onshore wind turbines designed for weak wind conditions, and later also south-facing PV). In 2050, wind power generation in the model region amounts to 2.500-2.900 TWh, solar power generation to 590-730 TWh. By contrast, technological diversity, i. e. the use of more expensive plant types for the purpose of mixing different feed-in structures (e.g. east/west-facing PV), hardly plays a role. More decisive – with the given assumptions on the cost of RES and flexibility technologies – is the use of the flexibility potential of the internal power market through a long-range distribution of the generated electricity and the mixing of RES at different locations.

Scenario comparison - power generation in the model region



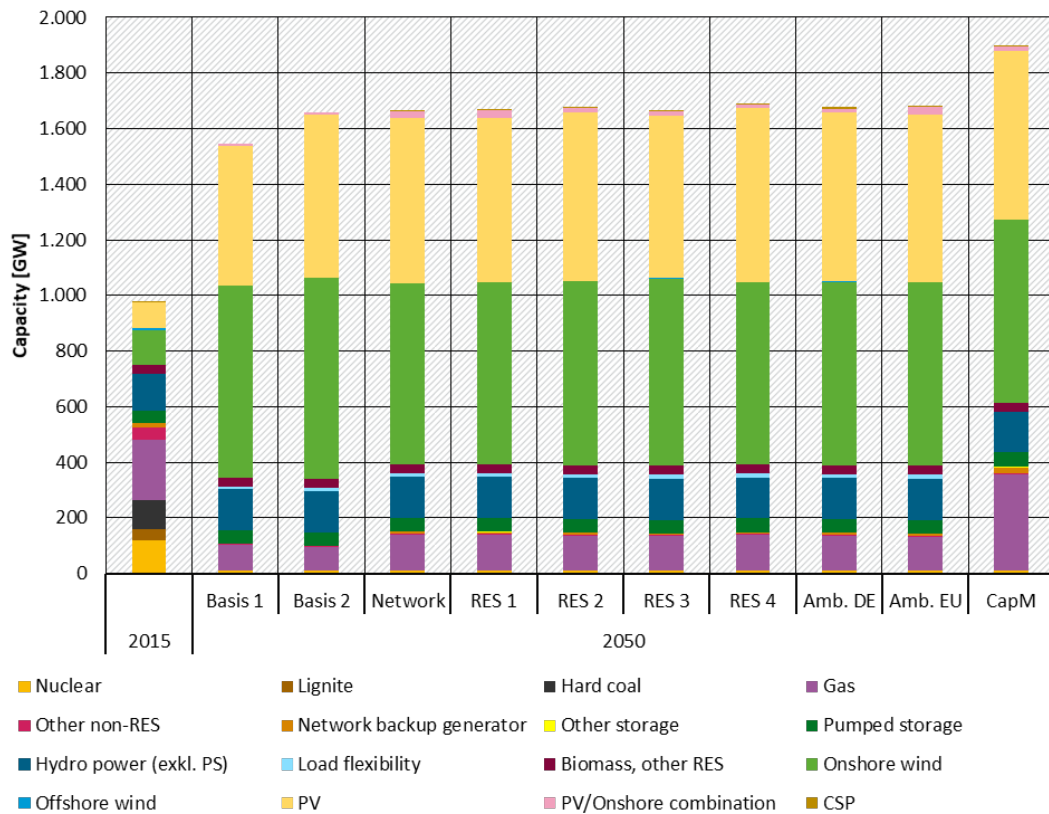
Source: Own calculation.

- The need for conventional thermal generation capacities decreases over time. Especially in the late stages of transformation, their installed capacity is significantly reduced to 100-380 GW in the model region in 2050. In the model year 2050, CO₂-free PtG is used in all scenarios to generate power and heat. In the long run, PtG is needed in all scenarios as

⁴ Includes all final consumption from flexible and inflexible consumers as well as domestic power losses. Cross-border power losses, storage losses and self-consumption of power plants are not included.

one important puzzle piece to reach the CO₂ targets for the modelled power and heat generation efficiently. Even in 2050, the share of PtG-based generation in energy supply remains low, as RES (especially wind power and photovoltaics) are most often the cheaper mitigation option. In total over the whole model region, PtG-based power generation amounts to 36-142 TWh in 2050, which corresponds to a share of 0,8-3,5% in net power consumption⁵. When PtG is used by the model to fulfil the emission targets, PtG is the marginal abatement technology and the CO₂ price is set by the PtG price.

Scenario comparison – power generation capacities in the model region



Source: Own calculation.

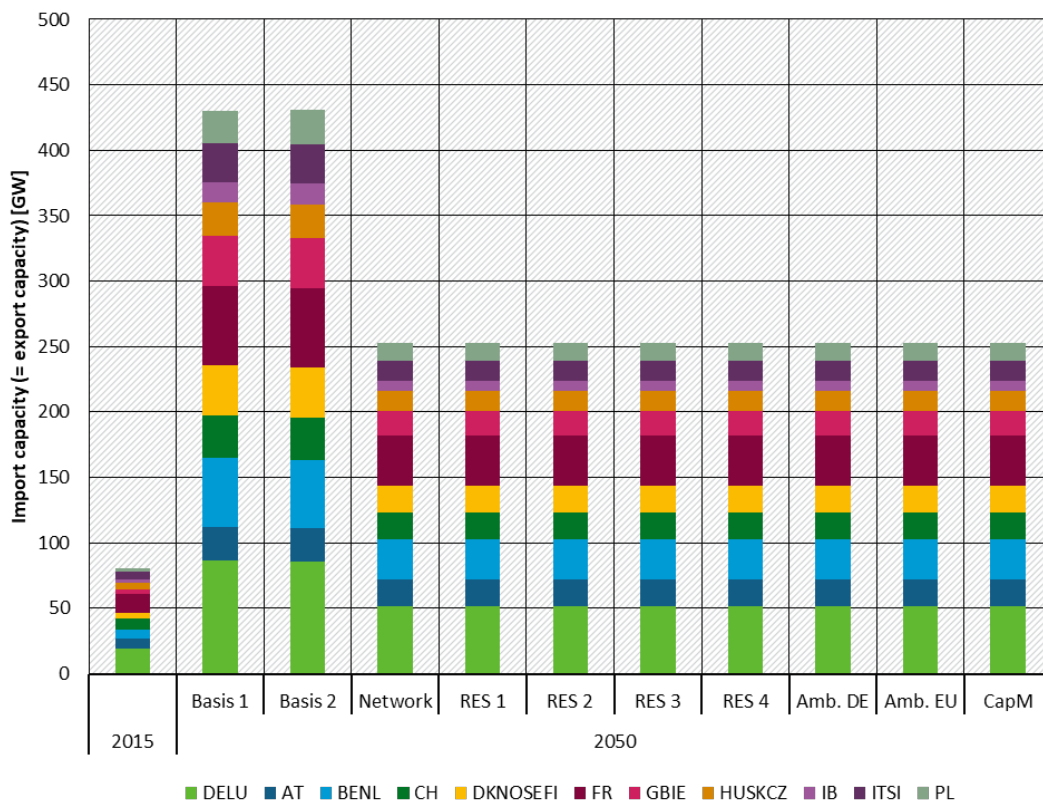
- In addition to the network, the various flexibility options at the sector borders make a significant contribution to the integration of renewable energies and to security of supply. These (new) consumers can shift, reduce or increase their load without compromising the actual uses of the technologies in the heating and transport sectors when exploiting their considerable flexibility potential. A very relevant example is the use of large-scale power-to-heat (PtH) plants in centrally organised heat supply, which not only integrates renewable energy but, in combination with heat storage, also drives the electrification of the heating sector and largely replaces fossil production there. In contrast, traditional power storage systems are used only marginally, since the dual benefits of

⁵ Includes all final consumption from flexible and inflexible consumers as well as domestic power losses. Cross-border power losses, storage losses and self-consumption of power plants are not included.

sectoral coupling – from both an economic and a climate protection point of view – are particularly attractive.

- ▶ Importance of the power network and the European internal power market: What consequences for the transformation will a limited European grid expansion have?
 - The power grid provides not only valuable but also relatively low-cost flexibility from the internal power market. Accordingly, the possibilities of network expansion are exploited to a large extent even when assuming a high expansion potential (Basis Scenario 1 and 2). In all of the scenarios with limited expansion potential, it is utilised to 100% in 2050. If, as a result of limited network expansion potential, less flexibility potential of the internal market can be tapped, on the one hand more conventional capacity is needed to cover demand in a shortage in the place of imports. Accordingly, fossil power generation increases and in late years the use of the expensive PtG. On the other hand, with less network capacity available, more RES capacity is needed to meet the same decarbonisation target, as less productive locations need to be used as well. At the same time, renewable power generation is lower. The changes in the spatial and technological allocation of capacities and generation associated with these developments are, by definition, less optimal from a system point of view, i. e. more expensive than it would be the case with higher network capacities. Thus, the results underline the very high value of the network as a cheap and highly effective flexibility option for the decarbonisation of the power supply.

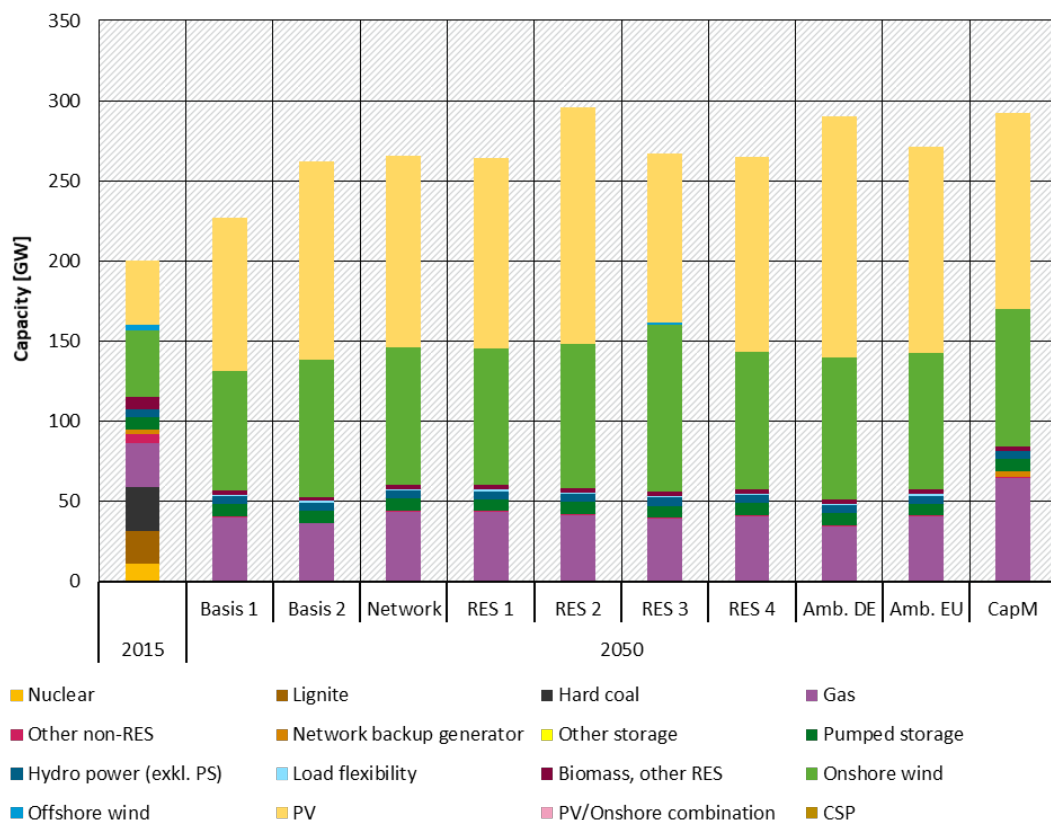
Scenario comparison - power import capacities (= export capacities)



Source: Own calculation.

- ▶ Dynamics of renewable energy targets and support schemes: How does the targeted promotion of renewable energies change the results? What influence does the support mechanism design have?
 - The implementation of RES support schemes introduces RES targets in addition to the overall goal of decarbonization. Support schemes express preferences for a given spatial and/or technological development beyond the perspective of the most cost-effective emission reduction. Accordingly, the RES targets sometimes lead to significantly different results than the scenarios without support schemes. Compared to a primarily cost- and carbon-price-driven expansion, which, as described, involves a certain regional and technological concentration, support schemes can increase the national RES shares significantly, and selected RES technologies enter the market earlier (PV in the RES scenario 2 with national, technology-neutral support) or for the first time (Offshore in the RES scenario 3 with national, technology-specific support).

Scenario comparison - power generation capacities in the German market zone



Source: Own calculation.

- In all scenarios, the absolute RES market values are significantly higher in 2050 than in 2015. This results from an overall higher power price level.⁶ The RES market values tend

⁶ It needs to be kept in mind that the PtG costs, which are set relatively high in comparison to more recent expectations, influence the power price level in 2050. However, this effect only moderately transfers to the RES market values since hours in which PtG (directly or indirectly) sets the power price have a disproportionate and much lower influence on RES market values.

to be lower in the scenarios with support schemes than in a comparable scenario without support schemes (scenario with restricted network expansion). Power prices tend to be lower as well in scenarios with support schemes and higher local RES shares because more low-cost power is available. Thus, there are two opposing effects regarding the net costs of RES support, which eventually are borne by end consumers: While lower market values tend to increase the need for financial support, lower power prices reduce the net costs for consumers.

- ▶ More ambitious climate protection: What difference do national pioneers make? What happens if the CO₂ targets are set earlier and higher compared to the other scenarios?
 - In the scenario with Germany leading the way with regard to climate protection, the UBA-assumptions of a minimum domestic power generation and stricter CO₂ reduction targets in Germany (while deducting the resulting additional reductions from the European CO₂ budget) primarily lead to a more rapid development of renewable energy, a faster decline in conventional generation and earlier electrification of the centrally organised heat supply in the German market zone. Because of the stricter CO₂ reduction targets the cumulative emissions in the model region decrease moderately in comparison to the scenario with network restrictions on the one hand. On the other hand, these changes increase the overall system costs. At the same time, however, the additional RES also lead to lower electricity prices in the German market zone - despite more ambitious emission reductions in Germany.
 - In the scenario with a considerably more ambitious European CO₂ reduction path compared to the other scenarios, the transformation starts earlier and in larger steps. Particularly significant is the overall advanced RES expansion. In the early years this expansion is accompanied by a faster phase-out of coal-based power and heat generation, which is substituted by natural gas. At the same time, the electrification of heat supply begins early. Among all scenarios, the scenario with a more ambitious European path leads to the lowest cumulative emissions. It also leads to the highest total costs. This result can mainly be attributed to the more rapid growth of RES that is induced by the more ambitious CO₂ reduction targets. This more rapid development of RES comes with higher specific costs and a greater weight in the net present value analysis (earlier years are discounted less than later years). When interpreting the results, however, it should be noted that the results are closely linked to the assumptions about the annual CO₂ budget and the cost of PtG.
- ▶ Market design and transformation: What difference does the power market design make?
 - The power market design follows the principles of an energy-only market in nine out of the ten scenarios. This market design is particularly Energiewende-friendly, as it supports RES integration even with high RES shares, enables efficient flexibilisation and ensures security of supply. In contrast, capacity markets are not (or only very limitedly) compatible with the desired transformation. They lead to conventional overcapacities, which are not used for generation in a nearly CO₂-free, RES-based power system. Other

flexibility options such as demand response that are not allowed to participate in the capacity market or are otherwise not able to participate, are crowded out. The capacity market thus leads to unwanted path dependencies and the second highest costs among all scenarios. These results underline that the framework conditions of the market design can make a significant difference to the success of the transformation.

The findings from this project provide important information on interactions between the system elements and the properties of successful transformation paths. The results therefore also give implications for a suitable energy and climate policy as well as for a suitable market and RES support scheme design, which have already been mentioned at various points. These topics will be taken up in the context of further analyses in the project “Transformation of the Power Market by 2050 – Options for a Market Design with High Shares of Renewable Energies”.

1 Einleitung

Um die Klimaziele des Übereinkommens von Paris einzuhalten, ist eine Transformation zur Dekarbonisierung der Energieversorgung notwendig. Für Europa bedeutet dies u. a. aufgrund landwirtschaftlicher Sockelemissionen eine weitestgehend CO₂-freie Stromerzeugung bis 2050. Damit dieses Ziel nachhaltig erreicht werden kann, ist eine weitestgehend auf erneuerbaren Energieträgern (EE) basierende Stromversorgung erforderlich.

Die entsprechende Transformation birgt Herausforderungen für das Stromsystem, die durch eine Vielzahl technologischer Optionen gelöst werden können. Da die zukünftige Stromversorgung primär durch volatile Wind- und Sonnenenergie geprägt wird, stellt sich die Frage nach Systemelementen, welche die nötige Flexibilität zum Ausgleich des Systems kostengünstig bereitstellen können. Diese Anforderungen können in der Übergangsphase durch hochflexible und emissionsarme fossile Kraftwerke erfüllt werden, und mittel- bis längerfristig durch zunehmenden Netzausbau, eine stärkeren Flexibilisierung der Konsumenten und den Einsatz verschiedener Speicheroptionen. Ebenso kann die Kopplung der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung und Dekarbonisierung der Energieversorgung leisten. Da nachhaltige Biomasse nicht in ausreichendem Maße vorhanden ist, können zukünftig auch elektrolytisch erzeugte Energieträger (E-Wasserstoff und E-Methan) für alle Sektoren wichtige Flexibilitäts- bzw. CO₂-Vermeidungsoptionen darstellen.

Alle hier genannten Flexibilitätsoptionen erleichtern nicht nur die EE-Integration, sondern können auch eine zentrale Rolle bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit eines CO₂-freien Energieversorgungssystems spielen. Im Kontext der Transformation stellt sich lediglich die Frage, welche dieser sehr vielfältigen Optionen wann und in welchem Umfang genutzt werden sollten. Dabei sind die Substitutionsmöglichkeiten zwischen den Optionen und die komplexen Wechselwirkungen zwischen allen Systemelementen zu beachten. Für die Ableitung eines entsprechenden Transformationspfades ist daher eine Analyse notwendig, welche die wesentlichen Interdependenzen zwischen den Optionen bzw. Systemelementen aufzeigt und in einem rigorosen quantitativen Rahmen die Auswirkungen verschiedener Weichenstellungen aufzeigt.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat die Connect Energy Economics GmbH (Connect) daher damit beauftragt, effiziente Transformationspfade der Stromerzeugung bis 2050 modellgestützt zu identifizieren. Die analysierten Szenarien bilden die Entwicklung des deutschen und europäischen Versorgungssystems bei ambitionierten CO₂-Zielen unter verschiedenen Rahmenbedingungen ab. Die Analysen berücksichtigen eine Vielzahl technologischer Optionen, wie u. a. erneuerbare und konventionelle Erzeugungsanlagen, Speicher, sektorübergreifende Technologien und Netze. Das Projekt liefert somit umfassende Erkenntnisse zu den zeitlichen, räumlichen und technologischen Dimensionen einer sicheren und kostengünstigen Systemtransformation.

Der Bericht gliedert sich wie folgt. Im zweiten Kapitel motivieren und erläutern wir das Projektziel. In Kapitel 3 beschreiben wir die methodische Herangehensweise einschließlich des verwendeten Connect Strommarktmodells. Das vierte Kapitel stellt das Design der insgesamt zehn analysierten Szenarien vor. Im Kapitel 5 geben wir dann eine Übersicht der wichtigsten Vorabanalysen zur Vorbereitung der Szenarien und erläutern weitere zentrale Annahmen. Im sechsten Kapitel vergleichen wir die zentralen Ergebnisse der Szenarien miteinander, ehe im siebten Kapitel die Ergebnisse auf Ebene der einzelnen Szenarien analysiert werden. Im letzten Kapitel fassen wir die Ergebnisse zusammen und schließen den Bericht mit einem Fazit ab.

2 Motivation und Projektziel

Um eine CO₂-freie Stromversorgung bis 2050 zu erreichen, sind aus heutiger Sicht viele Wege denkbar. Dass erneuerbare Energien einen signifikanten Beitrag zu diesem Ziel leisten werden, ist dabei quasi sicher. Auch die Vorteile des europäischen Strombinnenmarktes für eine sichere und kostengünstige Versorgung im Allgemeinen und die EE-Integration im Speziellen sind bereits heute ersichtlich. Ebenso kennen wir die Bedeutung von Flexibilität für die Weiterentwicklung der Stromversorgung und die großen Flexibilitätspotenziale, die eine Kopplung der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren birgt.

Im Vergleich dazu besteht größere Unsicherheit über die spezifischeren Eigenschaften eines CO₂-freien Stromsystems und den Verlauf der Entwicklung zu diesem Ziel. Angesichts der Vielfalt der Optionen – Standort und Mix der EE-Technologien, Nutzung untereinander substituierbarer Flexibilitätsoptionen, Einsatz konventioneller Kraftwerke u. v. m. – sind die Kombinationsmöglichkeiten sehr groß. Gleichzeitig können Rahmenbedingungen wie beispielsweise die Akzeptanz für ein deutlich ausgebautes europäisches Stromnetz oder die Wahl der Anreizmechanismen für die Dekarbonisierung den Entwicklungspfad beeinflussen.

In diesem Projekt verschaffen wir uns daher ein umfassenderes Bild davon, wie die Pfade der Transformation der Stromversorgung und das Zielsystem im Jahr 2050 aussehen könnten. Als übergeordneter Treiber für die Dekarbonisierung wirkt in allen Szenarien die Vorgabe eines CO₂-Budgets, das nicht überschritten werden darf. Ergänzend werden insbesondere für Deutschland bereits absehbare klima- und energiepolitische Vorgaben wie der Kohleausstieg berücksichtigt. Des Weiteren werden (teils szenariospezifische) EE-Zielvorgaben implementiert, die entsprechende Leitlinien für den Transformationspfad setzen. Im Gesamtbild lässt der Analyse-rahmen dennoch relativ große Freiheitsgrade bei der Umsetzung der Dekarbonisierung. Wir unterstellen also bewusst kein durchreguliertes System mit engen Detailvorgaben, sondern betrachten den Lösungs- und Optionsraum möglichst umfassend. Dieses Vorgehen ermöglicht es, die Wechselwirkungen innerhalb des Strommarktes und die Interdependenzen der Sektorkopplung zu erfassen und zu verstehen.

Die Analysen in diesem Projekt folgen Leitfragen, zu denen wir im Zuge der Untersuchung von insgesamt zehn Szenarien Erkenntnisse sammeln. Die Kernthemen lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- ▶ Zusammenspiel der Systemelemente im Laufe der Transformation: Wie sieht das Stromsystem der Zukunft bei ambitionierten CO₂-Zielen aus? Welche Rollen spielen die vielfältigen technologischen Optionen und die Sektorkopplung?
 - *Relevante Szenarien: Basisszenarien (Sz. 1-2)*
- ▶ Bedeutung des Stromnetzes und des europäischen Binnenmarktes: Welche Folgen für die Transformation hat ein eingeschränkter europäischer Netzausbau?
 - *Netzrestriktionsszenario (Sz. 3)*
- ▶ Dynamik von EE-Zielen und Fördersystemen: Wie verändert die gezielte Förderung erneuerbarer Energien die Ergebnisse? Welchen Einfluss hat das Förderdesign?
 - *Geografische und technologische Dimensionen der Förderung (Sz. 4-7)*

- ▶ Ambitionierterer Klimaschutz: Welchen Unterschied machen nationale Vorreiter? Was passiert, wenn die CO₂-Minderungsziele im Vergleich zu den anderen Szenarien früher und höher angesetzt werden?
 - *Klimaschutz-Vorreiter Deutschland (Sz. 8), ambitionierter EU-Klimaschutz (Sz. 9)*
- ▶ Marktdesign und Transformation: Welchen Unterschied macht das Strommarktdesign?
 - *Kapazitätsmarktszenario (Sz. 10)*

In den folgenden Kapiteln erläutern wir das methodische Vorgehen (Kapitel 3), die Szenarien (Kapitel 4) und die jeweiligen Annahmen (Kapitel 5) im Detail.

3 Methodische Herangehensweise

Die langfristige Entwicklung des Stromversorgungssystems wird von einem komplexen Set an politischen und marktlichen Rahmenbedingungen sowie von der Entwicklung fundamentaler Einflussfaktoren determiniert. Zu den relevanten Einflussgrößen zählen unter anderem die Lernkurven der EE-Technologien, der Endenergieverbrauch und die Energieträgerpreise, sowie energiepolitische EE- und CO₂-Ziele. Darüber hinaus spielen die Wechselwirkungen des Stromsystems mit den Verkehrs- und Wärmesektoren eine entscheidende Rolle, da Technologien wie Power-to-Heat (PtH) und Power-to-Gas (PtG) Schnittstellen zwischen den Teilsystemen schaffen, deren Relevanz durch sektorübergreifenden Klimaschutz wächst. Die Entwicklung von Speichern, Lastmanagement (DSM) und Netzen trägt ebenfalls zur kontinuierlichen Weiterentwicklung des Systems bei. Eine fundierte Analyse der langfristigen Transformationsprozesse im Stromsystem sollte dieser wachsenden Komplexität Rechnung tragen und durch einen rigorosen Analyserahmen ein möglichst transparentes Bild der relevanten Wechselwirkungen zeichnen.

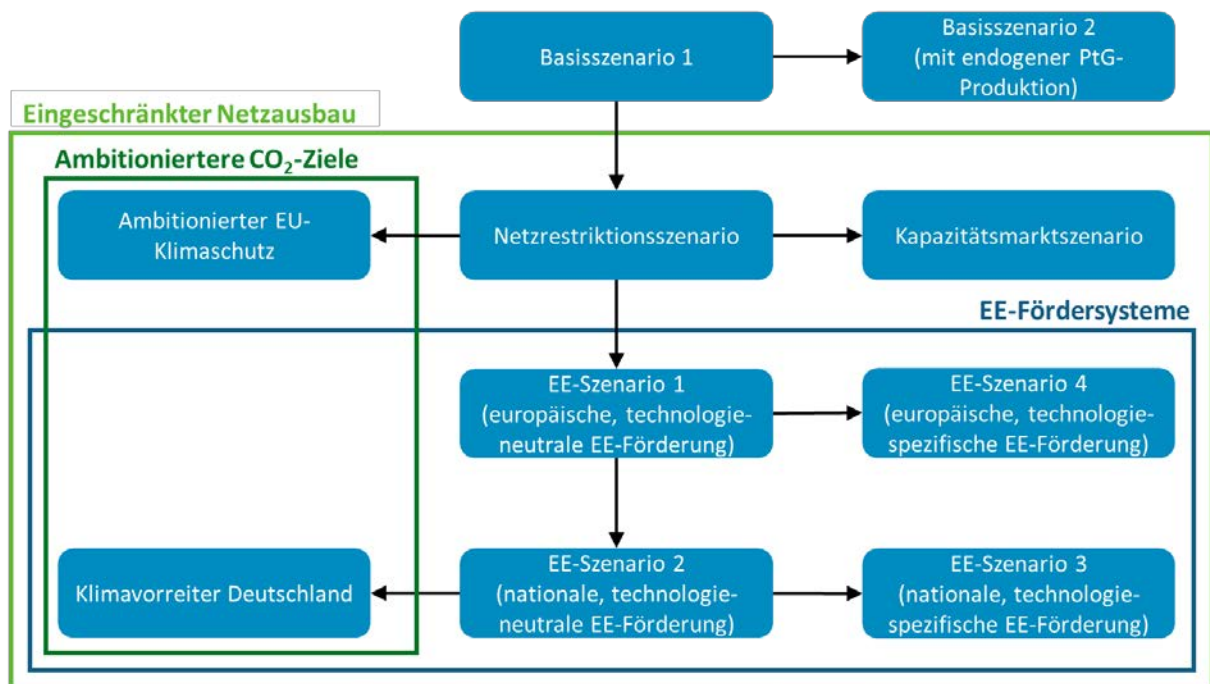
In diesem Projekt widmen wir uns dieser Aufgabe auf zwei Ebenen. Zum einen gehen wir bei unserer Untersuchung in die Breite und analysieren zehn Szenarien, um Transformationspfade unter verschiedenen Rahmenbedingungen zu identifizieren und über Szenariovergleiche die Effekte der geänderten Rahmenbedingungen zu isolieren. Zum anderen gehen wir in die Tiefe und setzen für die Berechnung der Transformationspfade das fundamentale Connect Strommarktmodell ein, das sich durch eine detaillierte Abbildung des Stromsystems und der angrenzenden Sektoren auszeichnet. So können die wesentlichen systemischen Wechselwirkungen an den europäischen Strommärkten erfasst werden, die in den letzten Jahren zunehmend zusammengewachsen sind und dies absehbar weiterhin tun. Im Folgenden skizzieren wir die Herangehensweise „top down“, d. h. vom Ergebnis zu den Vorabanalysen.

Vergleichende Szenarioanalysen

Wie bereits erwähnt, ermöglichen die Szenarioanalysen eine systematische Untersuchung verschiedener Transformationspfade und ihrer spezifischen Eigenschaften. In Abbildung 1 findet sich eine erste schematische Übersicht der zehn Szenarien. Eine ausführliche Beschreibung der Szenarien findet sich in Kapitel 4.

In der Grafik fassen die farbigen Rahmen Szenarien mit Gemeinsamkeiten im Design bzw. ihrer Parametrisierung zusammen. So unterscheiden sich die zwei Basisszenarien von den restlichen Szenarien u. a. in den Potenzialen des Netzausbaus, während ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal des Szenarios mit ambitionierterem EU-Klimaschutz und des Szenarios mit Deutschland als Klimavorreiter ihre nochmals strengeren CO₂-Minderungsvorgaben sind. Des Weiteren gibt es in der Hälfte der Szenarien EE-Fördersysteme, die zusätzlich zu den CO₂-Minderungspfaden Anreize für ausgewählte klimafreundliche Technologien setzen.

Die Pfeile in Abbildung 1 markieren aufeinander aufbauende Szenarien, die im Sinne von Ceteris-Paribus-Analysen direkt miteinander verglichen werden können. Diese Vergleiche bieten besonders wertvolle Erkenntnisse, da die Unterschiede in den Ergebnissen direkt auf die Unterschiede im Szenariodesign zurückgeführt werden können. Auf diese Weise werden Ursache und Wirkung besonders gut deutlich. Beispielsweise markiert bei den vier EE-Szenarien jeder Pfeil die Einführung einer zusätzlichen Zielvorgabe in der EE-Ziel-Hierarchie. Im EE-Szenario 1 wird lediglich eine europäische Zielebene definiert, während wir im EE-Szenario 3 zusätzliche nationale und zusätzliche technologiespezifische Ziele betrachten.

Abbildung 1: Schematische Übersicht der Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Fokus des Szenariovergleichs stehen die Effekte geänderter Rahmenbedingungen auf die zentralen Eigenschaften der Transformationspfade bzw. auf die folgenden Kernergebnisse:

- ▶ Systemanalytische Kosten
- ▶ Stromerzeugungskapazitäten und Technologiemix
- ▶ Stromerzeugung nach Energieträgern, inkl. Power-to-Gas
- ▶ Grenzüberschreitender Netzausbau und europäischer Stromaustausch, inkl. Anbindung von Nordafrika
- ▶ Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Strommarkt und an den Sektorgrenzen, inkl. strombasierter Wärmebereitstellung
- ▶ Entwicklung der CO₂- und Strompreise
- ▶ Marktwerte von Wind und PV

Die szenariospezifischen Ergebnisse und die Unterschiede im Vergleich zu anderen Szenarien werden in den Kapiteln 0 und 7 unterstützt durch Grafiken und Tabellen ausführlich und anschaulich aufbereitet. Die Erkenntnisse aus diesem Projekt geben wichtige Hinweise auf Wechselwirkungen zwischen den Systemelementen und die Eigenschaften erfolgreicher Transformationspfade. Aus diesen Ergebnissen ergeben sich daher auch Implikationen für eine geeignete Energie- und Klimapolitik bzw. für ein geeignetes Markt- und EE-Förderdesign. Diese Themen werden im Rahmen weiterführender Analysen im Schwesterprojekt „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“ aufgegriffen und vertieft.

Quantitative Modellierung

Jedes Szenario bzw. jeder Transformationspfad wird quantitativ mithilfe des Connect Strommarktmodells simuliert. Um eine umfassende Optimierung der Transformation des Stromsystems einschließlich der Sektorschnittstellen durchführen zu können, muss eine große Anzahl an Optionen als endogene Variablen in der Modellierung berücksichtigt werden. Das Ziel der Modellierung in diesem Projekt ist es, neben den typischen konventionellen Zubauoptionen durch die Berücksichtigung der Freiheitsgrade im EE- und Speicherausbau, in der Netzentwicklung und der Sektorkopplung möglichst vielfältige Flexibilitäten und Kostensenkungspotenziale zu identifizieren und zu quantifizieren.

An dieser Stelle geben wir eine Übersicht der wichtigsten Elemente der quantitativen Modellierung. Der Fokus liegt dabei zunächst auf den wesentlichen technischen Fähigkeiten des Modells. Weitere Erläuterungen zur Modellierung und zur ökonomischen Logik des Analyseansatzes folgen in den nächsten Kapiteln.

- ▶ Das Modell optimiert integriert den Zubau, Rückbau und Einsatz von Technologien zur Deckung der Stromnachfrage und weiter Teile der Wärmenachfrage. Der zu minimierende Zielwert des Modells entspricht den Gesamtkosten der Investitionen und des Dispatches.
- ▶ Für jedes Modelljahr betrachten wir alle 8.760 Stunden des Jahres einschließlich der intertemporalen Zusammenhänge zwischen den Stunden. Diese hohe zeitliche Auflösung ist von größter Bedeutung für die Optimierung von Energiesystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Nur durch die Berücksichtigung einer großen Anzahl ungemittelter Stunden können die Variabilität der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie Durchmischungseffekte angemessen berücksichtigt werden. Zudem können extreme Ereignisse in repräsentativem Ausmaß und realistischer Frequenz abgebildet werden, was für die Ökonomie des Versorgungssystems, die Preisbildung und die Anreizstrukturen (insb. für Flexibilitätsoptionen) entscheidend ist.
- ▶ Die zeitliche Auflösung des Strommarktmodells ist auch in Hinblick auf die Auswahl der Modelljahre relevant. Im Zuge intertemporaler, mehrjähriger Analysen wie in diesem Projekt kann es aufgrund des sogenannten Endzeitproblems zu Verzerrungen von Investitionsentscheidungen in den letzten Modelljahren kommen, da späte Investitionen zwangsläufig eine Laufzeit unterhalb ihrer Abschreibungsdauer aufweisen. Um die Beeinträchtigung der Ergebnisse durch das Endzeitproblem zu vermeiden, muss der Zeitraum zwischen dem letzten zu interpretierenden Modelljahr und dem letzten berechneten Modelljahr ausreichend groß gewählt werden. Deswegen berücksichtigen wir sieben Modelljahre zwischen 2015 und 2070, die ab 2020 in Zehnjahresschritten gesetzt werden, und definieren die Jahre 2015 bis einschließlich 2050 als Analysezeitraum.
- ▶ Zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele geben wir im Modell Minderungspfade bzw. jährliche Obergrenzen für CO₂-Emissionen vor, die den Einsatz fossiler Brennstoffe im Modell beschränken. Die CO₂-Preise ergeben sich endogen aus den Kosten der Grenzvermeidungstechnologie, sodass Mengen und Preise im Zielmodell vollkommen interdependent sind.

- ▶ Der wettbewerbliche Rahmen des Strommarktes folgt in diesem Projekt den Grundsätzen eines Energy-Only-Marktdesigns (EOM), in dem Versorgungssicherheit durch Anreize zur Bereitstellung von Erzeugungsleistung und (nachfrageseitiger) Flexibilität gewährleistet wird. Diese Anreize werden durch Knappheitspreise gesetzt, die den Grundsätzen des Peak-Load-Pricings und der Opportunitätskostenpreissetzung folgen. Für ein ausgewähltes Szenario weichen wir von diesem Grundkonzept ab und modellieren Kapazitätsmärkte, in denen eine explizite Nachfrage nach gesicherter Leistung besteht.
- ▶ Während die Modellierung den Grundsätzen eines EOM folgt, wird das spezifische Markt- und Regulierungsdesign stylisiert und teilweise idealtypisch berücksichtigt. So wird besonders an den Sektorgrenzen von einem verzerrungsfreien Wettbewerb der verschiedenen Technikoptionen ausgegangen. Abgaben und Umlagen auf wettbewerbliche Energiepreise bleiben deshalb unberücksichtigt. Vereinfachend wird zudem auf die Modellierung von Regelleistungsmärkten verzichtet.
- ▶ Die konventionelle Kraftwerkstechnologien werden in Klassen eingeteilt, die nach Anlagenalter sowie technischen und ökonomischen Charakteristika gebildet werden. Die technischen Eigenschaften umfassen unter anderem Brennstoff, Wirkungsgrad, Verfügbarkeiten, die technische Lebensdauer sowie Speichervolumina. Zu den ökonomischen Kriterien gehören u. a. Investitionskosten, Abschreibungsdauer sowie fixe und variable Betriebskosten. Innerhalb der Klassen werden die entsprechenden Anlagen zu einem Block aggregiert.
- ▶ Das Modell optimiert außerdem den Ausbau von Onshore-Wind, Offshore-Wind, PV und Solarthermie (Concentrated Solar Power, CSP) in Europa und Teilen Nordafrikas unter Berücksichtigung von Potenzialgrenzen und jährlichen Zubaulimits. Der Zubau dieser Technologien erfolgt im Modell nach der gleichen Logik wie für konventionelle Kraftwerke, wobei sich die maximale EE-Einspeisung aus der Kombination der Kapazität mit vorgegebenen Erzeugungsstrukturen ergeben. Zusätzlich werden andere erneuerbare Technologien exogen modelliert. Die Abregelung bzw. der Verzicht auf Erzeugung in Situationen des Stromüberschusses ist für alle Technologien möglich. Für ausgewählte Analysen werden zudem verschiedene EE-Ziele im Sinne eines Fördersystems vorgegeben.
- ▶ Die Deckung der Nachfrage in der zentralen, netzgebundenen Wärmeversorgung wird im Modell zusätzlich zur Stromversorgung optimiert. Wärme kann dabei von KWK-Anlagen, Spitzenlastkessel oder Power-to-Heat-Technologien erzeugt werden, die als Investitionsoptionen abgebildet werden. Zusätzlich stehen dem Modell Wärmespeicher als Flexibilitätsoption mit endogener Investitionsmöglichkeit zur Verfügung. Für KWK und Power-to-Heat berücksichtigen wir explizit die Interdependenzen ihres Einsatzes im Wärme- und im Stromsektor.
- ▶ An der Schnittstelle zwischen Strommarkt und dezentraler Wärmeversorgung wird der Einsatz von Wärmepumpen und dezentraler Power-to-Heat-Technologien endogen modelliert, während die Kapazitäten exogen vorgegeben werden. Wärmepumpen werden in Kombination mit Wärmespeichern betrieben, sodass der Stromverbrauch unter Berücksichtigung des zu deckenden Wärmebedarfs zeitlich verschoben werden kann. Der Einsatz

von dezentraler Power-to-Heat folgt einem ökonomischen Kalkül, das zwischen den Kosten des Stromverbrauchs und den (Opportunitäts-) Kosten einer alternativen Wärmeerzeugung abwägt.

- ▶ In der Modellierung wird zudem die Schnittstelle zwischen Strom- und Verkehrssektor berücksichtigt, indem die Teilnahme von E-Pkw und Oberleitungs-Lkw am Strommarkt modelliert wird. Solange das originäre Mobilitätsbedürfnis erfüllt wird, kann das Laden der E-Pkw am Preissignal des Strommarktes ausgerichtet und zeitlich verschoben werden. Die bivalenten Oberleitungs-Lkw können dagegen ihren Stromverbrauch reduzieren und ihren Antrieb auf einen alternativen CO₂-freien Kraftstoff umschalten, wenn der Strompreis höher ist als der Preis des Kraftstoffs.
- ▶ Als weitere Flexibilitätsoption berücksichtigen wir das Lastmanagement klassischer industrieller Stromverbraucher, die ebenfalls freiwillig ihre Stromnachfrage reduzieren, wenn die Kosten des Stromverbrauchs die Opportunitätskosten des Lastverzichts übersteigen.
- ▶ Im Modell wird der europäische Stromaustausch optimiert. Die technischen Limits der Interkonnektoren werden über die Vorgabe von Net Transfer Capacities (NTC) abgebildet. Dabei besteht im Modell die Möglichkeit, die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten je nach Szenario über ein oder zwei Stufen endogen auszubauen, um die Flexibilitätspotenziale des Strombinnenmarktes weiter zu erschließen und die Kosten der Versorgung zu senken.
- ▶ Im Kontext der Dekarbonisierung besteht im Modell die Möglichkeit des Einsatzes und der Produktion von CO₂-freiem Power-to-Gas (PtG). Der Einsatz von PtG zur Strom- und Wärmeerzeugung kann fossile Brennstoffe substituieren und ist damit eine CO₂-Vermeidungsoption. Die Produktion von PtG wird dagegen in erster Linie als Flexibilitätsoption aus Sicht des Stromsystems betrachtet.

Datengrundlage und Vorabanalysen

Die in diesem Projekt vorgenommenen komplexen Analysen und Modellierungen benötigen eine Vielzahl an Daten und Annahmen als Eingangsgrößen. Durch langjährige Analysen der europäischen Energiemärkte steht Connect dabei eine umfassende Datenbasis zur Verfügung, die kontinuierlich auf Basis neuer Literatur und empirischer Daten erweitert wird. Gleichzeitig wird durch die enge Zusammenarbeit mit dem Umweltbundesamt im Rahmen dieses Projektes das Wissen von Expert*innen in diversen Fachgebieten genutzt.

Da die Analysen in diesem Projekt neue Maßstäbe für die umfassende, integrierte Modellierung der Dekarbonisierung im Stromsektor und seinen Schnittstellen zu den Wärme- und Verkehrssektoren setzen, stößt die Verfügbarkeit geeigneter Datensätze jedoch an ihre Grenzen. Dies gilt insbesondere aufgrund der a) europäischen, b) langfristigen und c) sektorübergreifenden Dimensionen der Analyse, sowie d) der Berücksichtigung von technologischen Optionen, die bisher teils wenig verbreitet sind. Um entsprechende Lücken zu schließen, führen wir daher umfassende Vorabanalysen durch. An dieser Stelle heben wir kurz einige besonders zentrale Analysen hervor:

- ▶ Herleitung von CO₂-Emissionsbudgets und Minderungspfaden unter Wahrung der Konsistenz mit den Modellgrenzen
- ▶ Analyse der Nachfrageentwicklung und Berechnung stündlicher Lastprofilen (neuer) Verbraucher (u. a. Klimatisierung, Fern- und Industriewärme, Wärme in der dezentralen Versorgung, E-Pkw und Oberleitungs-Lkw)
- ▶ Bottom-Up Potenzialanalyse für Wind- und Solarenergie in Europa mittels hochaufgelöster Geodaten zur Landnutzung, Naturschutzgebieten und Meerestiefen und detaillierter Standort- und Flächenbedarfsanalysen
- ▶ Berechnung von EE-Einspeisestrukturen für vielfältige Technologie- und Anlagentypen auf Basis stündlicher Wind- und Strahlungsdaten mit einer geografischen Auflösung von 7x7 km in Europa und Nordafrika
- ▶ Potenzialabschätzungen und technische Spezifikationen für Flexibilitätsoptionen im Stromsektor (u. a. Lastmanagement) und an den Sektorgrenzen (u. a. Power-to-Heat, Power-to-Gas, Wärmepumpen, Elektromobilität)
- ▶ Herleitung der Preisentwicklung für Power-to-Gas und Power-to-Liquid mit einer modellgestützten Kostenoptimierung aller Komponenten der Produktionskette von Wind- und Solarkapazitäten über Wasserstoff-Elektrolyse und CO₂-Gewinnung bis zur Synthese, sowie mit einer Abschätzung der Kosten der Transportinfrastruktur

Die Details der Analysen und ihre Ergebnisse werden in Kapitel 5 ausführlich erläutert.

4 Szenarien

Im Folgenden stellen wir das Design der zehn Szenarien vor, die wir in diesem Projekt quantitativ untersuchen. Jedes Szenario bildet einen Transformationspfad ab, der zu einer weitgehend Dekarbonisierung der Stromversorgung bis 2050 führt. Die Unterschiede zwischen den Szenarien liegen in den Rahmenannahmen für die Transformation und reichen von der Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen über Strommarkt- und EE-Förderdesigns bis zu einer zusätzlichen Erhöhung des Ambitionsniveaus im Klimaschutz. An dieser Stelle geben wir eine kurze Übersicht der wichtigsten (Unterscheidungs-) Merkmale der Szenarien. Details zu den Annahmen finden sich dann im folgenden Kapitel.

Basisszenario 1	
Kurzname	Basis 1
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	-
Szenariologik	Das Basisszenario 1 bildet den Startpunkt für die Analysen in diesem Projekt. Die Motivation hinter diesem Szenario ist es, einen Transformationspfad unter möglichst freien, aber dennoch realistischen Rahmenbedingungen zu ermitteln. Das bedeutet u. a., dass die wesentlichen fundamentalen Restriktionen (wie bspw. sinnvolle Grenzen für EE-Potenziale, s. Abschnitt 5.3.1.1) berücksichtigt werden, und dass die Verfügbarkeit technologischer Innovationen moderat optimistisch eingeschätzt wird (bspw. Importmöglichkeit von CO ₂ -freiem Power-to-Gas-Brennstoff ab 2030). Darüber hinaus bestehen große Freiheitsgrade in der Optimierung der Transformation, die lediglich über CO ₂ -Minderungspfade angereizt wird. An den Sektorgrenzen wird bewusst ein idealtypisches Marktdesign berücksichtigt, welches einen verzerrungsfreien Wettbewerb der Technikoptionen gewährleisten kann. Der Lösungsraum wird zudem nicht politisch durch technologische Vorgaben (bspw. Ziele für erneuerbare Energien oder konventionelle Kapazitäten) eingegrenzt wird. Auch bei der räumlichen Allokation von Erzeugung und Verbrauch gibt es aufgrund großer Netzausbaumöglichkeiten beträchtlichen Spielraum.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Die folgenden Grundannahmen charakterisieren das Szenario. Die Auswahl hebt besonders diejenigen Elemente hervor, die in den folgenden Szenarien variiert werden. <ul style="list-style-type: none"> - Minderung der CO₂-Emissionen in der Modellregion um -99% ggü. 1990 (s. Abschnitt 5.1.3) - Umfangreicher Netzausbau mit 2 Ausbaustufen möglich (5.4) - Energy-Only-Strommarktdesign, keine regulatorischen Kapazitätsmechanismen (5.2.1) - Keine zusätzlichen Zielvorgaben für erneuerbare Energien oder andere CO₂-Vermeidungsoptionen (5.1.3.1)
Basisszenario 2 (mit endogener PtG-Wasserstoff-Produktion)	
Kurzname	Basis 2
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Basisszenario 1

Szenariologik	Das Basisszenario 2 folgt der gleichen Grundlogik wie das Basisszenario 1. Zusätzlich besteht jedoch die Option, innerhalb vorgegebener Potenzialgrenzen in Anlagen zur Produktion von Power-to-Gas (hier: E-Wasserstoff) für die industrielle Nutzung zu investieren. Im Fokus dieses Szenarios steht dabei die Frage, wie sich der zusätzliche Stromverbrauch bzw. die Flexibilitätspotenziale der Technologie auf den Transformationspfad auswirken.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Basisszenario 1, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Endogene Modellierung von Investitionen in und Einsatz von Anlagen zur Erzeugung von PtG-Wasserstoff ab 2030 (s. Abschnitt 5.7.1.2)

Netzrestriktionsszenario	
Kurzname	Netz
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Basisszenario 1
Szenariologik	Im Netzrestriktionsszenario werden die Möglichkeiten des Netzausbaus im Vergleich zum Basisszenario reduziert. Vor dem Hintergrund des in den letzten Jahren u. a. aufgrund der „Not in my backyard“-Mentalität langsamer als geplant voranschreitenden Netzausbaus werden hier die Ausbaupotenziale konservativer angesetzt. Lediglich die erste Ausbaustufe, auf der Interkonnektorausbau ohne eine gleichzeitige signifikante Verstärkung marktzoneinterner Netze möglich ist, kann in diesem Szenario realisiert werden. Das maximale Potenzial dieser Stufe kann zudem erst im Jahr 2050 statt bereits 2030 realisiert werden. Im Netzrestriktionsszenario wird zudem indikativ, d. h. in sehr kleinem Maßstab, eine endogene Produktion von PtG-Methan modelliert.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Basisszenario 1, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Begrenzter Netzausbau: nur 1 statt 2 Ausbaustufen, sowie spätere Realisierbarkeit der Ausbaupotenziale (s. Abschnitt 5.4.2) - Endogene Modellierung von Investitionen in und Einsatz von Anlagen zur Erzeugung von PtG-Methan in sehr begrenztem Maßstab („Marker“ von 10 MW pro Zone) ab 2030 (5.7.1.2)

EE-Szenario 1 (europäische, technologieneutrale EE-Förderung)	
Kurzname	EE 1
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Netzrestriktionsszenario
Szenariologik	Das EE-Szenario 1 ist das erste aus einer Gruppe von 4 Szenarien, in denen EE-Ausbauziele vorgegeben und entsprechende Fördersysteme unterstellt werden. In diesen Szenarien ist die Dekarbonisierungsstrategie also in Teilen ex-ante vorgegeben, während in den anderen Szenarien größere Freiheitsgrade bestehen. Die EE-Szenarien folgen der Idee, dass auch längerfristig EE-Fördersysteme als „Hosenträger zum Gürtel“ implementiert werden, d. h. ergänzend zum CO ₂ -Handel als weiterer Investitionsanreiz für CO ₂ -Vermeidungsoptionen im Stromsektor. Im EE-Szenario 1 ist das Fördersystem europäisch und technologieneutral gestaltet. Es wird also für die Modellregion ein Gesamt-Ziel vorgegeben, das darüber hinaus keine weiteren Vorgaben zum Standort oder dem Technologiemitmix macht. Das Ziel bezieht sich auf eine Mindest-Stromerzeugung, die auf Wunsch des Umweltbun-

	desamtes sowohl von erneuerbaren Energien als auch PtG-basiert bereitgestellt werden kann. Diese Vorgabe folgt der Idee, dass das PtG aus erneuerbarem Strom erzeugt wird und demnach eine gleichwertige Vermeidungsoption darstellt.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Netzrestriktionsszenario, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Europäisches, technologieneutrales Mindestziel für die EE- und PtG-basierte Stromerzeugung (s. Abschnitt 5.3.3.1)

EE-Szenario 2 (nationale, technologieneutrale EE-Förderung)

Kurzname	EE 2
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	EE-Szenario 1 (europäische, technologieneutrale EE-Förderung)
Szenariologik	Das EE-Szenario 2 führt im Vergleich zum vorherigen EE-Szenario 1 zusätzliche nationale, technologieneutrale EE-Mindestziele ein. Das Szenario ist durch die heute weit verbreiteten nationalen Fördersysteme motiviert, die den heimischen EE-Ausbau in Einklang mit der nationalen Energie- und Klimapolitik unterstützen. Da diese Fördersysteme auf die heimische Erzeugung begrenzt sind, kann im EE-Szenario 2 die Verstromung von importierten PtG nicht zur Erfüllung der nationalen Mindestziele beitragen. Das übergeordnete europäische Mindestziel aus dem EE-Szenario 1 bleibt auch im EE-Szenario 2 erhalten und sorgt insbesondere in späteren Jahren für zusätzliche europäische EE- und/oder PtG-basierte Stromerzeugung.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie EE-Szenario 1, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche nationale, technologieneutrale Sub-Ziele für die Mindest-Erzeugung aus erneuerbaren Energien (exkl. PtG) (s. Abschnitt 5.3.3.2)

EE-Szenario 3 (nationale, technologiespezifische EE-Förderung)

Kurzname	EE 3
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	EE-Szenario 2 (nationale, technologieneutrale EE-Förderung)
Szenariologik	Das EE-Szenario 3 untersucht eine weitere Fördersystem-Variante, in der für die deutsche Marktzone zusätzliche technologiespezifische Ziele eingeführt werden. Gegenüber dem EE-Szenario 2 werden nun zusätzlich Mindestbeiträge von Wind und PV zum nationalen EE-Ziel vorgegeben, das in seiner absoluten Höhe unverändert beibehalten wird. Diese Anpassung trägt den Umstand Rechnung, dass nationale Fördersysteme in der Praxis häufig technologiespezifisch gestaltet sind, um u. a. technologische Diversität und potenziell für das Stromsystem günstige Durchmischungseffekte zu erzielen.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie EE-Szenario 2, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche nationale, technologiespezifische Sub-Ziele für die Mindest-Erzeugung aus Wind und PV in der deutschen Marktzone (s. Abschnitt 5.3.3.3)

EE-Szenario 4 (europäische, technologiespezifische EE-Förderung)

Kurzname	EE 4
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	EE-Szenario 1 (europäische, technologieneutrale EE-Förderung)
Szenariologik	Mit dem EE-Szenario 4 vervollständigen wir die möglichen Kombinationen der zentralen Ausgestaltungsoptionen von Fördersystemen (europäisch/national, technologieneutral/technologiespezifisch). Das EE-Szenario 4 untersucht dabei die Effekte zusätzlicher technologiespezifischer Mindestziele in einem europäischen Fördersystem. Das übergeordnete Mindestziel aus EE-Szenario 1 bleibt unverändert erhalten.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie EE-Szenario 1, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Zusätzliche europäische, technologiespezifische Sub-Ziele für die Mindest-Erzeugung aus Wind und PV (s. Abschnitt 5.3.3.4)

Klimavorreiter Deutschland	
Kurzname	Vorreit. DE
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	EE-Szenario 2 (nationale, technologieneutrale EE-Förderung)
Szenariologik	In diesem Szenario werden die Effekte zusätzlicher Anstrengungen in Deutschland zur Reduzierung der nationalen CO ₂ -Emissionen untersucht. Deutschland nimmt hier eine Vorreiterrolle ein und implementiert zusätzlich zu den nationalen EE-Zielen und den europäischen CO ₂ -Zielen auch nationale CO ₂ -Minderungsziele. Diese Minderungsziele führen zu zusätzlichen Emissionseinsparungen gegenüber dem Ausgangspunkt (EE-Szenario 2), die im Sinne der jüngsten ETS-Reform von dem europäischen CO ₂ -Budget abgezogen werden, um eine geografische Verlagerung der Emissionen zu vermeiden und die Effektivität der nationalen Maßnahme zu gewährleisten. Auf Wunsch des Umweltbundesamtes wird im Vorreiterszenario auch die Gesamt-Stromerzeugung in Deutschland auf dem Niveau des EE-Szenarios 2 fixiert, um die andernfalls zu erwartende partielle Verlagerung der heimischen Stromerzeugung ins Ausland zu verhindern. Es wird also unterstellt, dass Deutschland mit Förderinstrumenten oder entsprechenden Anreizen ein bestimmtes Niveau an heimischer (EE-) Stromerzeugung sicherstellt um die politische Akzeptanz der so ausgestaltete Klimavorreiterrolle Deutschland zu erhöhen.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie EE-Szenario 2, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Nationales CO₂-Minderungsziel in der deutschen Marktzone (s. Abschnitt 5.1.3.3) - Reduzierung des europäischen CO₂-Budgets um die Mehrminderung in Deutschland zur Vermeidung eines Wasserbetteffektes (5.1.3.3) - Fixierung der heimischen Gesamt-Stromerzeugung in Deutschland auf das Niveau im EE-Szenario 2 (5.1.3.3)

Ambitionierter EU-Klimaschutz	
Kurzname	Amb. EU-KS
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Netzrestriktionsszenario

Szenariologik	Ausgehend vom Netzrestriktionsszenario wird hier das Ambitionsniveau des europäischen Klimaschutzes erhöht. In diesem Sinne erfolgen die CO ₂ -Minderungen früher und erreichen eine vollständige Dekarbonisierung der Strom- und Wärme-erzeugung bis 2050. Von Interesse ist hier zum einen, welche zusätzlichen CO ₂ -Vermeidungsoptionen bei einer früheren Minderung genutzt werden, und zum anderen, welchen Unterschied „das letzte 1%“ für die Dekarbonisierungsstrategie macht.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Netzrestriktionsszenario, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Ambitioniertere europäische CO₂-Minderungsziele mit vollständiger Dekarbonisierung der Strom- und Wärmebereitstellung bis 2050 (s. Abschnitt 5.1.3.3)

Kapazitätsmarktszenario	
Kurzname	KapM
Ausgangspunkt / Vergleichsszenario	Netzrestriktionsszenario
Szenariologik	Im Vergleich zu allen anderen Szenarien wird im Kapazitätsmarktszenario das Strommarktdesign angepasst. Statt eines Energiewende-freundlichen Energy-Only-Marktdesigns wird nun davon ausgegangen, dass in allen Marktzone Kapazitätsmärkte implementiert werden. Dementsprechend besteht in jeder Marktzone eine explizite Nachfrage nach gesicherter Leistung. Im Fokus der Analyse steht die Frage, wie sich der Transformationspfad ändert, wenn auch langfristig hohe konventionelle Kapazitäten im System gehalten werden.
Besonderheiten Modellierung / Annahmen	Wie Netzrestriktionsszenario, mit folgenden Anpassungen: <ul style="list-style-type: none"> - Einführung nationaler Kapazitätsmärkte (s. Abschnitt 5.2.1.2)

5 Vorbereitende Analysen und Annahmen

In diesem Kapitel geben wir eine Übersicht der wichtigsten Voranalysen zur Vorbereitung der Szenarien, sowie der zentralen Annahmen und Eingangsgrößen für Modellierung.

5.1 Analyserahmen und Modellgrenzen

Wir beginnen dieses Kapitel mit einer Beschreibung weiterer Details zum Analyserahmen und zur Abgrenzung der Modellierung. Dabei betrachten wir die zeitlichen und geografischen Dimensionen der Analyse, die Sektorabdeckung sowie die Dimensionen der Dekarbonisierung, einschließlich der CO₂-Budgets und der verfügbaren Vermeidungsoptionen.

5.1.1 Zeitliche und geografische Dimensionen der Analyse

Im Fokus der Analyse steht die langfristige Perspektive der Transformation in Richtung einer CO₂-freien Stromerzeugung, die im Zieljahr 2050 erreicht werden soll. Die Analyse legt zudem ein besonderes Augenmerk auf den Pfad der Zielerreichung, der ab dem Jahr 2020 in Zehnjahresschritten ausgewertet wird. Zusätzlich simulieren wir das Jahr 2015 (reine Dispatch-Perspektive) als Referenzpunkt. Jedes Modelljahr wird für alle 8.760 Stunden des Jahres simuliert. Wie bereits in Kapitel 3 beschrieben, ist das eine wesentliche Voraussetzung für die adäquate Abbildung der Eigenschaften und Anforderungen von Stromsystemen mit hohen EE-Anteilen. Sowohl unterjährig als auch zwischen den Modelljahren werden intertemporale Zusammenhänge erfasst, sodass u. a. der Speichereinsatz in geeigneter Art und Weise simuliert wird und Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit im gesamten modellierten Zeithorizont getroffen werden.

Eine weitere Facette der zeitlichen Dimensionen der Modellierung ist die Verwendung eines Diskontfaktors, mit dem der Zeitwert aller erfassten Kostenkomponenten bestimmt wird. Dieser Ansatz dient der Abbildung zeitlicher Präferenzen. Die den Stichjahren zugeordneten Kosten werden mit einem Zinssatz bewertet, der früh anfallenden Kosten ein höheres monetäres Gewicht gibt als späteren. Denn einmal ausgegebenes Geld kann nicht für alternative Anlagemöglichkeiten genutzt werden, und je früher die Ausgabe getätigt wird, desto größer ist der Verzicht auf alternative Zinserträge. Diese Opportunitätskosten werden durch die Diskontierung in der Optimierung des Transformationsprozesses berücksichtigt. Für dieses Projekt setzen wir den Diskontfaktor mit 3% an (s. Abschnitt 5.2.3 für Angaben zum Zinssatz für die Berechnung der Kapitalkosten).

Hinsichtlich der geografischen Dimension wird der europäische Strommarkt weiträumig abgedeckt, sodass die Entwicklung bzw. der Nutzen des Binnenmarktes im Zuge der Transformation herausgearbeitet werden kann. Ein besonderer Fokus der Analyse liegt auf der deutsch-luxemburgischen Marktzone (im Folgenden aus sprachlichen Gründen vereinfacht „deutsche Marktzone“ genannt), die im europäischen Verbund betrachtet wird. Zusätzlich wird Nordafrika in vereinfachter Form in die Modellierung mit einbezogen, sodass die Möglichkeit von Importen nordafrikanischen EE-Stroms abgebildet wird (s. Kapitel 5.3).

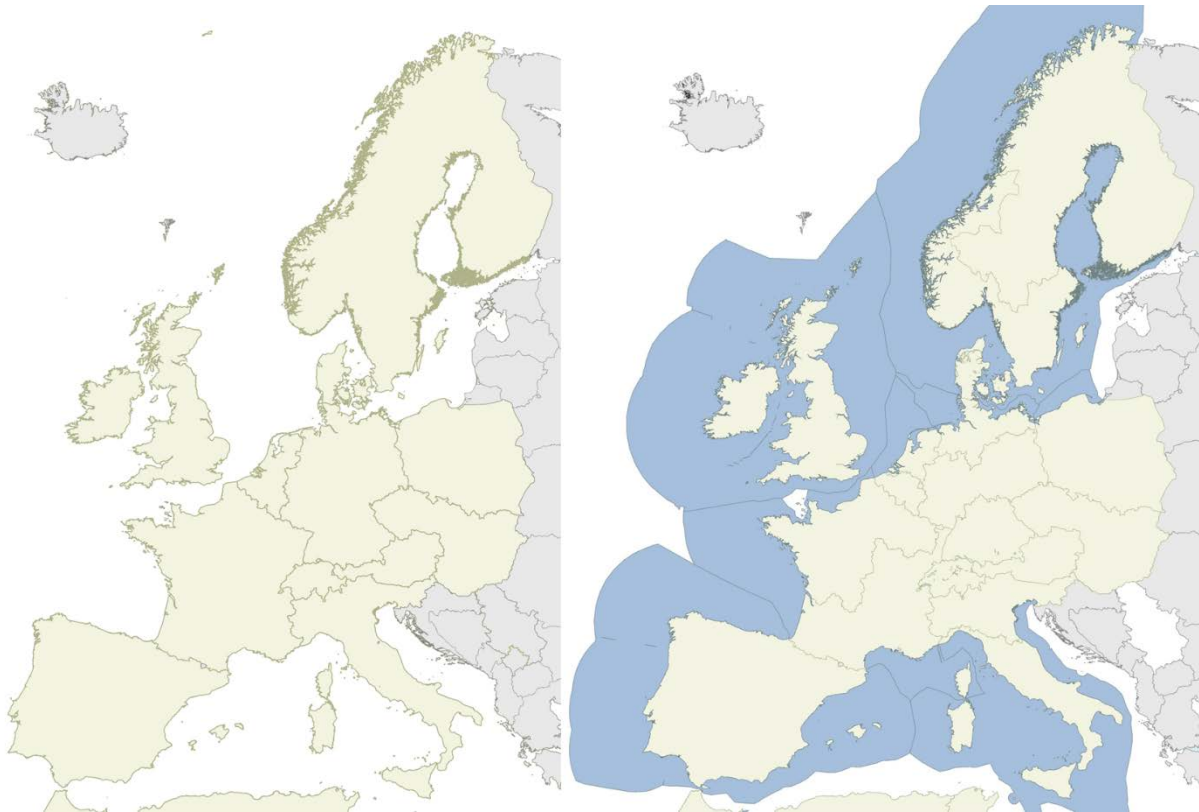
Im Zuge der Analysen wird zwischen drei geographischen Ebenen unterschieden:

- ▶ Die gesamte abgebildete **Modellregion** besteht aus **Marktzone**n, die große europäische Länder oder eine Ländergruppe repräsentieren. Für jede Marktzone werden die Entwicklung der Stromversorgung, der zentralen Wärmeversorgung und weitere relevante Schnittstellen zwischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren im Detail simuliert. Die Marktzo-

nen sind über Interkonnektoren verbunden, die einen europäischen Stromaustausch ermöglichen. Die Interkonnektoren werden als Net Transfer Capacities abgebildet und können im Zuge der Optimierung ausgebaut werden.

- ▶ Innerhalb der Marktzone werden **Potenzialregionen** für erneuerbare Energien spezifiziert. Potenzialregionen sind geographisch zusammenhängende Gebiete, innerhalb derer erneuerbare Energien bis zu einer bestimmten Obergrenze (Potenzialgrenze) ausgebaut werden können. Die spezifischen Standorteigenschaften der Potenzialregionen werden dabei in den EE-Einspeisestrukturen berücksichtigt. Durch die Unterscheidung zwischen Potenzialregionen kann folglich die Diversität unterschiedlicher EE-Standorte in größerer Detailtiefe abgebildet werden. Die Potenzialregionen werden vor diesem Hintergrund so definiert, dass sie ähnliche Standorte zusammenfassen und unterschiedliche Standorte gegeneinander abgrenzen.
- ▶ Für Onshore-Wind erfolgt eine zusätzliche Unterscheidung von zwei **Standortklassen** pro Potenzialregion. Auf diese Weise wird das Potenzial nochmal nach Volllaststunden in „gute“ und „schlechte“ Standorte unterteilt. Insbesondere in größeren Potenzialregionen trägt dieses Vorgehen dazu bei, dass gute (Teil-) Potenziale nicht durch eine reine Durchschnittsbetrachtung unterschätzt werden. Bei Offshore-Wind wird nur in der deutschen Marktzone zwischen zwei Standorten unterschieden. Auf diese Weise können die küstennahen Standorte, die sich u. a. durch geringere Netzanbindungskosten auszeichnen, von den teureren küsternen Standorten unterschieden werden.

Abbildung 2 stellt die Modellregion und die EE-Potentialregionen dar. Marktzone, die aus mehreren benachbarten Ländern bestehen, haben eine einheitliche Umrandung.

Abbildung 2: Marktzone(n) (links) und EE-Potenzialregionen (rechts)

Abkürzung der Marktzone(n): DELU: Deutschland und Luxemburg; AT: Österreich; BENL: Belgien und Niederlande; CH: Schweiz; DKNOSSEFI: Dänemark, Norwegen, Schweden und Finnland; FR: Frankreich; GBIE: Großbritannien und Irland; HUS-KCZ: Ungarn, Slowakei und Tschechische Republik; IB: Spanien und Portugal; PL: Polen.

Die Potenzialregionen werden wie die Marktzone(n) abgekürzt. Bei Marktzone(n) mit mehreren Potenzialregionen wird zusätzlich die geografische Lage der Potenzialregion angegeben (z.B. DELU (N) für die norddeutsche Potenzialregion, DELU (M) für die mitteldeutsche Region).

Quelle: Eigene Darstellung.

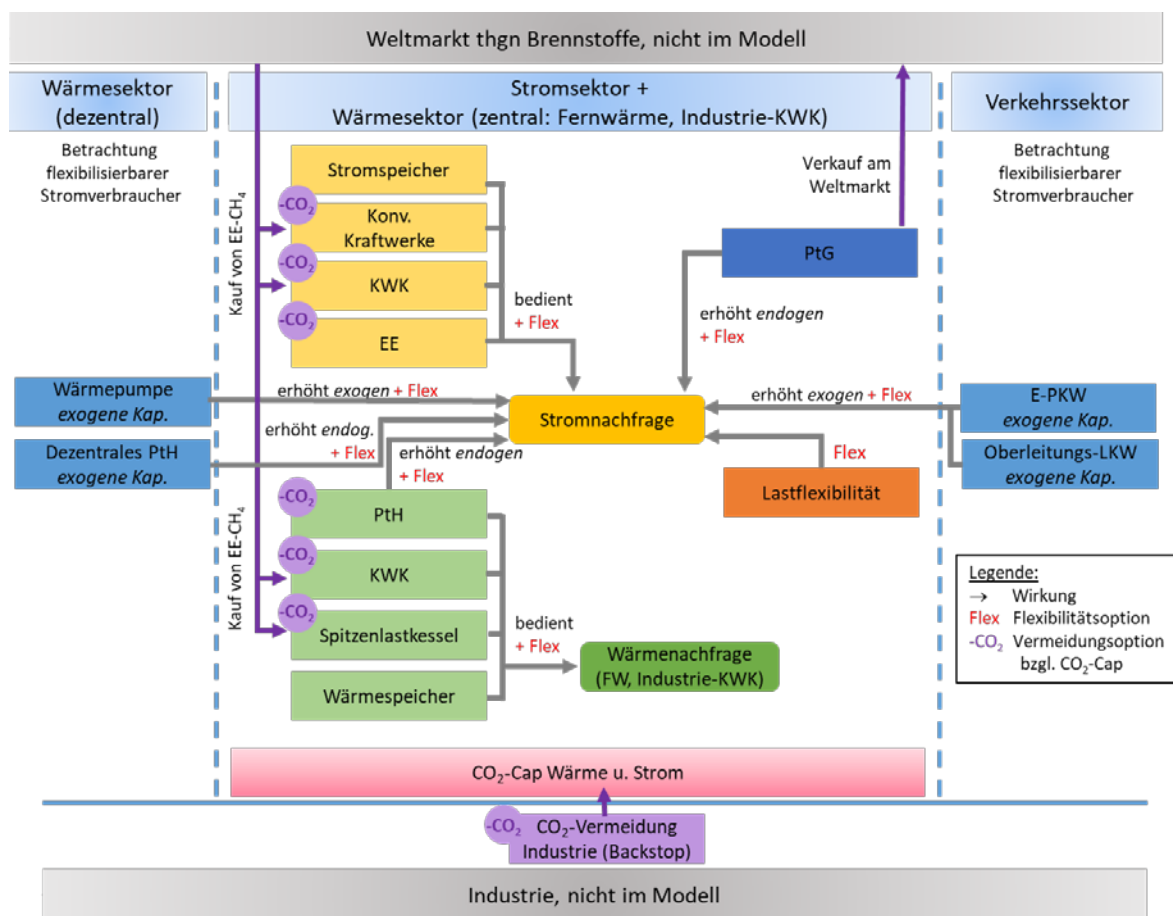
Die Potenzialregionen für Wind- und Solarenergien sind dabei jeweils deckungsgleich. Weitere Details zur Potenzialanalyse finden sich in Kapitel 5.3.

5.1.2 Sektorale Dimensionen der Analyse

Im Fokus des Projektes steht der Strommarkt. Für die Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien, die Absicherung der Versorgung und eine kostengünstige Entwicklung des Systems ist es jedoch von besonderer Bedeutung, dass die Schnittstellen des Strommarktes zu den Wärme- und Verkehrssektoren gestärkt werden.

Im Folgenden werden die sektoralen Dimensionen der Modellierung einschließlich einer ersten Übersicht der abgebildeten Technologie- bzw. Flexibilitätsoptionen erläutert. Aus der sektoralen und technologischen Abgrenzung folgen auch Implikationen für die Definition des CO₂-Budgets und der CO₂-Vermeidungsoptionen, die wir im nächsten Unterkapitel aufgreifen.

Abbildung 3 stellt die Modellstruktur schematisch dar. Die einzelnen Bausteine werden im Folgenden erläutert.

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Modellstruktur

Quelle: Eigene Darstellung.

Stromsektor

- Das Stromsystem bildet den Kern des Modells. Unter Einhaltung des (sektorübergreifenden) CO₂-Budgets muss die Stromnachfrage jederzeit durch die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken einschließlich Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), aus erneuerbaren Energien sowie durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen gedeckt werden. Für die Mehrzahl der Technologien werden neben ihrem Einsatz auch die Investitions- und Stilllegungsentscheidungen optimiert.
- Die oben erwähnten Flexibilitätsoptionen können sowohl originär aus dem Stromsektor stammen (bspw. Pumpspeicher, Lastmanagement klassischer Stromverbraucher), als auch ihren Ursprung in benachbarten Sektoren haben (bspw. elektrische Wärmepumpen, E-Pkw). Je nach Technologie können die Flexibilitätsoptionen kurzfristig die Stromerzeugung erhöhen, Nachfrage und Erzeugung zeitlich verschieben, oder auch das Nachfrageniveau in einzelnen Stunden erhöhen bzw. senken.
- Zusätzlich zu den erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen übernimmt das Übertragungsnetz den räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Das Netz als Flexibilitätsoption ermöglicht zum einen die Nutzung von überregionalen Ausgleichseffekten der Last, der EE-Erzeugung und der Kraftwerksverfügbarkeit. Zum anderen können

regionale Standort- bzw. Kostenvorteile bestmöglich für den europäischen Strombinnenmarkt genutzt werden.

Wärmesektor: Zentrale, netzgebundene Versorgung

- ▶ In Analogie zum Strommarkt wird die Wärmeversorgung in Wärmenetzen, also insbesondere die Bereitstellung von Fernwärme und Industriewärme (im Folgenden auch „KWK-fähige Wärme“ genannt), endogen modelliert (Einsatz und Investitionen). Der Wärmebedarf kann durch KWK-Anlagen, Spitzenlastkessel oder große direktelektrische Power-to-Heat-Anlagen (PtH) in Verbindung mit Speichern gedeckt werden. Die Emissionen dieser Wärmeerzeugung unterliegen den gleichen sektorübergreifenden CO₂-Zielvorgaben wie die strombedingten Emissionen.
- ▶ Aus typischen Lastprofilen in der Fernwärme und der Industrie wird das kumulierte Wärmelastprofil für die „KWK-fähige Wärme“ abgeleitet. Dabei wird nicht zwischen Nieder- und Mitteltemperaturanwendungen unterschieden. Nicht Gegenstand der Modellierung und demnach auch nicht Teil der Wärmenachfrage sind Anwendungen im Hochtemperaturbereich.
- ▶ KWK-Anlagen und große PtH bilden die direkte technologische Schnittstelle zwischen dem Strommarkt und der endogen modellierten zentralen Wärmeversorgung. Wärmespeicher bieten einerseits Flexibilität für die Wärmeversorgung, kommen indirekt aber auch dem Stromsystem zugute, da zusätzliche Freiheitsgrade für das Einsatzverhalten von KWK und PtH entstehen. Große PtH und Wärmespeicher können allerdings annahmegemäß nur im Niedertemperatur-Fernwärme-Bereich eingesetzt werden.

Wärmesektor: Dezentrale Versorgung

- ▶ Auch im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung gibt es Schnittstellen zum Stromsektor, die einerseits zur Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung beitragen und andererseits zusätzliche Flexibilität am Strommarkt bereitstellen können. Wir modellieren in diesem Sinne den Einsatz elektrischer Wärmepumpen und dezentraler PtH-Anlagen (direktelektrisch). Die jeweilige Kapazitätsentwicklung wird dagegen exogen festgelegt.
- ▶ Für die Wärmepumpen werden die jährliche Wärmenachfrage bzw. der damit verbundene jährliche Stromverbrauch vorgegeben. Wir gehen davon aus, dass die Wärmepumpen in Kombination mit einem Wärmespeicher betrieben werden. Soweit es die Speichervolumina zulassen und solange die Wärmelast jederzeit gedeckt wird, kann der Stromverbrauch im Zuge der Optimierung zeitlich verschoben werden.
- ▶ Bei der dezentralen PtH gehen wir davon aus, dass die Anlagen in Ergänzung zu einer alternativen Wärmequelle (hier: Gasheizung) installiert werden. Die PtH-Anlage wird dann eingesetzt, wenn die strombasierte Wärmeerzeugung günstiger ist als die Alternative. In der Modellierung ist daher die Höhe der Stromnachfrage der PtH nicht vorab bekannt, sondern ein Ergebnis der Simulation auf Basis eines wirtschaftlichen Kalküls.

Verkehrssektor

- ▶ Elektromobilität wird als direkte Schnittstelle zwischen Verkehrssektor und Stromsystem in die Analyse mit einbezogen. Wir betrachten sowohl elektrisch betriebene Pkw (E-Pkw) als auch bivalente Oberleitungs-Lkw (O-Lkw). Beide Technologien sind neue Stromverbraucher, die sich allerdings in ihren Flexibilitätseigenschaften aus Sicht des Strommarktes etwas unterscheiden.
- ▶ Der Stromverbrauch der E-Pkw richtet sich nach der Flottengröße und dem Fahrverhalten. Er ist in seiner Höhe und Struktur vorgegeben. Da E-Pkw über Batterien verfügen, kann der Ladezeitpunkt (d. h. der Zeitpunkt, an dem Strom aus dem Netz bezogen wird) allerdings zeitlich variiert werden. Das Mobilitätsbedürfnis muss dennoch jederzeit bedient werden können. Aus Sicht des Strommarktes sind die E-Pkw daher Verbraucher mit Speicher. Eine Rückspeisung von Strom aus den Batterien betrachten wir im Sinne einer konservativen Abschätzung des Flexibilitätspotenzials nicht.
- ▶ Für O-Lkw erfolgt der Stromverbrauch zum Antrieb zeitgleich mit dem Bezug aus dem Netz. Die aus dem Fahrverhalten abgeleitete Last der O-Lkw ist ein Input für das Modell. Annahmegemäß sind die O-Lkw allerdings auch mit Kraftstofftanks und Verbrennungsmotoren ausgestattet, sodass es im Antrieb eine Alternative zum Strom gibt. Im Modell werden die Kosten des Stromverbrauchs gegen diejenigen von treibhausgasneutralem Power-to-Liquid (PtL) abgewogen. Wenn Strom die teurere Option ist, findet ein Fuel-Switch statt, sodass die Stromlast der O-Lkw reduziert wird. Aus Sicht des Stromsystems bieten O-Lkw also die gleiche Art von Flexibilität in Knappheitssituation, wie ein freiwilliger Lastverzicht traditioneller Verbraucher mit Lastmanagement.

Power-to-Gas

- ▶ In den Szenarioanalysen gehen wir davon aus, dass ab dem Jahr 2030 ein Weltmarkt bzw. Regionalmarkt für treibhausgasneutrales (thgn) Power-to-Gas existiert. Im endogen modellierten Bereich der Strom- und Wärmesektoren kann treibhausgasneutraler Brennstoff in Form von EE-Methan zum festgelegten Weltmarktpreis importiert und zur Strom- und Wärmebereitstellung genutzt werden.
- ▶ Je nach Szenario modellieren wir zudem die Herstellung von PtG in der Modellregion mit endogener Investitions- und Einsatzentscheidung. Das endogen produzierte PtG wird dann zum Weltmarktpreis vergütet. Gleichzeitig können die PtG-Anlagen nachfrageseitige Flexibilität für den Strommarkt bereitstellen.

Aus diesen Bausteinen der Modellierung folgen Implikationen für die Abgrenzung und Modellierung der CO₂-Emissionen, die im nächsten Abschnitt erläutert werden.

5.1.3 Dimensionen der Dekarbonisierung und CO₂-Minderungspfade

In den Szenarien ist der Kern der Dekarbonisierungs-Anreize die Vorgabe eines CO₂-Minderungspfad, der im Zuge der Optimierung eingehalten werden muss. Wir erläutern an dieser Stelle den Analyseansatz und die Annahmen zu den CO₂-Mengenvorgaben.

5.1.3.1 Modellgrenzen und CO₂-Vermeidungsoptionen

Die im Projekt analysierten Szenarien sollen die Entwicklung weiter Teile des Energiesystems bei ambitionierten CO₂-Minderungszielen abbilden. Dabei ist zu beachten, dass keine umfassende Analyse der deutschen und europäischen Treibhausgasemissionen (THG) erfolgt, sondern der Schwerpunkt der Analyse auf der Energiewirtschaft und relevanten Teilen der industriellen Strom- und Wärmeerzeugung liegt. Damit sind signifikante Bereiche des heutigen Emissionshandelsystems konzeptionell erfasst, mit Ausnahme von industriellen Prozessen jenseits der Erzeugung von Strom und KWK-fähiger Wärme und mit Ausnahme des Flugverkehrs.

In der Modellierung werden die Deckung der Stromnachfrage traditioneller und neuer Verbraucher sowie die Deckung der zentralen KWK-fähigen Wärmenachfrage endogen optimiert. Die Emissionen, die mit der entsprechenden Strom- und Wärmeerzeugung einhergehen, werden im Modell erfasst und dürfen das vorgegebene sektorübergreifende CO₂-Budget nicht überschreiten.

Das CO₂-Budget wird auf die Modellgrenzen abgestimmt. Der Ausgangspunkt für die Emissionsentwicklung leitet sich aus historischen Emissionen der modellierten Sektoren ab. Darauf aufbauend werden relative Minderungsziele festgelegt. Dabei ist schon einkalkuliert, dass im Rahmen eines effizienten Burden Sharing diejenigen Sektoren mit relativ günstigen Vermeidungsoptionen mehr mindern sollten, und dass insbesondere der Stromsektor bzw. die Elektrifizierung zu einer Minderung in benachbarten Sektoren beitragen kann. Wir gehen also vereinfachend davon aus, dass das Gesamt-CO₂-Budget bereits kostenoptimal auf alle Sektoren aufgeteilt ist, und dass daher keine dynamischen Wechselwirkungen zwischen den Sektoren innerhalb und außerhalb der Modellgrenzen berücksichtigt werden müssen.

Eine Ausnahme bildet die Modellierung der Schnittstelle zwischen dem Stromsystem und der dezentraler Wärmeversorgung in Gestalt von dezentraler PtH. Im Unterschied zu allen anderen Sektorkopplungstechnologien ist die Höhe und Häufigkeit des PtH-Einsatzes nicht ex-ante bekannt und gleichzeitig ist das außerhalb der Modellgrenzen liegende Substitut, nämlich die fossile Wärmeerzeugung, emissionsbehaftet. Genauer gesagt kann der Einsatz von dezentralem PtH die Verbrennung von Erdgas in einer konventionellen Heizanlage ersetzen und so Emissionen im dezentralen Wärmesektor vermeiden. Für die vermiedenen Emissionen gibt es daher im Gegenzug eine Emissionsgutschrift im Stromsektor, sodass dort die entsprechende CO₂-Menge zusätzlich emittiert werden kann.⁷

In der Modellierung steht eine Vielzahl von CO₂-Vermeidungsoptionen zueinander im Wettbewerb. Im Stromsektor sind erneuerbare Energien sowie mit CO₂-freiem PtG befeuerte Kraftwerke die relevantesten Vermeidungsoptionen, im Wärmesektor sind es PtH und wiederum mit PtG betriebene Erzeugungsanlagen. Im Sinne der Nachhaltigkeit gehen wir davon aus, dass das CO₂-freie PtG aus EE-Strom produziert wird und Kernkraftwerke mit Ausnahme der heute bestehenden Anlagen und der bereits bekannten Neubauprojekte langfristig nicht als Vermeidungsoption zur Verfügung stehen. Technologien zur CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) werden ebenfalls aus Nachhaltigkeitsgründen nicht betrachtet.

Die in der Optimierung ermittelte Grenzvermeidungstechnologie setzt schließlich den CO₂-Preis. Die Bestimmung des CO₂-Preises erfolgt also ab dem Modelljahr 2020 vollständig endogen.⁸ Das

⁷ Im Jahr 2050 erfolgt keine Emissionsgutschrift, weil dann annahmegemäß CO₂-freies PtG (statt fossilem Erdgas) substituiert wird.

⁸ Im Dispatch-Jahr 2015 wird der empirische CO₂-Preis statt eines CO₂-Budgets vorgegeben.

für die Modellgrenzen vorgegebene CO₂-Budget kann dabei ab 2030 stets durch den Einsatz CO₂-freiem PtG erfüllt werden.⁹

5.1.3.2 CO₂-Minderungspfad

Wie bereits beschrieben, werden als Ausgangspunkt für die Herleitung des CO₂-Minderungspfades die historischen Emissionen bestimmt, die mit der geografischen und sektoralen Abdeckung der Modellierung korrespondieren. Die beste Passung wird in dieser Hinsicht erreicht, indem die Emissionen aus den Eurostat-Energiebilanzen der Länder in der Modellregion berechnet werden. Dazu werten wir den Primärenergieeinsatz in den folgenden drei bilanziellen Bereichen aus: 1) Einsatz in thermischen Kraftwerken von Energieversorgungsunternehmen, 2) in thermischen Kraftwerken von Eigenerzeugern und 3) in Fernwärme-Heizwerken. Zur Berechnung der CO₂-Emissionen verwenden wir vereinfachend die empirischen deutschen Emissionsfaktoren laut dem nationalen Treibhausgasinventar (s. EEA, 2016) bzw. als Rückfalloption für fehlende Angaben die Standard-IPCC-Emissionsfaktoren (s. IPCC, 2006).

Diesen Ansatz setzen wir zunächst für die zum Zeitpunkt der Vorabanalyse aktuellsten verfügbaren Daten, d. h. für das Jahr 2014 um. Diese Daten benötigen wir später für die Herleitung des Minderungsziels im Jahr 2020 (s. u.). Als wichtigen Referenzpunkt insbesondere für die Minderungspfade bis 2050 benötigen wir zudem die Emissionen für das Jahr 1990. Da die o. g. Energiebilanzen nicht für 1990 vorhanden sind, wählen wir für dieses Jahr die Emissionen laut Treibhausgasinventar der European Environment Agency (EEA) im IPCC-Sektor 1.A.1.a Öffentliche Strom- und Wärmeversorgung als Basis (s. EEA, 2015a). Die darin nicht enthaltenen Emissionen von Eigenerzeugern schätzen wir vereinfachend mit zusätzlichen 20% ab.

Im nächsten Schritt definieren wir die Zielvorgabe für das Jahr 2020, ab dem das Mengenziel und die endogene CO₂-Preisbildung implementiert sind. Für das Jahr 2020 extrapolieren wir die Zielvorgabe aus dem 2015er EEA-Projektionsbericht und dem dortigen Szenario „mit zusätzlichen [Klimaschutz-] Maßnahmen“ (engl. with additional measures – WAM; s. EEA, 2015b). Wir erhalten so die Maßgabe einer 13%-Minderung bis 2020 im Vergleich zum Jahr 2014. Für die Jahre zwischen 2014 und 2020 unterstellen wir eine lineare Entwicklung der Emissionen – diese Daten dienen allerdings lediglich der Information und sind kein direkter Modellinput.

Der langfristige CO₂-Minderungspfad bis 2050 wird dann so eingestellt, dass er sowohl mit dem Ziel einer 95%igen Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 und einem europäischen Minderungskorridor von 80 bis 95% bis 2050 passfähig ist. Um diesem klimapolitischen Ambitionsniveau gerecht zu werden, müssen die modellierten Sektoren bis 2050 nahezu vollständig dekarbonisiert werden.

Konkret bedeutet das, dass bis 2050 eine Minderung der CO₂-Emissionen in der europäischen Energiewirtschaft und den weiteren modellierten Anwendungsbereichen um 99% im Vergleich zu 1990 erreicht werden soll. Dieser Wert orientiert sich sowohl aus Klimaschutzszenario 95 für Deutschland (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015) als auch der EU Low Carbon Economy Roadmap 2050 (EC, 2011).

Der aus diesen Vorabanalysen und Annahmen resultierende CO₂-Minderungspfad ist in Tabelle 1 dargestellt.

⁹ Als technisches Sicherheitsnetz für die Modellierung wurde ein sog. Backstop genutzt. Dieser war auf Grenzvermeidungskosten von 500 €/tCO₂ parametrisiert. Kommt der Backstop zum Zuge, steht er stellvertretend für den Einsatz einer zusätzlichen Vermeidungsoption mit entsprechenden Grenzvermeidungskosten.

Tabelle 1: Annahmen zum CO₂-Minderungspfad

[Mio. tCO ₂]	1990	2014	2015	2020	2030	2040	2050
Gesamtemission d. Modellregion	1.485	1.039	1.016	904	608	311	15
Relative Minderung d. Modellregion vs. 1990	-	30%	32%	39%	59%	79%	99%

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EEA (2015a,2015b,2016), EC (2011), IPCC (2006), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015).

Dieser Minderungspfad gilt in acht der insgesamt zehn Szenarien. Da das Übereinkommen von Paris mit dem 1,5-Grad-Temperaturziel eine ambitioniertere Zielmarke enthält als das 2-Grad-Ziel, welches in den o.g. Studien als Orientierung diente, werden in den zwei anderen Szenarien ambitioniertere Minderungspfade zu Grunde gelegt. Deren Annahmen beschreiben wir im folgenden Abschnitt.

5.1.3.3 Szenariospezifische Annahmen: CO₂-Budgets

Für das Szenario mit Deutschland als Klimavorreiter und das Szenario mit einem noch ambitionierterem Klimaschutz auf europäischer Ebene ergänzen bzw. modifizieren wir den o. g. CO₂-Minderungspfad.

Szenario Klima-Vorreiter Deutschland

Im Vorreiter-Szenario sollen die CO₂-Emissionen in der deutschen Marktzone früher und in größerem Umfang reduziert werden, als es auf der Ebene der Modellregion der Fall ist. In diesem Sinne nimmt Deutschland eine Vorreiterrolle ein. Die Minderungsziele im Vergleich zu 1990 liegen für die deutsche Marktzone bei 75% im Modelljahr 2030, bei 90% im Jahr 2040 und bei 100% im Jahr 2050. Damit die zusätzlichen CO₂-Einsparungen in der deutschen Marktzone auch effektiv zu geringeren Emissionen in Europa führen, wird das Emissionsbudget für die Modellregion als Ganze um die Mehrminderungen in der deutschen Marktzone reduziert.

Die Tabelle 2 gibt eine Übersicht über die entsprechenden CO₂-Minderungspfade in der Modellregion und in der deutschen Marktzone.

Tabelle 2: Annahmen zum CO₂-Minderungspfad im Vorreiter-Szenario

[Mio. tCO ₂]	1990	2014	2015	2020	2030	2040	2050
Gesamtemission d. Modellregion	1.485	1.039	1.016	904	529	285	11
Relative Minderung d. Modellregion vs. 1990	-	30%	32%	39%	64%	81%	99%
Gesamtemission d. deutschen Marktzone	406	332	325	289	102	41	0
Relative Minderung d. deutschen Marktzone vs. 1990	-	18%	20%	29%	75%	90%	100%

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EEA (2015a,2015b,2016), EC (2011), IPCC (2006), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015).

Wenn in der deutschen Marktzone strengere CO₂-Vorgaben gelten als in den Nachbarzonen, dann ist zunächst zu erwarten, dass im Zuge der Optimierung die emissionsbehaftete Erzeugung aus Deutschland ins europäische Ausland verlagert wird. Auf Wunsch des Umweltbundesamtes verhindern wir diesen ökonomisch zu erwartenden Effekt in der Modellierung, indem wir eine Mindest-Stromerzeugung in der deutschen Marktzone in Höhe der heimischen Stromerzeugung im EE-Szenario 2 vorgeben. Dahinter steht der Gedanke, dass eine Abwanderung der deutschen Stromerzeugung eine politisch nicht akzeptable Nebenwirkung der nationalen Vorgaben sein könnte. In der Praxis könnte ein solches Ergebnis durch eine Förderung der heimischen Erzeugung (einschließlich konventioneller Erzeugung) erreicht werden. In diesem Szenario treffen wir dazu jedoch keine Festlegung.

Szenario ambitionierter europäischer Klimaschutz

Im Szenario mit ambitionierteren Klimaschutzzielen in Europa werden die CO₂-Minderungsvorgaben im Vergleich zum Basisfall strenger. Dabei wird nicht nur eine vollständige statt einer 99%igen Dekarbonisierung der Strom- und Wärmesektoren bis 2050 als Ziel ausgegeben, sondern auch eine umfassendere CO₂-Minderung in früheren Jahren. Im Jahr 2030 liegt die Zielvorgabe daher bei einer 80%igen Minderung (ggü. 1990), statt bei den 59% der anderen Szenarien. Im Jahr 2040 soll dann eine 95%ige Minderung statt der bisherigen 79% erreicht werden.

Tabelle 3 fasst die Annahmen zum CO₂-Budget im Szenario mit ambitionierterem EU-Klimaschutz zusammen.

Tabelle 3: Annahmen zum CO₂-Minderungspfad im ambitionierten EU-KS

[Mio. tCO ₂]	1990	2014	2015	2020	2030	2040	2050
Gesamtemission d. Modellregion	1.485	1.039	1.016	904	304	74	0
Relative Minderung d. Modellregion vs. 1990	-	30%	32%	39%	80%	95%	100%

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EEA (2015a, 2015b, 2016), EC (2011), IPCC (2006), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015).

Die Annahmen lassen insbesondere in den Jahren 2030 und 2040 größere Veränderungen im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario erwarten. Aber auch die Erhöhung des Minderungsziels um 1%Pkt im Jahr 2050 kann sich aufgrund der in diesem Bereich steiler ansteigenden Vermeidungskosten in sichtbar anderen Ergebnissen niederschlagen.

5.2 Stromsektor

In diesem Unterkapitel betrachten wir die zentralen Annahmen für das Strommarktdesign, für die Stromnachfrage und das Lastmanagement traditioneller Verbraucher, sowie für das konventionelle Stromangebot einschließlich KWK und großer Wasserkraft. Die anderen erneuerbaren Energien betrachten wir aufgrund der Komplexität der entsprechenden Vorabanalysen, Annahmen und Modellierung separat in Kapitel 5.3.

5.2.1 Strommarktdesign

Das Strommarktdesign bestimmt wesentliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Stromversorgung. Im Folgenden skizzieren wir das Energy-Only-Marktdesign als Grundannahme in neun von zehn Szenarien, sowie die Besonderheiten im Kapazitätsmarktszenario.

5.2.1.1 Energy-Only-Markt

In diesem Projekt gehen wir im Regelfall davon aus, dass in allen Marktzone der Modellregion Energy-Only-Marktdesigns (EOM) implementiert sind. Diese Annahme ist auf das Projektziel ausgerichtet, langfristige Transformationspfade zu einer nahezu vollständig dekarbonisierten Energieversorgung abzuleiten. Wie verschiedene Studien (s. u. a. Connect, 2014, Connect, 2015, Connect, in Veröffentlichung, und r2b, 2014) gezeigt haben, ist der Energy-Only-Markt ein besonders energiewendefreundliches Marktdesign, das auch bei hohen EE-Anteilen die EE-Integration unterstützt, eine effiziente Flexibilisierung ermöglicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet. Auch wenn Kapazitätsmarktdesigns nicht im Fokus der Studie stehen, so lässt sich grundsätzlich doch sagen, dass Kapazitätsmärkte, wie es sie heute in verschiedenen europäischen Marktzone gibt, nicht mit der angestrebten Transformation kompatibel sind. Sie führen zu Überkapazitäten und verlängern künstlich die Lebensdauer fossiler Kraftwerke, verschlechtern die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für „unkonventionelle“ Flexibilitätsoptionen, und führen zu Zusatzkosten und unerwünschten Pfadabhängigkeiten. Diese Effekte untersuchen wir stilisiert und gesondert im Kapazitätsmarktszenario (s. auch Abschnitt 5.2.1.2). Im Regelfall verzichten wir jedoch gerade wegen dieser negativen Effekte auf die Abbildung von Kapazitätsmarktdesigns, da sie den Blick auf die bestmögliche Transformation zu einer CO₂-freien Energieversorgung versperren würde.

Das Energy-Only-Marktdesign, wie wir es in der Modellierung umsetzen, ist im Sinne des Strommarkt 2.0 wettbewerblich und hemmnisfrei. Im EOM sind die Strompreise die zentralen Indikatoren für das Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Sie sind zugleich einer der zentralen Eckpfeiler des Anreizsystems. Die Preise können sowohl die variablen Einsatzkosten (für Brennstoffe etc.) der letzten zur Deckung der Nachfrage benötigten Technologie als auch die Opportunitätskosten der Marktteilnehmer widerspiegeln. Letzteres ist beispielsweise der Fall, wenn in Knappheitssituationen Opportunitätskosten-basierte Gebote von Flexibilitätsoptionen, wie etwa flexiblen Verbrauchern, den Preis setzen.

Wenn solche Opportunitätskosten den Preis am Strommarkt setzen, dann liegen die Strompreise in der Regel über den variablen Kosten konventioneller Kraftwerke. Diese Kraftwerke können dann positive Deckungsbeiträge zur Refinanzierung ihrer Fixkosten erzielen. Über diesen Grundmechanismus (und in der Praxis über viele weitere Optionen wie Langfristverträge oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen) können Marktteilnehmer im EOM ihre Vollkosten decken.¹⁰

Die Strompreise signalisieren über ihre Höhe und Struktur den Bedarf des Marktes nach zusätzlichem Angebot bzw. nach Flexibilität. Sie setzen transparente wirtschaftliche Anreize sowohl für etablierte Anbieter und Nachfrager, als auch für den Eintritt neuer Marktteilnehmer und Flexibilitätsoptionen. Diese innovations- und flexibilitätsfördernden Eigenschaften des Energy-Only-Marktes sind im Kontext der Energiewende besonders wertvoll, da sie kontinuierlich die Anforderungen der Transformationsphase widerspiegeln. Auf diese Weise liefert der Strommarkt ein kostengünstiges Marktergebnis und gewährleistet Versorgungssicherheit.

5.2.1.2 Szenariospezifische Annahmen: Kapazitätsmarktszenario

Im Kapazitätsmarktszenario gehen wir davon aus, dass in jeder Marktzone ein Kapazitätsmarkt existiert, in dem eine administrative Nachfrage nach gesicherter Leistung vorgegeben ist. Mit

¹⁰ Aus technischen Gründen gehen wir davon aus, dass ab einem Strompreis von 20.000 €/MWh eine Kapazitätsreserve zum Einsatz kommt. In der Praxis können solche Reserven einem EOM als Absicherung für außergewöhnliche Extremsituationen zur Seite gestellt werden. Diese Reserven haben in ihrer Idealform keinerlei Rückwirkungen auf das Einsatz- und Investitionsverhalten im Strommarkt.

diesem Szenario untersuchen wir die Effekte dieses Marktdesigns auf den Transformationspfad, und dabei insbesondere auf die erneuerbaren Energien, den europäischen Strombinnenmarkt und die Flexibilisierung. Wir nehmen an, dass der Regulierer, der die Kapazitätsziele vorgibt, konservativ ist. Das bedeutet, er ist risikoavers und hat dementsprechend eine Tendenz zu einer hohen Kapazitätsnachfrage und restriktiven Teilnahmebedingungen im Kapazitätsmarkt.

Die strengen Teilnahmebedingungen zeigen sich darin, dass erneuerbare Technologien sowie Lastmanagement (s. Abschnitt 5.2.2.2) nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen können. Die konventionellen Stromerzeuger können dagegen mit ihrer gesicherten Leistung zum Kapazitätsziel beitragen. Die gesicherte Leistung bestimmt sich dabei aus dem Produkt aus installierter Leistung und Kapazitätskredit. Der technologiespezifische Kapazitätskredit entspricht zum Zweck größtmöglicher Konsistenz der jeweiligen durchschnittlichen Verfügbarkeit, die wir in allen Szenarien nutzen (s. Kapitel 5.2.3).

Das Kapazitätsziel leiten wir pro Marktzone und Jahr aus dem Netzrestriktionsszenario ab. Da (vereinfacht ausgedrückt) für die Versorgungssicherheit ausschlaggebend ist, dass die Last auch in Knappheitssituationen gedeckt werden kann, nutzen wir die Modellergebnisse zur Last in der Stunde mit dem höchsten zonenspezifischen Strompreis als Anhaltspunkt für die Höhe des Kapazitätsziels. Die Referenzlast enthält den exogen vorgegebenen Stromverbrauch inkl. neuer Verbraucher sowie den endogen optimierten Stromverbrauch von E-Pkw, Wärmepumpen, PtH, PtG und Speichern in der ausgewählten Stunde. Der in der Knappheitssituation beobachtete Fuel-Switch von O-Lkw mindert dagegen die Referenzlast: Die geringen Opportunitätskosten dieser Flexibilitätsoption machen einen Fuel-Switch auf PtL in Knappheitssituationen wahrscheinlich, sodass der Stromverbrauch von O-Lkw nicht in voller Höhe in das Kapazitätsziel eingerechnet wird. Dagegen wird das Lastmanagement klassischer Verbraucher, das im Vergleich mit höheren Opportunitätskosten verbunden ist, nicht von der Referenzlast abgezogen bzw. in das Kapazitätsziel einkalkuliert. Analog zu den o. g. Annahmen zur Kapazitätsmarktteilnahme flexibler Verbraucher verlässt sich der konservative Regulierer also nicht strukturell auf ihren Einsatz in Knappheitssituationen.

Das finale Kapazitätsziel legen wir schließlich in Höhe der um einen Abschlag von 5% geminderter Referenzlast fest. Dieser Abschlag berücksichtigt vereinfachend den Beitrag von benachbarten Marktzone zur Deckung der Kapazitätsnachfrage sowie europäische Ausgleichseffekte, insbesondere der Last. Die jährlichen Kapazitätsziele sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Kapazitätsziele der Marktzone [GW]

Marktzone	2020	2030	2040	2050
DELU	76,0	77,4	75,6	68,4
AT	10,9	9,9	9,3	7,1
BENL	30,7	29,6	29,5	29,0
CH	8,6	9,4	8,3	9,0
DKNOSEFI	63,4	58,7	55,4	50,0
FR	78,7	73,9	76,2	71,3
GBIE	55,6	57,6	66,6	71,9
HUSK CZ	19,9	20,7	22,4	26,3

IB	50,5	46,3	44,9	44,4
ITSI	50,9	50,9	49,5	64,8
PL	24,5	25,0	26,1	30,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Entwicklung der Kapazitätsziele folgt der Entwicklung der Referenzlast, und damit einer Mischung aus Effizienzsteigerungen, Markteintritten neuer Verbraucher und der verfügbaren Flexibilität in Knappheitssituation. Die Ergebnisse des Kapazitätsmarktszenarios analysieren wir in den Kapiteln 0 und 7.10.

5.2.2 Nachfrage

Im Folgenden beschreiben wir die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Lastflexibilitäts-potenziale klassischer Verbraucher. Weitere Details zu den neuen Stromverbrauchern aus anderen Sektoren finden sich dann in den Kapiteln 5.5 bis 5.7.

5.2.2.1 Entwicklung der Stromnachfrage

Auf der Nachfrageseite des Strommarktes lassen sich zwei Nachfragetypen unterscheiden. Zum einen gibt es die klassischen Nachfrager, die heute den Großteil des Stromverbrauchs ausmachen (Basisstromverbrauch). Zum anderen betreten neue Verbraucher den Strommarkt, die insbesondere aus der Elektrifizierung benachbarter Sektoren hervorgehen.

Dem Basisstromverbrauch wird der klassische Endenergieverbrauch zugerechnet. Der Eigenstromverbrauch von Kraftwerken (reine Netto-Perspektive) und Speicherverluste (werden modellendogen ermittelt) zählen dagegen nicht dazu. Vereinfachend ordnen wir dem Basisstromverbrauch zudem inländische Netzverluste zu, die ebenfalls durch die Stromerzeugung abgedeckt werden müssen. Die Verluste des europäischen Stromnetzaustauschs werden dagegen endogen ermittelt (s. Kapitel 5.4).

Für die Annahmen zur langfristigen Entwicklung des Basisstromverbrauchs orientieren wir uns für das Zieljahr 2050 an dem Szenario A der Studie „EU Long-term Scenarios 2050“ des Bundesumweltministeriums (s. Fraunhofer ISI, 2011). Diese Quelle geht von ambitionierten Effizienzsteigerungen aus und passt zu einem europäischen Zielszenario mit einer THG-Reduktion um 80% bis 2050.

Für das Jahr 2020 werden dagegen aktuellere Werte von ENTSO-E aus dem Szenario Expected Progress 2020 des Ten Year Network Development Plans 2016 (TYNDP) verwendet. Der TYNDP 2016 gibt allerdings den Gesamtstromverbrauch einschließlich neuer Verbraucher an. Daher wird der Basisstromverbrauch in 2020 durch Subtraktion des Stromverbrauchs der neuen Verbraucher (s. u.) vom Gesamtstromverbrauch ermittelt. Für die Stützjahre 2030 und 2040 erfolgt dann eine lineare Interpolation zwischen den 2020er und 2050er Werten des Basisstromverbrauchs.

Tabelle 5 fasst die Entwicklung des Basisstromverbrauchs zusammen. Es wird deutlich, dass insbesondere in den großen deutschen, französischen und skandinavischen Marktzone der Stromverbrauch durch Effizienzsteigerungen deutlich bis 2050 zurückgeht. Andere Zonen zeigen dagegen einen stabileren oder leicht steigenden Verbrauch, der auf einen die Effizienzsteigerungen (über-) kompensierenden Anstieg der Wirtschaftsleistung hindeutet.

Tabelle 5: Basisstromverbrauch in den Marktzone[n] [TWh]

Land	2015	2020	2030	2040	2050
DELU	546,7	529,1	493,4	457,7	422,0
AT	64,1	70,8	62,6	54,3	46,0
BENL	193,9	203,7	195,1	186,6	178,0
CH	62,6	63,6	63,4	63,2	63,0
DKNOSEFI	364,2	399,8	359,5	319,3	279,0
FR	460,9	477,9	445,3	412,6	380,0
GBIE	359,1	350,1	359,1	368,0	377,0
HUSK CZ	124,2	135,4	132,3	129,1	126,0
IB	309,3	323,3	314,5	305,8	297,0
ITSI	320,9	329,5	321,4	313,2	305,0
PL	138,4	156,7	151,1	145,6	140,0

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von ENTSO-E (2015), Eurostat (2017a), Fraunhofer ISI (2014), IWES et al. (2014), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015).

Die unterjährigen Profile der Basisstromnachfrage ergeben sich aus länderspezifischen Daten zur stündlichen Last von ENTSO-E für das Jahr 2008. Damit liegt den Nachfrage- und den Wetterdaten (s. Kapitel 5.3.1.2) das gleiche empirische (Wetter-) Jahr zugrunde. Da sich Ende 2008 allerdings bereits die beginnende Wirtschaftskrise auf die Stromnachfrage niederschlug, erfolgt für die Monate November und Dezember eine nachträgliche Korrektur des Lastniveaus. Auf diese Weise erhalten wir einen repräsentativeren Lastverlauf für die Modellierung.

Wie bereits mehrfach erwähnt, beziehen wir auch neue Verbraucher in die Analyse mit ein. Bei diesen Verbrauchern unterscheiden wir aus Modellsicht zwischen denjenigen, deren Stromverbrauch ex-ante vorgegeben wird, und denjenigen, deren Verbrauch erst im Laufe der Optimierung ermittelt wird. Zur ersten Gruppe zählen Klimaanlage[n], Wärmepumpen, E-Pkw und Oberleitungs-Lkw.

Die Annahmen zum jährlichen Stromverbrauch von Klimaanlage[n] leiten wir aus der IWES et al. (2014) ab und sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Stromverbrauch der Klimatisierung [TWh]

Land	2020	2030	2040	2050
DELU	2,0	4,0	7,1	10,1
AT	0,3	0,5	0,9	1,2
BENL	0,4	0,8	1,5	2,1
CH	0,2	0,4	0,7	0,9
DKNOSEFI	0,6	0,9	1,7	2,4
FR	2,4	4,6	7,8	10,9

GBIE	0,8	1,5	2,9	4,2
HUSKCZ	1,2	2,5	4,2	5,8
IB	5,4	10,3	16,2	22,1
ITSI	6,0	11,6	18,5	25,3
PL	1,2	2,3	4,0	5,7

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von IWES et al. (2014)

Die Laststruktur dieser neuen Verbraucher erstellen wir im Rahmen von Vorabanalysen neu. Als Basis nutzen wir stündliche Zeitreihen der Jahre 2006 und 2010 für Deutschland aus dem UBA-Projekt „Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungstechniken in einem regenerativem Energiesystem“ (s. Ecofys/IWES, 2016). Da diese Zeitreihen nicht zu dem in diesem Projekt verwendeten Wetterjahr 2008 passen, führen wir eine ökonometrische Regressionsanalyse durch, die den empirischen Zusammenhang zwischen Temperatur und Klimatisierungsnachfrage bestimmt. Mit diesen Informationen und Temperaturdaten aus dem Jahr 2008 werden dann für jedes Land neue Zeitreihen für die Modellierung erzeugt.

Weitere Details zu den anderen o. g. neuen Verbrauchern mit exogen vorgegebener Nachfrage finden sich in den Kapiteln 5.5 (Elektromobilität) und 5.6.3.2 (Wärmepumpen). Für einen ersten Eindruck fasst Tabelle 7 an dieser Stelle die Annahmen zu den entsprechenden Verbrauchsmengen in der deutschen Marktzone zusammen.

Tabelle 7: Stromnachfrage neuer Verbraucher in der deutschen Marktzone [TWh]

	2020	2030	2040	2050
Wärmepumpen	7,2	22,1	37,2	43,2
Klimatisierung	2,0	4,0	7,1	10,1
E-Pkw	3,4	28,9	90,6	112,2
O-Lkw	0,0	11,3	23,0	42,4

Quellen: Eigene Annahmen auf Basis von IWES et al. (2014), Öko-Institut (2014), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), Öko-Institut et al. (2016).

In Tabelle 8 ist der ex-ante bekannte Gesamtstromverbrauch dargestellt, der sich aus dem Basisstromverbrauch und der exogen vorgegebenen Stromnachfrage der neuen Verbraucher zusammensetzt. Die Übersicht zeigt, dass dieser Stromverbrauch in der Regel 2050 höher liegt als im Jahr 2015, und dass die zusätzliche Nachfrage neuer Verbraucher sogar die deutlichen Effizienzsteigerungen in den deutschen und französischen Marktzone deutlich überkompensiert.

Tabelle 8: Gesamtstromverbrauch ex-ante in den Marktzone [TWh]

Land	2015	2020	2030	2040	2050
DELU	546,7	541,7	559,7	615,5	629,9
AT	64,1	72,2	68,5	69,2	67,1
BENL	193,9	207,7	213,2	234,9	248,3

CH	62,6	64,9	69,1	77,3	83,0
DKNOSEFI	364,2	404,6	382,1	370,6	351,0
FR	460,9	488,3	487,8	534,5	556,6
GBIE	359,1	361,2	401,8	488,2	546,9
HUSKCZ	124,2	139,4	149,5	171,4	186,7
IB	309,3	332,9	357,5	412,5	448,1
ITSI	320,9	341,3	369,9	440,0	480,3
PL	138,4	162,4	182,1	224,1	252,9

Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von EC (2013), Eurostat (2017a), ENTSO-E (2015), Fraunhofer ISI (2014), IWES et al. (2014), Öko-Institut (2014), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), Öko-Institut et al. (2016).

Die zweite Gruppe neuer Verbraucher, deren Stromverbrauch erst im Rahmen der Modellierung bestimmt wird, umfasst dezentrale und großen PtH-Anlagen (s. Kapitel 5.6) sowie PtG-Produktionsanlagen (s. Kapitel 5.7.1). Darüber hinaus erhöhen die ebenfalls endogen ermittelten Speicherverluste und Netzverluste des europäischen Austauschs den finalen Gesamtstromverbrauch.

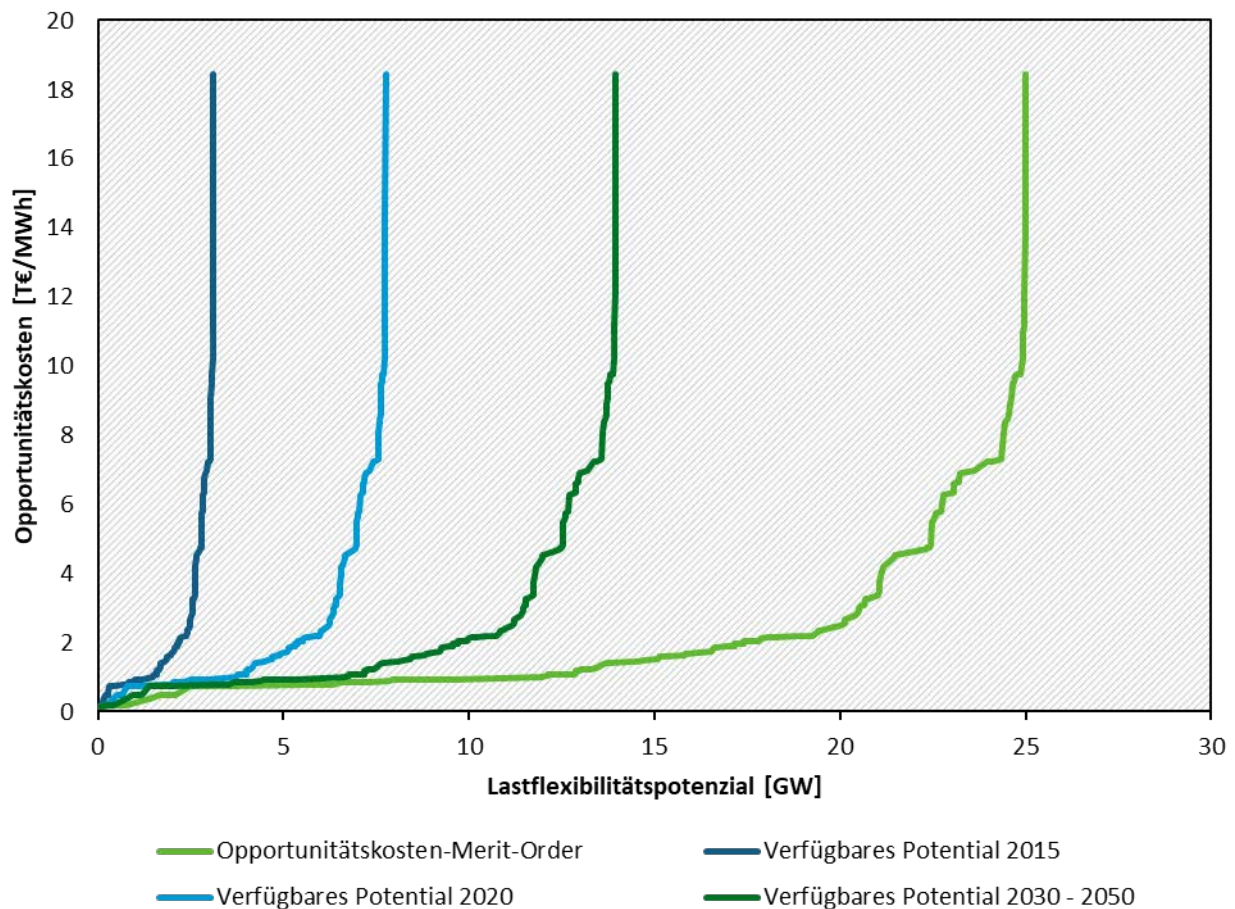
5.2.2.2 Lastflexibilität

Aus den vorherigen Beschreibungen wird bereits deutlich, dass wir eine Reihe nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen in die Analysen mit einbeziehen. Neben den flexiblen Verbrauchern an den Sektorschnittstellen können auch klassische Stromverbraucher wertvolle Flexibilität bereitstellen. Insbesondere in Knappheitssituationen können sie zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage beitragen, und indirekt über ihre Opportunitätskosten-Preissetzung die Wirtschaftlichkeit anderer Marktteilnehmer fördern.

Die Annahmen zu den klassischen Lastmanagement-Potenzialen wählen wir in diesem Projekt eher konservativ, um die verfügbaren Flexibilitäten nicht zu überschätzen. In diesem Sinne wird ausschließlich Lastmanagement in der Industrie betrachtet, und davon lediglich die Option auf freiwilligen Lastverzicht, nicht auf Lastverschiebung.

Unsere Annahmen zu den Potenzialen des freiwilligen Lastverzichts leiten wir aus der sogenannten Opportunitätskosten-Merit-Order des produzierenden Gewerbes ab. Diese Merit-Order beschreibt, ab welchen Strompreisen der Verzicht auf Stromkonsum für industrielle Verbraucher wirtschaftlich lohnenswerter ist als die Wertschöpfung selbst. Diese Merit-Order leiten wir aus länderspezifischen, branchenspezifischen Angaben von Eurostat und ergänzenden nationalen Quellen zum Stromverbrauch und zur Wertschöpfung ab. Für Deutschland erfolgt eine detailliertere Analyse auf Ebene der Bundesländer, für die wir Angaben aus der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung der Bundesländer (VGRdL) nutzen.

Gleichzeitig gehen wir davon aus, dass von den Potenzialen gemäß der oben genannten Merit-Order nur ein Teil verfügbar ist. Wir treffen die Annahme, dass das maximal erschließbare Potenzial auf 62% des Gesamtpotenzials gemäß Merit-Order beschränkt ist. Von diesem Potenzial sind im Jahr 2015 wiederum 20%, im Jahr 2020 50% und ab dem Jahr 2030 90% für den Einsatz verfügbar. Die Abbildung 4 gibt einen Überblick über die Opportunitätskosten-Merit-Order von Deutschland.

Abbildung 4: Opportunitätskosten-Merit-Order des produzierenden Gewerbes und Annahmen zum verfügbaren Potenzial des freiwilligen Lastverzichts in Deutschland

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von VGRdL (2013), Eurostat (2017b).

Für die deutschen Marktzone gehen wir von einem Lastverzichtspotenzial des produzierenden Gewerbes von rund 25 GW aus, und bleiben mit einer maximal im Modell nutzbaren Leistung von 14 GW bei einer sehr moderaten Abschätzung des im Strommarkt verfügbaren Anteils, die in der Größenordnung anderer Studien liegt (bspw. r2b, 2014).

5.2.3 Angebot: Konventionelle Technologien und große Wasserkraft

Konventionelle thermische Stromerzeugungstechnologien (einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplung) und große Wasserkraftwerke sind traditionell ein wichtiger Bestandteil des Angebots am Strommarkt. In der Modellierung werden sie umfassend in ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften abgebildet und in ihren jeweiligen Einsatz-, Investitions- und Stilllegungsentscheidungen optimiert.

Der Bestand der thermischen Stromerzeugungstechnologien, der Pumpspeicher und der großen Speicherwasserkraftwerke leiten wir aus der Connect Kraftwerksdatenbank ab, die wir auf Basis vielfältiger Quellen kontinuierlich pflegen und aktualisieren. Die blockscharfe Datenbank gibt u. a. Aufschluss über relevante technologische Eigenschaften und die Altersstruktur des Kraftwerksparks in Deutschland und Europa. Für thermische Kraftwerke leiten wir aus diesen Informationen und Annahmen zur technologiespezifischen Lebensdauer den spätesten Zeitpunkt der Stilllegung der Kraftwerke ab, sofern keine anderweitigen gesetzlichen Regelungen oder technolo-

giespezifischen Zielpfade berücksichtigt werden (s. u.). Aufgrund der Langlebigkeit von Wasserkraftwerken gehen wir davon aus, dass diese Technologien innerhalb des Analysezeitraums nicht altersbedingt stillgelegt werden.

Für Kernkraftwerke gehen wir von einer technischen Lebensdauer von 50 Jahre aus. Bei bestehenden Braun- und Steinkohlekraftwerke nehmen wir im Regelfall eine technische Lebensdauer von 45 Jahren an. Für Kohlekraftwerke, die derzeit noch in Betrieb sind, aber strikt nach Inbetriebnahmejahr und Lebensdauer schon stillgelegt sein sollten, gehen wir von einem Retrofit mit einer Verlängerung der technischen Lebensdauer um 10 Jahre aus. Für bestehende Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) und Ölturbinen unterstellen wir eine technische Lebensdauer von 40 Jahren, während wir bei Gasturbinen von 60 Jahren ausgehen. Bei bestehenden Gas-KWK gehen wir von einer technischen Lebensdauer von 25 Jahren aus und bei Netzersatzanlagen (NEA) von 20 Jahren. Für Kraftwerksblöcke in Deutschland, die zur Stilllegung bei der Bundesnetzagentur angemeldet wurden, nutzen wir diese Brancheninformation an Stelle der Annahmen zur technischen Lebensdauer.

Für bestehende Kohlekraftwerke berücksichtigen wir in der deutschen Marktzone die folgenden Besonderheiten: Für diese Kraftwerke legen wir die spätesten Stilllegungszeitpunkte auf Basis von Abschätzungen des Umweltbundesamtes fest, die teils von Stilllegungen vor Ablauf der technischen Lebensdauer im Sinne eines Kohleausstiegs ausgehen.¹¹ Im Jahr 2020 sind in Summe noch rund 35 GW und im Jahr 2030 noch rund 19 GW am Markt aktiv. Im Jahr 2040 gibt es in der deutschen Marktzone keine kohlebasierte Erzeugung mehr.

Mit Ausnahme von Kernkraftwerken (s. u.), Pumpspeichern und Speicherwasserkraftwerken können im Zuge der Simulation Kraftwerke ab dem Jahr 2020 aus wirtschaftlichen Gründen vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt werden. Für Braun- und Steinkohlekraftwerke setzen wir für das Jahr 2020 den aktuellen Informationsstand zu den bereits angekündigten Stilllegungen um, da darüberhinausgehende kurzfristige Stilllegungen bei derart großen Projekten unwahrscheinlich erscheinen. Ab dem Jahr 2030 können dann auch diese Kohlekraftwerke endogen stillgelegt werden.

In der Modellierung unterscheidet sich die Abbildung der Kernenergie insofern von anderen thermischen Technologien, als dass ihre Kapazitätsentwicklung exogen auf Basis des TYNDP 2016 vorgegeben wird. Dabei gehen wir im Regelfall vom Szenario Vision 3 (Stichjahr 2030) aus, welches nur vereinzelte Neubauten von Kernkraftwerken unterstellt. Bei der Umsetzung dieser Annahmen berücksichtigen wir zum einen bereits angekündigte Stilllegungszeitpunkte, und zum anderen in Bau befindliche bzw. geplante Kraftwerke, die nach unserer Interpretation im TYNDP einbezogen wurden, und die wir ebenfalls übernehmen. Ausnahmen von diesem Vorgehen machen wir zum einen in Großbritannien, wo wir die Neubauten geringer ansetzen und nur die Inbetriebnahme von Hinkley Point C (3.300 MW) unterstellen. In Ungarn gehen wir dagegen von höheren Zubauten aus, da angesichts der weit fortgeschrittenen Planung annahmegemäß beide Blöcke des neu geplanten PAKS II Kraftwerks realisiert werden. Für Slowenien gehen wir im Gegensatz dazu nicht von Neubauten aus, da entsprechende Planungen vergleichsweise wenig fortgeschritten sind.

Dem Modell steht auch eine Vielzahl an endogenen Investitionsoptionen ab dem Jahr 2020 zur Verfügung. Die Investitionen werden im Zuge der Simulation auf Basis eines ökonomischen Kalküls ermittelt, das sowohl die Kosten als auch die Einnahmen über die Lebensdauer der Kraftwerke erfasst. Zu den Investitionsoptionen zählen u. a. auch Steinkohle- und Gas-KWK, Net-

¹¹ Diese Festlegungen wurden vor der Finalisierung der aktuellen Kohleausstiegspläne der Bundesregierung getroffen und weichen daher für das Jahr 2030 geringfügig davon ab.

zersatzanlagen und Speicher. Für den Zubau gelten einige zusätzliche Nebenbedingung, wie u. a. vorgegebene Entwicklungspfade von Speicherwasserkraftwerken und Pumpspeichern auf Basis des TYNDP 2016 sowie Mindestzubauten in Höhe der derzeit in Bau befindlichen Kraftwerke.

Für Investitionen in Kohlekraftwerke gelten Einschränkungen, die sich an der aktuellen Positionierung der Branche und der Politik zur Kohleverstromung orientieren. Da sich die Mehrheit der europäischen Branchenverbände in einer gemeinsamen Erklärung zu einem Ende des Neubaus von Kohlekraftwerken nach 2020 bekannt hat (Eurelectric, 2017), können im Modell Stein- und Braunkohlekraftwerke in der Regel nicht endogen zugebaut werden. Eine Ausnahme bildet Polen, das weiterhin einen Ausbau der Kohleerzeugung in Betracht zieht. In der polnischen Marktzone lassen wir daher einen endogenen Zubau ab dem Jahr 2030 unter Berücksichtigung von maximalen Kapazitätsgrenzen zu. Für Steinkohle besteht diese Grenze aus der Gesamtkapazität der Steinkohlekraftwerke (inkl. KWK und exogener Zubauten) im Jahr 2020, für Braunkohle wird eine Obergrenze aus den maximalen Förderrestriktionen der Braunkohletagebaue abgeleitet. Darüber hinaus wird der zum Zeitpunkt der Annahmefestlegung in Planung befindliche Steinkohlekraftwerksblock Ostrołęka C als exogener Zubau in 2024 berücksichtigt, da die Wahrscheinlichkeit einer Realisierung als sehr hoch eingeschätzt wird.

Da Netzersatzanlagen (NEA) eine wertvolle erzeugungsseitige Flexibilitätsoption darstellen können, die sich mit geringen Kosten und ohne Beeinträchtigung des originären Nutzungszwecks der NEA für den Strommarkt erschließen lässt, beziehen wir sie in der Modellierung als Investitionsoption mit ein. Wir geben dabei eine Obergrenze für das nutzbare Potenzial vor. Für Deutschland gehen wir von einem Potenzial in Höhe von 3 GW in 2015 und 4,5 GW ab 2020 aus. Diese Annahme bewegt sich in einer moderaten Größenordnung, wie sie u. a. in Studien für das Bundeswirtschaftsministerium angelegt wird (s. Connect, in Veröffentlichung; r2b, 2014). Die für Deutschland angelegten Potenziale werden auf die übrigen europäischen Länder übertragen, indem sie anhand der Basisstromnachfrage skaliert werden.

Zur Adressierung eines möglichen Bedarfs an zusätzlichen Optionen zur Stromspeicherung lassen wir im Modell entsprechende Investitionen in alternative Stromspeicher in begrenztem Umfang zu. Die alternative Speichertechnologie repräsentiert etablierte, großformatige Technologieoptionen wie etwa Pumpspeicher und Druckluftspeicher und ist in ihrer Parametrisierung an diese angelehnt. Für den endogenen Ausbau wird ein Potenzial von 1 GW (je Ein- und Ausspeicherung) ab 2030 in Deutschland unterstellt. Diese Potenzialgrenze wird erneut auf die übrigen europäischen Länder übertragen, indem sie anhand der Basisstromnachfrage skaliert werden.

Die Lebensdauern der Investitionsoptionen stimmen in der Regel mit den Lebensdauern der Bestandskraftwerke überein. Die Ausnahme bilden hier die Gas-KWK, für die wir eine Lebensdauer von 30 Jahren statt 25 Jahren ansetzen.

Tabelle 9 gibt einen zusammenfassenden Überblick über zentrale technische und ökonomische Parameter der konventionellen Erzeugungstechnologien und Speicher. Die u. g. Investitions- und Fixkosten der Braunkohlekraftwerke enthalten auch anteilige Kosten für die Erschließung und den Betrieb der Tagebauten nach Öko-Institut (2017). Für die Kapitalkosten aller Investitionen gehen wir von einem Zins von 7,5% aus, der sich als gemittelter Fremd- und Eigenkapitalzins interpretieren lässt. Die Investitionskosten einschließlich der Kapitalkosten werden im Modell für die Zubauten ab 2020 als annuitätische Investitionskosten über die Abschreibungsdauer abgebildet, wobei die Abschreibungsdauer in der Regel 20 Jahre beträgt. Die Ausnahme bei den Abschreibungsdauern bilden die Netzersatzanlagen mit 10 Jahren und Pumpspeicher und Speicherwasserkraftwerke mit 30 Jahren.

Tabelle 9: Techno-ökonomische Parameter konventioneller Technologien und Speicher (Neubau)

Technologie	Nettowirkungsgrad elektr. [%]	Lebensdauer [Jahre]	Investitionskosten [€/kW]	Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten [€/kWa]	Verfügbarkeit [%]
Kernenergie	33,0	50	4.500	80,00	82,8
Braunkohle	45,0	45	2.015	63,33	84,7
Steinkohle (exkl. KWK)	46,0	45	1.450	42,00	85,0
Steinkohle-KWK	41,0	45	1.600	42,00	85,0
GuD (exkl. KWK)	59,0	40	750	20,00	88,4
Gasturbine (exkl. KWK)	39,2	60	410	9,00	90,6
Gas-KWK	50,0	30	820	20,00	88,4
Pumpspeicher	75,0 ¹²	100	1.100	6,00	84,8
Gr. Wasserkraft	100,0	100	2.300	11,50	90,4
Alternative Stromspeicher	80,0 ⁴	40	1.100	10,00	84,8
NEA	30,0	20	20	3,00	94,6
Öl	32,0	40	370	9,16	87,2

Quelle: Eigene Annahmen, u. a. auf Basis von Öko-Institut (2017), VGB (2015) und Expert*innenschätzungen des UBA.

Die Verfügbarkeit der Kraftwerke im Einsatz wird sowohl durch geplante Revisionen und technische Maßnahmen als auch durch ungeplante Ausfälle eingeschränkt. Als Datengrundlage für die in Tabelle 9 genannten Annahmen dient VGB (2015), wobei die Einschränkung der Verfügbarkeit durch geplante Maßnahmen gleichmäßig auf das Jahr verteilt wird und die Zeitpunkte ungeplanter Ausfälle durch eine Zufallsziehung bestimmt werden.

Das Speichervolumina der Pumpspeicher und der alternativen Stromspeicher entspricht 8 Volllaststunden, während das Speichervolumina der großen Wasserspeicher auf Informationen der Connect Kraftwerksdatenbank basiert. Die jährlichen Erzeugungsmengen für die großen Wasserspeicher sind auf das Wetterjahr 2008 abgestimmt.

Den Einsatz der Steinkohle- und Gas-KWK an der Schnittstelle zwischen Strom- und Wärmesektor bilden wir endogen unter Berücksichtigung der technologischen Nebenbedingungen der gekoppelten Erzeugung ab. Wir gehen von flexiblen Anlagen aus, die das Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung innerhalb gewisser Grenzen variieren können. Diese Einschränkungen hängen u. a. von der Stromkennzahl und der Stromverlustkennziffer der Anlagen ab. Für Gas und Steinkohle-KWK beträgt die Stromkennzahl 1,19 bzw. 0,68. Die Stromverlustkennziffer liegt bei 0,15 für Gas-KWK und bei 0,16 für Steinkohle-KWK. Die Modellierung von Braunkohle-KWK vernachlässigen wir vereinfachend aufgrund der vergleichsweise geringen KWK-Erzeugungsmengen und der begrenzten langfristigen Relevanz dieser Technologie.

¹² Gesamtwirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung

Für alle mit Erdgas befeuerten Technologien besteht ab 2030 die Option, als Alternative zum fossilen Brennstoff CO₂-freies, EE-basiertes PtG-Methan einzusetzen und so erneuerbaren Strom zu produzieren (s. Abschnitt 5.1.3.1). Für den Einsatz von PtG fallen Brennstoffkosten gemäß des PtG-Preises (s. Abschnitt 5.7.1) an. Aufgrund der ähnlichen stofflichen Eigenschaften von fossilem Erdgas und PtG-Methan gehen wir nicht davon aus, dass darüber hinaus weitere Zusatzkosten für den bivalenten Einsatz der Gaskraftwerke entstehen.

Angesichts der sehr großen Gesamt-Komplexität der Modellierung berücksichtigen wir technologische Restriktionen des Anfahrens und der Teillast von konventionellen Technologien sowie die Effekte der Regelleistungsvorhaltung auf ihren Einsatz in vereinfachter Form. Dazu geben wir für Grundlastkraftwerke eine Must-Run Erzeugung vor. Für bestehende Kernkraftwerke gehen wir von einer Mindestenerzeugung von 40% der installierten Leistung aus, während wir bei neuen Kernkraftwerken von einer Mindestenerzeugung von 25% ausgehen. Die Mindestenerzeugung von Braunkohle beträgt in 2020 40% und sinkt ab dem Jahr 2030 auf 30% ab. Ergänzend gibt es für Netzersatzanlagen einen Aufschlag von 50% auf die Brennstoffkosten, die den bei dieser Technologie relativ hohen Energieeinsatz für das Anfahren der Anlagen approximieren.

Neben den bisher genannten Technologien, deren Einsatz wir sämtlich endogen modellieren, berücksichtigen wir sonstige nicht-erneuerbare Stromerzeugung exogen. Dies betrifft im Wesentlichen sonstige Gase und Müll, die wir über Must-Run-Erzeugung abbilden. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Müll ermitteln wir zum einen aus empirischen Daten von Eurostat für das Jahr 2014, die wir annahmegemäß bis 2020 konstant halten. Zum anderen nutzen wir die für Deutschland für das Jahr 2050 ermittelten Erzeugungsmengen aus dem Klimaschutzszenario von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015), aus denen wir ein Verhältnis zwischen Erzeugung und Bevölkerung ableiten, das wir dann auf die anderen europäischen Länder übertragen. Die Annahmen zur Bevölkerungsentwicklung stammen dabei aus dem EU-Referenzszenario 2016 (EC, 2016). Die Entwicklung zwischen 2020 und 2050 interpolieren wir linear. Die Entwicklung der Stromerzeugung der sonstigen Gase beruht wiederum auf empirischen Daten von Eurostat für das Jahr 2014, die wir bis 2030 konstant halten, und dann bis zum Jahr 2050 auf null reduzieren. Da die Verstromung sonstiger Gase teilweise sehr emissionsintensiv ist, gehen wir entsprechend des Dekarbonisierungs-Fokus dieses Projektes davon aus, dass die Prozesse langfristig auf alternative Energiequellen umgestellt werden.

5.2.4 Brennstoffpreise und CO₂-Emissionsfaktoren

In diesem Projekt gehen wir von einer ambitionierten Klimaschutzpolitik aus, die sich auch auf die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen niederschlägt. Dies betrifft nicht nur Europa, da ein strikter Klimaschutz in Europa nur durchsetzbar sein dürfte, wenn in der übrigen Welt ebenfalls aktiver Klimaschutz betrieben wird. Deshalb gehen alle Szenarien auch von einer insgesamt gedämpften Nachfrage an den globalen Rohstoffmärkten aus. Vor diesem Hintergrund unterstellen wir für dieses Projekt eine moderate Entwicklung der Preise von Öl, Erdgas und Steinkohle.

Für die drei genannten Energieträger wird für das Jahr 2015 der World Energy Outlook 2016 (Szenario 450) und für die darauffolgenden Stützjahre der World Energy Outlook 2017 (Szenario Sustainable Development) zugrunde gelegt. Da der World Energy Outlook 2017 lediglich einen Ausblick bis zum Jahr 2040 gibt, werden die Brennstoffpreise bis 2050 konstant gehalten. Die Annahmen zu den Preisen für Uran und Braunkohle sind über alle Jahre konstant

und liegen in der üblichen Bandbreite der Literatur, wobei der Brennstoffpreis für Braunkohle¹³ den variablen Kosten der Förderung laut Öko-Institut (2017) entspricht. Die folgende Tabelle 10 und Abbildung 5 geben eine Übersicht der Brennstoffpreisannahmen.

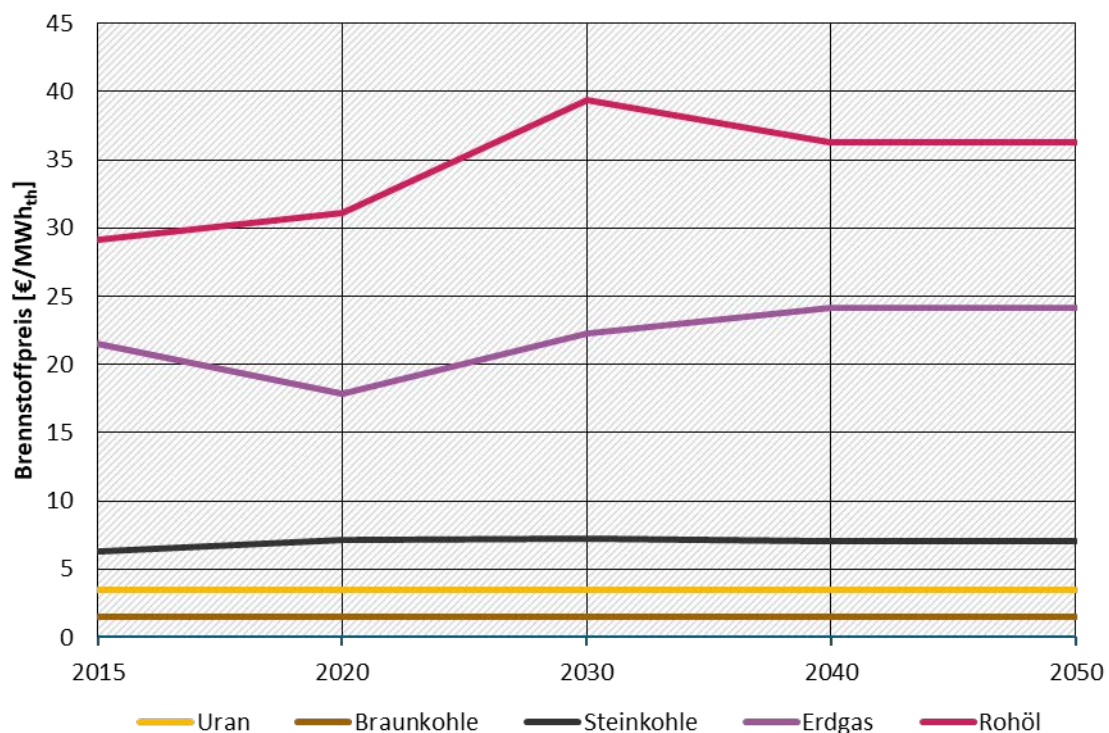
Tabelle 10: Entwicklung der Brennstoffpreise [€/MWh_{th}]

Jahr	Uran	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Rohöl
2015	3,5	1,5	6,30	21,49	29,09
2020	3,5	1,5	7,13	17,82	31,09
2030	3,5	1,5	7,26	22,30	39,35
2040	3,5	1,5	7,04	24,14	36,32
2050	3,5	1,5	7,04	24,14	36,32

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von IEA (2016, 2017), Öko-Institut (2017)

Zusätzlich fallen brennstoffspezifische Transportkosten an, die auf die Brennstoffpreise aufgeschlagen werden. Dabei gehen wir von 1,25 €/MWh_{th} für Steinkohle, 0,50 €/MWh_{th} für Erdgas und 0,30 €/MWh_{th} für Öl aus.

Abbildung 5: Entwicklung der Brennstoffpreise



Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von IEA (2016, 2017), Öko-Institut (2017).

¹³ Zusätzlich zu den variablen Kosten der Förderung, also den eigentlichen Brennstoffkosten, berücksichtigen wir für Braunkohle auch den Anteil der Betriebskosten des Tagebaus, die mit der Fördermenge skalieren. Diese Kosten schlagen wir mit 2,5 €/MWh_{th} auf die variablen Kosten der Braunkohle auf und orientieren uns dabei an Öko-Institut (2017).

Sowohl für die Grenzkosten der Strom- und Wärmeerzeugung als auch für die Ermittlung der CO₂-Emissionen der fossilen Energieträger sind die CO₂-Emissionsfaktoren wichtige Parameter. Tabelle 11 fasst die in der Modellierung verwendeten Emissionsfaktoren zusammen. Dabei nutzen wir die gleichen Parameter wie bei der Herleitung der CO₂-Budgets, die wir in Kapitel 5.1.3.2 beschrieben haben.

Tabelle 11: CO₂-Emissionsfaktoren der Brennstoffe [tCO₂/MWh_{th}]

Uran	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Sonst. Gase	Hausmüll	Industriemüll
0,0000	0,3989	0,3480	0,2016	0,2724	0,4207	0,3424	0,2560

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von EEA (2016), IPCC (2006).

Zur Berechnung der Emissionen der Müllverbrennung werden die o. g. Parameter mit weiteren Annahmen zu länderspezifischen Anteilen erneuerbaren Mülls kombiniert, dessen Verbrennung nicht mit CO₂-Emissionen verbunden ist. Des Weiteren gehen wir davon aus, dass die Prozesse der Müllverwertung und dessen Ausgangsstoffe im Laufe der Zeit weiterentwickelt werden, sodass die Stromerzeugung aus Müll im Jahr 2040 zu 1/3 und im Jahr 2050 komplett emissionsfrei ist.

5.3 Erneuerbare Energien

In einem dekarbonisierten Versorgungssystem sind erneuerbare Energien die tragenden Säulen der Energieversorgung. Wind- und Solarenergie spielen dabei die größte Rolle. In unseren Analysen zur Transformation der Energieversorgung modellieren wir diese Technologien daher im Detail und optimieren ihren Ausbau sowohl räumlich als auch technologisch. Ergänzend berücksichtigen wir die Kapazitätsentwicklung und Einspeisung anderer erneuerbarer Energien über exogene Vorgaben. In diesem Kapitel erläutern wir das methodische Vorgehen, die Ergebnisse unserer Vorabanalysen zu EE-Potenzialen und Einspeisestrukturen sowie ergänzende Annahmen.

5.3.1 Wind- und Solarenergie

Einen zentralen Punkt der Analyse stellt die Frage dar, welches Verhältnis zwischen Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie, PV und Solarthermie (CSP) bei welcher Anlagenauslegung und welcher Standortwahl in einem System mit großen Wind- und Solar-Anteilen effizient ist. Um dies zu untersuchen, werden im Modell ab dem Jahr 2020 verschiedene Anlagenkonfiguration und Standorte als Zubauoptionen berücksichtigt. Dieser Zubau baut auf dem länderspezifischen Bestand der Wind- und Solarenergie, dessen Kapazitätsentwicklung wir unter Berücksichtigung der Lebensdauer (i. d. R. 20 Jahre, für CSP 30 Jahre) exogen vorgeben und dessen Einspeisung mit separaten, auf Basis empirischer Erzeugungs- und Wetterdaten entwickelten Zeitreihen abgebildet wird. Die endogenen Zubauentscheidungen für neue EE-Anlagen folgen dann dem gleichen ökonomischen Prinzip wie die endogenen Investitionen in konventionelle Kraftwerke, d. h. die Optimierung wählt diejenigen Zubauoptionen, die über die Lebensdauer hinweg ihre Gesamtkosten (mindestens) decken können. Optionen, die am Strommarkt keine ausreichenden Einnahmen erzielen können, werden dagegen nicht zugebaut. Ausnahmen von dieser Regel können sich nur durch die Einführung zusätzlicher Entscheidungskriterien in Form von exogenen Vorgaben (bspw. spezifische EE-Ziele, s. Abschnitt 5.3.3) ergeben.

Bevor wir weitere Details zur Modellierung der Wind- und Solarenergie erläutern, geben wir hier einen ersten Überblick der Zubauoptionen, die in den weiteren Analysen im Fokus stehen.

Onshore-Windenergie

Dem Modell stehen zur Optimierung zwei charakteristische Anlagen, eine Starkwind- und eine Schwachwindanlage, als Zubauoptionen zur Verfügung:

- ▶ Schwachwindanlage: Enercon E 115, 2,5 MW, Rotordurchmesser 115 m, Nabenhöhe 150 m, Verhältnis Rotorfläche/Generatorleistung $4155 \text{ m}^2/\text{MW}$
- ▶ Starkwindanlage: Enercon E 101, 3,0 MW, Rotordurchmesser 101 m, Nabenhöhe 100 m, Verhältnis Rotorfläche/Generatorleistung $2671 \text{ m}^2/\text{MW}$

Die Schwachwindanlagen haben bei gleichen Standortbedingungen höhere Volllaststunden als Starkwindanlagen, da diese auch niedrigere Windgeschwindigkeiten zur Stromerzeugung nutzen können. Dagegen sind die Investitions- und fixen Betriebs- und Wartungskosten (siehe Abschnitt 5.3.1.3) der Starkwindanlagen gegenüber den Schwachwindanlagen geringer, sodass in der Simulation das Verhältnis von Ertrag und Kosten abgewogen wird.

Offshore-Windenergie

Für den Zubau der Offshore-Windenergie betrachten wir eine charakteristische Anlage.

- ▶ Offshore: Siemens SWT3,6-120, 3,6 MW, Rotordurchmesser 120 m, Nabenhöhe 100 m, Verhältnis Rotorfläche/Generatorleistung $3142 \text{ m}^2/\text{MW}$

Aus Vereinfachungsgründen verzichten wir auf eine Unterscheidung der Anlagentechnik in Abhängigkeit von der Küstenentfernung und der Wassertiefe. Wir berücksichtigen allerdings spezifische Netzanschlusskosten in Abhängigkeit der Küstenentfernung (siehe Abschnitt 5.3.1.3).

Photovoltaik

Um die Effekte von Standort und Anlagenauslegung vergleichbar und europaweit abbilden zu können, wird für den PV-Zubau davon ausgegangen, dass der Zubau auf Freiflächen stattfindet. Von einer zusätzlichen Dachanlagen-Technologie sehen die Analysen ab, um die Modellkomplexität handhabbar zu halten. Zudem wäre eine europaweite Ermittlung von Dachpotenzialen nur mit großem Aufwand möglich, da davon auszugehen ist, dass in anderen europäischen Ländern (z. B. Zentralspanien) unterschiedliche Flächenkulissen und Nutzungskonkurrenzen zu berücksichtigen wären.

Für den PV-Zubau stehen dem Modell zwei Optionen zur Auslegung der PV-Anlagen zur Verfügung:

- ▶ eine Südanlage, d.h. eine nach Süden ausgerichtete Anlage mit einem breitengradspezifischen Neigungswinkel
- ▶ eine Ost-West-Anlage, d.h. eine Anlage, die zur Hälfte nach Westen und zur anderen Hälfte nach Osten ausgerichtet ist, je mit einem Neigungswinkel von 20°

Die nach Süden ausgerichtete Anlage folgt dem klassischen Ansatz der Ertragsmaximierung. Bei den Ost-West-Anlagen sind die Gesamterträge geringer. Dafür kann durch den Aufbau der Anlagen ein Teil der Wechselrichterleistung und auch der Zubaufäche eingespart werden, sodass die Kosten sinken. Gleichzeitig hat die Einspeisung der Ost-West-Anlagen eine andere

zeitliche Struktur, die zu einer gleichmäßigeren Verteilung der EE-Einspeisung im Tagesverlauf beitragen kann.

CSP

Dem Modell steht in den Mittelmeerländern Spanien, Portugal, Italien sowie in Nordafrika eine CSP-Anlage als zusätzliche Option zur Verfügung. Wir gehen dabei von einer Parabol-Technologie mit einem Kollektor/Turbinen-Verhältnis von 1,8 aus. Wir unterstellen, dass die Anlagen mit 8-Stunden-Speichern ausgestattet sind. Die CSP-Anlagen sind teurer als PV-Anlagen, haben aber neben höheren Erträgen auch den Vorteil der zeitlichen Flexibilität in der Stromeinspeisung. Letztere wird vom Modell endogen optimiert.

Kombinierte Wind- und PV-Anlage

Als Besonderheit steht in Nordafrika auch eine kombinierte Wind- und PV-Anlage zur Verfügung. Diese setzt sich zu 1/3 aus nach Süden ausgerichteten PV-Anlagen und zu 2/3 aus Onshore Schwachwind-Anlagen zusammen. Die Idee hinter dieser Option ist es, dass eine Kombination aus den zwei Technologien und eine dazu passende Auslegung des Übertragungsnetzes eine Alternative zum reinen Wind- oder PV-Stromimport darstellen kann, die sich durch eine gleichmäßigere Einspeisung und eine höhere Netzauslastung auszeichnet.

Im Folgenden erläutern wir weitere Details zu den Nebenbedingungen des EE-Zubaus und zu den Eigenschaften der verschiedenen Technologien.

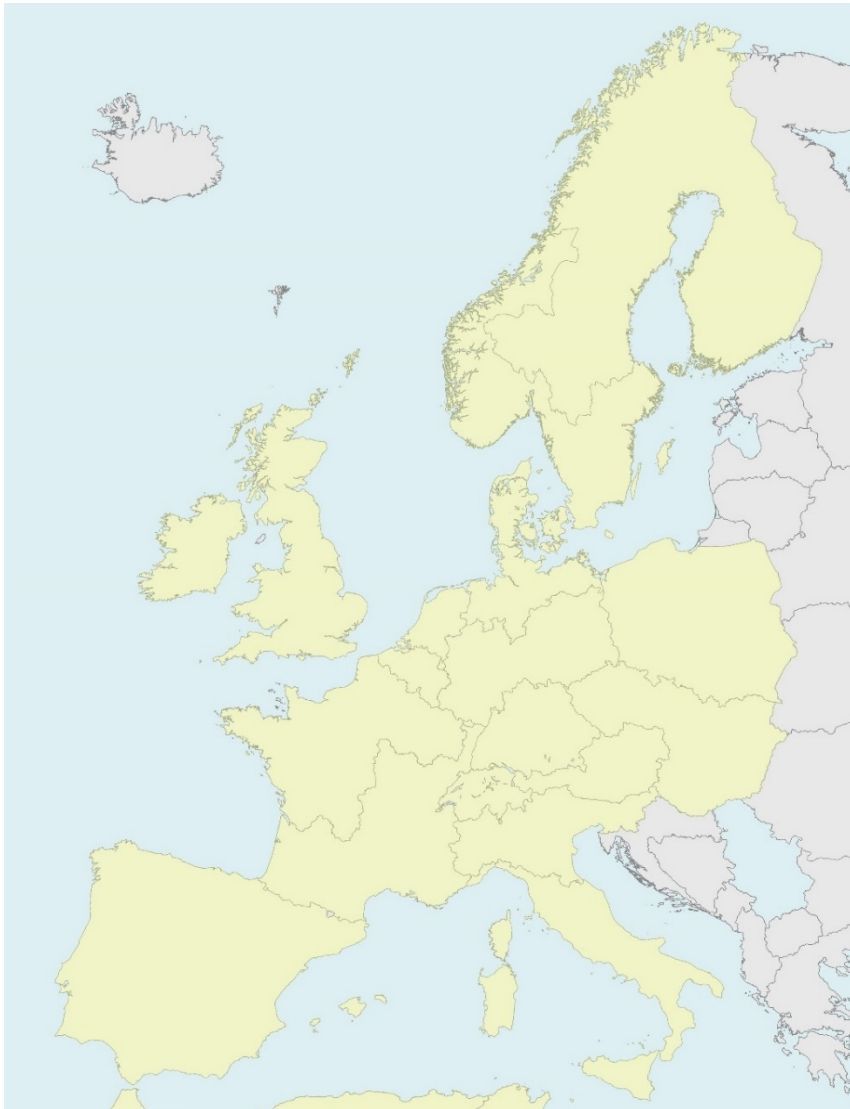
5.3.1.1 Potenzialanalysen und EE-Zubau

Der endogene Zubau der Wind- und Solar-Technologien wird durch Potenzialgrenzen innerhalb der Potenzialregionen begrenzt. Der folgende Abschnitt beschreibt die Methodik zur Bestimmung dieser Potenziale sowie weitere Nebenbedingungen und Annahmen zum Zubau.

5.3.1.1.1 Potenzialregionen und Standortklassen

Innerhalb der Marktzone werden Potenzialregionen für erneuerbare Energien spezifiziert. Potenzialregionen sind geographisch zusammenhängende Gebiete, innerhalb derer erneuerbare Energien bis zu einer bestimmten Obergrenze (Potenzialbegrenzung) ausgebaut werden können. Die jeweiligen Standorteigenschaften der Potenzialregionen spiegeln sich in den regionenspezifischen EE-Einspeisestrukturen wider, die in das Modell eingehen. Durch die Unterscheidung von Potenzialregionen kann folglich die Diversität unterschiedlicher EE-Standorte im Modell abgebildet werden. Die Potenzialregionen werden vor diesem Hintergrund so definiert, dass sie hinsichtlich ihrer Wetterbedingungen bzw. EE-Erträge ähnliche Standorte zusammenfassen und unterschiedliche Standorte gegeneinander abgrenzen.

Abbildung 6 zeigt die geografischen Potenzialregionen an Land, die gleichermaßen für den Zubau von Onshore-Wind, PV und CSP gelten. Da wir den Fokus besonders auf Deutschland legen, unterscheiden wir dort drei geografische Potenzialregionen. In den Marktzone DKNO-SEFI, BENL, FR und ITSI unterteilen wir jeweils zwei geografische Potenzialregionen, während wir in den restlichen Marktzone je eine geografische Potenzialregion haben.

Abbildung 6: Geografische Potenzialregionen für Windenergie an Land und Solar

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei Windenergie an Land unterscheiden wir die Potenziale weiter nach guten und schlechten Standorten, um insbesondere in größeren Potenzialregionen mit heterogeneren Windbedingungen ein differenzierteres Bild der Standortqualität zu geben. Die Standortklassen teilen die Potenzialregionen jeweils etwa hälftig, wobei die mittleren Volllaststunden der Potenzialregion die Grenze zwischen guten und schlechten Standorten bilden. Diese Standorte hängen geografisch nicht zwangsläufig zusammen. Dieser Ansatz bedeutet am Beispiel von Deutschland, dass für jeden Anlagentyp sechs Standortoptionen zur Auswahl stehen.

Für PV und CSP unterscheiden wir innerhalb der Potenzialregionen nicht zusätzlich zwischen den Standortqualitäten, da der zusätzliche Nutzen geringer eingeschätzt wird als bei Onshore-Wind und die damit einhergehende Steigerung der Modellkomplexität im Gesamtkontext den Zusatznutzen übersteigen würde. Für die iberische Halbinsel machen wir allerdings insofern eine Ausnahme, als dass wir innerhalb der einen Potenzialregion nur die 50% besten Standorte berücksichtigen, um die sehr guten Bedingungen für Solarenergie in dieser Region nicht unnötig zu unterschätzen. Aufgrund der großen Fläche der iberischen Halbinsel ist trotzdem gewährleistet, dass sich die Standorte nicht unrealistisch stark lokal ballen.

Für Windenergie auf See betrachten wir für die deutschen, französischen, iberischen und skandinavischen Marktzone je zwei Potenzialregionen, in den restlichen Marktzone mit Küste je eine Potenzialregion. Für Frankreich, die iberische Halbinsel und Skandinavien erfolgt die Unterscheidung der Potenzialregionen auf Basis der Zuordnung zu Seegebieten, d. h. beispielsweise zum atlantischen Ozean oder dem Mittelmeer. In der deutschen Marktzone betrachten wir vereinfachend nur die Potenziale in der Nordsee, unterscheiden dort allerdings zwei Regionen anhand der Küstenentfernung und Wassertiefe, um zwischen Standorten mit hohen und niedrigen Netzanbindungskosten zu differenzieren. Eine Potenzialregion umfasst dementsprechend küstennahe¹⁴ Standorte in flachen Gewässern¹⁵, die sich durch niedrigere Netzanschlusskosten auszeichnen. Die zweite Potenzialregion vereint die restlichen Standorte, die entweder küstenfern oder in tiefen Gewässern liegen.

Für die EE-Stromimporte aus Nordafrika benötigen wir ebenfalls Potenzialgrenzen und Annahmen zur geografischen Lage der Standorte, um die Einspeisestrukturen und die Netzkosten ableiten zu können. Aufgrund der Nähe zum europäischen Festland und der sehr guten Bedingungen für Wind- und Solarenergie wählen wir EE-Standorte in Marokko aus. Für Solarenergie betrachten wir eine Region im Landesinneren zwischen Ouarzazate und der algerischen Grenze. Als repräsentative Windenergie-Region betrachten wir das südwestliche Ende des Abdeckungsbereichs des COSMO-EU-Wettermodells¹⁶ in Nordafrika. Dieses Gebiet liegt etwa auf dem Breitengrad der marokkanischen Küstenstadt Tarfaya, allerdings landeinwärts im Grenzgebiet zu Algerien und zur Westsahara. Die Standorte für die kombinierten Wind- und PV-Anlagen liegen wiederum an der Süd-West-Ecke dieser Potenzialregion.

5.3.1.1.2 Potenzialanalysen

Wie bereits angedeutet, werden die Informationen über die Qualität der Standorte in jeder Potenzialregion bzw. Standortklasse in technologiespezifischen EE-Einspeisestrukturen gebündelt und an das Modell übergeben. Um die Repräsentativität dieser Daten zu gewährleisten, müssen im Vorhinein die nicht für den EE-Ausbau geeigneten Standorte (bspw. Siedlungs- und Naturschutzgebiete) innerhalb der Potenzialregionen ausgeschlossen werden. Außerdem benötigen wir als weitere Rahmenbedingung für die Optimierung Informationen darüber, in welchem Umfang EE-Kapazitäten in den Potenzialregionen jeweils zugebaut werden können.

Ein wichtiger Bestandteil des Projekts sind daher Potenzialanalysen, mit denen im ersten Schritt die für erneuerbare Energien nutzbaren Flächen identifiziert werden, bevor diese später in Obergrenzen für EE-Kapazitäten umgerechnet und für die Herleitung der EE-Einspeisestrukturen weiterverwendet werden. Die Analyse der Potenzialflächen erfolgt in einem umfassenden Bottom-Up-Ansatz für alle europäischen Länder innerhalb der Modellregion. In ähnlichen Verfahren, aber teilweise auf Basis unterschiedlicher Daten erfolgen die Analysen separat für Potenzialflächen an Land (Onshore, PV, CSP) und auf See (Offshore). Die Analysen der EE-Potenziale an Land erfolgen zunächst aus der Perspektive von Onshore-Wind und PV, da diese Technologien die größte Relevanz für die Modellierung haben. CSP kann nur in wenigen ausgewählten Potenzialregionen ausgebaut werden, sodass wir für diese Regionen vereinfachend die Ergebnisse der PV-Potenzialanalysen übernehmen (s. u.), zumal PV-Freiflächenanlagen und CSP ähnliche Anforderungen an geeignete Flächen stellen.

¹⁴ Küstenentfernung weniger als 80 km.

¹⁵ Wassertiefe weniger als 20 m.

¹⁶ Vgl. DWD, 2014. Dieses Wettermodell verwenden wir als Grundlage für alle Wetterdaten, die in diesem Projekt verwendet werden. Weitere Erläuterungen folgen in Abschnitt 5.3.1.2

5.3.1.1.2.1 Potenzialanalysen für Onshore-Windenergie und Solarenergie

Die Potenzialanalysen an Land folgen dem Prinzip, dass mithilfe georeferenzierter europäischer Daten zur Landnutzung (CORINE-Datensatz: EEA, 2014) und zu Naturschutzgebieten (Natura 2000: EC, 2014) zwischen Ausschlussflächen einerseits und für den EE-Ausbau geeigneten Flächen andererseits unterschieden wird. Nur letztere fließen dann in die Berechnung der Kapazitätsobergrenzen und der Einspeisestrukturen ein. In Abstimmung mit dem Umweltbundesamt wurden aus dem CORINE-Datensatz diejenigen Landnutzungskategorien ausgewählt, die als Potenziale für den EE-Ausbau gewertet werden können. Die als geeignet eingestuften Landnutzungskategorien sind dabei für Wind und PV identisch und in Tabelle 12 zusammengefasst.

Tabelle 12: Geeignete CORINE-Landnutzungskategorien für EE-Ausbau

ID	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3
12	Landwirtschaftliche Flächen	Ackerflächen	Nicht bewässertes Ackerland
13	Landwirtschaftliche Flächen	Ackerflächen	Regelmäßig bewässertes Ackerland
18	Landwirtschaftliche Flächen	Grünland	Wiesen und Weiden
19	Landwirtschaftliche Flächen	Landwirtschaftliche Flächen heterogener Struktur	Einjährige Kulturen in Verbindung mit Dauerkulturen
20	Landwirtschaftliche Flächen	Landwirtschaftliche Flächen heterogener Struktur	Komplexe Parzellenstrukturen
21	Landwirtschaftliche Flächen	Landwirtschaftliche Flächen heterogener Struktur	Landwirtschaftlich genutztes Land mit Flächen natürlicher Bodenbedeckung von signifikanter Größe
22	Landwirtschaftliche Flächen	Landwirtschaftliche Flächen heterogener Struktur	Land- und forstwirtschaftliche Flächen
26	Wälder und naturnahe Flächen	Strauch- und Krautvegetation	Natürliches Grünland
32	Wälder und naturnahe Flächen	Offene Flächen mit geringer / ohne Vegetation	Flächen mit spärlicher Vegetation
33	Wälder und naturnahe Flächen	Offene Flächen mit geringer / ohne Vegetation	Brandflächen

Quelle: Eigene Annahmen in Abstimmung mit UBA auf Basis von EEA (2014).

Da wir, wie bereits erläutert, nur PV-Freiflächenanlagen und keine Dachanlagen betrachten, sind Siedlungsflächen für den PV- und Wind-Ausbau gleichermaßen ungeeignet. Obwohl Wälder teilweise für den Windenergieausbau geeignet sein können, werden sie in diesem Projekt nicht als Potenzialflächen eingestuft, da angesichts fehlender europaweiter Daten nicht nach unterschiedlichen Waldfunktionen wie Boden- oder Sichtschutz differenziert werden kann. Gleichzeitig gehen wir davon aus, dass das im Offenland zur Verfügung stehende Potenzial für die Zwecke unserer Analysen als ausreichend groß bewertet werden kann.

Weitere Ausschlussflächen ergeben sich aus den Natura-2000-Daten der EU, die nicht für den EE-Ausbau geeignete Vogelschutzgebiete und Biotop ausweisen. Für die Schweiz und Norwegen sind allerdings keine Natura-2000-Daten verfügbar. Für die Naturschutzgebiete in diesen

Ländern wurden in Abstimmung mit dem Umweltbundesamt Abschlüsse aus den Analysen der jeweiligen Nachbarländer abgeleitet, um die Potenziale nicht zu überschätzen.

Für die Ermittlung der Potenzialflächen für Windenergie berücksichtigen wir auch einzuhalten Mindestabstände zu Ausschlussflächen, wie beispielsweise zu Wohngebieten. Die Mindestabstände sind je nach Art der Ausschlussfläche unterschiedlich und werden für alle betrachteten Länder einheitlich definiert.

Tabelle 13 gibt eine Übersicht der mit dem Umweltbundesamt abgestimmten Mindestabstände (> 0 m) für die Onshore-Windenergie. Mindestabstände von Ausschlussflächen zu PV-Anlagen werden nicht berücksichtigt.

Tabelle 13: Mindestabstände zu Ausschlussflächen

Ausschlussfläche	Datensatz	Mindestabstand Onshore [m]
Durchgängig städtische Prägung	CORINE	1.000
Nicht durchgängig städtische Prägung	CORINE	1.000
Industrie- und Gewerbeflächen, öffentliche Einrichtungen	CORINE	250
Straßen- und Eisenbahnnetze und funktionell zugeordnete Flächen	CORINE	100
Hafengebiete	CORINE	250
Kleine Flughäfen (bis 400 ha)	CORINE	2.000
Große Flughäfen (über 400 ha)	CORINE	5.000
Städtische Grünflächen	CORINE	1.000
Sport- und Freizeitanlagen	CORINE	1.000
Vogelschutzgebiete	Natura 2000	200

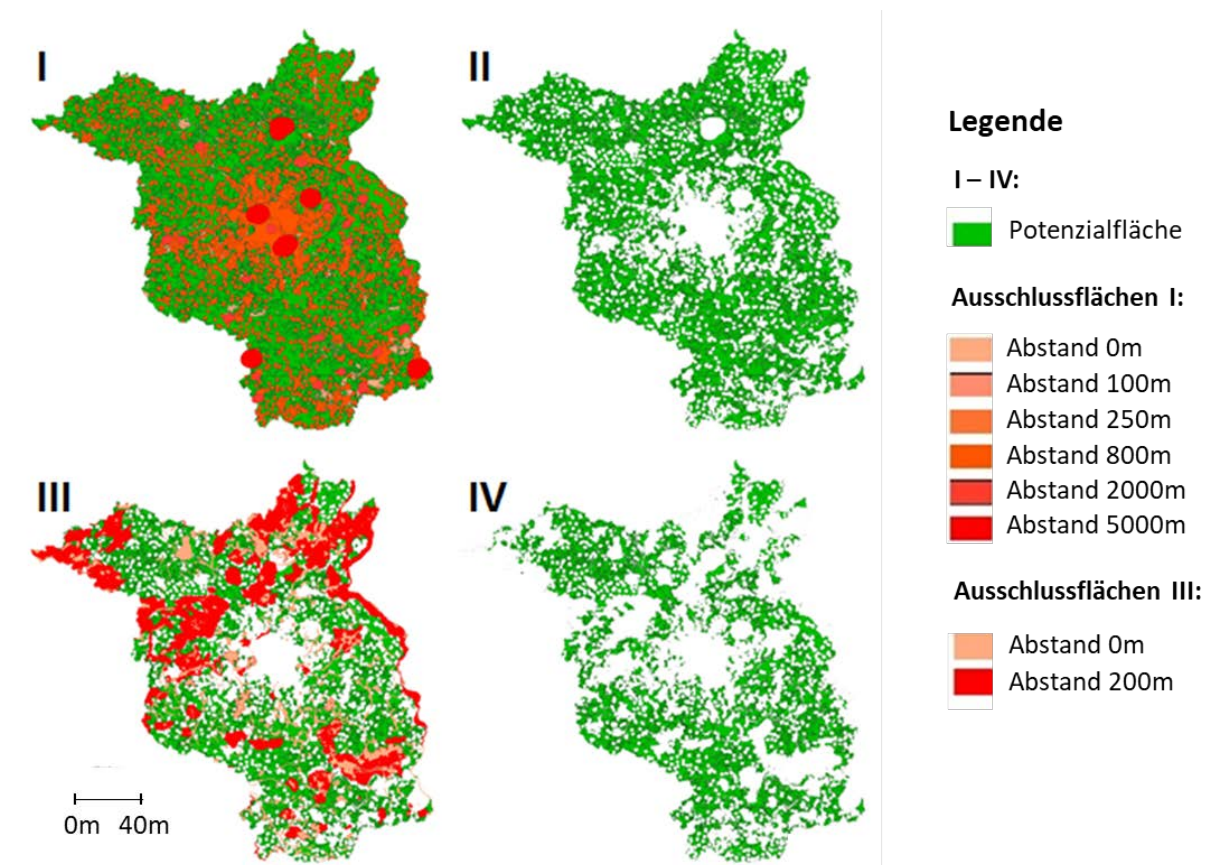
Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von EC (2014), EEA (2014).

Für Wohngebiete und assoziierte urbane Flächen wurde mit Rücksicht auf die Akzeptanz in der Bevölkerung und in Abstimmung mit dem Umweltbundesamt ein eher größerer Abstand von 1.000 m gewählt. Im Bereich der Verkehrswege werden im CORINE-Datensatz in erster Linie Schnellstraßen und Eisenbahnlinien ausgewiesen, und nur wenige einfache Straßennetze. Für diese Landnutzungskategorie wird deshalb ein tendenziell höherer Abstand von 100 m gewählt. Bei der Festlegung der Mindestabstände zu Flugplätzen ist eine Differenzierung nach ihrer Größe sinnvoll, da für kleinere (Sport-) Flughäfen und größere (Verkehrs-) Flughäfen unterschiedlich starke Restriktionen bestehen. Der CORINE-Datensatz unterscheidet jedoch nicht zwischen diesen Kategorien. Außerdem wurden die ausgewiesenen Flughafenflächen aus Satelitenaufnahmen abgeleitet und unterliegen folglich gewissen Unschärfen. Die Analyse dieser CORINE-Daten zeigt, dass sich bei einer Größengrenze von 400 ha eine sinnvolle Abgrenzung zwischen kleinen und großen Flugplätzen ergibt, die zu einer realistischen Anzahl großer Flughäfen pro Marktzone führt. Für kleine Flugplätze setzen wir Mindestabstände von 2.000 m an, und für große Flughäfen 5.000 m.

Abbildung 7 zeigt schematisch die Schritte der Ermittlung der Potenzialflächen an einem Beispiel für die Region Berlin-Brandenburg. Im ersten Quadranten werden als Ausgangspunkt die Potenzialflächen (grün) und die mit den Mindestabständen gepufferten CORINE-Ausschluss-

flächen gezeigt (rot). Der zweite Quadrant gibt das Zwischenergebnis nach Abzug dieser Ausschlussflächen an. Wie sich die gepufferten Naturschutzgebiete aus dem Natura-2000-Datensatz zu den verbleibenden Potenzialflächen verhalten, wird in Quadrant III abgebildet. Quadrant IV zeigt schließlich das Ergebnis der Potenzialanalyse nach Abzug aller Ausschlussflächen.

Abbildung 7: Schritte der Herleitung der Potenzialflächen für Onshore-Wind in der Region Berlin-Brandenburg



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Zwischenergebnisse nach Abzug der oben beschriebenen Ausschlussflächen zeigen, dass bei alleiniger Verwendung der CORINE- und Natura-2000-Datensätze die Flächenpotenziale für Windenergie an Land und PV deutlich überschätzt werden. Dies lässt sich am Beispiel Deutschlands veranschaulichen. So weisen die Berechnungen für PV ein Flächenpotenzial in Deutschland von 18.222.269 ha aus, was einem Anteil von 51% an der Gesamtlandesfläche entspricht. Für die Windenergie an Land weisen die Berechnungen ein Flächenpotenzial in Deutschland bei 9.035.383 ha, was einem Anteil von 25% an der Gesamtfläche entspricht. UBA (2013) kommt dagegen auf einen Wert von 13,8% für Windenergie an Land in Deutschland. Die großen Differenzen in den berechneten Flächenpotenzialen im Vergleich zu UBA (2013) sind insbesondere auf unterschiedliche Datengrundlagen zurückzuführen.¹⁷ Die detaillierte Berücksichtigung

¹⁷ Da die vorliegende Studie eine europäische Betrachtung anstrebt, musste eine europaweit einheitliche Datenbasis verwendet werden. Hierfür reichen die deutlich detaillierteren national verfügbaren Datensätze, die in UBA (2013) verwendet wurden, nicht aus. UBA (2013) verwendete statt der CORINE- und Natura 2000-Daten das deutsche Basis-DLM (Digitales Landschaftsmodell) und Daten des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) zu Schutzgebieten und dem deutschen Biotopverbund. Das Basis-DLM weist mit einem Maßstab von 1:25.000 eine höhere Auflösung auf als der CORINE-Datensatz (1:100.000) der in diesem Projekt genutzt wird und es basiert auf den Daten der Landesvermessungsanstalten statt auf Satellitenbildern. Die vom BfN ausgewiesenen Schutzgebiete umfassen zusätzlich zu den Natura 2000-Flächen (Vogelschutz- und Flora-Fauna-Habitat-Gebiete) weitere Ausschlussflächen, wie

regionaler Informationen in UBA (2013) ist für eine europaweite Betrachtung aufgrund der Datenverfügbarkeit jedoch nicht konsistent möglich.

Um belastbarere Modellierungsergebnisse zu erhalten, wird daher eine pauschale und konservative Potenzialbegrenzung vorgenommen. Angesetzt werden für alle betrachteten Länder Potenziale für Onshore-Wind und für PV von je 3% der gesamten Landesfläche.¹⁸ Zwar würde voraussichtlich ein geringerer Flächenanteil für den erforderlichen EE-Ausbau ausreichen, die Obergrenze wird aber großzügig gewählt, um dem Modell die Möglichkeit eines großräumig optimierten Ausbaus überhaupt zu eröffnen. Es ist davon auszugehen, dass der durch Optimierung erfolgende Zubau diese Potenzialgrenzen nur in seltenen Fällen ausschöpfen wird. Die Umsetzung dieser Potenzialbegrenzungen erfolgt dabei über eine proportionale Skalierung der geeigneten Flächen, sodass die aus den ursprünglichen Flächenpotenzialen ermittelte relative Verteilung der Lage und Qualität der EE-Standorte erhalten bleibt.

Wie bereits beschrieben, werden für Wind und PV die gleichen Landnutzungskategorien als grundsätzlich geeignet eingestuft. Das bedeutet, dass sich die oben genannten je 3% für Wind und die 3% für Solar auf die – mit Ausnahme der Pufferflächen – gleiche Grundfläche verteilen. Wir gehen für die Modellierung davon aus, dass der Wind- und der PV-Ausbau nicht in Konkurrenz zueinanderstehen. Diese Annahme erscheint angesichts der sehr großen ermittelten Potenziale gerechtfertigt: Weder schränkt der PV-Ausbau die Windenergienutzung ein, noch ergibt sich umgekehrt aus dem Windenergie-Ausbau eine Restriktion für den PV-Zubau. Das gilt insbesondere, da die Pufferzonen zwischen Windflächen und Siedlungsbereichen sowie die Flächen zwischen den einzelnen Windenergieanlagen bereits eine signifikante Fläche umfassen, die ausschließlich für den PV-Ausbau zur Verfügung steht. Selbst eine vollständige Nutzung der Potenziale in Höhe von je 3% der Landesfläche würde sich deshalb nicht zwangsläufig in einen Flächenverbrauch von insgesamt 6% übersetzen, sondern darunter liegen. Innerhalb der Potenzialflächen für Wind besteht allerdings durchaus eine Nutzungskonkurrenz zwischen Schwach- und Starkwindanlagen, ebenso wie bei den PV-Flächen zwischen Süd- und Ost-West-Anlagen.

Für CSP in den südeuropäischen Potenzialregionen übernehmen wir, u. a. aufgrund der strukturellen Ähnlichkeiten in den Anforderungen an Eignungsflächen, die für PV-Freiflächenanlagen berechneten und bereits skalierten Flächenpotenziale. Wir gehen wiederum davon aus, dass sich PV und CSP angesichts der großen verfügbaren Flächen nicht gegenseitig im Ausbau beschränken.

Ermittlung der Kapazitätsgrenzen des Ausbaus von Onshore-Wind und Solarenergie

Durch die bisher beschriebenen Analyseschritte erhalten wir Annahmen zur Größe, Form und Lage der Potenzialflächen. Im nächsten Schritt erfolgt die Übersetzung der Zwischenergebnisse in Obergrenzen für die installierte Leistung der verschiedenen Technologien. Dazu verrechnen wir die Flächen mit Annahmen zum Flächenbedarf der jeweiligen Anlagen.

Für die Onshore-Anlagen leiten wir die Kapazitätsgrenze in einem zusätzlichen Zwischenschritt der Analyse her. Hintergrund ist, dass sich je nach geometrischer Form der Potenzialflächen nicht in jeder Teilfläche gleich viele Anlagen pro m² platzieren lassen, insbesondere wenn dabei ein Mindestabstand zwischen den Anlagen eingehalten werden soll. Eine pauschale Abschätzung

z.B. Nationalparks oder Naturschutzgebiete, die in UBA (2013) nicht für den Windenergieausbau zugelassen wurden. Außerdem werden in UBA (2013) zusätzliche Daten zur Geländestruktur und zu Waldfunktionen ausgewertet. Durch die stärkere Differenzierung der Landnutzungskategorien werden in UBA (2013) zudem vielfältigere Abstandsregeln berücksichtigt.

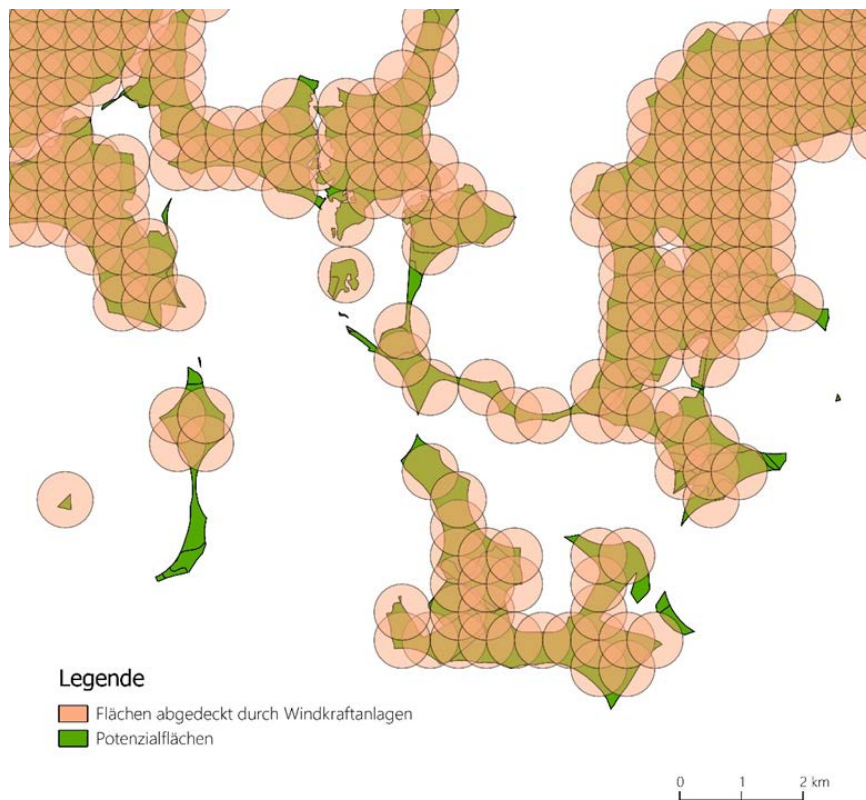
¹⁸ Im Rahmen dieser Begrenzung von Flächenpotenzialen werden keine Aussagen zu Fragen der Akzeptanz oder Nutzungskonkurrenzen (z.B. des EE-Ausbaus zur Nahrungsmittelproduktion) getroffen. Angesichts der Betrachtung von 21 Ländern über einen Zeitraum bis in das Jahr 2050 lassen sich zudem nur schwer Annahmen darüber treffen, wie sich die Akzeptanz des EE-Ausbaus der jeweiligen Bevölkerung entwickeln wird.

der maximalen Kapazitäten, bei der die Form der Potenzialflächen vernachlässigt wird, würde daher das Risiko einer Fehleinschätzung der Windpotenziale bergen. Daher treffen wir zunächst eine Annahme zum Mindestabstand zwischen den Anlagen, und ermitteln dann die Anzahl bzw. Kapazität der tatsächlich unter Berücksichtigung dieses Abstands platzierbaren Anlagen:

Um die optimale Windausbeute zu erzielen, müssen zwischen Windenergieanlagen Abstände eingehalten werden, die üblicherweise im Verhältnis zum Rotordurchmesser gemessen werden. Die optimalen Abstände sind in Haupt- und Nebenwindrichtung unterschiedlich groß, sodass der Puffer um eine Anlage idealerweise ellipsenförmig gewählt werden sollte. Die für das Projekt verwendeten Wetterdaten enthalten jedoch keine Information zur Windrichtung, sodass im Folgenden ein durchschnittlicher Mindestabstand angesetzt wird, der in jeder Richtung gleich groß ist (vgl. Vorgehen in UBA, 2013).

Um die maximal platzierbare Anzahl der Anlagen innerhalb der Polygone der Potenzialflächen zu ermitteln, verwenden wir in Anlehnung an Ludwig/Bosch (2014) ein Punkteraster, das wir einmal über dem gesamten Gebiet aufspannen. Jeder Punkt in diesem Raster repräsentiert eine Anlage, und die Maschenweite des Rasters entspricht dem Mindestabstand. Gedanklich ist jeder Punkt der Mittelpunkt eines Kreises, der den radialen Anlagenabstand beschreibt. Ein Anlagenstandort wird dann einer Potenzialfläche zugeordnet, wenn der Mittelpunkt des Kreises innerhalb der Potenzialfläche liegt. Für die Rechnungen wird wie auch in UBA (2013) ein radialer Anlagenabstand von 456 m angesetzt. Dies entspricht dem vierfachen Rotordurchmesser der in der Studie betrachteten Referenz-Schwachwindanlage. Der Rotordurchmesser dieser Anlage liegt mit 114 m zwischen den Durchmessern der in diesem Projekt betrachteten Stark- und Schwachwindanlagen. Da die Anlagenplatzierung mit hohen Rechenzeiten einhergeht, wird das Ergebnis der Analyse sowohl für Schwach- als auch für Starkwindanlagen verwendet.

Die Verwendung eines solchen Punkterasters zur Platzierung der Anlagen ist insbesondere bei großen Potenzialflächen eine geeignete Vorgehensweise, um die Flächen-Polygone gut auszunutzen. Sehr kleine bzw. schmale Polygone können allerdings von den Mittelpunkten der Kreisflächen verpasst werden, sodass die maximale Anlagenzahl leicht unterschätzt wird. Die folgende Abbildung 8 zeigt beispielhaft das Ergebnis der Platzierung mittels Punkteraster.

Abbildung 8: Platzierung der Windanlagen auf der Potenzialfläche mittels Punkteraster

Quelle: Eigene Darstellung.

Aus der berechneten Anlagenanzahl, den Annahmen zur Leistung pro Windenergieanlage und der Potenzialfläche lässt sich schließlich ein mittlerer Flächenverbrauch pro MW berechnen, der die aufgrund ihrer Geometrie nicht nutzbaren Potenzialflächen mit einkalkuliert. Dieser Flächenbedarf beträgt 6,5 ha/MW für die Schwachwindanlage und 5,4 ha/MW für die Starkwindanlage.

Für PV-Anlagen verzichten wir aufgrund der kleinen und flexibel anordbaren Module auf eine Anlagen-Platzierung, da auch kleine Flächen gut ausgenutzt werden können und deshalb mit keinem relevanten „Verschnitt“ zu rechnen ist. Für den Flächenbedarf eines Moduls sind zunächst seine Länge und Breite relevant. Als typisches Solarmodul wird ein Modul der Reihe Solarworld Sunmodule Plus SW 250–255 poly gewählt (Leistung 250 Wp), das in der Breite 1,675 m und in der Höhe 1,001 m misst. Wir gehen davon aus, dass immer zwei Module übereinander angebracht werden, sodass ein solches Doppelmodul annahmegemäß eine Länge von 2,002 m und eine Breite von 1,675 m aufweist.

Bei der Berechnung des Flächenbedarfs wird außerdem ein Mindestabstand zwischen den Modulreihen veranschlagt, der die Verschattung der Anlagen reduziert. Bei den Süd-Anlagen wird der Abstand so gewählt, dass sich die Module zum Zeitpunkt des höchsten Sonnenstandes am 21. Dezember (Wintersonnenwende) nicht gegenseitig verschatten. Für die Berechnung des Schattenwurfs ist auch der jeweilige Neigungswinkel der Standorte zu berücksichtigen. In der Analyse wird der kritische Sonnenstand und der daraus berechnete Abstand jeweils für einen repräsentativen Standort pro Potenzialregion ermittelt. Der Flächenbedarf der PV-Anlagen liegt im Ergebnis zwischen 0,93 ha/MW auf der iberischen Halbinsel und 6,6 ha/MW in Skandinavien.

Die beschriebene Vorgehensweise für Süd-Anlagen ist nicht direkt auf Ost-West-Anlagen übertragbar, da der höchste Sonnenstand nicht das relevante Kriterium für die Ausrichtung der Anlagen darstellt. Wir gehen deshalb bei Ost-West-Anlagen vereinfachend davon aus, dass der Reihenabstand unabhängig vom Standort 3 m beträgt. Ein weiterer Unterschied zu den Südanlagen ist zudem, dass jeweils eine nach Osten und eine nach Westen ausgerichtete Anlage „Rücken an Rücken“ mit einem einheitlichen Neigungswinkel von 20° aufgestellt werden. Der auf Basis dieser Annahmen ermittelte Flächenverbrauch für Ost-West-Anlagen liegt bei 0,8 ha/MW und ist in allen Marktzone gleich.

Für alle Technologien ergeben sich aus dem jeweiligen Flächenbedarf und den insgesamt verfügbaren Potenzialflächen Obergrenzen für ihre installierte Leistung. Die Tabelle 14 gibt eine Übersicht über die so berechneten Potenziale für Onshore-Wind und PV.

Tabelle 14: Übersicht der Onshore- und PV-Potenziale

Potenzialregion	Potenzialfläche Onshore [ha]	Max. Leistung bei 100 % Schwachwind [GW]	Potenzialfläche PV [ha]	Max. Leistung bei 100% PV-Südanlage [GW]
DELU (N)	325.735	49,9	286.444	209,2
DELU (M)	424.819	65,0	480.409	350,9
DELU (S)	320.579	49,1	304.458	222,4
AT	251.745	38,5	251.773	209,7
BENL (N)	112.047	17,2	112.071	86,3
BENL (S)	91.737	14,0	91.995	70,8
CH	147.072	22,5	141.711	121,3
DKNOSEFI (N)	2.025.910	310,1	1.029.402	262,1
DKNOSEFI (S)	1.549.591	237,2	1.690.814	430,5
FR (N)	930.874	142,5	985.115	845,0
FR (S)	716.608	109,7	662.492	568,3
GBIE	942.976	144,4	943.080	765,4
HUSKCZ	662.539	101,4	662.653	475,9
IB	1.793.758	274,6	1.793.924	1.767,3
ITSI (N)	355.763	54,5	410.593	229,7
ITSI (S)	609.469	93,3	554.786	310,4
PL	935.784	143,3	935.852	159,8

Quelle: Eigene Berechnung.

Für CSP-Anlagen gehen wir auf Basis von Analysen real existierender Anlagen und Expert*innenschätzungen des Umweltbundesamtes von einem Flächenbedarf in Höhe von 2 ha/MW aus. In Kombination mit den Flächen ergeben sich daraus Potenziale von 897 GW auf der iberischen Halbinsel und von 277,4 GW in Italien.

Für Nordafrika haben wir die Potenzialregionen bereits zu Beginn dieses Kapitels 5.3.1 kurz beschrieben. Auch für die Auswertung zu den nordafrikanischen erneuerbaren Energien arbeiten wir mit georeferenzierten Standort- und Wetterdaten. Für die Obergrenze des Exports afrikanischen Stroms nach Europa sind allerdings weniger die (sehr großen) physisch verfügbaren Potenziale relevant, sondern geo- und energiepolitische Restriktionen. Wir nähern uns der Abschätzung der für den Export maximal zur Verfügung stehenden EE-Kapazitäten daher nicht von den Flächen her, sondern von Angaben der marokkanischen Energieagentur bzw. von BMWi/GIZ (2016). Auf dieser Basis unterstellen wir für jede modellierte nordafrikanische EE-Technologie (Onshore Starkwind, PV-Südausrichtung, CSP und kombinierte Wind- und PV-Anlage) ein Potenzial von 25 GW.

5.3.1.1.2.2 Potenzialanalysen und Kapazitäts-Obergrenzen für Offshore-Windenergie

Zur Bestimmung der Offshore-Potenziale werden als Basis die GEBCO-Bathymetriedaten zur Meerestiefe verwendet (GEBCO, 2015). Die GEBCO-Daten geben für die europäischen Meeresgebiete die interpolierten Wassertiefen in einem 1x1-km-Raster an. Die Meerestiefe selbst kann als Ausschlusskriterium dienen. So wird in den Analysen kein Zubau in Tiefen über 50 m zugelassen. Ein weiteres Ausschlusskriterium ist die Entfernung des Standorts zur Küste, die nicht mehr als 120 km zur Küste betragen darf. In Abstimmung mit dem Umweltbundesamt werden bei der Bestimmung der Offshore-Potenziale weder ein Mindestabstand zur Küste noch eine Mindestwassertiefe angesetzt. Die Zuordnung der Potenziale zu den Ländern ergibt sich aus der jeweiligen offiziellen Zuordnung von Hoheitsgewässern, Anschlusszonen und ausschließlichen Wirtschaftszonen. Neben den genannten Kriterien werden zudem Naturschutzflächen auf Basis von Natura2000 von den Potenzialflächen abgezogen. Ein Puffer um die Naturschutzflächen ist nicht vorgesehen.

Der Vergleich der Zwischenergebnisse mit EEA (2009) zeigt eine gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen vor Abzug der Natura2000-Flächen, die in der genannten Quelle nicht berücksichtigt werden. In EEA (2009) werden dafür zusätzliche Abschläge vorgenommen, um nicht berücksichtigten Daten Rechnung zu tragen. Dieser Ansatz bietet sich insbesondere zur Berücksichtigung von Einschränkungen der Potenziale aufgrund von Schifffahrtsrouten an, da für Schifffahrtsrouten kein einheitlicher, europäischer Geodatenatz verfügbar ist. Die Abschläge werden nach Abstand zur Küste differenziert, sodass küstennahe Potenziale stärker eingekürzt werden. Die dahinterliegende Annahme ist, dass aufgrund der optischen Beeinträchtigung weniger Windenergieanlagen in großer Nähe zur Küste gebaut werden.

Für unsere Analyse übernehmen wir den Ansatz aus EEA (2009), d. h. wir unterteilen die bis dato ermittelten Potenzialflächen nach Küstenentfernung und wenden dann die entfernungsabhängigen Abschläge aus EEA (2009) an. Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass ihm ein intuitives und einheitlich anwendbares Maß zugrunde liegt. Abschläge auf Basis von digitalisierten Karten zu Schifffahrtsrouten abzuleiten, wäre demgegenüber mit signifikant höherem Aufwand verbunden, würde mangels einer europäischen Datengrundlage zusätzliche Annahmen zur Übertragbarkeit der Abschläge auf andere Länder erfordern, und würde noch nicht die Potenzialbeschränkungen aufgrund der optischen Beeinträchtigung enthalten.

Tabelle 15 fasst die Ergebnisse der Potenzialanalyse für Offshore-Wind zusammen.

Tabelle 15: Übersicht der Offshore-Potenziale

Potenzialregion	Potenzialfläche [ha]	Max. Leistung [GW]
DELU (tief)	888.713	59,2
DELU (flach)	1.408.474	93,9
BENL	3.942.751	262,9
DKNOSEFI (N)	4.665.798	311,1
DKNOSEFI (S)	11.944.733	796,3
FR (N)	2.202.896	146,9
FR (S)	164.578	11,0
GBIE	10.022.403	668,2
IB (W)	1.094.421	73,0
IB (O)	577.632	38,5
ITSI	3.230.554	215,4
PL	839.723	56,0

Quelle: Eigene Berechnung.

Die Obergrenze für die Offshore-Kapazitäten ermitteln wir vereinfachend mittels Dreisatz aus den Potenzialflächen und einer Annahme zum Flächenbedarf der Offshore-Windenergie, den wir mit 15 ha/MW ansetzen (Expert*innenschätzung des Umweltbundesamtes).

5.3.1.1.3 Weitere Nebenbedingungen des EE-Zubaus

Neben den Potenzialgrenzen gibt es weitere Nebenbedingungen, die den EE-Zubau im Zuge der Optimierung beeinflussen. Bei Starkwind- und Schwachwindanlagen stehen die Potenzialflächen für beide Technologien in Summe zur Verfügung, sodass diese in Nutzungskonkurrenz zueinanderstehen. Gleiches gilt für die nach Süden ausgerichtete PV-Anlage und die Ost-West-Anlage, sodass die PV-Potenzialgrenzen für beide Anlagentypen gemeinsam gelten. In beiden Fällen (Onshore und PV) wägt das Modell auf Basis eines ökonomischen Kalküls ab, welche Durchmischung der jeweiligen Anlagentypen im Sinne des Gesamtsystems optimal ist.

Zunächst ist der Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2020 jedoch exogen vorgegeben, da der Spielraum für den praktisch möglichen EE-Zubau zwischen dem Zeitpunkt der Annahmefestlegung und dem Jahr 2020 begrenzt ist und die Kapazitätsentwicklung in der kurzen Frist relativ gut antizipiert werden kann. Als Grundlage für den Ausbau in Deutschland dienen Angaben des Umweltbundesamtes, für die restlichen Länder des Modellgebiets werden der MAF 2016 und der TYNDP 2018 (Best-Estimate Scenario) zugrunde gelegt (ENTSO-E, 2016a; ENTSOE-E, 2017). Aus Vereinfachungsgründen werden die exogenen Zubauten für 2020 in Absprache mit dem Umweltbundesamt gleichmäßig auf die Anlagentypen und flächengewichtet auf die Potenzialregionen verteilt. Für Deutschland werden darüber hinaus für Offshore-Wind gemäß EEG exogene Mindest-Zubauten von 15 GW bis 2030 vorgegeben, die annahmegemäß in der Potenzialregion mit flachen Gewässern zugebaut werden.

Ein endogener Ausbau der EE-Kapazitäten ist dann ab dem Jahr 2030 möglich, wobei pro Dekade nur 50% des jeweiligen Potenzials pro Potenzialregion zugebaut werden darf. Auf diese Weise vermeiden wir unrealistisch schnelle Ausbauten, die sich angesichts der sehr großen

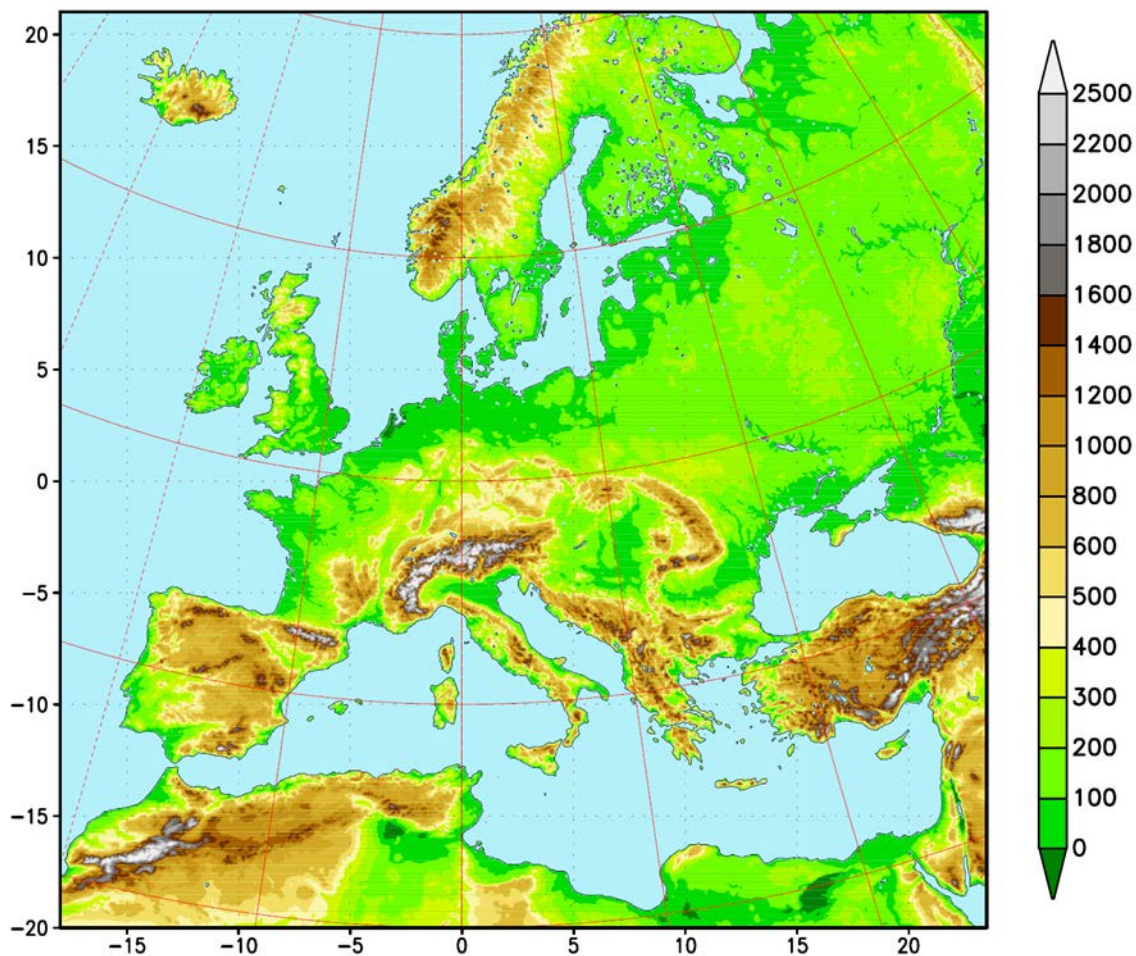
Potenziale in der Modellierung ergeben könnten, und berücksichtigen implizit, dass die Realisierung von Projekten in der Praxis mit gewissen Vorlaufzeiten verbunden ist.

5.3.1.2 Wetterdaten und EE-Einspeisung

Die Potenzialflächen werden mit Wetterdaten kombiniert, um die stündlichen Einspeisestrukturen der erneuerbaren Energien abzuleiten. Diese Einspeisestrukturen unterscheiden sich für jeden Anlagentyp, jede Potenzialregion und im Falle von Onshore-Wind auch für jede Standortklasse, sodass wir eine große Bandbreite technologisch, geografisch und zeitlich hoch aufgelöster Informationen in der Optimierung berücksichtigen.

Die meteorologischen Daten stammen aus dem COSMO-Wettermodell, das vom Deutschen Wetterdienst (DWD) gemeinsam mit anderen europäischen Wetterdiensten im *Consortium for Small-Scale Modeling* (COSMO) entwickelt wurde. Die in diesem Projekt verwendeten Daten stammen aus dem Regionalmodell COSMO-EU, das eine Anwendung des COSMO-Modells ist und mit einer horizontalen Auflösung von etwa 7x7 km ganz Europa und einen Teil Nordafrikas abdeckt (s. Abbildung 9). Bei den Daten handelt es sich um sogenannte Analysedaten, d. h. um Modellergebnisse, die u. a. auf Basis von Beobachtungsdaten den Ist-Zustand der dreidimensionalen Atmosphäre zu einem definierten Zeitpunkt beschreiben. Weitere Informationen zum COSMO-Modell finden sich in DWD (2014) und Connect (2018).

Abbildung 9: Karte des Integrationsgebiets des COSMO-EU-Modells mit topographischen Höhen der Landteile in Metern.



Quelle: DWD (2014).

Die in diesem Projekt verwendeten COSMO-Wetterdaten umfassen stündliche Zeitreihen der Windgeschwindigkeit in verschiedener Höhe und der Solarstrahlung für das Wetterjahr 2008. Im Bereich der Nachfragemodellierung greifen wir zusätzlich auf entsprechende Temperaturdaten zurück. Die Wetterdaten werden in einer Voranalyse kalibriert, sodass die für das Jahr 2008 unter Berücksichtigung des historischen Anlagenbestands berechnete Wind- und PV-Erzeugung eine gute Repräsentation der empirischen Werte darstellt.

Auf Basis der final kalibrierten Wetterdaten werden zunächst für jeden einzelnen Standort bzw. jedes Feld des 7x7-km-Rasters, das innerhalb der Potenzialflächen liegt, technologiespezifische stündliche Einspeisestrukturen berechnet. Für Onshore-Wind berücksichtigen wir dabei die Ergebnisse der oben beschriebenen Anlagenplatzierung. Die standortspezifischen Strukturen werden dann auf Ebene der Potenzialregionen bzw. Standortklassen aggregiert.

Für die nordafrikanischen Technologien gehen wir nach dem gleichen Prinzip vor, berücksichtigen aber zusätzlich, dass Transportverluste bis zur iberischen Halbinsel anfallen, wo die Energiemengen in das europäische Netz eingespeist werden. Für die kombinierte Wind- und PV-Anlage gehen wir außerdem davon aus, dass die Stromleitungen lediglich auf den Windanteil i. H. v. 2/3 der Gesamtleistung ausgelegt sind, und dass dadurch die in Europa eingespeisten Strommengen ebenfalls begrenzt werden.

Die Einspeisestrukturen für die Wind- und PV-Zubautechnologien geben in der Modellierung die mögliche Obergrenze der jeweiligen stündlichen Stromerzeugung vor. Im Zuge der Optimierung besteht auch die Möglichkeit, die Erzeugung im Vergleich zu dieser Obergrenze zu reduzieren. Diese Abregelung ist nicht mit Zusatzkosten verbunden.

Die Modellierung von CSP stellt im Bereich der erneuerbaren Energien insofern einen Sonderpunkt dar, als dass die Stromerzeugung keiner vorgegebenen Einspeisestruktur unterliegt. Für CSP wird analog zur Modellierung von PV-Anlagen zunächst der Energiezufluss in den Speicher mittels standortspezifischer Informationen zur Strahlung in der Potenzialregion und Angaben zu den technologischen Eigenschaften der Anlagen ermittelt. Aufgrund des integrierten Speichers kann die thermische Energie jedoch zwischengespeichert und zeitversetzt in einer Turbine zur Stromerzeugung genutzt werden. Unter Berücksichtigung der maximalen Speichergröße und des Energiezuflusses erfolgt daher analog zu konventionellen Kraftwerken ein endogener Dispatch.

5.3.1.3 Kosten erneuerbarer Energien

Da wir in diesem Projekt den EE-Ausbau endogen modellieren, benötigen wir – ähnlich wie bei den konventionellen Technologien – Annahmen über die technologie- und jahresspezifischen Kosten. Die Kostenentwicklung der EE wird konsistent zu einer 2 Grad-Welt gewählt, sodass die zu erwartenden Kostendegressionen der verschiedenen EE-Technologien mit fortschreitendem Ausbau zu berücksichtigen sind. Gleichzeitig sollen keine überzogenen Erwartungen über Kostensenkungen zu Grunde gelegt werden. Da im Rahmen des Projektes Szenarien mit ambitionierten CO₂-Vorgaben betrachtet werden, kommt es vor allem auf die relative Kostenentwicklung der EE-Technologien an.

Die Entwicklung der Investitionskosten der erneuerbaren Energien basieren auf verschiedenen aktuellen Studien und Marktdaten. Der hier verfolgte Ansatz ordnet sich im Vergleich mit aktuellen Studien im Mittelfeld ein, wobei der Startpunkt der Kostenentwicklung für Windenergie an Land aufgrund der gewählten Referenzanlagen eher etwas höher ausfällt. Grundsätzlich ergibt sich die Kostenprojektion in zwei Schritten. Erstens werden anhand aktueller Studien aktuelle

Investitions- und Betriebskosten ermittelt. Um basierend auf diesen initialen Kostenannahmen eine technologische Entwicklung anhand von Lernkurven ermitteln zu können, werden dann im zweiten Schritt ausgewählte Studien zu globalen Ausbautenentwicklung herangezogen.

Tabelle 16 gibt einen Überblick über die Investitionskosten und Tabelle 17 fasst die fixen Betriebskosten zusammen.

Tabelle 16: Investitionskosten für erneuerbare Energien [€/kW]

Technologie	2020	2030	2040	2050
Onshore Schwachwind	1.677,00	1.467,00	1.370,00	1.311,00
Onshore Starkwind	1.315,00	1.150,00	1.074,00	1.028,00
Offshore	3.641,00	2.263,90	1.956,10	1.764,40
PV Süd	788,00	639,00	574,00	541,00
PV Ost-West	759,00	606,00	543,00	511,00
PV/Onshore Komb.	1.380,67	1.191,00	1.104,67	1.054,33
CSP	4.393,00	3.346,00	2.964,00	2.578,00

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Expert*innenschätzungen des UBA.

Tabelle 17: Fixe Betriebskosten für erneuerbare Energien [€/kWh]

Technologie	2020	2030	2040	2050
Onshore Schwachwind	32,90	30,99	29,25	27,51
Onshore Starkwind	32,90	30,99	29,25	27,51
Offshore	80,00	71,92	67,76	63,59
PV Süd	15,80	12,80	11,50	10,80
PV Ost-West	15,80	12,80	11,50	10,80
PV/Onshore Komb.	27,20	24,93	23,33	21,94
CSP	96,70	73,60	65,20	56,70

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Expert*innenschätzungen des UBA.

Für die Onshore-Wind-Technologien fallen zusätzlich noch Betriebskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden (VLh) des Anlagenstandorts an. Dies folgt dem Gedanken, dass für Anlagen mit einer höheren Anzahl an Betriebsstunden u. a. höhere Wartungskosten anfallen. Durch die Berücksichtigung dieser variablen Kostenkomponente wird gewährleistet, dass die Schwachwindanlagen (höhere VLh) nicht gegenüber den Starkwindanlagen (niedrigerer VLh) übermäßig bevorteilt werden. Die Höhe dieser Kosten bestimmen wir im Vorfeld der Modellierung anhand der standort- und technologiespezifischen maximalen VLh und legen sie dann auf die jährlichen Fixkosten um.

Tabelle 18: VLh-abhängige Betriebskosten für Onshore-Wind-Technologien [€/MWh]

Technologie	2020	2030	2040	2050
Onshore Schwachwind	6,80	6,41	6,05	5,69
Onshore Starkwind	6,80	6,41	6,05	5,69

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Expert*innenschätzungen des UBA.

Die Investitions- und Betriebskosten der kombinierten Wind- und PV-Anlagen ergeben sich aus den jeweiligen Anteilen der Technologien an der Gesamtleistung (PV: 1/3; Onshore Schwachwind: 2/3, inkl. VLh-abhängiger Betriebskosten).

Neben den Anlagenkosten fallen für Offshore-Windenergieanlagen zusätzlich Netzanschlusskosten an, die die Investitionskosten erhöhen. Die Netzkosten hängen von der Technik (Gleichstrom bzw. Wechselstrom) sowie der jeweiligen Trassenlänge ab. Wir gehen davon aus, dass Gleichstromleitungen (DC) ab einer Küstenentfernung von 100 km oder mehr eingesetzt werden, und Wechselstromleitungen (AC) für Standorte, die weniger als 100 km von der Küste entfernt sind. Für jede Offshore-Potenzialregion berechnen wir daher die mittlere Entfernung zur Küste, um darauf aufbauend die absolute Höhe der Netzkosten abzuleiten. Eine Übersicht über die einzelnen Kostenparameter findet sich in Tabelle 19.

Tabelle 19: Netzkostenparameter für Offshore-Wind-Technologien

Technologie	Kosten
DC-Offshore-Netzanbindung für Küstenentfernung ab 100 km (900 MW pro System)	
DC-Konverter Kosten [€/kW]	1.000,00
AC-Windparkanschluss (vom Windpark-Umspannwerk zum DC-Konverter) [€/kW]	98,00
DC-Kabel Kosten [€/(km*kW)]	2,22
AC-Offshore-Netzanbindung für Küstenentfernung unter 100 km (250 MW pro System)	
AC-Station [€/kW]	400,00
AC-Windparkanschluss (von Windpark-Umspannwerk zur AC-Station) [€/kW]	98,00
AC-Kabel Kosten [€/(km*kW)]	7,50

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Expert*innenabschätzung des UBA.

Für die Onshore- und Solar-Technologien in Nordafrika berücksichtigen wir ebenfalls Netzkosten, da für den Transport des Stroms nach Europa Leitungen benötigt werden. Für Onshore gehen wir dabei von einem Trassenstart in Tarfaya und für die Solar-Technologien von einem Start in Ouarzazate aus. Für den Transport über das marokkanische Festland gehen wir von einer DC-Freileitung bis nach Fardioua aus, von wo aus der Strom über ein AC-Seekabel nach Tarifa in Spanien fließt. In Spanien berücksichtigen wir dann ein AC-Freileitung ins Landesinnere bis in die Nähe von Córdoba. Die Gesamttrassenlänge für Onshore beträgt 1.862 km und für Solar 1.082 km. Tabelle 20 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Annahmen.

Tabelle 20: Netzkostenparameter für nordafrikanische EE-Technologien

Technologie	Kosten
DC-Leitung 800 kV innerhalb Marokkos	
spez. Kosten DC-Freileitung [Mio. €/km]	0,28
Übertragungsleistung pro Freileitungssystem [MW]	5.000
benötigte DC-Freileitungssysteme [Anzahl]	1
spez. Kosten DC-Konverter (Onshore) [Mio. €/MW]	0,05
AC-Seekabel 400kV von Marokko nach Spanien	
spez. Kosten AC-Seekabel 400 kV [Mio. €/km]	3,67
Übertragungsleistung pro Seekabelsystem [MW]	700
benötigte AC-Seekabelsysteme [Anzahl]	7
AC-Freileitung 380 kV in Spanien	
spez. Kosten AC-Freileitung 380 kV Mio. €/km]	1,50
Übertragungsleistung pro AC-Freileitung [MW]	4.740
Übertragungsleistung pro Trasse [MW]	5.000

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Expert*innenabschätzung des UBA.

Für die kombinierte Wind- und PV-Anlage setzen wir die Netzkosten für Onshore an.

5.3.2 Andere erneuerbare Energien

Neben Windenergie- und Solaranlagen und der großen Wasserkraft bilden wir auch Laufwasser, Biomasse und sonstige EE im Modell ab. Die Kapazitätsentwicklung und Erzeugungsmengen der drei letztgenannten EE-Technologien werden exogen vorgegeben. Sollte in einzelnen Situationen ein Überschussangebot an EE-Strom auftreten, das nicht vollständig in den Markt integriert werden kann, dann besteht die Möglichkeit, die Erzeugung dieser sonstigen EE-Technologien ab Preisen von 0 €/MWh abzuregeln.

Die Annahmen zur Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken basieren auf Analysen empirischer Daten zu länder-, jahres- und technologiespezifischen Kapazitäten und Erzeugungsmengen der Wasserkraft. Auf dieser Basis leiten wir den Startpunkt der Laufwasserentwicklung aus einer Kombination empirischer Daten für das Jahr 2015 und den Informationen zu Höhe und unterjährigen Struktur der Laufwassererzeugung im Wetterjahr 2008 ab. Für die Folgejahre schreiben wir die Entwicklung dann anhand der Kapazitäten aus dem Szenario „Expected Progress 2020“ des TYNDP 2016 fort (ENTSO-E, 2015).

Da die nachhaltig nutzbaren Biomasse-Potenziale in Deutschland und auch in Europa begrenzt sind, wird auf eine endogene Modellierung des Einsatzes von Biomasse verzichtet. Aus Klimaschutzgründen sollten biogene Brennstoffe in einem nachhaltigen Energiesystem in erster Linie aus Gülle, Abfall und sonstigen Reststoffen statt aus Energiepflanzen gewonnen werden. Für Deutschland basieren daher die Annahmen zur Stromerzeugung aus Biomasse auf empirischen Daten für das Jahr 2015 (BMWi, 2017) und in den Folgejahren auf Abschätzungen des Umweltbundesamtes, die einen schrittweisen Rückgang der Stromerzeugung aus nicht nachhaltiger Biomasse auf null bis 2040 unterstellen. Die Erzeugung aus anderen biogenen Brennstoffen

bleibt in den UBA-Abschätzungen dagegen konstant auf dem Niveau von 2016. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus sonstigen erneuerbaren Energien in Deutschland basiert ebenfalls auf Statistiken für das Jahr 2015 sowie einer Abschätzung des Umweltbundesamtes für die Erzeugung im Jahr 2020, die dann in den Folgejahren konstant gehalten wird.

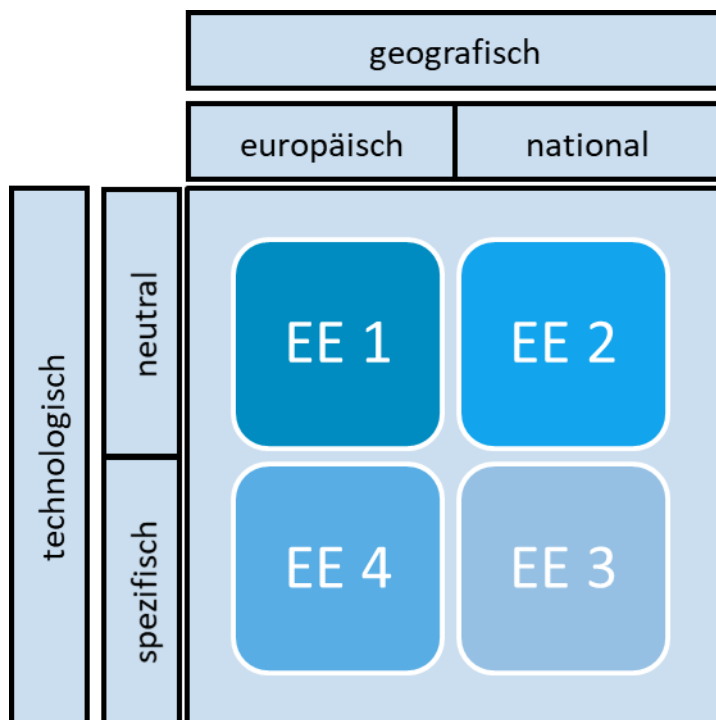
Auf europäischer Ebene entspricht die Stromerzeugung aus Biomasse und sonstigen erneuerbaren Energien im Jahr 2015 den empirischen Daten (Eurostat, EurObserv'ER). Im Jahr 2020 wird die Summe der Erzeugung dieser Technologien aus dem Mid-term Adequacy Forecast von ENTSO-E (2016a) übernommen und in den Folgejahren konstant gehalten. Diese Annahme lässt demnach Raum für einen Abtausch von nicht nachhaltiger Biomasse durch andere erneuerbare Energien.

5.3.3 Szenariospezifische Annahmen: EE-Zielvorgaben

In den EE-Szenarien geben wir EE-Ausbauziele vor und unterstellen damit entsprechende Fördersysteme. Damit ist die Dekarbonisierungsstrategie in Teilen bereits ex-ante vorgegeben, während in anderen Szenarien größere Freiheitsgrade bestehen. Die EE-Szenarien folgen der Idee, dass auch längerfristig EE-Fördersysteme zusätzlich zum CO₂-Handel als weiterer Investitionsanreiz für CO₂-Vermeidungsoptionen im Stromsektor implementiert werden. Im Fokus der Analyse steht, welche Änderungen des EE-Abaus sich durch die Einführung der zusätzlichen Zieldimensionen ergeben, und wie sich der Transformationspfad insgesamt verändert. Die Veränderungen des Stromsektors und der Sektorkopplung sind von besonderem Interesse, da sie Aufschluss über die komplexen systemischen Wechselwirkungen geben. Nicht Bestandteil der Analysen sind dagegen die Höhe der EE-Förderkosten und die Art und Weise der Deckung dieser Kosten. Diese Aspekte sind in der Praxis u. a. von vielen Details des Förderdesigns abhängig, die nicht Gegenstand der Modellierung sind, sodass Aussagen über die Förderkosten das Risiko irreführender Scheingenauigkeiten bergen würden. Der Ausgestaltung von Förderdesigns widmen wir uns dafür ausführlich im Schwesterprojekt „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“. In diesem Projekt untersuchen wir insgesamt vier EE-Szenarien, wobei sich die EE-Zielvorgaben hinsichtlich geografischer und technologischer Dimension unterscheiden. Bei der geografischen Dimension unterscheiden wir zwischen einer europäischen EE-Zielvorgabe, die aggregiert für alle Marktzone gilt, und nationalen EE-Zielvorgaben, die für einzelne Marktzone gelten. Die zweite Dimension ist die Technologie, wobei wir hier zwischen technologieneutralen EE-Zielvorgaben und technologiespezifischen EE-Zielvorgaben differenzieren. Bei Letzteren betrachten wir Ziele für Windenergie einerseits und PV andererseits.

Abbildung 10 gibt einen Überblick über die EE-Szenarien. Bei den EE-Szenarien mit nationalen EE-Zielvorgaben bzw. technologiespezifischen EE-Zielvorgaben ist zu beachten, dass diese in Kombination mit europäischen bzw. technologieneutralen EE-Zielvorgaben eingeführt werden. Dementsprechend bauen die EE-Szenarien aufeinander auf.

Abbildung 10: Schematische Darstellung der EE-Szenarien



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Folgenden beschreiben wir die EE-Ziele in den vier Szenarien im Detail. Alle Vorgaben von EE-Zielmengen gelten dabei ab dem Jahr 2030, da die Pfade der EE-Erzeugung bis zum Jahr 2020 exogen vorgegeben sind.

5.3.3.1 Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 1

Im EE-Szenario 1 ist das EE-Ziel bzw. Fördersystem europäisch und technologieneutral gestaltet. Es wird also für die Modellregion ein Gesamt-Ziel vorgegeben, das keine weiteren Vorgaben zum Standort oder dem Technologiemix macht. Das Ziel bezieht sich auf eine Mindest-Stromerzeugung, die in diesem Fall auf Wunsch des Umweltbundesamtes sowohl von erneuerbaren Energien als auch von treibhausgasneutraler PtG-basierter Stromerzeugung bereitgestellt werden kann. Diese Vorgabe folgt der Idee, dass das PtG aus erneuerbarem Strom erzeugt wird und demnach eine gleichwertige Vermeidungsoption darstellt. Unter den erneuerbaren Energien tragen alle endogen und exogen modellierten Technologien zum EE-Ziel bei, einschließlich großer Speicherwasserkraftwerke.

Die EE-Zielvorgaben für das EE-Szenario 1 basieren auf den Erzeugungsmengen des Netzrestriktionsszenarios, wobei die EE-Erzeugung aus Nordafrika mit einbezogen wird. Auf die aggregierten Erzeugungsmengen werden im Jahr 2030 20 TWh, im Jahr 2040 30 TWh und im Jahr 2040 40 TWh aufgeschlagen, was in allen Jahren einer Erhöhung der EE-Erzeugung von rund 1% gegenüber dem Netzrestriktionsszenario entspricht. Tabelle 21 gibt einen Überblick über die EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 1.

Tabelle 21: EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 1 [TWh]

geografisch	technologisch	2030	2040	2050
europäisch	technologieneutral	1.864	3.016	4.036

Quelle: Eigene Berechnung.

Falls das EE-Ziel nicht erreicht wird, fällt annahmegemäß eine Pönale in Höhe von 350 €/MWh für die Fehlmengen an.

5.3.3.2 Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 2

Das EE-Szenario 2 führt im Vergleich zum vorherigen EE-Szenario 1 zusätzliche nationale, technologie neutrale EE-Mindestziele ein. Das Szenario ist durch die heute weit verbreiteten nationalen Fördersysteme motiviert, die den EE-Ausbau in Einklang mit der jeweiligen Energie- und Klimapolitik unterstützen. Das übergeordnete europäische Mindestziel bleibt auch im EE-Szenario 2 erhalten und sorgt insbesondere in späteren Jahren für zusätzliche EE- und/oder PtG-basierte Stromerzeugung.

Da die nationalen Fördersysteme auf die heimische Erzeugung begrenzt sind, kann im EE-Szenario 2 die Verstromung von importiertem PtG nicht zur Erfüllung der zonenspezifischen Mindestziele beitragen. Davon abgesehen tragen wieder alle erneuerbaren Technologien zu den nationalen EE-Mindestzielen bei, die ihren Standort in der jeweiligen Marktzone haben. Somit sind Stromimporte aus Nordafrika nicht zur Erfüllung der nationalen Ziele zugelassen.

Die nationalen EE-Mindestziele für das Jahr 2050 entsprechen 80% des Referenzstromverbrauchs aus dem Netzrestriktionsszenario. Dieser Referenzstromverbrauch enthält die Verbräuche aller flexiblen und unflexiblen Verbraucher sowie inländische Netzverluste. Dagegen sind Netzverluste des grenzüberschreitenden Austauschs, Speicherverluste oder sonstiger Kraftwerkseigenverbrauch nicht enthalten. In den Jahren 2030 und 2040 leiten sich die EE-Zielvorgaben für alle Marktzone aus einer linearen Interpolation der EE-Mindestziele für 2050 und den EE-Erzeugungsmengen inkl. großer Wasserspeicher des Netzrestriktionsszenarios aus dem Jahr 2020 ab. Als Ausnahme von dieser Regel entspricht das EE-Ziel für 2030 in der deutschen Marktzone 65% des Bruttostromverbrauchs aus dem Netzrestriktionsszenario. Der Bruttostromverbrauch enthält zusätzlich zum Referenzstromverbrauch die Speicherverluste und den Kraftwerkseigenverbrauch. Das deutsche EE-Ziel für das Jahr 2040 leitet sich dann als lineare Interpolation der EE-Mindestziele aus den Jahren 2030 und 2050 ab. Tabelle 22 gibt einen Überblick über die nationalen EE-Mindestziele.

Tabelle 22: Zusätzlich EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 2 ggü. EE-Szenario 1 [TWh]

geografisch	Technologisch	2030	2040	2050
DELU	technologie neutral	376	452	529
AT	technologie neutral	56	59	62
BENL	technologie neutral	108	157	206
CH	technologie neutral	56	62	67
DKNOSEFI	technologie neutral	339	323	306
FR	technologie neutral	230	341	453
GBIE	technologie neutral	244	343	443
HUSKCZ	technologie neutral	68	118	167
IB	technologie neutral	213	287	362
ITSI	technologie neutral	199	295	390
PL	technologie neutral	97	169	241

Quelle: Eigene Berechnung.

Mit Blick auf die nationalen EE-Ziele sehen wir, dass die nationalen EE-Ziele im Jahr 2030 in Summe die europäischen EE-Ziele übersteigen, sodass das europäische EE-Ziel in diesem Jahr keine bindende Restriktion darstellt. Falls ein nationales EE-Ziel nicht erreicht wird, fällt annahmegemäß eine Pönale in Höhe von 100 €/MWh für die Fehlmengen an.

5.3.3.3 Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 3

Das EE-Szenario 3 führt die Analyse der Fördersysteme weiter, indem in der deutschen Marktzone zusätzliche technologiespezifische Ziele eingeführt werden. Gegenüber dem EE-Szenario 2 werden nun zusätzlich Mindestbeiträge von Wind und PV zum nationalen EE-Ziel vorgegeben, das in seiner absoluten Höhe unverändert beibehalten wird. Diese Anpassung trägt den Umstand Rechnung, dass nationale Fördersysteme in der Praxis häufig technologiespezifisch gestaltet sind, um u. a. technologische Diversität und potenziell für das Stromsystem günstige Durchmischungseffekte zu erzielen. Da die anderen bereits im EE-Szenario 2 berücksichtigten Ziele weiterhin gelten, betrachten wir im EE-Szenario 3 also insgesamt drei Zielebenen.

Zu den Zielmengen für Wind tragen Windenergieanlagen an Land und auf See bei. Die EE-Erzeugungsziele für Wind und PV werden dabei so gestaltet, dass sich die Leistungsanteile der beiden Technologien an ein paritätisches Verhältnis annähern. Ausgangspunkt sind dabei die Erzeugungsmengen aus Windenergie und Photovoltaik im EE-Szenario 1, die nun so auf die beiden Technologieklassen umverteilt werden, dass sich unter Berücksichtigung der Volllaststunden im selben Szenario eine gleich hohe Leistung von Wind und PV ergibt. Diese Näherungsziele der Leistung liegen im Jahr 2030 bei je 79 GW für Wind und PV, im Jahr 2040 bei je 85 GW und im Jahr 2050 bei je 102 GW. Tabelle 23 stellt die EE-Ziele auf Ebene der entsprechenden Mindesterzeugung dar, die wie zu erwarten bei gleicher Leistung für Wind höher liegt als für PV.

Tabelle 23: Zusätzlich EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 3 ggü. EE-Szenario 2 [TWh]

Geografisch	technologisch	2030	2040	2050
DELU	Wind	259	329	389
DELU	PV	67	86	103

Quelle: Eigene Berechnung.

Im Zuge der Simulation ist das Erzeugungsziel die relevante Vorgabe. Da sich im Ergebnis des EE-Szenarios 3 der TechnologiemiX und die Volllaststunden von jenen im EE-Szenario 1 unterscheiden können, wird die ex-ante berechnete Leistungsparität voraussichtlich nur in guter Näherung erreicht. Wie gehabt setzen wir für die nationalen Ziele eine Pönale von 100 €/MWh an.

5.3.3.4 Szenariospezifische Annahmen: EE-Szenario 4

Mit dem EE-Szenario 4 vervollständigen wir die möglichen Kombinationen der zentralen Ausgestaltungsoptionen von Fördersystemen. Das EE-Szenario 4 untersucht dabei die Effekte zusätzlicher technologiespezifischer Mindestziele in einem europäischen Fördersystem. Das übergeordnete Mindestziel aus EE-Szenario 1 bleibt unverändert erhalten.

Zum europäischen EE-Ziel für Wind tragen alle ins europäische Netz einspeisenden Windenergieanlagen bei, also insbesondere auch die Onshore-Anlagen in Nordafrika. Für das europäische PV-Ziel gilt dies analog für die PV-Anlagen. Die kombinierten Wind- und PV-Anlage in Nordafrika trägt jedoch zu keinem der beiden Ziele bei. Wie im EE-Szenario 3 bestimmen wir die EE-Zielvorgaben auf Basis der Wind- und PV-Erzeugungsmengen im EE-Szenario 1 und verteilen sie so

auf technologiespezifische Mindestziele um, dass sich die Erzeugungsleistung von Wind und PV an ein paritätisches Verhältnis annähert. Das Näherungsziel liegt im Jahr 2030 bei je 252 GW für Wind und PV, im Jahr 2040 bei 431 GW und im Jahr 2050 bei 640 GW. Tabelle 24 fasst die EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 4 zusammen.

Tabelle 24: Zusätzlich EE-Zielvorgaben im EE-Szenario 4 ggü. EE-Szenario 1 [TWh]

geografisch	technologisch	2030	2040	2050
europäisch	Wind	906	1.741	2.410
europäisch	PV	257	548	720

Quelle: Eigene Berechnung.

Es kann wiederum dazu kommen, dass im Ergebnis des EE-Szenarios 4 die Leistungsparität nur in guter Näherung erreicht wird. Die Pönalen für die technologiespezifischen europäischen Zielmengen liegen wie im EE-Szenario 1 bei 350 €/MWh.

5.4 Europäischer Stromaustausch

5.4.1 Netzausbau

Das europäische Übertragungsnetz wird im Modell über Net Transfer Capacities (NTC) zwischen den Marktzone abgebildet. Betrachtet werden bestehende und mögliche zusätzliche Verbindungen zwischen den Marktzone. Die Interkonnektorkapazitäten können für den europäischen Stromhandel genutzt werden, wobei die anfallenden Netzverluste mit abgebildet werden. Die nachgelagerten zoneninternen Netze stehen in dieser Studie nicht im Fokus und werden dementsprechend nicht explizit modelliert. Die Kostenannahmen des Interkonnektorausbaus berücksichtigen aber, dass durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungen ggf. Maßnahmen zur Verstärkung der nachgelagerten Netze erforderlich werden können.

Die Entwicklung der Netzkapazitäten wird mit einer Mischung aus exogenen Vorgaben und endogenem Ausbau innerhalb vorgegebener Potenzialgrenzen modelliert. Auf diese Weise wird die Vernetzung des europäischen Strombinnenmarktes als wichtige Komponente der Transformation für jedes Szenario optimiert. Die dafür nötigen Annahmen einschließlich der Kosten des Netzausbaus und -betriebs stammen aus dem UBA-Projekt „Beitrag des Stromnetzes zum Klimaschutz“ (Consentec, in Bearbeitung).

Zurzeit geplante oder in Bau befindliche Netzprojekte werden auf Basis des TYNDP 2016 als exogene Zubauten in den Jahren 2020 und 2030 berücksichtigt. Ab 2030 kann ein zusätzlicher Ausbau der Interkonnektoren modellendogen erfolgen. Der Ausbau erfolgt symmetrisch in Import- und Exportrichtung und in zwei Ausbaustufen. Die erste Stufe umfasst Ausbaupotenziale, die im Gegensatz zur zweiten Stufe keine signifikanten Verstärkungen der nachgelagerten Netze erfordern. Dementsprechend sind die Ausbaukosten der ersten Stufe geringer als die der zweiten. Gemäß der ökonomischen Logik werden daher zuerst die Potenziale der ersten Stufe voll ausgeschöpft, bevor das Potenziale der zweiten Stufe genutzt werden.

5.4.2 Szenariospezifische Annahmen: Netzrestriktionsszenario

Für das Netzrestriktionsszenario und alle darauf aufbauenden weiteren Szenarien schränken wir die Netzausbaupotenziale im Vergleich zu den o. g. Annahmen der Basisszenarien ein. In diesen Szenarien treffen wir also eine konservativere Annahme darüber, wie viel Netzausbau angesichts von Akzeptanzproblemen und sonstiger Verzögerungen tatsächlich realisierbar ist.

In diesen Szenarien kann ein Ausbau des Netzes nur in der ersten Ausbaustufe und mit teilweise geringeren Potenzialen als in den Basisszenarien erfolgen. Ein modellendogener Zubau kann dabei erst ab dem Jahr 2040 erfolgen, so dass wir bis zum Jahr 2030 nur zurzeit geplante oder in Bau befindliche Netzprojekte berücksichtigen. Außerdem werden die Potenziale in 2040 eingeschränkt. Diese entsprechen dem Mittelwert der Netzkapazitäten des Jahres 2030 und dem Potenzial der ersten Ausbaustufe des Jahres 2040 aus den Basisszenarien. Im Jahr 2050 sind die Potenziale der ersten Ausbaustufe mit den Basisszenarien identisch.

5.5 Sektorkopplung: Verkehr

An der Schnittstelle zwischen Strom- und Verkehrssektor betrachten wir E-Pkw und Oberleitungs-Lkw als neue Stromverbraucher und Anbieter von Flexibilität.

5.5.1 E-Pkw

Elektrisch betriebene Pkw können maßgeblich zur Dekarbonisierung des Straßenverkehrs beitragen. Über den Stromverbrauch und das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge besteht eine Interaktion mit dem Strommarkt und ein zusätzliches Flexibilitätspotenzial. In diesem Projekt modellieren wir daher den Einsatz von E-Pkw ab 2020.

Da E-Pkw über Batterien verfügen, kann der Ladezeitpunkt (d. h. der Zeitpunkt, zu dem Strom aus dem Netz bezogen wird) zeitlich variiert und am Strompreissignal ausgerichtet werden. Aus Sicht des Strommarktes bzw. der Modellierung sind die E-Pkw daher flexible Verbraucher mit Speicher. Die Flexibilität der E-Pkw kann dabei allerdings nur unter der Nebenbedingung genutzt werden, dass das Mobilitätsbedürfnis jederzeit bedient wird. Eine Rückspeisung von Strom aus den Batterien betrachten wir im Sinne einer konservativen Abschätzung des Flexibilitätspotenzials nicht.

Das Flexibilitätspotenzial der E-Pkw hängt neben der Gesamtentwicklung der Flotte auch von den technologischen Eigenschaften der Fahrzeuge ab. Zu diesen zählen u. a. die Ladeleistung, der Stromverbrauch pro km und die Batteriekapazität. Da es grundsätzlich verschiedene Fahrzeug- und Antriebsmodelle gibt, betrachten wir im Modell eine repräsentative Querschnittstechnologie. Die Eigenschaften dieser Technologie basieren auf den in Öko-Institut et al. (2016, Szenario E+) genannten Eigenschaften von reinen Batteriefahrzeugen, Plug-In Hybriden und elektrischen Fahrzeugen mit Reichweitenverlängerung (durch kleine Verbrennungsmotoren), die mit ihren jeweiligen Anteilen an der E-Pkw-Flotte gewichtet werden. Tabelle 25 fasst die Kerneigenschaften der repräsentativen Technologie zusammen.

Tabelle 25: Technische Kennzahlen der repräsentativen E-Pkw -Technologie (pro Fahrzeug)

Parameter	Einheit	2020	2030	2040	2050
Elektrischer Verbrauch	kWh/km	0,20	0,19	0,18	0,18
Jahresfahrleistung	km	13.578	14.192	14.668	14.518
Nutzbare Batteriekapazität	kWh	17,9	18,6	19,2	21,0
Ladeleistung	kW	11,7	12,1	12,4	12,7

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Öko-Institut et al. (2016).

Die Entwicklung der E-Pkw-Flotte leitet sich wie folgt ab. Für das Jahr 2020 bildet der länderspezifische Stromverbrauch der Flotte laut IWES et al. (2014) den Ausgangspunkt, der mit

den technischen Kennzahlen der repräsentativen Technologie kombiniert wird, um die Anzahl der Fahrzeuge, die elektrische Leistung und die Batteriekapazität der Flotte zu ermitteln. Ab 2030 nutzen wir für die Entwicklung der Flotte in Deutschland die Annahmen aus Öko-Institut et al. (2016), wobei wir auf den Straßennahverkehr im Szenario E+ abstellen. Das Szenario E+ geht davon aus, dass Strom die zentrale treibhausgasfreie Energieträgeroption im Verkehrssektor darstellt, und dass der größte Teil des entsprechenden Stromverbrauchs der E-Mobilität im Straßenverkehr auf den Nahverkehr entfällt. Für die anderen europäischen Länder leiten wir zunächst die jeweilige Entwicklung der Gesamtanzahl aller Pkw aus den länderspezifischen Projektionen zur Fahrleistung im nicht-öffentlichen Personen-Straßenverkehr laut EU-Referenzszenario 2013 ab. Durch die Kombination der länderspezifischen Anzahl der Pkw mit der deutschen Entwicklung des Anteils der Elektromobilität erhalten wir dann länderspezifischen Entwicklungspfade der E-Pkw-Flotte. Die weiteren Eigenschaften der Flotte ergeben sich dann wieder aus den Kennzahlen der repräsentativen Technologie.

Basierend auf den technischen Kennzahlen und der Entwicklung der E-Pkw-Flotte können wir den Stromverbrauch der E-Pkw ableiten. Die Tabelle 26 gibt einen Überblick über den Stromverbrauch der E-Pkw-Flotte je Marktzone ab dem Jahr 2020.

Tabelle 26: Stromverbrauch der E-Pkw [TWh]

Land	2020	2030	2040	2050
DELU	3,4	28,9	90,6	112,2
AT	0,4	2,8	8,9	11
BENL	1,2	8,6	29,5	38,1
CH	0,4	2,7	8,3	10,3
DKNOSEFI	1,1	12,1	31,2	38,4
FR	2,8	21,4	81,3	110,2
GBIE	2,8	22,7	81,3	106,9
HUSKCZ	0,6	6,8	22,1	27,4
IB	2	19	62,2	78,2
ITSI	2,9	24,5	83,2	106
PL	1,2	13,6	43,9	54,1

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EC (2013), IWES et al. (2014), Öko-Institut et al. (2016).

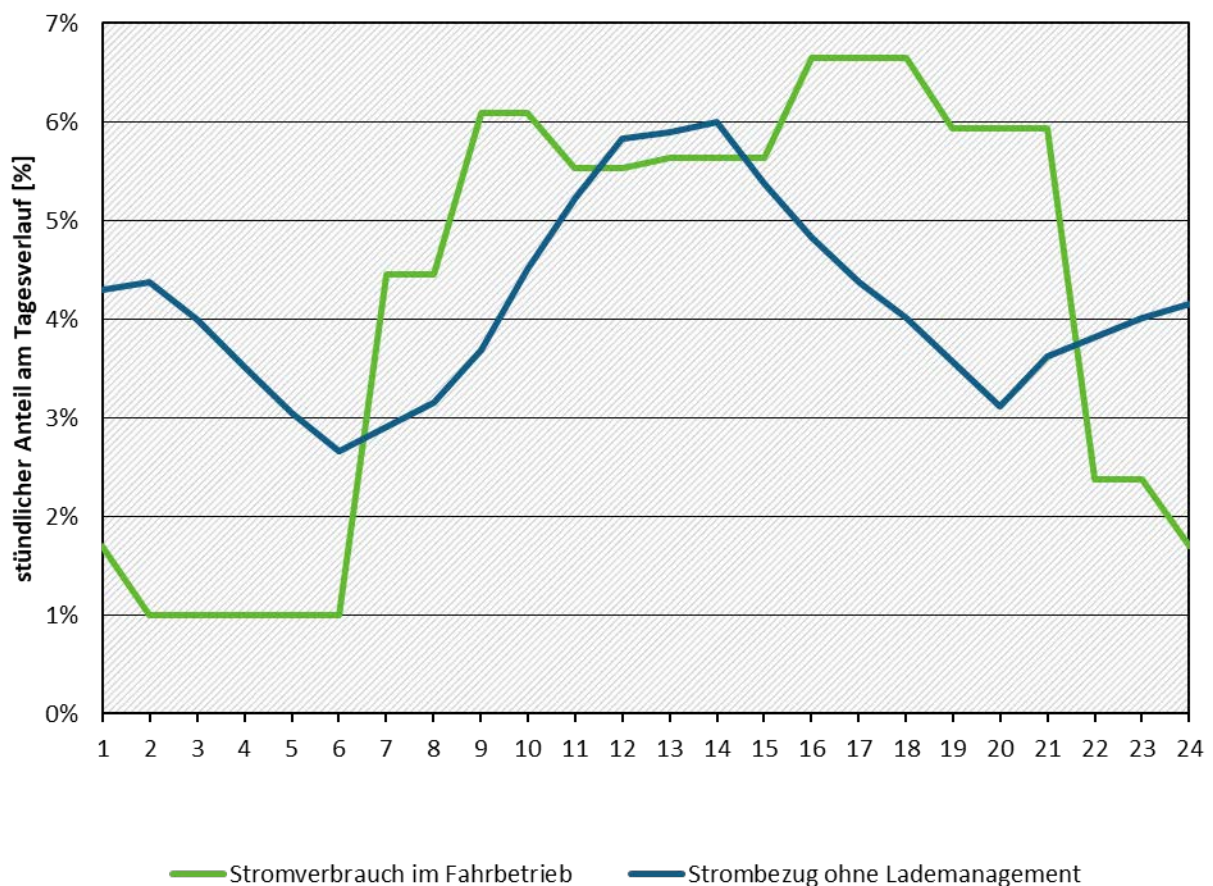
Das Verhalten der E-Pkw am Strommarkt wird auf zweierlei Arten im Modell abgebildet. Wir gehen davon aus, dass 70% aller E-Pkw ihr Ladeverhalten mit am Strompreis ausrichten, während die restlichen 30% rein bedarfsgetrieben laden. Insbesondere mit der Ausbreitung der Elektromobilität und dem Fortschritt der Systemtransformation ist es u. E. wahrscheinlich, dass ein größerer Anteil der Flotte sein Ladeverhalten auch unter ökonomischen Gesichtspunkten gestaltet. Intelligente Steuerungs- und Informationstechnik sowie flexible Stromtarife können diese Entwicklung unterstützen.

Der flexible Einsatz von E-Pkw, die Lademanagement betreiben, wird im Modell unter verschiedenen technischen Nebenbedingungen modelliert. Eine Steuerungsmöglichkeit besteht nur für die Pkw, die am Netz angeschlossen sind. Wir gehen entsprechend heutiger Statistiken

zur Fahrzeugnutzung im Individualverkehr davon aus, dass die Fahrzeuge nur während eines relativ geringen Zeitanteils tatsächlich gefahren werden. Des Weiteren nehmen wir an, dass die Ladeinfrastruktur sehr gut ausgebaut ist, sodass die Fahrzeuge bei Bedarf praktisch ohne relevante Einschränkungen geladen werden können. Die Infrastruktur ermöglicht auch, dass Fahrzeuge direkt nach kurzen oder mittleren Fahrstrecken wieder an das Netz angeschlossen werden können (z. B. bei Pendlern nach der Fahrt zur oder von der Arbeit). Dazu passend gehen wir davon aus, dass tagsüber (6-20h) 60% und nachts (20-6h) 80% der E-Pkw ans Netz angeschlossen sind. Diese Anteile übersetzen sich in die Anteile der jeweils einsetzbaren Ladeleistung.

Das Fahrprofil der E-Pkw leiten wir aus empirischen Daten laut infas/DLR (2010) ab. Da die E-Pkw nicht gleichzeitig fahren und laden, gehen wir davon aus, dass der aus dem Fahren resultierende Stromverbrauch eine Stunde später als Nachfrage nach Strom im Modell sichtbar wird. Diese Stromnachfrage kann dann zeitlich flexibel verschoben bzw. gedeckt werden, soweit es die zwingende Befriedigung des Mobilitätsbedürfnisses und die Speicherrestriktionen der Batterie zulassen. Um die Flexibilitätspotenziale nicht zu überschätzen, geben wir neben den rein technischen Grenzen der Batterie vor, dass der Speicherfüllstand (je nach Tageszeit) 48-54% des Batterievolumens nicht unterschreiten und 78% nicht überschreiten darf. Beide Grenzen tragen dem Umstand Rechnung, dass nicht immer alle Fahrzeuge am Netz angeschlossen sind. Zusätzlich repräsentiert die Untergrenze das Bedürfnis des Fahrers, auch für kurzfristige spontane Fahrten genügend Reserven zu haben.

Abbildung 11: Stromverbrauch im Fahrbetrieb und Strombezug ohne Lademanagement für E-Pkw



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von infas/DLR (2010).

Die Fahrzeuge, die kein Lademanagement betreiben, stellen dagegen keine Flexibilität für den Strommarkt bereit. Im Modell ist daher nur die fest vorgegebene Stromnachfrage dieser E-Pkw sichtbar (s. Abbildung 11).

Die stündliche Struktur des Strombezugs der nicht flexibel ladenden E-Pkw basiert ebenfalls auf dem o. g. Fahrprofil laut infas/DLR (2010). Da es angesichts von Durchmischungseffekten unwahrscheinlich ist, dass alle Fahrzeuge, die kein aktives Lademanagement betreiben, gleichzeitig und direkt nach dem Anschluss an das Netz mit voller Leistung geladen werden, gehen wir von eher von einem kontinuierlichen, mittleren Strombezug über längere Zeiträume aus. Wir nehmen an, dass der für Fahrten von 6.00 – 14.00 Uhr verbrauchte Strom nach einer Verzögerungszeit von einer Stunde über einen Zeitraum von 6 Stunden kontinuierlich nachgeladen wird, und für Fahrten von 14.00 – 6.00 Uhr über einen Zeitraum von 12 Stunden nach einer einstündigen Verzögerung. Die daraus resultierende Zeitreihe repräsentiert eine Mischung aus Fahrzeugen, die über einen längeren Zeitraum nachgeladen werden, und Fahrzeugen, die unmittelbar nach dem Fahrbetrieb weitgehend nachgeladen werden.

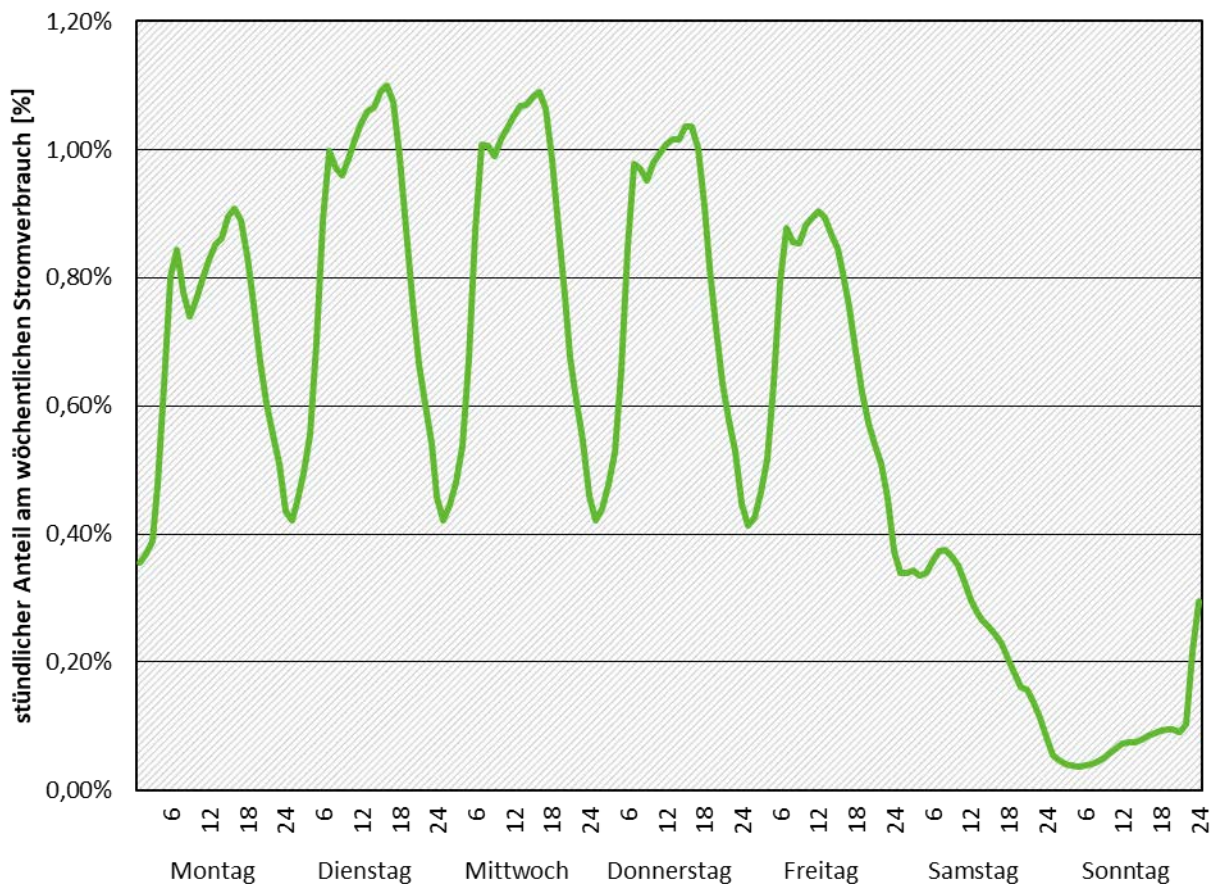
5.5.2 Oberleitungs-LKW

Oberleitungs-Lkw (O-Lkw) stellen auf dem Dekarbonisierungspfad eine Option zur Reduzierung der Emissionen im Verkehrssektor sowie eine neue Verbrauchergruppe für Strom dar. Am Strommarkt treten sie mit ihrer zusätzlichen Stromnachfrage in Erscheinung und können bei entsprechender technischer Auslegung zudem Flexibilität bereitstellen. In unseren Analysen gehen wir davon aus, dass O-Lkw ab 2030 in relevantem Maßstab genutzt werden.

Angesichts der hohen Infrastrukturanforderungen und der nötigen Zuverlässigkeit des Transports kann davon ausgegangen werden, dass O-Lkw zwar primär Strom als Antriebsform nutzen, aber zusätzlich mit einem Verbrennungsmotor und einem kleinen Tank ausgestattet werden.¹⁹ Als alternative Energiequelle wird daher in der Modellierung PtL als treibhausgasneutraler Brennstoff unterstellt, der über einen internationalen Brennstoffmarkt bezogen werden kann. Dessen Preisannahmen berücksichtigen im Wesentlichen die Eingangsdaten, die auch den Kalkulationen für treibhausgasneutrales PtG zugrunde liegen (siehe Abschnitt 5.7). Sollte auf dem Strommarkt Knappheit herrschen, weil in dieser Situation bspw. wenig Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen einspeist und gleichzeitig eine hohe Stromnachfrage besteht, kann angesichts der entsprechend hohen Strompreise flexibel auf den Verbrennungsmotor im PtL-Betrieb umgestellt werden.

Die Nutzung der Flexibilität von O-Lkw folgt also einem ökonomischen Kalkül. Wie viel Flexibilität aus Sicht des Stromsystems in einer gegebenen Situation tatsächlich zugänglich ist, ist davon abhängig, wie viele O-Lkw zu diesem Zeitpunkt unterwegs sind. Daher hinterlegen wir in der Modellierung ein Fahrprofil, das auf Öko-Institut (2014) basiert. Wie auch an anderen Stellen des O-Lkw-Annahmensets betrachten wir dabei den Einsatz im Fernverkehr als relevanten Referenzfall. Abbildung 12 zeigt das Fahrprofil, das sich nach Tageszeit und Wochentag unterscheidet.

¹⁹ Dieser Ansatz wird auch in IWES et al. (2015) sowie Öko-Institut (2014) verfolgt.

Abbildung 12: Fahrprofil von O-Lkw im Fernverkehr

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Öko-Institut (2014).

Für Deutschland basieren die Annahmen zur Anzahl der Fahrzeuge, deren elektrischer Leistung und Strombedarf ebenfalls auf Öko-Institut (2014) und Öko-Institut et al. (2016). Um die Annahmen zur Entwicklung der O-Lkw in den anderen europäischen Ländern herzuleiten, werden die Daten aus dem Referenzszenario 2013 der EU-Kommission zur Entwicklung der Transportleistung auf der Straße herangezogen (EC, 2013). Dabei wird das deutsche Verhältnis zwischen O-Lkw laut Öko-Institut (2014) und gesamter Lkw-Transportleistung laut EC (2013) auf die anderen Länder übertragen und für alle relevanten Parameter angewendet. Tabelle 27 gibt eine Übersicht der Entwicklung des Stromverbrauchs der O-Lkw ab dem Jahr 2030 in den Markt-zonen.

Tabelle 27: Stromverbrauch der O-Lkw [TWh]

Land	2030	2040	2050
DELU	11,3	23,0	42,4
AT	1,5	3,2	6,0
BENL	5,0	10,6	20,0
CH	1,5	3,2	6,0
DKNOSEFI	4,4	9,5	18,2

Land	2030	2040	2050
FR	8,3	17,6	33,4
GBIE	6,4	13,9	26,7
HUSKCZ	4,5	9,7	18,4
IB	10,1	21,8	41,4
ITSI	7,9	16,9	32,0
PL	9,9	21,1	39,2

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EC (2013), Öko-Institut (2014), Öko-Institut et al. (2016).

Letztendlich handelt es sich bei den O-Lkw also um flexible Verbraucher, die analog zu klassischem Lastmanagement (s. Kapitel 5.2.2.2) ihre Last freiwillig reduzieren, wenn es ökonomisch vorteilhaft ist. Beide Optionen sind also Substitute, die aus Sicht des Strommarktes in Knappheitssituationen ihren größten Wert haben. Da die Opportunitätskosten der O-Lkw allerdings i. d. R. niedriger sind als diejenigen klassischer (industrieller) Verbraucher, wird die Flexibilität der O-Lkw typischerweise zuerst genutzt.

5.6 Sektorkopplung: Wärme

Den Wärmesektor unterteilen wir für die Zwecke dieses Projektes in den Bereich der zentralen „KWK-fähigen“ Wärmeversorgung einerseits und in die dezentrale Wärmeversorgung andererseits. Im Folgenden beschreiben wir zunächst die Annahmen zur zentralen Wärmeversorgung, für die wir den Ausgleich von Nachfrage und Angebot endogen optimieren. Im Anschluss widmen wir uns dann den Annahmen zu den Flexibilitätsoptionen an der Schnittstelle zwischen der dezentralen Wärmeversorgung und dem Strommarkt.

5.6.1 Nachfrage

Die KWK-fähige Wärmeversorgung über Wärmenetze, also insbesondere die Bereitstellung von Fernwärme und Industriewärme, wird endogen modelliert. Um die Annahmen zur Entwicklung der entsprechenden Nachfrage herzuleiten, stützen wir uns auf die Referenzszenarien der EU-Kommission, die unter der Kategorie „Heat (from CHP and District Heating)“ zu unserem Abdeckungsbereich passende Projektionen der Nachfrage enthalten. Um einen Entwicklungspfad zu erhalten, der auch zu den ambitionierten Klimazielen dieses Projektes passt, kombinieren wir zwei europäische Referenzszenarien: Das zum Zeitpunkt der Annahmefestlegung aktuellste Referenzszenario 2013 bestimmt vereinfacht gesagt das Nachfrageniveau, während das High-RES-Szenario aus dem Jahr 2011 die relative Entwicklung der Nachfrage bis 2050 vorgibt. Auf diese Weise generieren wir zonenspezifische Entwicklungspfade, die in Summe über die Modellregion einen Anstieg der Wärmenachfrage von 2015 auf 2020 zeigen. Im Jahr 2030 liegt die Nachfrage auf einem mit 2020 vergleichbaren Niveau, bevor sie bis 2050 im Sinne zunehmender Effizienzbemühungen abnimmt.

Tabelle 28 gibt einen Überblick der Nachfrageentwicklung der KWK-fähigen Wärme.

Tabelle 28: Gesamtwärmenachfrage [TWh_{th}]

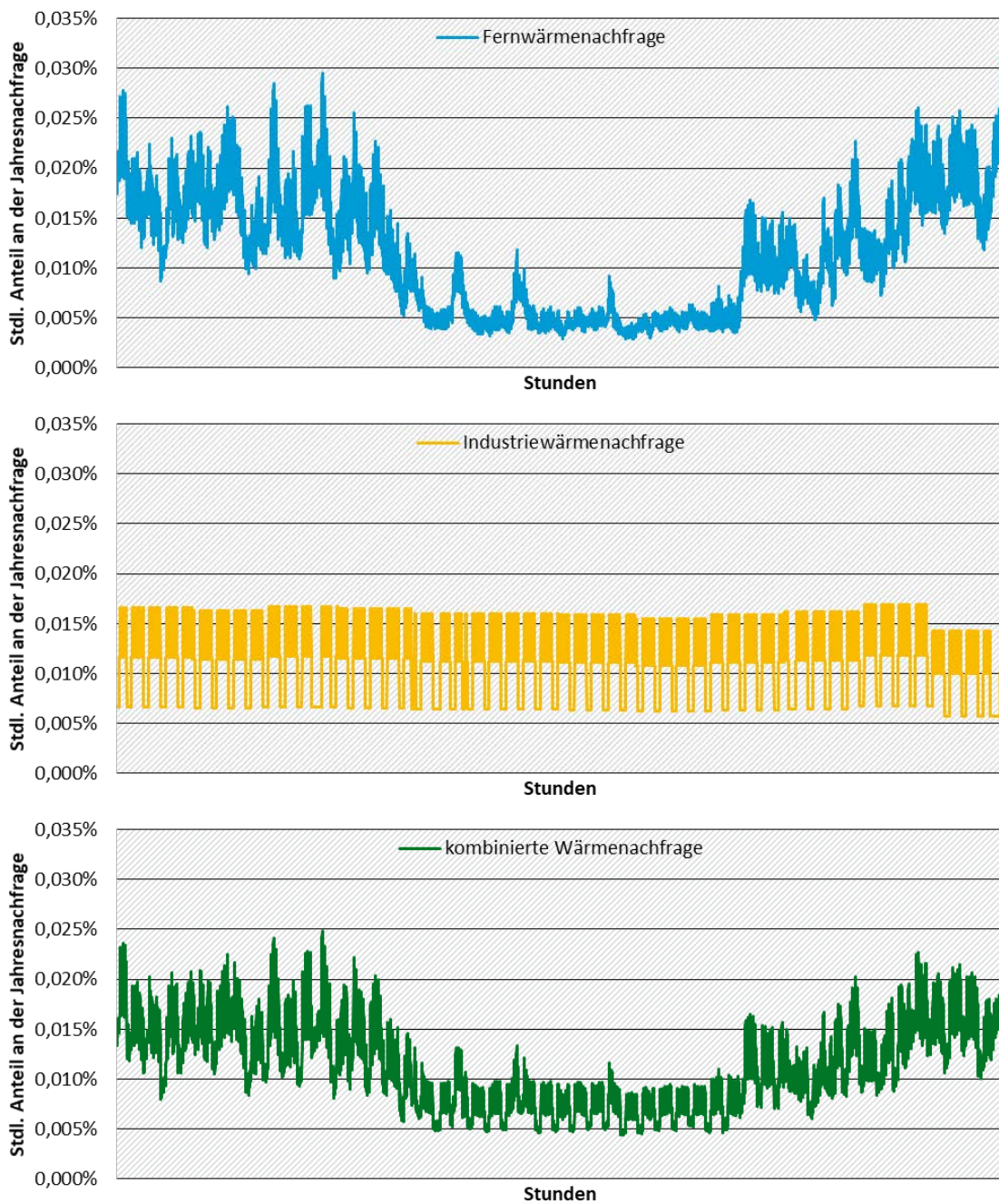
Land	2015	2020	2030	2040	2050
DELU	140,7	147,8	143,6	122,8	90,3
AT	20,8	21,7	21,4	18,6	14,4
BENL	35,8	42,5	41,3	36,3	31,3
CH	6,3	6,6	6,7	5,9	4,8
DKNOSEFI	165,1	175,8	164,2	141,5	110,8
FR	40,9	41,7	40,2	31,9	22
GBIE	13,3	19,3	18,9	20,9	17,8
HUSKCZ	52,6	57,9	54,9	47,3	35,6
IB	7,1	11,4	17,5	21,6	21,1
ITSI	34,1	38,2	40	38,9	28,8
PL	82,1	92,7	98,8	91	68,8

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EC (2011, 2013), Euroheat & Power (2015, 2018).

Die oben genannten Annahmen zur Wärmenachfrage gelten für die Summe aus Fernwärme und Industriegwärme. Die jeweilige Aufteilung zwischen diesen beiden Nachfragebereichen basiert auf länderspezifischen Angaben von Euroheat & Power (2015). Für Deutschland liegt der Fernwärmeanteil bei rund 50%, insbesondere in südlichen Ländern ist der Anteil mitunter deutlich kleiner, in Ländern mit weniger starker Industrie dagegen teils deutlich höher. Diese Aufteilung ist zum einen relevant, da einige angebotsseitige Technologien annahmegemäß nur die Fernwärmenachfrage bedienen können (s. u.), und zum anderen als Input für die Herleitung des Wärmelastprofils. Während das Fernwärmelastprofil in erster Linie von der Temperatur abhängt, sind für das Lastprofil der Industrie die Produktionsprozesse entscheidend.

Die zonenspezifischen Fernwärmelastprofile werden aus dem Profil eines deutschen Fernwärmenetzes aus dem Jahr 2010 abgeleitet, das mittels einer Regression an den Temperaturverlauf des Jahres 2008 angepasst wird. Diese Anpassung erfolgt für jede Marktzone separat, sodass sich für jede Zone ein individuelles Lastprofil ergibt. Die Lastprofile der Industriegwärmenachfrage folgen dagegen aus Annahmen über die zeitliche Struktur der industriellen Produktion und zeigen daher Unterschiede nach Wochentag und Tageszeit.

Die Profile der beiden Nachfragebereiche werden dann mit den Anteilen der Fernwärme- bzw. Industriegwärmenachfrage gewichtet zum Gesamtlastprofil zusammengefügt. An einem Beispiel zeigt Abbildung 13 die einzelnen Profile und das Gesamtprofil.

Abbildung 13: Exemplarische Wärmelastprofile

Quelle: Eigene Darstellung.

5.6.2 Angebot

Auf der Angebotsseite der endogen modellierten zentralen Wärmeversorgung berücksichtigen wir Spitzenlastkessel als reine Wärmerzeugungstechnologie, KWK-Anlagen und große PtH als sektorübergreifende Technologien sowie Wärmespeicher. In der Modellierung bilden wir diese Technologien umfassend in ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften ab, und optimieren die jeweiligen Einsatz-, Investitions- und Stilllegungsentscheidungen. Im Folgenden legen wir den Fokus auf die Annahmen zu Spitzenlastkesseln, großer PtH und Wärmespeichern, da die Annahmen für KWK-Anlagen bereits im Abschnitt 5.2.3 dargestellt wurden.

Die Annahmen zum Bestand von großen PtH-Anlagen und Wärmespeichern leiten wir aus überwiegend anlagenscharfen Informationen für die verschiedenen Marktzone ab. Hinsichtlich des Bestands von Spitzenlastkesseln gehen wir in Anlehnung an typische Fernwärmekonzepte vereinfachend davon aus, dass Kapazitäten i. H. v. 30% der jeweiligen Fernwärmespitzenlast installiert sind. In Kombination mit Annahmen zur technischen Lebensdauer leiten wir für die Bestandsanlagen ihren jeweils spätesten Stilllegungszeitpunkt ab. Für die Bestandskapazitäten der Spitzenlastkessel treffen wir wiederum vereinfachende Annahmen zur Altersstruktur der Anlagen und gehen bei einer mittleren Lebensdauer von 25 Jahren davon aus, dass spätestens bis zum Jahr 2040 alle Bestandsanlagen stillgelegt werden. Für große PtH setzen wir eine technische Lebensdauer von 20 Jahre an, während wir bei Wärmespeichern von 30 Jahren ausgehen. Alle genannten Technologien können im Zuge der Optimierung ab dem Jahr 2020 auch vor dem Ablauf ihrer technischen Lebensdauer aus ökonomischen Gründen stillgelegt werden.

Ab dem Jahr 2020 kann das Modell in die drei Technologien investieren. Dabei gelten einige zusätzliche Nebenbedingungen, wie u. a. Mindestzubauten in Höhe der in Bau befindlichen Anlagen. Eine Nebenbedingung ist, dass die Kapazität der Spitzenlastkessel mindestens 30% der maximalen zonenspezifischen Fernwärmefachfrage des jeweiligen Modelljahres entsprechen muss. Zudem gilt die Nebenbedingung, dass große PtH und Wärmespeicher nur im Niedertemperaturbereich eingesetzt werden können. Daher ist die Summe aus der Wärmeerzeugung der PtH und der Ausspeicherung der Wärmespeicher pro Stunde auf die jeweilige zonenspezifische Fernwärmelast begrenzt. Implizit begrenzen wir so auch den (ökonomisch sinnvollen) Zubau.

Tabelle 29 gibt einen Überblick über die technischen und kostenrelevanten Parameter der Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien. Für die Kapitalkosten der jeweiligen Investition gehen wir wie im Stromsektor von einem Investitionszins von 7,5% aus. Die in der Tabelle genannten Verfügbarkeiten werden vereinfachend über das Jahr konstant gehalten. Die Angaben zum Wärmespeicher orientieren sich an den Eigenschaften eines wasserbasierten Speichers, für den wir zudem ein Speichervolumen von 10 Volllaststunden unterstellen. Die Spitzenlastkessel werden annahmegemäß mit Erdgas bzw. ab 2030 bivalent mit CO₂-freiem PtG betrieben.

Tabelle 29: Techno-ökonomische Parameter der Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien (Neubau)

Technologie	Nettowirkungsgrad therm. [%]	Lebensdauer [a]	Investitionskosten [€/kW _{th}]	Fixe Betriebs- u. Instandhaltungskosten [€/kW _{tha}]	Verfügbarkeit [%]
Gr. PtH	98,0	20	40	2,50	95,0
Wärmespeicher	95 ²⁰	30	70	1,80	95,0
Spitzenlastkessel	98,0	20	70	6,50	90,0

Quelle: Eigene Annahmen und Expert*innenschätzungen des UBA.

Analog zum Vorgehen im Strommarkt geben wir für ausgewählte weitere Technologien eine exogene Wärmeerzeugung vor. Dies betrifft vor allem die Wärmeerzeugung aus Biomasse, Müll und sonstigen Gasen, wobei wir Konsistenz mit den stromseitigen Annahmen zu diesen Technologien gewährleisten. Da dennoch vereinzelt andere Wärmeerzeugungstechnologien aus Vereinfachungsgründen nicht modelliert werden (u. a. im Sinne der Transformation nicht nachhaltige Braunkohle-KWK, Öl- und kohlebefeuerte Heizwerke), unterschätzen wir das

²⁰ Gesamtwirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung.

Wärmeangebot zum Beginn des Analysezeitraums tendenziell. Im Dispatchjahr 2015 geben wir daher einmalig Ersatzkapazitäten exogen vor, damit die Wärmenachfrage in jeder Stunde gedeckt werden kann. Diese Ersatzkapazitäten, die ab dem Jahr 2020 wieder wegfallen, ordnen wir vorübergehend den Gas-KWK zu.

5.6.3 Flexibilitätsoptionen in der dezentralen Wärmeversorgung

Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung gibt es strombasierte Technologien, die einerseits zur Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung beitragen und andererseits zusätzliche Flexibilität am Strommarkt bereitstellen können. Wir modellieren in diesem Sinne den Einsatz elektrischer Wärmepumpen und dezentraler PtH-Anlagen (direktelektrisch).

5.6.3.1 Dezentrales Power-to-Heat

Die Power-to-Heat-Technologie steht in der dezentralen Wärmeversorgung bereits kurzfristig, kostengünstig und mit großen Potenzialen zur Verfügung. Sie kann fossile Wärmeerzeugung und somit fossilen Brennstoff in Situationen mit geringen Strombezugskosten substituieren, also wenn der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung günstiger ist als der Einsatz fossiler Brennstoffe. Aus Sicht des Strommarktes stellt die dezentrale PtH daher insbesondere in Situationen mit einem Überschussangebot am Strommarkt und niedrigen Strompreisen zusätzliche Flexibilität bereit.

In der Modellierung betrachten wir dezentrale PtH als Flexibilitätsoption für den Strommarkt, deren Einsatz innerhalb vorgegebener Kapazitätsgrenzen endogen optimiert wird. Das Ziel der Modellierung ist es, eine Indikation dafür zu erhalten, ob dezentrale PtH grundsätzlich als Flexibilitätsoption im Zuge der Dekarbonisierung zum Einsatz kommen würde. Um allerdings die weiteren Modellergebnisse durch die Vorgabe exogener Kapazitätsgrenzen dezentraler PtH nicht zu stark zu beeinflussen und insbesondere ein annahmengetriebenes Crowding-Out der endogen modellierten großen PtH zu vermeiden, werden die exogenen Kapazitätsgrenzen der dezentralen PtH lediglich in geringem Umfang vorgegeben.

Für Deutschland werden ab dem Modelljahr 2020 Kapazitäten i. H. v. 1,5 GW angesetzt. Analysen zur Plausibilisierung dieser Annahme weisen darauf hin, dass das Potenzial der dezentralen PtH deutlich über diesem Wert liegt. Diese Analysen ermöglichen auch die Festlegung von Annahmen für die weiteren Marktzone proportional zur deutschen Kapazität. Im Folgenden skizzieren wir das Vorgehen der Vorabanalysen.

Ausgangspunkt ist die Annahme, dass dezentrale PtH in der dezentralen Wärmeversorgung Erdgas und Öl substituieren kann (bivalenter Betrieb der Erzeugungsanlagen, Wechsel von fossilen Brennstoffen auf Strom bei niedrigem Strompreis). Wir leiten daher zunächst die Entwicklung der fossilen Wärmeerzeugung aus Erdgas und Öl für alle Modellzonen und -Jahre ab. Dazu verwenden wir Annahmen zum Gesamt-Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von Haushalten und Annahmen zum entsprechenden Anteil von Erdgas und Öl.²¹
²² Unter diesen Annahmen nimmt die Wärmeerzeugung aus Erdgas und Öl ab, da in den Studien

²¹ Den Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von Haushalten berechnen wir aus den Angaben zum Gesamt-Endenergieverbrauch von Haushalten im EU-Referenzszenario 2013 (EC, 2013) und im EU-Roadmap 2011 High-RES-Szenario (EC, 2011); Vereinfachend ziehen wir den Gesamt-Endenergieverbrauch als Proxy für den Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser heran, da wir davon ausgehen, dass der sonstige Endenergieverbrauch für Beleuchtung etc. vergleichsweise gering ist.

²² Die Anteile von Erdgas und Erdöl am Haushalts-Endenergieverbrauch zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung leiten wir für Deutschland aus dem Klimaschutzszenario 95 aus Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015) ab, für die sonstigen Marktzone aus eigenen Berechnungen auf Basis der Angaben aus STRATEGO (2017) und einer Fortschreibung des deutschen Trends.

davon ausgegangen wird, dass die Gesamtwärmenachfrage im Zuge von Effizienzsteigerungen abnimmt und gleichzeitig der Anteil fossiler Wärmequellen sinkt.

Des Weiteren gehen wir davon aus, dass der Anteil der fossilen Wärmeerzeugung, der durch PtH substituiert werden kann, mit der zunehmenden Verbreitung der PtH-Technologie im Zeitverlauf steigt. Im Jahr 2020 wird unterstellt, dass 10 % der oben genannten fossilen Wärmeerzeugung durch PtH substituiert wird. In den späteren Modelljahren 2030, 2040 und 2050 steigt der Anteil jeweils um 10 %-Pkte, sodass 2050 ein Wert von 40 % unterstellt wird.

Aus der Kombination der Annahmen zur möglichen substituierbaren fossilen Wärmeerzeugung und dem durch PtH substituierbaren Anteil ergibt sich in allen Modellzonen die folgende Entwicklung: Bis zum Modelljahr 2030 steigt die durch PtH substituierbare Erzeugung an und erreicht dort ihren Höhepunkt. Danach nimmt sie ab, da der Rückgang der fossilen Wärmeerzeugung die Entwicklung dominiert. Im Jahr 2050 liegt die durch PtH substituierbare Wärmeerzeugung auf ihrem Minimum über die Modelljahre.

Als Indikator für die entsprechenden PtH-Kapazitäten in den Marktzone ziehen wir die Lastspitze der durch PtH potenziell zu deckenden dezentralen Wärmenachfrage heran. Sie ergibt sich aus der jährlichen durch PtH substituierbaren Wärmeerzeugung und einem stündlichen Profil der Gebäudewärmenachfrage (s. u.). Das Minimum der so abgeschätzten PtH-Kapazitäten liegt für Deutschland bei 6,1 GW, also etwa beim Vierfachen der für die Modellierung vorgegebenen Kapazität von 1,5 GW. Für die weiteren Modellzonen kann die Annahme für die Modellierung abgeleitet werden, indem die aus der beschriebenen Analyse abgeschätzten Minima der Kapazitäten proportional zu den Annahmen für Deutschland skaliert werden. Die Annahmen für die Schweiz und Norwegen werden nach dem gleichen Muster mit ergänzenden Informationen von Eurostat und dem Schweizer Bundesamt für Energie abgeleitet. Insgesamt ergeben sich so in Summe über die Modellregion Kapazitäten i. H. v. 7,1 GW.

Der Einsatz der so ermittelten Kapazitäten wird im Modell durch die stündlichen zonenspezifischen Profile der Gebäudewärmenachfrage begrenzt. Zur Herleitung dieser Profile wird ein deutsches Basis-Profil aus einem anderen UBA-Vorhaben genutzt, welches aus den Jahren 2006 und 2010 stammt (Ecofys/IWES, 2016). Unter Verwendung der Temperaturdaten aus dem COSMO-EU-Modell erfolgt mittels Regressionsanalyse eine Anpassung auf das hier zugrundeliegende Wetterjahr 2008. Für die anderen Marktzone gehen wir analog vor und verwenden dabei die jeweiligen zonenspezifischen Temperaturdaten.

Die ökonomischen Prämissen für den Einsatz basieren zum einen, wie bereits eingangs erwähnt, auf den Opportunitätskosten des alternativen Einsatzes fossiler Brennstoffe zur dezentralen Wärmeerzeugung. Für den Einsatz von dezentraler PtH gibt es daher im Modell eine monetäre Gutschrift in Höhe der vermiedenen fossilen Brennstoffkosten. Als Maßstab nehmen wir hier die Kosten der Erdgas-basierten Wärmeerzeugung (berechnet aus dem Erdgaspreis und einem Heizungs-Wirkungsgrad von 98%), die insbesondere mit der fortschreitenden Dekarbonisierung die relevante Alternative zu PtH darstellt. Zum anderen gibt es im Modell noch eine Gutschrift für die vermiedenen Emissionen der erdgasbasierten Wärmeerzeugung (s. Erläuterungen in Kapitel 5.1.3.1). Diese Gutschriften erhöhen das verfügbare CO₂-Budget und setzen einen zusätzlichen ökonomischen Anreiz für den Einsatz von dezentraler PtH, da es die Kosten der CO₂-Vermeidung innerhalb der endogen modellierten Sektoren verringert.

Szenariospezifische Annahmen: Szenario mit ambitionierterem EU-Klimaschutz

Im Szenario mit ambitionierteren EU-Klimazielen variieren wir die Annahmen zu den Gutschriften für das Jahr 2050. Hintergrund ist, dass wir von einer vollständigen Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeerzeugung bis 2050 ausgehen. Auch die dezentrale Wärmeerzeugung muss daher bis 2050 flächendeckend auf PtG und andere CO₂-neutrale Optionen umgestellt sein. Dementsprechend ist PtH im Jahr 2050 das Substitut für PtG und nicht mehr für Erdgas. Die finanzielle Gutschrift für dezentrale PtH leitet sich daher in diesem Modelljahr aus dem PtG-Weltmarktpreis ab, und es gibt keine CO₂-Gutschrift mehr.

5.6.3.2 Wärmepumpen

Elektrische Wärmepumpen sind die zweite Technologie zur dezentralen Wärmeerzeugung, die wir in diesem Projekt endogen modellieren. Wärmepumpen können bei der Dekarbonisierung der dezentralen Wärmeversorgung eine bedeutende Rolle spielen, insbesondere mit einem steigenden EE-Anteil an der Stromerzeugung. Gleichzeitig können Wärmepumpen Flexibilitätspotenziale für den Strommarkt bereitstellen, wenn sie – wie hier unterstellt – gemeinsam mit einem Wärmespeicher betrieben werden.

Die Nutzung eines Wärmespeichers erlaubt es, die Wärmeerzeugung von der Wärmenachfrage zeitlich zu entkoppeln bzw. den Strombezug der Wärmepumpen zeitlich zu verschieben. Das entsprechende Einsatzverhalten am Strommarkt optimieren wir modellendogen unter der Vorgabe, dass der zugrundeliegende Wärmebedarf jederzeit gedeckt wird. In Anlehnung an die in der Studie „Energieziel 2050“ (UBA, 2010) angenommene Speichergröße wird die Annahme getroffen, dass der Stromverbrauch der Wärmepumpen um maximal vier Stunden verschoben werden kann. Als Jahresarbeitszahl liegt ein temperaturunabhängiger Mittelwert von 3,5 zu Grunde (vgl. UBA-Studie „Energieziel 2050“ sowie aktuelle Umweltbundesamt-Expert*innen-schätzung). Der jährliche Stromverbrauch der Wärmepumpen basiert auf IWES et al. (2014) bzw. für Deutschland ab 2030 auf dem Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015). Tabelle 30 fasst die Annahmen zum Stromverbrauch ab dem Jahr 2020 zusammen.

Tabelle 30: Stromverbrauch der Wärmepumpen [TWh]

Land	2020	2030	2040	2050
DELU	7,2	22,1	37,2	43,2
AT	0,7	1,1	2,0	2,9
BENL	2,4	3,7	6,9	10,0
CH	0,7	1,1	2,0	2,8
DKNOSEFI	3,1	5,1	9,1	13,0
FR	5,2	8,3	15,2	22,1
GBIE	7,6	12,1	22,1	32,1
HUSK CZ	2,2	3,4	6,3	9,1
IB	2,2	3,6	6,5	9,4
ITSI	2,9	4,5	8,3	12,0
PL	3,3	5,2	9,6	13,9

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von IWES et al. (2014), Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015).

Die stündliche Struktur der dahinterliegenden Wärmenachfrage folgt dem Profil der Gebäudewärmenachfrage, das wir im Kontext der dezentralen PtH bereits erläutert haben (s. Kapitel 5.6.3.1). Wir gehen außerdem davon aus, dass die elektrische Leistung der Wärmepumpen so ausgelegt ist, dass sie die maximale jährliche Wärmelast abdecken kann. Für die deutsche Marktzone steigt die elektrische Leistung von 3,6 GW im Jahr 2020 auf 21,6 GW im Jahr 2050 an. Für die Modellregion insgesamt beläuft sich die Leistung auf 21,4 GW (2020) bzw. 96,5 GW (2050).

5.7 Strombasierte Brennstoffe

Dieses Projekt betrachtet sowohl Power-to-Gas (PtG) als auch Power-to-Liquid (PtL) an den für die Strom- und Wärmesektoren relevanten Stellen. Im Bereich Power-to-Gas umfasst das den Einsatz von PtG-Methan zur Strom- und Wärmeerzeugung, sowie die endogene Produktion von PtG (je nach Szenario Methan oder Wasserstoff). PtL kommt als alternativer Brennstoff für O-Lkw ins Spiel.

5.7.1 Power-to-Gas

Power-to-Gas kann in der Energieversorgung unterschiedliche Rollen übernehmen. Unter anderem kann PtG, wenn es auf Basis von erneuerbarem Strom produziert wird, eine CO₂-freie Alternative zum Einsatz fossiler Brennstoffe in der Strom- und Wärmeerzeugung darstellen. Darüber hinaus kann die PtG-Produktion, die Strom als Input benötigt, am Strommarkt als flexibler Verbraucher agieren und die EE-Integration unterstützen. Beide Aspekte sind Teil der Modellierung und werden im Folgenden mit den jeweiligen Annahmen erläutert.

5.7.1.1 Power-to-Gas als CO₂-freier Brennstoff für die Strom- und Wärmeerzeugung

In den modellbasierten Szenarioanalysen gehen wir davon aus, dass ab dem Jahr 2030 ein Weltmarkt bzw. Regionalmarkt für treibhausgasneutrales EE-basiertes Power-to-Gas existiert (dieser wurde mit einem konservativen Ansatz exemplarisch in Form von Methan aus EE-Strom modelliert, da die Kostenunsicherheiten bei EE-Wasserstoff zum Zeitpunkt der vorbereitenden Analysen, insbesondere die Unsicherheiten für die Transportkosten von importiertem Wasserstoff, größer als bei PtG-Methan waren). Im endogen modellierten Bereich der Strom- und Wärmesektoren kann daher PtG zu einem festgelegten Weltmarkt- bzw. Regionalmarktpreis importiert und zur CO₂-freien Strom- und Wärmebereitstellung genutzt werden.²³ Die Energieerzeugung auf Basis von PtG ist also eine zusätzliche CO₂-Vermeidungsoption. Ihr Einsatz beeinflusst im Modell sowohl die Höhe der CO₂- als auch der Strompreise.

Der Marktpreis für PtG wird dem Modell also exogen vorgegeben, sodass Nachfrager als Preisnehmer agieren. Die Preisannahmen werden in einer vorgelagerten Modellierung ermittelt. Dabei ist der Gedankengang, dass der Weltmarktpreis durch die Kosten für die Produktion von PtG-Methan auf Basis von erneuerbaren Energien zuzüglich der Kosten für den Transport des PtG nach Europa gesetzt wird. Berücksichtigt werden dabei die Investitions- und Betriebskosten der gesamten Wertschöpfungskette. Dies ist bereits ein konservativer Ansatz, weil die Gesteigungskosten für PtG-Methan insbesondere aufgrund der höheren Umwandlungsverluste deutlich höher sind als für PtG-Wasserstoff.

Im Folgenden skizzieren wir zunächst die Wertschöpfungskette der Herstellung von PtG-Methan und die techno-ökonomischen Annahmen, die für jede Stufe der Kette relevant sind. Die wich-

²³ Neben dem Energiesektor sind auch andere Sektoren wie die Industrie, der Luft- und Schiffsverkehr und der Landverkehr potenzielle Nachfrager für CO₂-freie Brennstoffe vom Weltmarkt. Eine weitergehende Plausibilisierung und Analyse der Preisfindung auf solch neuen internationalen Brennstoffmärkten erfolgte im Rahmen dieses Vorhabens nicht.

tigsten technischen Komponenten der PtG-Herstellung sind im engeren Sinne die Elektrolyse, die CO₂-Abscheidung und die Methan-Synthese, sowie im weiteren Sinne auch die dafür erforderliche EE-Stromerzeugung²⁴.

Referenzstandort und erneuerbare Stromerzeugung

Für die PtG-Produktion wurde ein Referenzstandort unterstellt, der preissetzend für den europäischen Markt ist, und dessen EE-Standorteigenschaften an anderen Standorten in vergleichbarer Qualität und signifikantem Umfang vorhanden sind. Dieser Referenzstandort liegt in der Region um Tarfaya an der nordafrikanischen Atlantikküsten im südlichen Marokko. Diese Region zeichnet sich durch gute Wind- und Solarerträge aus, die auch für eine günstige Herstellung von PtG genutzt werden können. Der Transport des PtG nach Europa erfolgt dann mittels Pipeline (s. u.).

Auf Grundlage der techno-ökonomischen Parameter erscheinen Onshore-Windenergieanlagen (Schwachwind- und/oder Starkwindauslegung) und PV-Anlagen am besten für die Bereitstellung des für die PtG-Herstellung erforderlichen Energiebedarfs geeignet. Aus Gründen der Konsistenz werden ausschließlich dieselben Anlagentechniken (mit denselben Kosten, s. Kapitel 5.3.1.3) verwendet, die auch für die Strommarktmodellierung genutzt werden.

Für die drei genannten Technologien werden stündliche Einspeisestrukturen für den Referenzstandort erstellt. Die in diesem Projekt sonst verwendeten COSMO-EU-Wetterdaten decken diese Region jedoch nicht mehr ab. Daher werden hilfsweise die im COSMO-EU-Modell verfügbaren Wetterdaten in der ca. 350 km (in östlicher Richtung) entfernten Süd-Ost-Ecke von Marokko genutzt. Für die Windenergie werden die Daten des COSMO-EU-Modells zudem mit den Windverteilungen aus dem „Global Atlas For Renewable Energy“ von IRENA beider Standorte skaliert.

Die EE-Einspeisezeitreihen begrenzen die maximal für die PtG-Produktion verfügbare Strommenge auf stündlicher Ebene. Da wir keine Zwischenspeicherung des Stroms unterstellen, kann die Stromerzeugung und die PtG-Produktion nur quasi zeitgleich erfolgen. Die Nutzung des Stroms zur PtG-Herstellung folgt also in dem vorgeschalteten Modell zur Optimierung der Anlagenauslegung einem „take it or leave it“ Prinzip auf stündlicher Basis.

Elektrolyse

Im ersten Schritt der PtG-Herstellung wird mittels Elektrolyse aus Strom und Wasser Wasserstoff erzeugt. Wie viel Wasserstoff aus dem bereitgestellten EE-Strom maximal gewonnen werden kann, hängt aus technischer Sicht maßgeblich von dem Elektrolyse-Wirkungsgrad ab, den wir bezogen auf den Heizwert mit 70% (2030) bzw. 75% (ab 2040) ansetzen. Des Weiteren berücksichtigen wir eine Anlagenverfügbarkeit von 90%, welche die Wasserstoff-Produktion zusätzlich begrenzt. Die Investitions- und Fixkosten der Elektrolyse orientieren sich an den Angaben in Öko-Institut et al. (2016) (s. Tabelle 31). Analog zum Vorgehen in Öko-Institut et al. (2016) vernachlässigen wir hier den Energiebedarf und die Kosten für die Bereitstellung und Aufbereitung von Wasser, die im Kontext des Gesamtprozesses wenig ins Gewicht fallen.

CO₂-Bereitstellung

Für die Herstellung von Methan aus Wasserstoff wird als zusätzliche Komponente CO₂ benötigt. Die CO₂-Bereitstellung erfolgt annahmegemäß durch Abscheidung aus der Luft in sogenannten Direct-Air-Capture-Anlagen (DAC) (s. Tabelle 31 für eine Zusammenfassung der relevanten

²⁴Die konkrete Dimensionierung der EE-Kapazitäten und der PtG-Anlagenkomponenten wird im Zuge einer Vorabanalyse endogen optimiert, um eine kostenminimale Auslegung des Gesamtprozesses zu approximieren. Dieses Vorgehen trägt dem Umstand Rechnung, dass im Zeitverlauf aufgrund der Kostenentwicklung der verschiedenen Komponenten unterschiedliche Konfigurationen vorteilhaft sein können. Durch die Vorab-Optimierung stellen wir sicher, dass wir die PtG-Kosten nicht unnötig überschätzen und dadurch die Aussagekraft der Szenarioanalyse beeinträchtigen.

Parameter). Die Annahmen zum Energiebedarf und den Kosten dieser noch jungen Technologie basieren auf Fasihi et al. (2016), Angaben der Firma Climeworks und der erwarteten relativen Kostenentwicklung von Methanisierungsanlagen laut Öko-Institut et al. (2016). Für die bei der CO₂-Abscheidung zusätzlich zu Strom benötigte Wärme unterstellen wir, dass sie in direkt-elektrischen PtH-Anlagen erzeugt wird. Der entsprechende Gesamt-Strombedarf wird zeitgleich zum Stromverbrauch der Elektrolyse aus der o. g. EE-Erzeugung gedeckt. Wir gehen also davon aus, dass die CO₂-Bereitstellung zeitgleich zur Wasserstoff-Produktion erfolgt (kein Bedarf für Wärmespeicher), und dass die Menge des abgeschiedenen CO₂ exakt auf die erzeugten Wasserstoff- bzw. die daraus produzierten Methan-Mengen abgestimmt ist. Die DAC-Anlagenverfügbarkeit wird dabei mit 90% angenommen.

Methan-Synthese

Die Methan-Synthese ist der letzte Schritt zur Herstellung des PtG-Endproduktes. Wir gehen davon aus, dass die Methan-Synthese zeitlich von der Bereitstellung des EE-Stroms, des Wasserstoffs und des CO₂ entkoppelt wird. Dafür werden die Zwischenprodukte Wasserstoff und CO₂ vorübergehend gespeichert. So kann die Synthese-Anlage konstant mit hoher Auslastung eingesetzt und dementsprechend kosteneffizient ausgelegt werden. Es wird angenommen, dass für die Zwischenspeicherung von Wasserstoff und CO₂ ausreichend große Gasspeicher bestehen (z.B. im Untergrund oder in Druckrohrleitungsspeichern), und dass die Speicherkosten im Verhältnis zu denen der zentralen Anlagenkomponenten (EE-Anlagen, Elektrolyse, Methanisierung) vernachlässigbar sind.

Der Wirkungsgrad und die Kosten der Synthese-Anlage orientieren sich an den Annahmen aus Öko-Institut et al. (2016) und Fasihi et al. (2016) (s. Tabelle 31 für eine Zusammenfassung der relevanten Parameter). Die Anlagenverfügbarkeit wird wie bei den anderen Komponenten mit 90% angesetzt.

Tabelle 31: Übersicht Elektrolyse, DAC und Methan-Parameter

	2030	2040	2050
Elektrolyse			
Investitionskosten [€/kW _{el}]	900	750	500
Fixe Betriebskosten [% der Investitionskosten]	3%	3%	3%
Wirkungsgrad (bzgl. Heizwert) [%]	70%	75%	75%
DAC			
Investitionskosten [€/tCO ₂ a]	230	200	170
Fixe Betriebskosten [% der Investitionskosten]	4%	4%	4%
Energieverbrauch [kWh _{el} /kgCO ₂]	1,73	1,73	1,73
Methan-Synthese (CH₄)			
Investitionskosten [€/kW _{th}]	400	350	300
Fixe Betriebskosten [% der Investitionskosten]	3%	3%	3%
Wirkungsgrad (bzgl. Heizwert) [%]	79%	79%	79%
CO ₂ -Verbrauch bei PtG-Produktion [kgCO ₂ /kgH ₂]	5,5	5,5	5,5

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Fasihi et al. (2016), Öko Institut et al. (2016), Climeworks nach Auskunft von UBA.

PtG-Transport

Der Transport des PtG-Methans vom Referenzstandort nach Europa erfolgt via Pipeline. Die Transportkosten bis zum europäischen Festland umfassen zum einen die Investitions- und Betriebskosten der Pipeline, die auf die transportierten PtG-Mengen umgelegt werden. Zusätzlich berücksichtigen wir die im Zuge des Transports anfallenden Verluste. Tabelle 32 fasst die relevanten Annahmen zusammen.

Tabelle 32: Übersicht Pipelineauslegung

	2030	2040	2050
Durchmesser [mm]	1.000	1.000	1.000
Druck [bar]	84	84	84
Max. Transportkapazität (bzgl. Heizwert) [GW _{th}]	65,5	65,5	65,5
Mittlere Auslastung	80%	80%	80%
Investitionskosten [€/km]	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Länge der Pipeline inkl. Umwege [km]	1.861,6	1.861,6	1.861,6
Transportverluste bzgl. Strom [%/km]	0,0022%	0,0022%	0,0022%
Transportverluste bzgl. PtG [%/km]	0,0040%	0,0037%	0,0037%

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Öko Institut et al. (2016) und Expert*innen-Schätzung des UBA.

Nachdem das PtG-Methan das europäische Festland erreicht hat, sind weitere Transporte des Brennstoffs zu den Kraftwerken erforderlich. Wir gehen davon aus, dass dafür die bestehende Erdgasnetz-Infrastruktur genutzt werden kann. Für den innereuropäischen Transport setzen wir demnach auch mit 0,5 €/MWh_{th} den gleichen Kostensatz an, den wir auch für konventionelles Erdgas unterstellen.

Weltmarktpreis für PtG-Methan

Das Ergebnis des Modells zur optimalen Dimensionierung der PtG-Anlagen und den daraus folgenden Herstellungskosten bzw. Weltmarktpreisen ist in Tabelle 33 zusammengefasst. Bei den Angaben zur Dimensionierung stellen wir zur besseren Anschaulichkeit diejenige installierte Leistung der Komponenten dar, die für eine Wasserstoff-Jahresproduktion von 1 GW_{th} benötigt werden.

Tabelle 33: Auslegung und Preise für je 1 GW_{th}/a CH₄-Produktion

	2030	2040	2050
Installierte Leistung			
Schwachwind [kW _{el}]	307,0	289,4	293,6
PV [kW _{el}]	22,5	23,3	6,4
EE-Kombianlage in Summe [kW _{el}]	329,5	312,7	300,0
Elektrolyse [kW _{el}]	270,1	251,7	255,3
Elektrolyse [kW _{th}]	189,1	188,8	191,5

	2030	2040	2050
DAC [kW _{el}]	53,9	53,8	54,6
DAC [kgCO ₂ a]	183.088,9	183.088,9	183.088,9
Synthese [kW _{th}]	100,2	100,2	100,2
VLh (installierte Leistung)			
Schwachwind [h]	5.480	5.480	5.480
PV [h]	1.911	1.911	1.911
EE-Kombianlage in Summe [h]	5.236	5.214	5.404
Elektrolyse [h]	5.289	5.298	5.222
DAC [h]	5.289	5.298	5.222
Synthese [h]	7.884	7.884	7.884
Preis			
EE-Strom (gemittelt) [€/MWh _{el}]	38,35	35,90	34,17
PtG Endprodukt exkl. Transport [€/MWh _{th}]	137,04	116,79	101,14
PtG-Endprodukt am Verbrauchsstandort / frei Kraftwerk [€/MWh _{th}]	148,52	126,19	109,46

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Ergebnisse zeigen, dass zur EE-Stromerzeugung (mit den verwendeten Kostenannahmen) überwiegend Schwachwindanlagen eingesetzt werden, da diese Technologie aufgrund ihrer hohen und relativ gleichmäßigen Erzeugung – in Verbindung mit den relativ hohen Investkosten für die Elektrolyse – am besten geeignet ist, um auch eine hohe und gleichmäßige Auslastung der PtG-Anlage zu ermöglichen. PV wird lediglich in kleinem Umfang genutzt, um einzelne Windflauten auszugleichen (bei deutlich niedrigeren Kosten der Elektrolyse oder/und günstigeren PV-Kosten sind jedoch auch stärker PV-basierte Elektrolyse-Systeme zu erwarten). Die optimale elektrische Leistung der Elektrolyse ist geringer als diejenige der Windanlagen, weil zeitgleich neben der Elektrolyse auch die DAC-Anlage mit Strom versorgt werden muss. An den identischen Volllaststunden der Elektrolyse- und DAC-Anlagen lässt sich das bereits beschriebene zeitgleiche Einsatzverhalten der beiden Komponenten wiedererkennen. Die hohen Volllaststunden der Synthese-Anlage spiegeln dagegen die zeitlich entkoppelte, gleichmäßige Auslastung an der Obergrenze der verfügbaren Leistung wider, durch die die Kosten der Methanisierung minimiert werden.

Die Herstellungskosten des PtG-Methan am Standort in Nordafrika betragen mit den verwendeten Modellannahmen und der optimierten Anlagenauslegung 137,04 €/MWh_{th} im Jahr 2030, und sinken dann aufgrund des technischen Fortschritts und der abnehmenden Stromgestehungs- und Anlagenkosten auf 116,79 €/MWh_{th} im Jahr 2040 und 101,14 €/MWh_{th} im Jahr 2050. Durch die zusätzlichen Kosten für den Transport nach und in Europa liegen die Brennstoffkosten frei Kraftwerk im Vergleich dazu um 12 bis 8 €/MWh_{th} höher, und zwar bei 148,52 €/MWh_{th} in 2030, 126,19 €/MWh_{th} in 2040 und 109,46 €/MWh_{th} in 2050.

Diese Preise liegen um ein Vielfaches höher als die Preise des fossilen Erdgases, das PtG in der Strom- und Wärmeerzeugung ersetzen kann. Es ist daher zu erwarten, dass PtG erst bei hohen CO₂-Preisen zum Einsatz kommt.

Neuere Erkenntnisse zu den PtG-Kosten

Langfristig wird PtG in allen Szenarien als ein Baustein benötigt, um die erforderlichen Emissionsminderungen in der Strom- und Wärmeerzeugung effizient zu erreichen. Zugleich haben die PtG-Kosten u.a. einen großen Einfluss auf die CO₂- und Strompreise.²⁵

Die Kostenannahmen zur Modellierung von PtG-Methan wurden im Rahmen der vorbereitenden Analysen schon im Jahr 2017 festgelegt und auch zu diesem Zeitpunkt mit einem konservativen Ansatz gesetzt. Zudem gab es in den letzten Jahren sehr starke Kostensenkungen bei zentralen Komponenten für die Produktion von PtG, insbesondere bei den Gesteungskosten der PV und den Investitionskosten der Elektrolyse. Daher sind mit den aktuellen Entwicklungen bereits für das Modelljahr 2030 niedrigere PtG-Kosten zu erwarten als hier dargestellt bzw. als den Modellierungen zugrunde liegen. Diese Entwicklungen sind bei der Interpretation der vorliegenden Modellergebnisse zu berücksichtigen.

Auf Grundlage der aktuellen Entwicklungen und Abschätzungen verschiedener Akteure der Energiewirtschaft zur Kostenentwicklung von Elektrolyseuren und Photovoltaik sind insbesondere für in Europa hergestellten EE-Wasserstoff Entwicklungspfade mit deutlichen Kostensenkungen denkbar. Bei einer solchen Kostensenkung könnte die Nutzung von PtG-Wasserstoff eine günstige Alternative zu dem in der Modellierung angenommenen PtG-Methan²⁶ sein, wenn der Wasserstoff relativ verbrauchsnahe erzeugt wird, weil dann der Transport einfacher und kostengünstiger in Pipelines möglich ist und zugleich die erheblichen Kosten und Energieverluste der Methanisierung eingespart werden können. Die Voraussetzungen für die Realisierung eines solchen Pfades sind u. a., dass rechtzeitig ausreichende wasserstofffähige Ferngasleitungen zu den zentralen Kraftwerksstandorten vorhanden sind (vgl. bspw. BNEF, 2020, Bukold, 2020 und Guidehouse et al., 2020), und dass die Wasserstoffnachfrage signifikant ansteigt, sodass die Produktion von Elektrolyseuren ausgebaut wird und die damit verbundenen Skaleneffekte bzw. Kostensenkungspotenziale realisiert werden können (vgl. BNEF, 2020).

Im Folgenden wird anhand aktueller Daten und Studien die Bandbreite der Abschätzungen zur PtG-Kostenentwicklung kurz dargestellt. Dabei liegt der Fokus auf der Herstellung von EE-basiertem PtG-Wasserstoff in Europa. Diese Übersicht dient der ersten Orientierung der Leser*innen. Detaillierte eigene Abschätzungen zur Nachfrage- und Kostenentwicklung von PtG-Wasserstoff erfordern vertiefende Analysen, die über den Gegenstand dieses Abschnitts hinausgehen.

Elektrolysekosten:

Die Investitionskosten für große Elektrolyseanlagen sind in den letzten Jahren sehr stark gefallen und liegen in China laut Bloomberg New Energy Finance (BNEF) bereits heute mit Anlagenkosten von teilweise 170 €/kW^{27, 28} sehr deutlich unter den in diesem Projekt für das Jahr 2050 angenommenen Investitionskosten von 500 €/kW. Bis 2030 können in China laut BNEF

²⁵ Siehe Abschnitt 5.7.3.

²⁶ Die in der Modellierung angenommenen Preise für PtG-Methan liegen zwischen rund 150 €/MWh in 2030 und rund 110 €/MWh in 2050 (s. Tabelle 33).

²⁷ Vgl. Mathis (2019), IRENA (2019), Bukold (2020).

²⁸ Hier und im Folgenden eigene Währungsumrechnung mit 1,18 \$/€.

bereits Investitionskosten von etwa 100 €/kW erreicht werden.²⁹ Diese Kostensenkungen sollen insbesondere durch Skaleneffekten der Massenfertigung und Automatisierung der Produktion realisiert werden. Sofern die für diese Ausweitung der Produktion ursächliche Nachfragesteigerung eintritt, erscheinen die genannten Kostensenkungen vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren – durch Massenproduktion, Automatisierung sowie intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten – realisierten Kostensenkungen bei Photovoltaik und Batteriespeichern plausibel.

Nach Einschätzung von BNEF können die Produzenten in Europa und anderen Teilen der Welt bis zum Jahr 2030 zu China aufschließen, sodass bei einer entsprechenden Nachfragesteigerung auch in Europa bis 2030 Kosten von 100 EUR/kW erreicht werden könnten.³⁰ Die International Energy Agency (IEA) geht dagegen bis 2030 von Anlagenkosten in Höhe von 340-550 EUR/kW aus, und nach Einschätzung der International Renewable Energy Agency (IRENA) sind die heute in China beobachteten 170 EUR/kW in Europa erst ab 2040 in relevanter Verbreitung erreichbar.³¹ Diese Studien zeigen, dass die Einschätzungen zur Kostenentwicklung maßgeblich von den Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage nach PtG-Wasserstoff abhängen.

PV-Gestehungskosten:

Die Gestehungskosten der Photovoltaik sind in den letzten Jahren weiter sehr stark gefallen, insbesondere bei sehr großen Freiflächenanlagen in sonnenreichen Gegenden der Erde. So liegen die Gestehungskosten bereits in verschiedenen aktuellen internationalen PV-Projekten mit günstigen Standorten (einschließlich Südeuropa) teilweise bei weniger als 20 €/MWh.³² Diese aktuellen Gestehungskosten liegen damit bereits sehr deutlich unter den für das Jahr 2050 angenommenen Gestehungskosten der Photovoltaik von etwa 35 €/MWh, die im Rahmen der Modellierung für die Produktion von PtG-Methan in Südwest-Marokko angenommen wurden.³³ Auch in Zukunft sind bei der Photovoltaik weitere große Kostensenkungen zu erwarten. Bereits im Jahr 2030 könnten die Gestehungskosten der Photovoltaik in Südeuropa deutlich unter 20 €/MWh liegen.³⁴

EE-Wasserstoff:

Die Abschätzungen zu den Gestehungskosten von EE-Wasserstoff in der aktuellen Literatur hängen maßgeblich von den Kostenannahmen für Elektrolyseure und EE-Strom ab. Die Abschätzungen der IEA für Europa, denen für das Jahr 2030 die o. g. Annahmen zu den Elektrolyse-Anlagenkosten sowie EE-Stromgestehungskosten von ca. 34 €/MWh zugrundeliegen, kommen auf eine Bandbreite der Wasserstoffkosten von 51 €/MWh bis 102 €/MWh.³⁵

²⁹ Vgl. Mathis (2019).

³⁰ Vgl. Mathis (2019).

³¹ Vgl. Bukold (2020), IRENA (2019).

³² Beispielsweise wurde in einer Ausschreibung in Katar Anfang 2020 ein 800-MW-Projekt mit 14 €/MWh Vergütung bezuschlagt, bei einer Laufzeit von 25 Jahren (vgl. PV Magazine, 2020). In Portugal betrug der mittlere Zuschlagspreis bei einer Ausschreibung von 1150 MW in 2019 rund 20 €/MWh (das günstigste Gebot lag bei 15 €/MWh) bei einer Laufzeit von 15 Jahren (vgl. Renewables Now, 2019).

³³ In Deutschland wird derzeit ein PV-Projekt mit 187 MW installierter Leistung mit Investitionskosten von ca. 535 €/MW (ohne EEG-Förderung) realisiert (vgl. EnBW, 2020). Diese Kosten liegen in der Größenordnung der in der Modellierung für 2050 angenommenen Investitionskosten.

³⁴ So könnten beispielsweise die PV-Gestehungskosten für Großanlagen in Spanien und Italien bis 2030 auf etwa 15 €/MWh und bis 2050 auf etwa 10 €/MWh sinken (vgl. Vartiainen et al., 2020). Selbst in Süddeutschland könnten die PV-Gestehungskosten bis 2030 auf unter 30 €/MWh fallen (vgl. Vartiainen et al., 2020).

³⁵ Vgl. Bukold (2020) auf Basis von IEA (2019).

Wird dagegen wie in BNEF (2020) ein Wasserstoff-Boom mit einem Preissturz der Elektrolyseanlagen auf 114 €/kW in 2030 und 83 €/kW in 2050 unterstellt, liegen die globalen Wasserstoff-Gestehungskosten je nach Standortqualität zwischen 38 €/MWh und 72 €/MWh in 2030 (bei EE-Stromgestehungskosten von 18 €/MWh bis 40 €/MWh) sowie zwischen 21 €/MWh und 44 €/MWh in 2050 (bei EE-Stromgestehungskosten von 10 €/MWh bis 18 €/MWh).³⁶ Die Wasserstoff-Gestehungskosten für Westeuropa liegen unter diesen Prämissen laut BNEF in der Mitte der genannten globalen Bandbreite bei 51 €/MWh im Jahr 2030 und 25 €/MWh im Jahr 2050.

Die o. g. Wasserstoffkosten berücksichtigen lediglich kurze Transportstrecken zwischen Produktions- und Verbrauchsstandorten. Bei längeren Transportentfernungen innerhalb Europas, beispielsweise um in Südeuropa günstig produzierten Wasserstoff nach Deutschland zu importieren, ist jedoch noch mit einem deutlichen Aufschlag für den Pipelinetransport zu rechnen. Diese liegen laut BNEF (2020) bei etwa 15 €/MWh für einen Transport über 1000 km via Pipeline mit hohem Transportvolumen. Guidehouse et al. (2020) veranschlagen in ihren Analysen zu einem europäischen Wasserstoff-Backbone-Netz dagegen Kosten für den Pipelinetransport i. H. v. 5 €/MWh pro 1000 km. In diesem mit mehreren europäischen Netzbetreibern entwickeltem Konzept basiert das Wasserstoff-Backbone-Netz zu 75% auf bereits bestehenden, auf Wasserstoffbetrieb umgerüsteten Erdgasleitungen.

Für die Produktion von Wasserstoff vor Ort in Deutschland wird in einer Studie für Agora Energiewende von Wasserstoff-Gestehungskosten i. H. v. 120 €/MWh im Jahr 2030 und 84 €/MWh im Jahr 2050 ausgegangen, wobei jedoch sowohl die Investitionskosten für Elektrolyseure (2030: 500 €/kW; 2050: 250 €/kW) als auch die EE-Stromgestehungskosten (2030: 60 €/MWh; 2050: 50 €/MWh) im Vergleich zu den o. g. Quellen relativ hoch angesetzt werden.³⁷ Importe nach Deutschland sind laut Schätzungen der selben Studie im Jahr 2030 mit 99 €/MWh etwas günstiger als die heimische Produktion, wobei die Einsparungen durch geringere EE-Stromgestehungskosten (25 €/MWh) die relativ hoch angesetzten Transport- und Verteilungskosten des Wasserstoffs (insg. 51 €/MWh, davon 11 €/MWh für die Verteilung) überwiegen.³⁸ Im Jahr 2050 liegen die Kosten der heimischen Produktion und der Importe in dieser Studie etwa gleichauf.

Die in diesem Abschnitt diskutierte Literaturauswahl zeigt bereits eine große Bandbreite möglicher Entwicklungspfade für die Gestehungs- und Transportkosten von EE-Wasserstoff auf. Bukold (2020) kommt u. a. unter Berücksichtigung der auch hier diskutierten Quellen zu dem Schluss, dass die Preise für EE-Wasserstoff in Deutschland bei einer sog. Trend-Abschätzung im Jahr 2030 bei 120 €/MWh und im Jahr 2050 bei 90 €/MWh liegen könnten. Bereits diese eher moderaten Abschätzungen liegen unterhalb der in diesem Projekt angesetzten PtG-Preise. Wird dagegen von einem sog. Preissurz für Elektrolyseure ausgegangen, liegt die Abschätzung in Bukold (2020) mit 90 €/MWh in 2030 und 60 €/MWh in 2050 sogar noch niedriger. Beide Pfade sind wiederum mit Bandbreiten unterlegt, die mögliche Abweichungen von den hier genannten Werten nach unten und oben aufzeigen. Die Kosten für Importwasserstoff könnten nach den oben beschriebenen Annahmen von BNEF (2020) in einem Wasserstoff-Boom-Szenario mit einem Preissturz der Elektrolyseanlagen – auch unter Berücksichtigung von Transportkosten für einen Pipelinetransport mit 2.000 km Länge – mit etwa 80 €/MWh im Jahr 2030 und etwa 55 €/MWh im Jahr 2050 noch darunter liegen. Trotz der signifikanten Schwankungsbreite aktueller Einschätzungen in der Literatur scheint es zum jetzigen Stand der Analysen wahrscheinlich, dass

³⁶ Vgl. BNEF (2020).

³⁷ Vgl. Schneider et al. (2019). Die genannten Zahlen werden als untere Werte einer Bandbreite angegeben. Bei den Wasserstoff-Gestehungskosten am oberen Ende liegen die Kostenannahmen für Elektrolyseure und EE-Strom nochmals höher.

³⁸ Transportkostenannahme von Schneider et al. (2019) auf Basis von IEA (2019) ohne Angabe zur Länge der Strecke.

der derzeitige Best Guess für die Entwicklung der EE-Wasserstoffkosten unterhalb der in der Modellierung angenommenen Werte liegt.³⁹

5.7.1.2 Szenariospezifische Annahmen: Power-to-Gas-Produktion als flexibler Stromverbraucher

Neben dem Einsatz von PtG zur CO₂-freien Strom- und Wärmeerzeugung betrachten wir auch die Option der PtG-Produktion in Europa. Mit Ausnahme des ersten Basisszenarios wird in allen Szenarien eine Variante der heimischen PtG-Produktion endogen modelliert, wobei der Fokus auf ihrer Rolle als Flexibilitätsoption im Strommarkt liegt. Aus Systemsicht kann die PtG-Produktion Flexibilität bereitstellen, indem sie in Überschussituationen den Stromverbrauch erhöht und gleichzeitig einen lagerbaren CO₂-neutralen Brennstoff produziert. Der Wert dieser Flexibilität ergibt sich insbesondere aus ihren Beiträgen zur EE-Integration und zur Stabilisierung der Strompreise, die wiederum die Wirtschaftlichkeit anderer Technologien unterstützt.

In den Szenarien mit endogener PtG-Produktion werden sowohl die Einsatz- als auch die Investitionsentscheidung der PtG-Anlage (ohne vorgelagerte EE-Stromerzeugung) optimiert. Das ökonomische Kalkül im Einsatz der Technologie ist, dass PtG dann produziert wird, wenn die Erlöse aus dem Verkauf des PtG die variablen Herstellungskosten übersteigen. Der Zubau der Produktionsanlagen erfolgt jedoch erst dann, wenn die Deckungsbeiträge im Einsatz der Technologie ihre Fixkosten decken. Sofern nicht anders vermerkt, nutzen wir hier die gleichen Annahmen zu den technologischen Eigenschaften und Kosten der PtG-Anlagenkomponenten, wie bei der Berechnung des PtG-Weltmarktpreises.

Netzrestriktionsszenario und Folgeszenarien: „Marker“ für PtG-Methan-Produktion

Im Großteil der Szenarien, d. h. konkret im Netzrestriktionsszenario und allen darauf aufbauenden Szenarien, besteht die Option zur endogenen PtG-Methan-Produktion mit Verkauf des Endproduktes am Weltmarkt. Für die Produktion gibt es also eine Gutschrift in Höhe des o. g. Weltmarktpreises für PtG-Methan (exkl. innereuropäischen Transportkostenaufschlag), die ein relativ großes finanzielles Gewicht hat. Gleichzeitig hat die Höhe des europäischen Angebots keinen Einfluss auf den Preis, da der PtG-Weltmarkt kein endogener Teil des Modells ist. Eine sehr hohe europäische PtG-Produktion würde im Modell also nicht den PtG-Preis senken, wie es auf einem wettbewerblichen Markt in der Praxis der Fall wäre. Um zu vermeiden, dass es aufgrund dieser fehlenden Wechselwirkungen und der attraktiven Vergütung zu einer unplausibel hohen PtG-Produktion im Modell kommt, geben wir lediglich sehr kleine Potenziale in Höhe von 10 MW_{el} pro Marktzone vor. Ihren Einsatz bzw. Zubau betrachten wir als groben Indikator dafür, ob die Option zur PtG-Produktion grundsätzlich attraktiv sein könnte.

Da in dem hier beschriebenen Modellierungsansatz ex-ante unbekannt ist, ob und in welchem Umfang PtG produziert wird, ist auch die optimale Anlagenauslegung im Vorfeld der Optimierung unbekannt. Dies betrifft insbesondere das Verhältnis zwischen den Kapazitäten der Elektrolyse und der Synthese. Daher gehen wir so vor, dass wir die Fixkosten der Synthese auf die produzierte Methanmenge umlegen, und zwar wieder unter der Annahme einer Vollauslastung der Synthese-Anlage. Da das Verhältnis zwischen Wasserstoff- und Methanproduktion fix ist, könne wir die Kosten der Synthese auf diesem Wege als mengenabhängigen Kostenbestandteil der PtG-Produktion abbilden und das Problem der ex-ante Festlegung der Anlagenauslegung

³⁹ Je nach Annahme würde der CO₂-Preis in 2050 mit einem PtG-Preis frei Kraftwerk von 60 €/MWh bei ca. 175 €/tCO₂ liegen, und bei einem PtG-Preis von 90 €/MWh bei ca. 325 €/tCO₂. Bei PtG-Preisen unter 45 €/MWh würde der CO₂-Preis weniger als 100 €/tCO₂ betragen. Bei den in Tabelle 33 ermittelten PtG-Methan-Kosten von etwa 126 €/MWh in 2040 und etwa 110 €/MWh in 2050 würde sich ein CO₂-Preis von etwa 504 €/tCO₂ bzw. 420 €/tCO₂ ergeben.

umgehen. In jeder anderen Hinsicht bleiben die technischen und ökonomischen Annahmen im Vergleich zur Berechnung des PtG-Weltmarktpreises unverändert.

Zweites Basisszenario: PtG-Wasserstoff-Produktion

Im zweiten Basisszenario folgen wir dagegen einem anderen, vom Umweltbundesamt spezifizierten Ansatz, bei dem wir eine endogene Produktion von Wasserstoff (anstelle von PtG-Methan) mit deutlich größeren Potenzialen (s. Tabelle 34) modellieren. Die Motivation des Szenarios ist es, die Effekte einer potenziell signifikanten europäischen Produktion von industriell genutztem PtG-Wasserstoff auf das Stromsystem zu untersuchen.

Tabelle 34: Potenziale der endogenen Wasserstoff-Produktion [GW_e]

Land	2030	2040	2050
DELU	2,0	5,0	10,0
AT	0,5	1,3	2,5
BENL	1,0	2,5	5,0
CH	0,5	1,3	2,5
DKNOSEFI	0,5	1,3	2,5
FR	1,0	2,5	5,0
GBIE	0,5	1,3	2,5
HUSKCZ	1,0	2,5	5,0
IB	0,5	1,3	2,5
ITSI	1,0	2,5	5,0
PL	0,5	1,3	2,5

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Expert*innenschätzungen des UBA.

Im Modell setzten wir diese Idee um, indem die Investitionen in die Elektrolyse-Anlagen (Kostenannahmen und technische Kennzahlen wie gehabt, s. Tabelle 31) und ihr Einsatz optimiert werden. Das ökonomische Kalkül des Einsatzes folgt dabei wieder der Abwägung zwischen den variablen Stromkosten und dem Wert des produzierten Endproduktes. Das Szenariodesign des Umweltbundesamt geht dabei davon aus, dass der Wert des Wasserstoffs dem Weltmarktpreis von PtG-Methan (exkl. innereuropäischer Transportkosten) entspricht, d.h. dass der Zukauf von Methan am Weltmarkt annahmegemäß die relevante Opportunität für die eigene Wasserstoffproduktion darstellt. Da die Wasserstoff-Produktion im Modell also mit einer finanziellen Gutschrift belohnt wird, die auf den Herstellungskosten des deutlich teureren Methans basiert, stellt die endogene PtG-Produktion eine sehr attraktive Option dar. Wir gehen daher davon aus, dass diese Option unter den genannten Annahmen stark genutzt wird. Die Potentiale für den Zubau von Elektrolyse-Anlagen wird dabei (aufgrund des höheren Transportaufwandes) auf einen Produktionsumfang von Wasserstoff begrenzt, der in der jeweiligen Marktzone mit dem modellierten Klimaschutz-Ambitionsniveau auch robust verbraucht werden kann.

5.7.2 Power-to-Liquids

Power-to-Liquids (PtL) spielt in der Modellierung im Vergleich zu PtG eine deutlich kleinere Rolle. Wir betrachten PtL in der Rolle als Kraftstoff, der in O-Lkw mit bivalentem Antrieb zum Einsatz kommen kann. Aus Sicht des Stromsystems ist dabei in erster Linie relevant, dass mit dem Fuel-Switch von Strom zu PtL Opportunitätskosten einhergehen, die das ökonomische Kalkül des flexiblen Strom-Verbrauchsverhaltens der O-Lkw bestimmen. Daher benötigen wir eine Annahme für den Preis von PtL.

Die Herleitung des PtL-Preises knüpft an das Vorgehen für PtG an. Für PtL gelten aufgrund der ähnlichen Produktionsprozesse weitgehend dieselben techno-ökonomischen Parameter wie für die Herstellung von PtG-Methan. Vereinfachend wird hier wie in Öko-Institut et al. (2016) angenommen, dass die Kosten und die Wirkungsgrade von PtL-Synthesenanlagen (sog. Fischer-Tropsch-Synthese) denen von Methanisierungsanlagen entsprechen (s. Tabelle 35). Im Unterschied zu PtG-Methan besteht jedoch für die PtL-Herstellung ein höherer CO₂-Bedarf. Dieser wird um 1/3 höher angesetzt als für PtG-Methan (Öko-Institut et al., 2016). Daraus folgt ein Bedarf für größere Anlagen und mehr Energie zur CO₂-Bereitstellung.

Tabelle 35: Übersicht Fischer-Tropsch-Synthese

	2030	2040	2050
Investitionskosten [€/kW _{th}]	400	350	300
Fixe Betriebskosten [% der Investitionskosten]	3%	3%	3%
Wirkungsgrad (bzgl. Heizwert) [%]	79%	79%	79%
CO ₂ -Verbrauch bei PtG-Produktion [kgCO ₂ /kgH ₂]	7,315	7,315	7,315

Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von Fasihi et al. (2016), Öko Institut et al. (2016), Climeworks nach Auskunft von UBA.

Aufgrund des höheren CO₂-Bedarfs kann sich die optimale Anlagenauslegung für PtL von derjenigen für PtG-Methan unterscheiden. Wir ermitteln die PtL-Anlagenauslegung daher separat mit dem o. g. vorgeschalteten Modell. Die neue Auslegung und die entsprechenden Herstellungskosten für PtL sind in Tabelle 36 zusammengefasst. Wie zu erwarten, liegen die Herstellungskosten für PtL um 33 bis 25 €/MWh_{th} über denjenigen für PtG-Methan.

Tabelle 36: Auslegung und Preise für je 1 GWh_{th}/a PtL-Produktion

	2030	2040	2050
Installierte Leistung			
Schwachwind [kW _{el}]	325,5	308,1	311,4
PV [kW _{el}]	16,9	17,0	4,2
EE-Kombianlage in Summe [kW _{el}]	342,4	325,1	315,6
Elektrolyse [kW _{el}]	271,5	253,2	255,9
Elektrolyse [kW _{th}]	190,1	189,9	191,9
DAC [kW _{el}]	72,1	72,0	72,8
DAC [kgCO ₂ a]	243.508,2	243.508,2	243.508,2

	2030	2040	2050
Synthese [kW _{th}]	84,6	84,6	84,6
VLh (installierte Leistung)			
Schwachwind [h]	5.480	5.480	5.480
PV [h]	1.911	1.911	1.911
EE-Kombianlage in Summe [h]	5.304	5.294	5.432
Elektrolyse [h]	5.262	5.266	5.211
DAC [h]	5.262	5.266	5.211
Synthese [h]	7.884	7.884	7.884
Preis			
EE-Strom (gemittelt) [€/MWh _{el}]	38,35	35,90	34,17
PtL Endprodukt exkl. Transport [€/MWh _{th}]	169,51	144,94	125,90

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Kosten für den Transport der PtL-Brennstoffe nach Deutschland sowie auch innerhalb Deutschlands können nach den Ergebnissen von Öko-Institut et al. (2016) vernachlässigt werden, da im Wesentlichen die gleichen, sehr günstigen Transportmöglichkeiten wie für andere konventionelle Kraftstoffe genutzt werden können.

5.7.3 Zusammenhang zwischen PtG-Kosten, CO₂- und Strompreisen

Die Emissionsminderungen werden in allen analysierten Szenarien weitestgehend durch eine kostengünstige Stromerzeugung von Wind und PV erfüllt. Für eine effiziente Zielerreichung wird jedoch ab einer Emissionsminderung von etwa 95% auch teureres CO₂-freies PtG als Brennstoff für die Stromerzeugung benötigt.

Wenn PtG zur Erfüllung der Emissionsanforderungen vom Modell eingesetzt wird, dann ist PtG die Grenzvermeidungstechnologie und der PtG-Preis bestimmt zusammen mit dem Erdgaspreis den CO₂-Preis. Denn bei einem Einsatz von PtG ist der CO₂-Preis im Gleichgewicht so hoch, dass die CO₂- und Brennstoffkosten von Erdgas genauso hoch sind, wie die alternativen PtG-Kosten. Damit wirken die PtG-Kosten (gemeinsam mit den Annahmen zu den Kosten der Erdgas-basierenden Erzeugung) unmittelbar auf den CO₂-Preis, wenn PtG eingesetzt wird. Die PtG- und CO₂-Preise wirken sich wiederum in den Stunden direkt auf die Strompreise aus, in denen PtG oder fossile Brennstoffe eingesetzt werden⁴⁰ bzw. ihr Einsatz durch die Nutzung von Stromspeichern vermieden werden kann.⁴¹ Diese Preiseffekte schlagen sich dann auch im Niveau der durchschnittlichen jährlichen Strompreise nieder.

Bei den zukünftigen PtG-Kosten, die sich im Fall eines PtG-Einsatzes auf die CO₂-Preise und Strompreise auswirken, besteht jedoch eine große Unsicherheit über deren tatsächliche Entwicklung (zur Bandbreite der PtG-Kosten siehe auch Kapitel 5.7.1.1). Aufgrund der aktuellen

⁴⁰ Die Grenzkosten der Stromerzeugung aus Erdgas sind aufgrund des CO₂-Preises genauso hoch wie die Grenzkosten der Stromerzeugung aus PtG-Methan.

⁴¹ Die stündlichen Strompreise haben wiederum einen Einfluss auf die EE-Marktwerte. Da die EE-Marktwerte aber maßgeblich durch die Strompreise in Stunden mit hoher EE-Einspeisung bestimmt werden, in denen PtG i. d. R. nicht zum Einsatz kommt und demnach auch nicht preissetzend ist, ist der Effekt der PtG-Kosten auf die Marktwerte begrenzt.

Entwicklungen sind deutlich niedrigere PtG-Kosten zu erwarten, als gemäß den älteren vorbereitenden Analysen in der Modellierung verwendet wurden.

Aufgrund der großen Unsicherheit über die zukünftigen Kosten von PtG ist die Aussagekraft der absoluten Höhe der CO₂-Preise in Modelljahren mit PtG-Einsatz stark eingeschränkt, sodass aus den Ergebnissen keine belastbaren Aussagen zu den für die Dekarbonisierung erforderlichen CO₂-Preisen ab Emissionsminderungen von etwa 95% abgeleitet werden können.⁴² Auch bei der Interpretation der absoluten Höhe der durchschnittlichen jährlichen Strompreise ist zu beachten, dass das Strompreisniveau von den mit Unsicherheit behafteten PtG-Kosten direkt und deren Auswirkungen auf die CO₂-Preise indirekt beeinflusst wird, wenn PtG zur effizienten Emissionsminderung als Brennstoff genutzt wird. Dies gilt umso mehr, je größer die Mengen fossiler Brennstoffe sind, die noch eingesetzt werden, weil die Grenzkosten der verbleibenden fossilen Erzeugung maßgeblich von dem entsprechenden CO₂-Preis abhängen. Da diese Effekte allerdings alle Szenarien in 2050 gleichermaßen betreffen, können dennoch Indikatoren wie beispielsweise die vergleichende Rangfolge der durchschnittlichen Strompreisniveaus aller Szenarien aufschlussreiche Erkenntnisse liefern.

⁴² Die möglichen CO₂-Preise im Falle des Einsatzes von PtG zur effizienten Emissionsminderung liegen mit den in Abschnitt 5.7.1.1 dargestellten, aktuelleren Abschätzungen zur PtG-Kostenentwicklung voraussichtlich bei mindestens 100 € pro Tonne CO₂ können bei ungünstigen Entwicklungen jedoch auch deutlich darüber liegen.

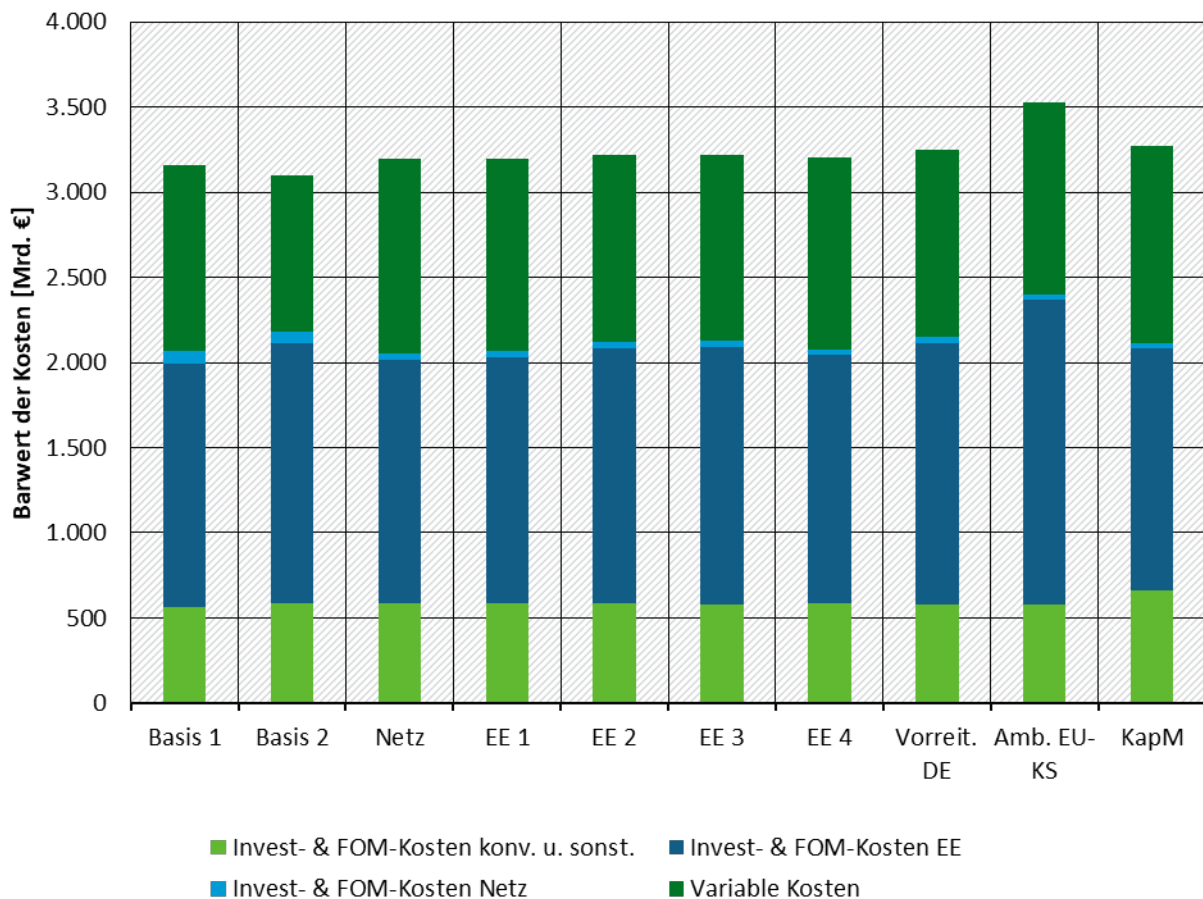
6 Ergebnisübersicht

In diesem Kapitel geben wir auf hoher Flughöhe eine Übersicht zentraler Ergebnisse aus den zehn Szenarien. Der Fokus liegt dabei auf dem Vergleich der Szenarien bzw. einem ersten Blick auf charakteristische Gemeinsamkeiten und Unterschiede. Im nächsten Kapitel vertiefen wir die Ergebnisanalyse dann auf der Ebene einzelner Szenarien.

Gesamtkosten

Die folgende Abbildung 14 zeigt für alle Szenarien den jeweiligen Barwert der Gesamtkosten für den Zeitraum 2015-2050. Zur Berechnung dieses Barwerts wurden alle im Modell erfassten Kosten summiert und auf das Startjahr 2015 abdiskontiert (s. Kapitel 5.1.1). Als Kostenkategorien unterscheiden wir in der Darstellung zwischen den Investitions- und fixen Betriebs- und Wartungskosten (FOM-Kosten) für a) nicht-erneuerbare Technologien der Strom- und Wärmeerzeugung, b) erneuerbare Energien und c) das Netz, sowie den variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung.

Abbildung 14: Barwert der Gesamtkosten 2015-2050 im Szenariovergleich



Quelle: Eigene Berechnungen.

Fast alle Szenarien gehen vom gleichen CO₂-Minderungspfad aus. Ausnahmen sind das EU-KS-Szenario und Szenario Klimavorreiter Deutschland, denen, in unterschiedlicher Ausprägung, ambitioniertere Klimaziele und insbesondere wesentlich niedrigere kumulierte Emissionen zu Grunde liegen. Die Gegenüberstellung zeigt, dass die Barwerte zwischen 3.100 und 3.529 Mrd. € liegen. Das Netzrestriktionsszenario – welches sich als Referenzpunkt für den Szenarienver-

gleich bei den Gesamtkosten anbietet⁴³ – weist Kosten in Höhe von 3.197 Mrd. Euro auf. Die relativen Unterschiede zwischen dieser Referenz und den anderen Szenarien betragen zwischen -3,1% und +10,4%. Die beiden Basisszenarien mit ihren größeren Netzausbaupotenzialen weisen etwas geringere Gesamtkosten auf. Die Mehrkosten der vier EE-Szenarien betragen bis zu +0,8%, wobei die Mehrkosten mit der Anzahl der zusätzlich implementierten Zieldimensionen des jeweiligen Fördersystems steigen. Die Mehrkosten für das Kapazitätsmarktszenario liegen bei +2,2 %. Im Klimavorreiter-Szenario werden im Vergleich zum Netzrestriktions-szenario zusätzliche Emissionen in Deutschland und kumulierte Emissionen in der gesamten Modellregion vermieden, was mit Mehrkosten von +1,6% einhergeht. Das Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz erreicht eine signifikante zusätzliche Minderung der kumulierten Emissionen in der gesamten Modellregion und ist mit Mehrkosten von +10,4% verbunden. Die durchschnittlichen Vermeidungskosten der zusätzlich eingesparten kumulierten Emissionen betragen im Szenario Klimavorreiter Deutschland approximativ rund 70 €/t CO₂ und im Szenario Ambitionierter EU-Klimaschutz rund 80 €/t CO₂ (im Vergleich zum Netzrestriktions-szenario). Sie liegen damit deutlich unter den vielfach diskutierten Minderungsoptionen in anderen Sektoren (wie PtL im Verkehr).⁴⁴

In allen Szenarien sind die Investitions- und FOM-Kosten (im Folgenden: die Fixkosten) höher als die variablen Kosten. Die Fixkosten der konventionellen Technologien (inkl. PtG-befuerter Kraftwerke) liegen mit Ausnahme des KapM-Szenarios, in dem aufgrund des Marktdesigns mehr konventionelle Kapazitäten im System gehalten werden, in allen Szenarien auf einem vergleichbaren Niveau.

Die erneuerbaren Energien machen in allen Szenarien den größten Anteil an den Fixkosten aus. Dieses Ergebnis folgt aus den im Zuge der Dekarbonisierung signifikant steigenden EE-Kapazitäten. Im Vergleich zu den anderen Szenarien liegen die EE-Fixkosten des EU-KS-Szenarios und des Basisszenario 2 höher. Im EU-KS-Szenario mit seinem ambitionierteren CO₂-Minderungspfad ist dieses Ergebnis in erster Linie auf einen vorgezogenen EE-Zubau zurückzuführen, der zum einen mit höheren spezifischen Kosten (früherer Punkt in der Lernkurve) und zum anderen mit einem größeren Gewicht in der Barwertbetrachtung (frühere Jahre werden weniger stark abdiskontiert als spätere) einhergeht. In den höheren EE-Fixkosten des Basisszenarios 2 schlägt sich der insgesamt höhere EE-Zubau nieder, der durch die in größerem Maßstab mögliche endogenen PtG-Erzeugung angereizt wird: Mit der PtG-Produktion können annahmegemäß finanzielle Gutschriften erzielt werden, die eine höhere Nachfrage nach (EE-) Strom nach sich ziehen. Im Basisszenario 2 senken diese Gutschriften i. H. v. 157 Mrd. € die variablen Kosten im Vergleich zu den anderen Szenarien (Gutschriften <0,5 Mrd. €) merkbar.

Die Kosten des Ausbaus und Betriebs der Interkonnektoren im europäischen Stromnetz sind in allen Szenarien deutlich niedriger als die anderen o. g. Kostenkategorien. Die Netzkosten berücksichtigen die nötige Verstärkung nachgelagerter Netze aufgrund des Interkonnektorausbaus, enthalten darüber hinaus jedoch keine weiteren Kosten des Betriebs und Ausbaus zoneninterner Netze. Aufgrund der Nutzung des größeren Ausbaupotenzials in den beiden Basisszenarien sind die (modellierten) Netzkosten dort höher als in den anderen Szenarien, in denen der Netz-

⁴³ Das Netzrestriktionsszenario bietet unter Akzeptanzaspekten einen plausibel realisierbaren Netzausbaupfad. Hingegen ist ungewiss, ob der umfangreiche Netzausbau in den Basisszenarien realisierbar ist und die mit diesem zusätzlichen europäischen Netzausbau nutzbaren Flexibilitäts- und Effizienzpotentiale tatsächlich in diesem Umfang ausgeschöpft werden können.

⁴⁴ Die durchschnittlichen Vermeidungskosten wurden überschlägig berechnet. Mit den Barwerten der Gesamtkosten wird die Kostendifferenz des Szenariovergleichs bestimmt. Dieser Wert wird in Bezug gesetzt zur kumulierten Emissionsminderung, die sich aus einem angenommenen, linearen jährlichen Emissionspfad ergibt. Da in der Modellierung ansonsten in Dekadenschritten gerechnet wird, ist dies ein approximatives Vorgehen.

ausbau stärker begrenzt ist. Trotz der signifikant höheren Netzkapazitäten in den Basis-szenarien (s. u.) bleibt der Effekt auf die Gesamtkosten jedoch sehr gering.

Stromerzeugungskapazitäten

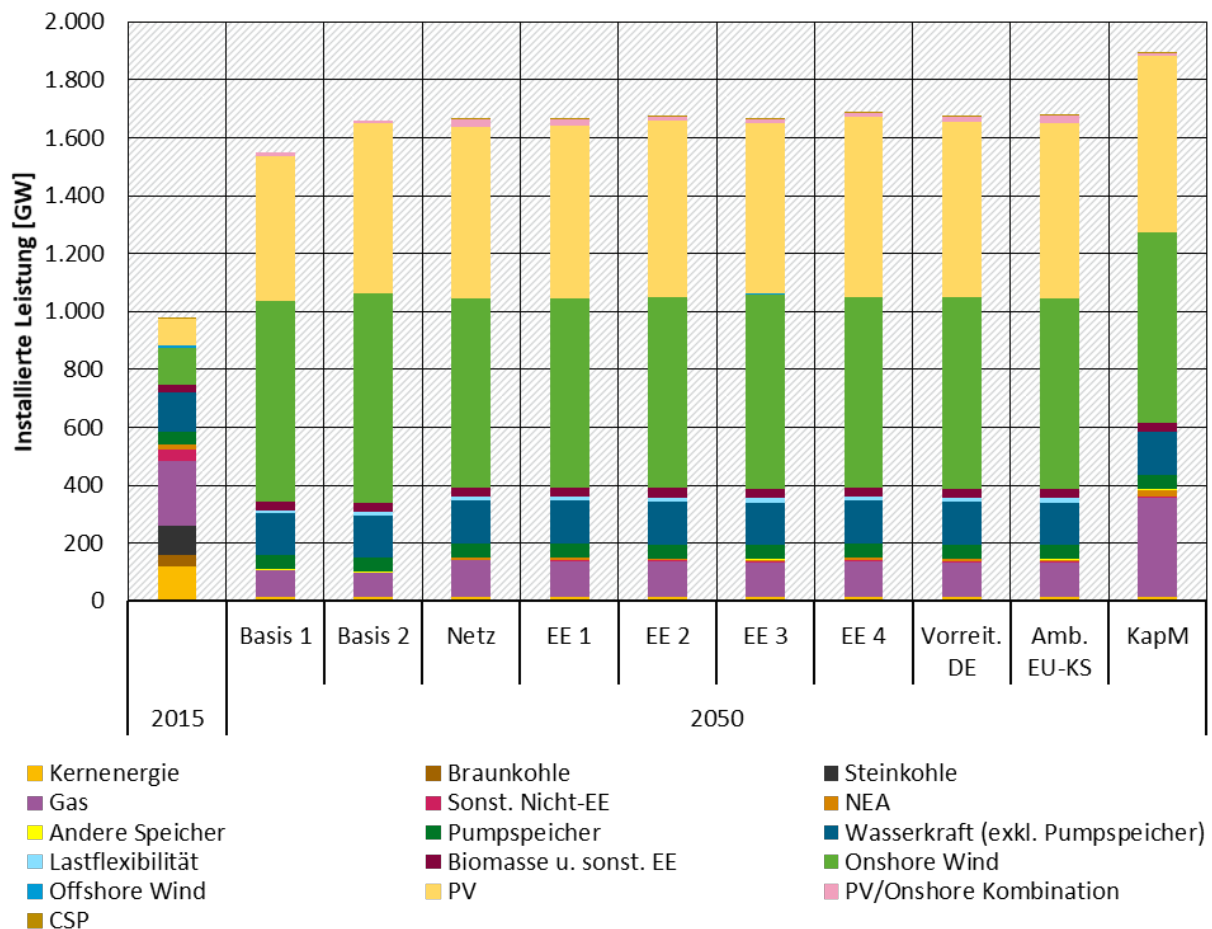
Die nächsten beiden Abbildungen zeigen die Stromerzeugungskapazitäten in Summe über die Modellregion (

Abbildung 15) und für die deutsche Marktzone (Abbildung 16). Die Szenarien vergleichen wir anhand des Jahres 2050. Als szenarioübergreifender Referenzpunkt sind zudem die Kapazitäten im Jahr 2015 angegeben.

Aus dem Vergleich der Kapazitäten in der Modellregion im Jahr 2050 und im Jahr 2015 in Abbildung 15 werden die Konsequenzen der Dekarbonisierung in Form signifikant steigender EE-Kapazitäten und signifikant sinkender konventioneller Kapazitäten (inkl. Kraftwerke mit PtG-Befuerung und große Wasserkraft) besonders deutlich.

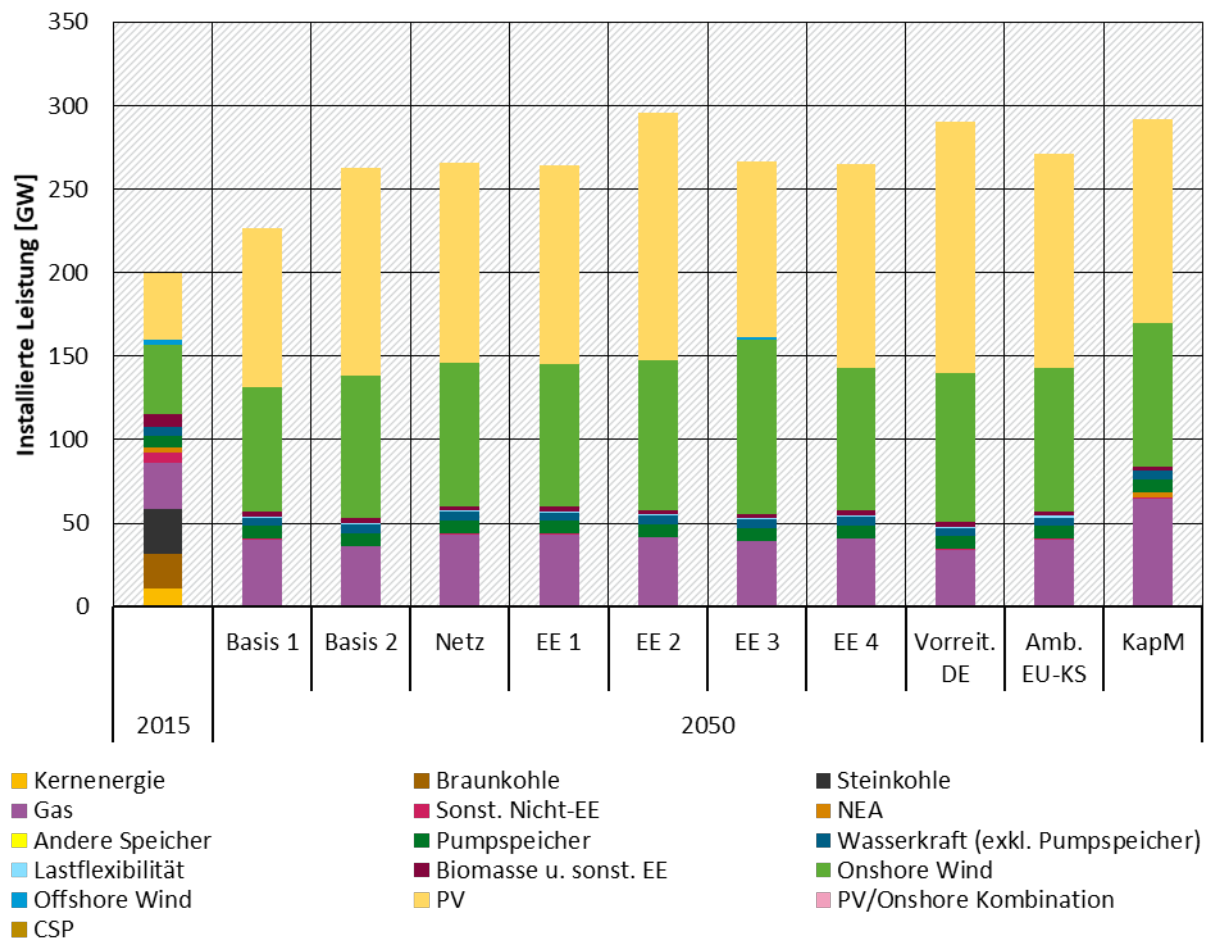
Im Szenariovergleich für 2050 zeigt sich, dass in den beiden Basisszenarien am wenigsten konventionelle Kapazitäten benötigt werden. In den anderen Szenarien, in denen aufgrund des eingeschränkten Netzausbaus weniger Flexibilitätspotenziale des Strombinnenmarktes erschlossen werden können, werden dagegen mehr konventionelle Kapazitäten benötigt. Gleichermassen gilt, dass in den Szenarien mit weniger Netz mehr EE-Kapazitäten als im Basisszenario benötigt werden, um das gleiche Dekarbonisierungsziel zu erfüllen. Das ist u. a. darauf zurückzuführen, dass die erneuerbaren Energien aufgrund der geringeren Austauschmöglichkeiten anders geografisch verteilt werden und dabei auch Standorte mit geringerer Energieausbeute zum Zuge kommen. An diesen Standorten wird für die gleiche Erzeugung dann mehr Leistung benötigt. Hier zeigt sich also der große Wert des Netzes als günstige und sehr effektive Flexibilitätsoption.

Wie bereits erwähnt, werden im Basisszenario 2 aufgrund der Wechselwirkungen mit der höheren endogenen PtG-Produktion die meisten EE-Kapazitäten zugebaut, insbesondere mehr PV. Im KapM-Szenario werden dagegen deutlich mehr konventionelle Kraftwerke im System gehalten als in allen anderen Szenarien. Diese konventionellen Kapazitäten ersetzen in einem nahezu CO₂-freien Stromsystem jedoch keine EE-Kapazitäten, sodass es sich in erster Linie um additive, ungenutzte konventionelle Leistung handelt, die in Szenarien mit einem Energy-Only-Marktdesign nicht zugebaut wird. Sehr wohl verdrängt werden allerdings flexible Lasten, die nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen können.

Abbildung 15: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Szenariovergleich

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Ergebnisse auf Ebene der deutschen Marktzone sind im Szenariovergleich heterogener als auf der Ebene der Modellregion. Besonders interessant sind hier die Ergebnisse der EE-Szenarien. Das EE-Szenario 2 gibt ein nationales EE-Ziel vor, das zu einem höheren Ausbau im Vergleich zum EE-Szenario 1 mit seinen europäischen Zielvorgaben führt. Dieser gestiegene Ausbau erfolgt in erster Linie über PV. Das dritte EE-Szenario gibt auf nationaler Ebene zusätzliche technologiespezifische Ziele vor, die sich an einer Leistungsparität zwischen Wind und PV orientieren (s. Kapitel 5.3.3). Die Gesamt-Erzeugungsmengen von Wind und PV in der deutschen Marktzone (s. u.) bleiben dabei gemäß Zielvorgabe in den Szenarien EE 2 und EE 3 auf dem gleichen Niveau. Im Ergebnis sinken die PV-Kapazitäten im Vergleich zum EE-Szenario 2 wieder zugunsten von mehr Wind-Kapazitäten, und es werden aufgrund der höheren Wind-Volllaststunden insgesamt weniger Kapazitäten benötigt, um das Erzeugungs-Ziel zu erfüllen. Das EE-Szenario 3 ist zudem das einzige Szenario, in dem in der deutschen Marktzone endogen Offshore-Kapazitäten zugebaut werden.

Abbildung 16: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich

Quelle: Eigene Berechnungen.

Im Kontext der EE-Szenarien ist auch das Vorreiter-Szenario hervorzuheben, das auf dem EE-Szenario 2 aufbaut und mit Ausnahme von einem Rückgang der konventionellen Kapazitäten große Ähnlichkeiten zu dem EE-Szenario aufweist.

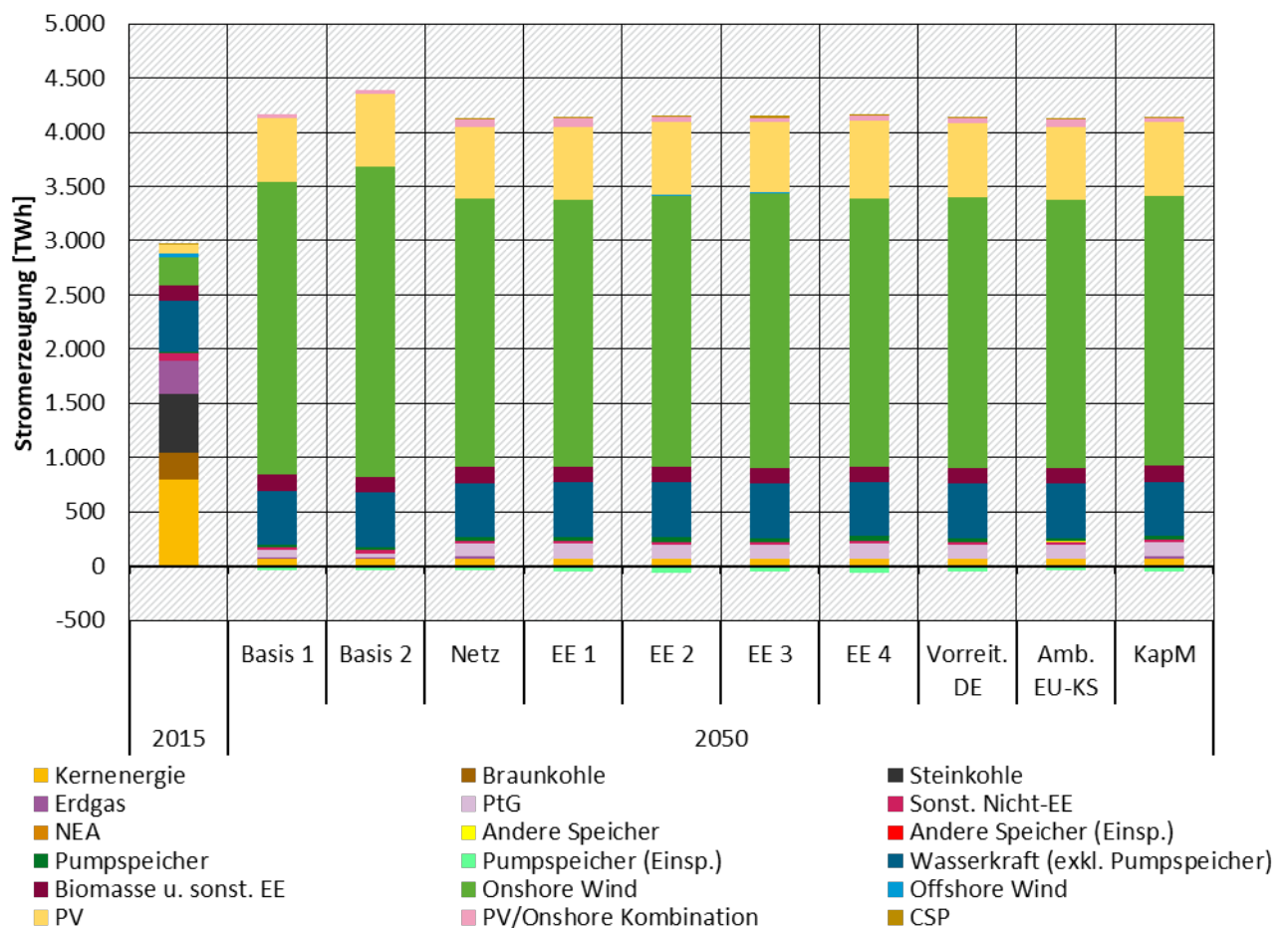
Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in der Modellregion bzw. in der deutschen Marktzone ist in den beiden nächsten Grafiken, Abbildung 17 und Abbildung 18, dargestellt. Es wird deutlich, dass im Jahr 2050 nur noch ein sehr geringer Anteil der Stromerzeugung auf konventionelle thermische Kraftwerke entfällt. Auf Ebene der Modellregion (Abbildung 17) ist dieser Anteil in den beiden Basisszenarien am geringsten, und die EE-Erzeugung im Gegenzug am höchsten, wobei im Basisszenario 2 die bereits beschriebene Wechselwirkung zwischen PtG-Produktion und EE-Stromerzeugung zu den insgesamt höchsten Erzeugungsmengen führt.

In den anderen Szenarien, in denen der Netzausbau eingeschränkt ist, kann im Vergleich zu den Basisszenarien weniger EE-Erzeugung genutzt werden, sodass die Erzeugung in konventionellen Kraftwerken – in 2050 PtG-basiert – ansteigt. Des Weiteren wird anhand des Szenariovergleichs deutlich, dass die Wind-Erzeugung etwas niedriger ist als in den Basisszenarien, und die PV-Erzeugung dafür etwas höher. Wenn die Möglichkeiten des Stromtransports stärker eingeschränkt sind, werden andere EE-Standorte und die dort jeweils nächstbesten Technologien eingesetzt. Die resultierende Allokation und der entsprechende Technologiemitmix sind per

Definition aus System Sicht weniger optimal, sprich teurer, als es mit höheren Netzkapazitäten der Fall wäre.

Abbildung 17: Stromerzeugung in der Modellregion im Szenariovergleich

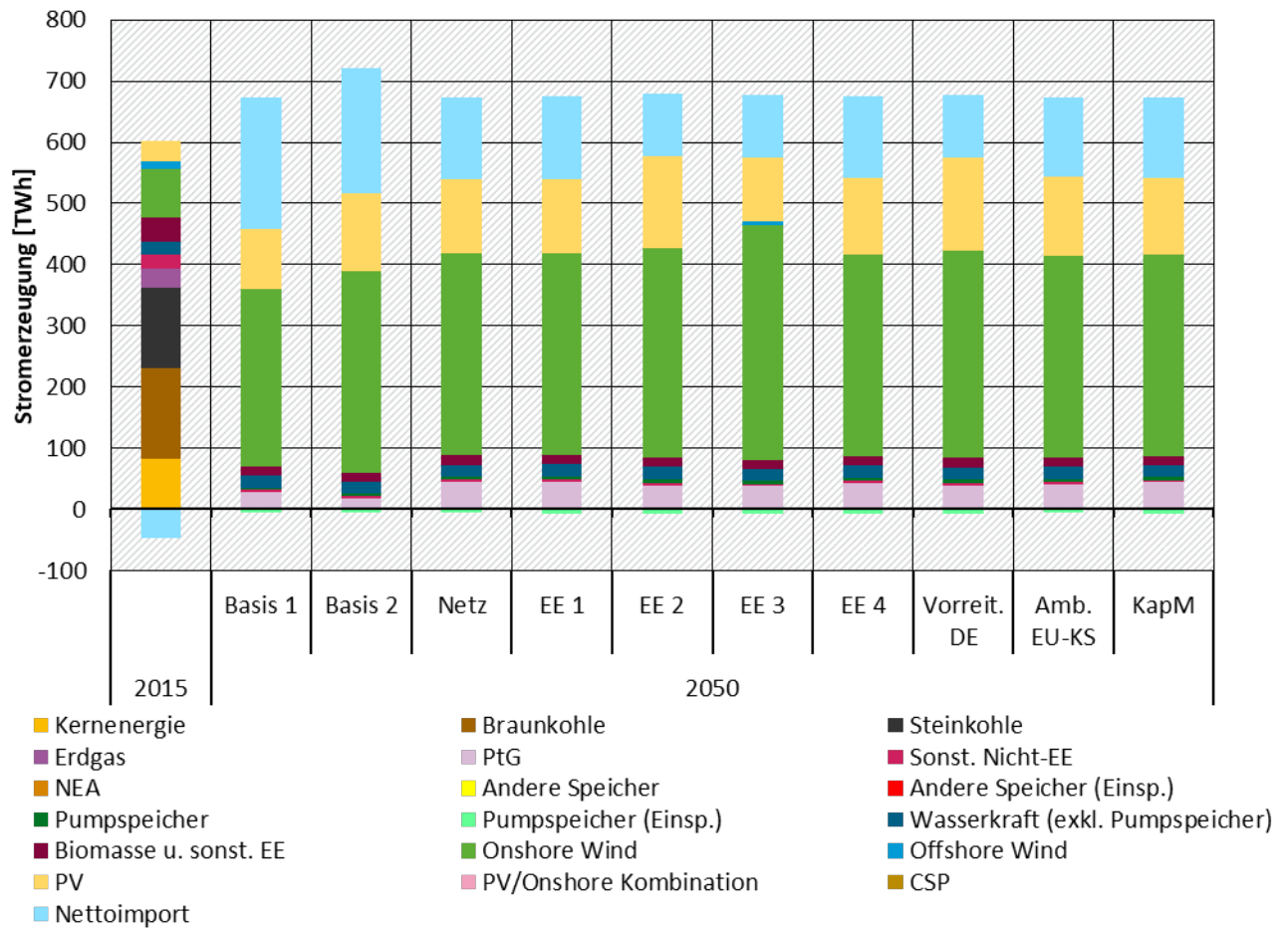


Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 18 zeigt den Erzeugungsmix für die deutsche Marktzone sowie die Nettoimporte im Szenariovergleich. Für die deutsche Marktzone gilt, dass in den Basisszenarien aufgrund der größeren Netzkapazitäten mehr günstiger Strom aus dem Binnenmarkt importiert werden kann, als in den anderen Szenarien. In Letzteren steigt dagegen zum Ausgleich die (teurere) heimische Erzeugung aus erneuerbaren Energien und PtG im Zuge der oben bereits thematisierten Standortverlagerung.

In den Ergebnissen zum deutschen Erzeugungsmix (Abbildung 18) findet sich außerdem das bereits anhand der Kapazitätsentwicklung beschriebene Muster der EE-Szenarien wieder: Durch die höher angelegten nationalen Zielvorgaben sind die EE-Erzeugungsmengen in den Szenarien EE 2 und EE 3 größer als in den EE-Szenarien mit ausschließlich europäischen Zielen (EE 1, EE 4). Im EE-Szenario 3 ist außerdem die Veränderung im EE-Erzeugungsmix zugunsten von Wind erkennbar, die mit der bereits beschriebenen technologischen Verlagerung im Kapazitätsmix korrespondiert und der technologischen Zielvorgabe folgt.

Ebenfalls deutlich wird, dass sich der Erzeugungsmix im KapM-Szenario gegenüber dem Netzrestriktionsszenario kaum ändert. Dieses Ergebnis unterstreicht, dass die im Kapazitätsmarkt zusätzlich vorgehaltenen konventionellen Kapazitäten keinen zusätzlichen Nutzen in einem nahezu vollständig dekarbonisierten Stromsystem haben.

Abbildung 18: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich

Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen

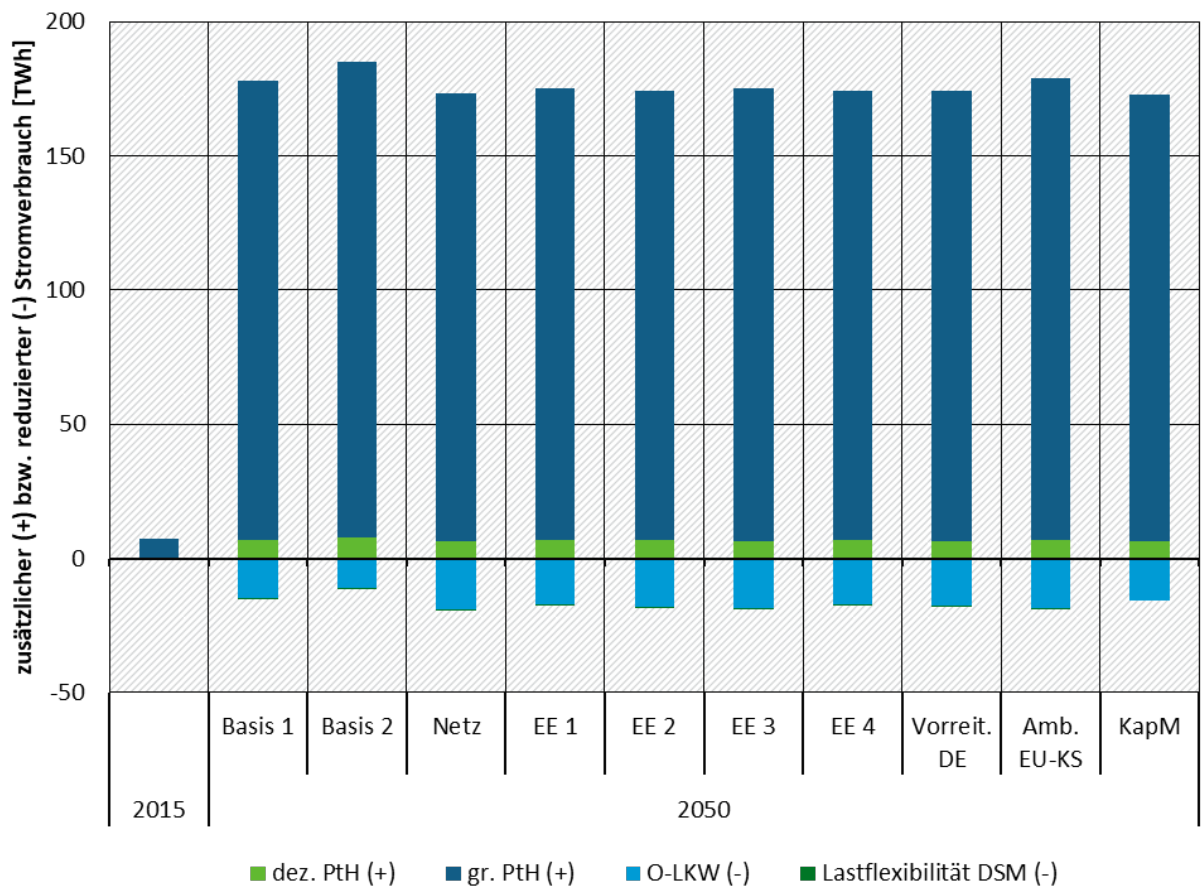
Wie bereits in Kapitel 5.2.2.1 diskutiert, wird die Höhe des Stromverbrauchs ausgewählter Flexibilitätsoptionen erst endogen in der Simulation ermittelt, anstatt dass ihr Verbrauch ex-ante vorgegeben wird (wie bspw. bei E-Pkw und Wärmepumpen). Im Zuge der bisherigen Ergebnisdiskussion haben wir bereits die zusätzliche Nachfrage nach Strom zur höheren endogenen PtG-Produktion im Basisszenario 2 thematisiert. Diese Stromnachfrage liegt im Basisszenario 2 bei 215 TWh. In den Szenarien, in denen lediglich ein indikativer Marker für die PtG-Produktion betrachtet wird, liegt der Stromverbrauch der PtG-Produktion bei 0,50-0,53 TWh. Die Ergebnisse des Basisszenario 2 und der Szenarien mit PtG-Marker sind dabei nicht direkt vergleichbar, da die Rahmenbedingungen verschieden sind (u. a. in den Netzausbaumöglichkeiten) und die Wasserstoffproduktion im Basisszenario bei gleicher Vergütung des erzeugten PtG deutlich günstiger ist als die Methanproduktionen mit dem PtG-Marker. Grundsätzlich gilt jedoch für alle modellierten Fälle, dass die Ergebnisse aus einem Zusammenspiel zwischen (u. a.) den Kosten und Erlösen der PtG-Produktion selbst, der Verfügbarkeit günstigen (EE-) Stroms und dem EE-Integrationsbedarf bzw. der Dekarbonisierungsnotwendigkeit resultieren. Während im Basisszenario 2 die großen Erlösmöglichkeiten für PtG einen gewichtigen Einfluss auf den Umfang der PtG-Produktion haben und auch einen höheren EE-Ausbau nachschieben, sehen wir beispielsweise im EE-Szenario 2 mit PtG-Marker, dass die nationalen EE-Ziele in vielen Marktzone zu einem früheren, höheren EE-Ausbau führen und der entsprechend

steigende lokale Flexibilitätsbedarf sowie die entsprechend sinkenden Strompreise zu mehr PtG-Produktion führen, als es ohne nationale EE-Ziele (vgl. EE-Szenario 1) der Fall ist.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse für den Einsatz anderer flexibler Verbraucher im Szenariovergleich.

Abbildung 19 zeigt in Summe über die Modellregion die endogen ermittelte Veränderung im Stromverbrauch, die durch den Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen entsteht. Der Einsatz von dezentraler sowie großer Power-to-Heat führt zu einer Erhöhung der Stromnachfrage, während der Fuel-Switch von O-Lkw auf PtL sowie freiwilliger Lastverzicht anderer flexibler Verbraucher die Stromnachfrage senken. PtH bietet insbesondere in Situationen mit einem Überschussangebot an Strom wertvolle Flexibilität, während O-Lkw und freiwilliger Lastverzicht in Knappheitssituationen den größten Nutzen haben.

Wie an der Abbildung zu erkennen ist, spielt große PtH im Jahr 2050 eine signifikante Rolle in allen Szenarien, sowohl als neuer, flexibler Verbraucher auf dem Strommarkt als auch als emissionsarme Wärmequelle. Große PtH wird in den beiden Basisszenarien, die sich durch die höchsten EE-Strommengen auszeichnen, am stärksten eingesetzt. Unter den anderen Szenarien verzeichnet das EU-KS-Szenario den höchsten Einsatz, da hier zusätzliche Anstrengungen zur Dekarbonisierung im Wärmesektor unternommen werden. Im Vergleich zur großen PtH spielt dezentrale PtH aufgrund der annahmegemäß deutlich kleineren Potenziale eine untergeordnete, aber dennoch konstante Rolle in allen Szenarien. Wäre in Zeiten mit hohem Flexibilitätsbedarf die Verfügbarkeit dezentraler PtH größer, wäre auch mit einer höheren Nutzung dieser Flexibilitätsoption zu rechnen.

Abbildung 19: Einsatz von ausgewählten Flexibilitätsoptionen in der Modellregion im Szenariovergleich

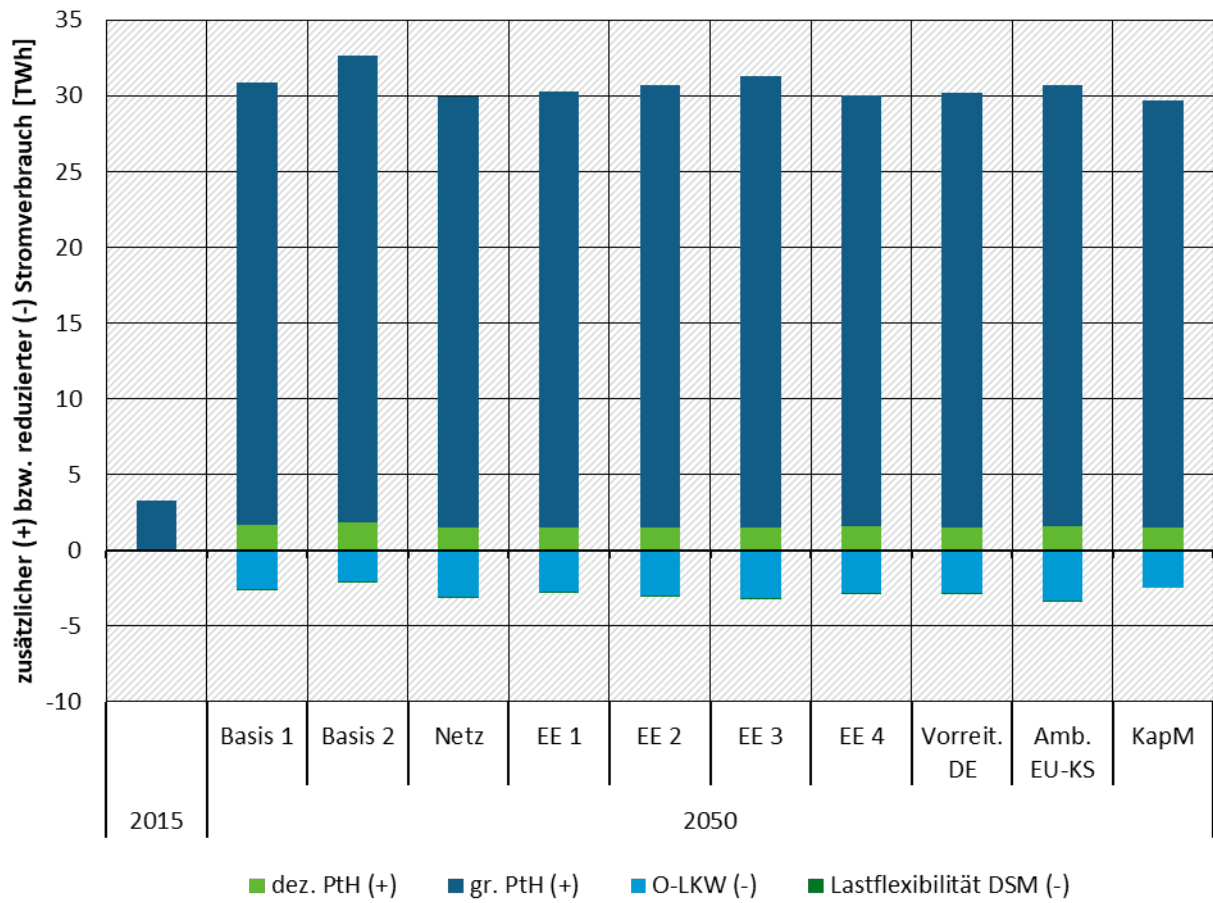
Quelle: Eigene Berechnungen.

Wie

Abbildung 19 auch zeigt, erfolgt der Fuel-Switch von O-Lkw in größerem Umfang als der freiwillige Lastverzicht anderer Verbraucher, der vom Gesamtvolumen her in allen Szenarien kaum ins Gewicht fällt. Dieses Ergebnis folgt aus der ökonomischen Einsatzreihenfolge dieser beiden Flexibilitätsoptionen in Knappheitssituationen, bzw. dem Verhältnis ihrer Opportunitätskosten: Im Jahr 2050 sind die Opportunitätskosten des Fuel-Switches annahmegemäß niedriger als diejenigen des freiwilligen Lastverzichts. Im Szenariovergleich wird zudem deutlich, dass der Einsatz des Fuel-Switches in den Basisszenarien geringer ist als in den anderen Szenarien mit eingeschränktem Netzausbau, da in den Basisszenarien in Knappheitssituationen mehr Flexibilität aus dem Strombinnenmarkt genutzt werden kann.

Abbildung 20 zeigt den Einsatz der Flexibilitätsoptionen analog für die deutsche Marktzone. Die bereits anhand der Modellregion beschriebenen Ergebnisse wiederholen sich hier im Wesentlichen. Hervorzuheben ist allerdings der höhere Einsatz von PtH in den EE-Szenarien 2 und 3, die sich durch eine höhere lokale EE-Stromerzeugung auszeichnen. Diese begünstigt bzw. profitiert von der Flexibilität aus PtH.

Abbildung 20: Einsatz von ausgewählten Flexibilitäts Optionen in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich

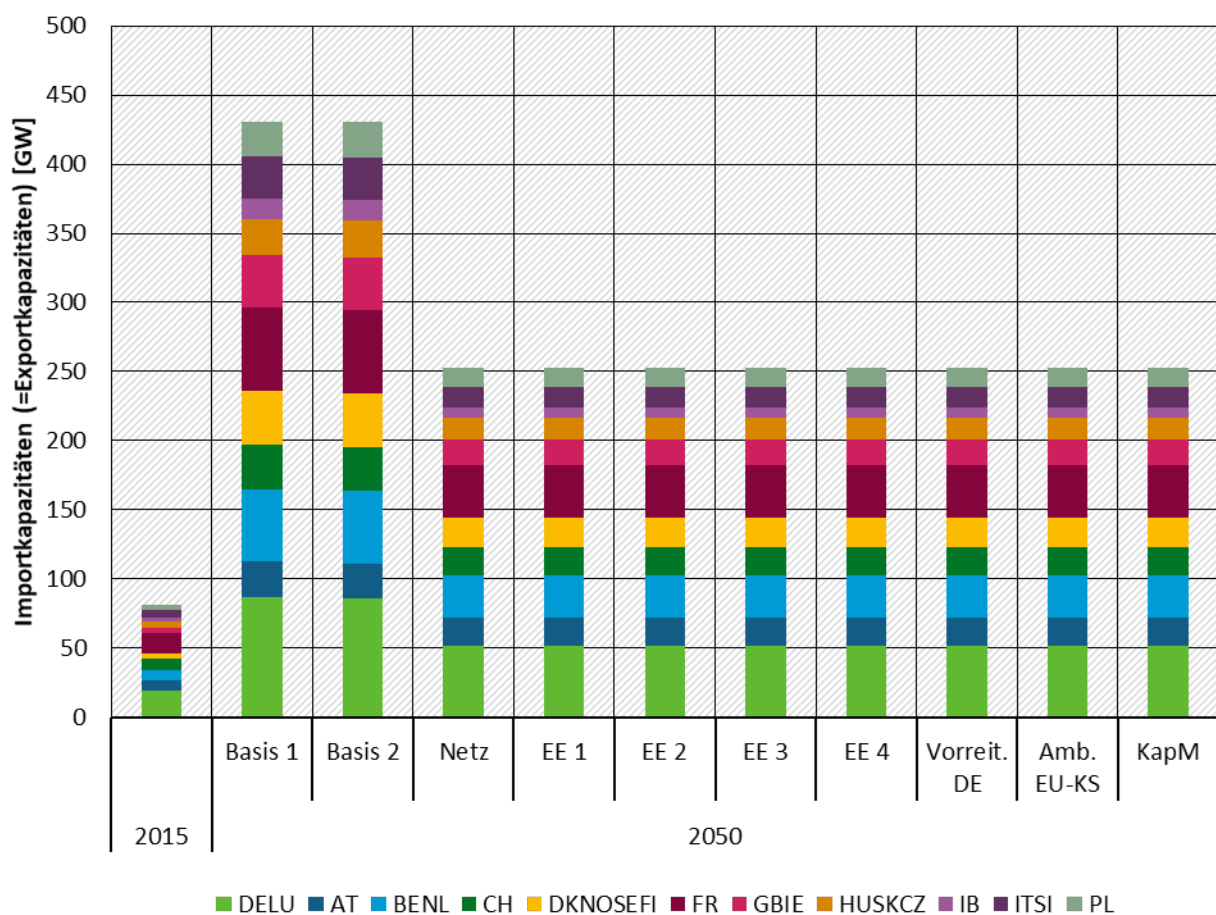


Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Austausch

In der folgenden Abbildung 21 werden für das Jahr 2050 die Ergebnisse des Netzausbaus anhand der pro Zone summierten Importkapazitäten dargestellt. Aufgrund des annahmegemäß symmetrischen Netzausbaus sind in gleichem Umfang Exportkapazitäten vorhanden. Der Vergleich der Ergebnisse mit der Referenz aus dem Jahr 2015 einerseits und die Erkenntnis, dass in allen Szenarien die Netzausbaupotenziale umfangreich genutzt werden, unterstreichen die große Bedeutung und Notwendigkeit des Netzausbaus für die Dekarbonisierung. In den Szenarien mit stärkeren Netzrestriktionen werden die verbleibenden Potenziale in nahezu allen Fällen vollständig genutzt. In den Basisszenarien wird auch die zweite Netzausbaustufe in den meisten Fällen komplett zugebaut. Das Netz stellt demnach nicht nur wertvolle, sondern im Vergleich zu anderen Optionen auch relativ günstige Flexibilität aus dem europäischen Strombinnenmarkt bereit.

Abbildung 21: Stromimportkapazitäten (= Exportkapazitäten) im Szenariovergleich

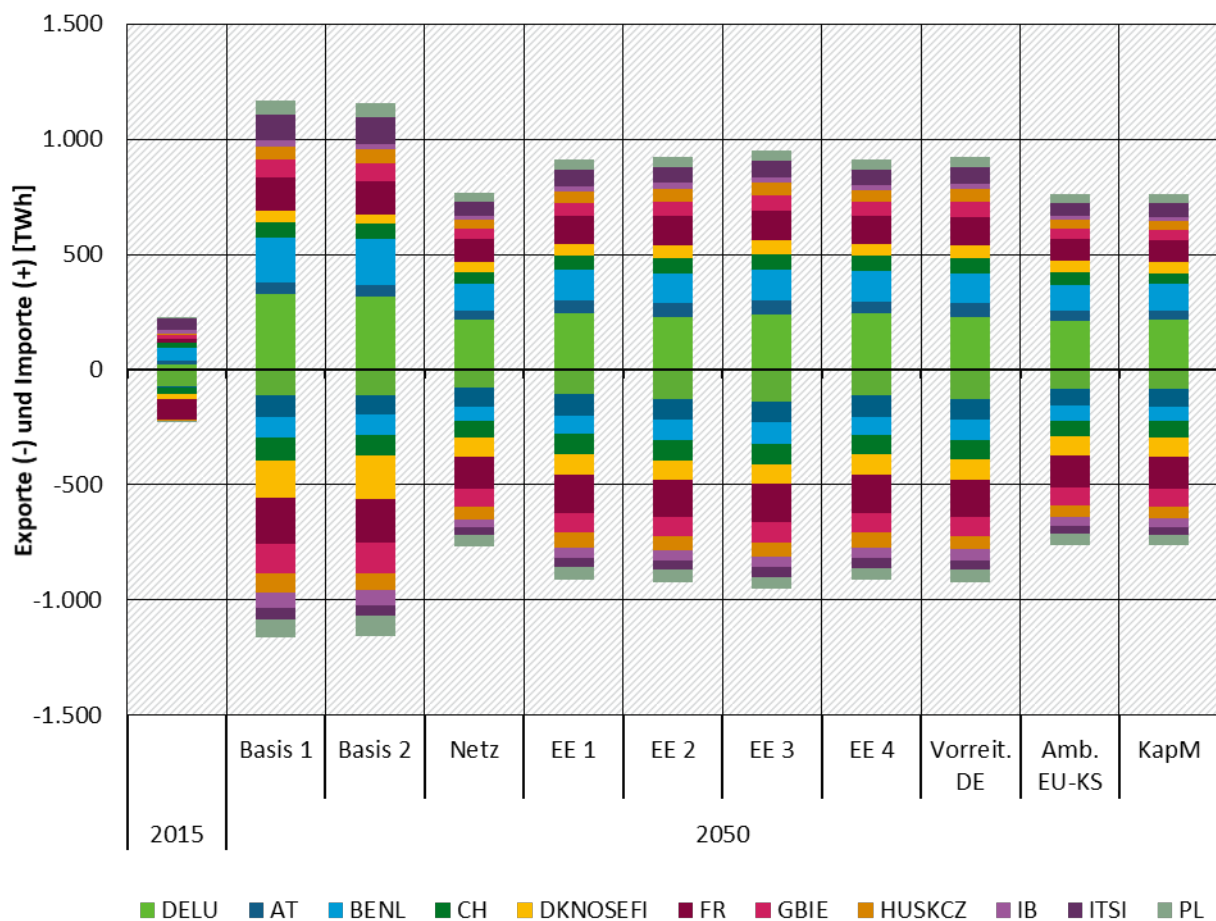


Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Wert der Flexibilität des Netzes bzw. des Strombinnenmarktes wird auch anhand der nächsten Abbildung 22 deutlich, welche die Im- und Exporte im Jahr 2050 pro Zone darstellt. Wie zu erwarten, ist der Austausch in den Basisszenarien deutlich höher als in den anderen Szenarien, allerdings steigt er unterproportional mit den Netzkapazitäten. Das weist darauf hin, dass die Netzkapazitäten im Schnitt weniger ausgelastet sind, sich aber aufgrund von Nutzungsspitzen trotzdem ein umfangreicher Ausbau lohnt. Das hat auch damit zu tun, dass der Wert des Netzes in Situationen mit großer Knappheit besonders stark steigt.

Die Handelsflüsse bzw. -Salden der einzelnen Marktzone hängen von verschiedenen Faktoren ab, zu denen u. a. die Lage und Anbindung der jeweiligen Zone sowie die regionale Verteilung von Nachfrage und (günstigem) Angebot (aus erneuerbaren Energien) zählen. Insgesamt zeigt sich die Entwicklung der Handelssalden innerhalb der Szenariogruppen mit gleichen Annahmen zum Netzausbau als relativ stabil. Im Jahr 2050 zählen in allen betrachteten die deutsche, die belgisch-niederländische und die italienisch-slowenische Marktzone zu den größten Nettoimporteuren. Als bedeutende Nettoexporteure sind die skandinavische, die britische und die iberische Marktzone hervorzuheben, die sich durch eine Lage an den Rändern des Modellgebiets und große Potenziale mit günstigen erneuerbaren Energien auszeichnen, deren Erzeugung im Strombinnenmarkt weiterverteilt wird.

Abbildung 22: Stromaustausch im Szenariovergleich



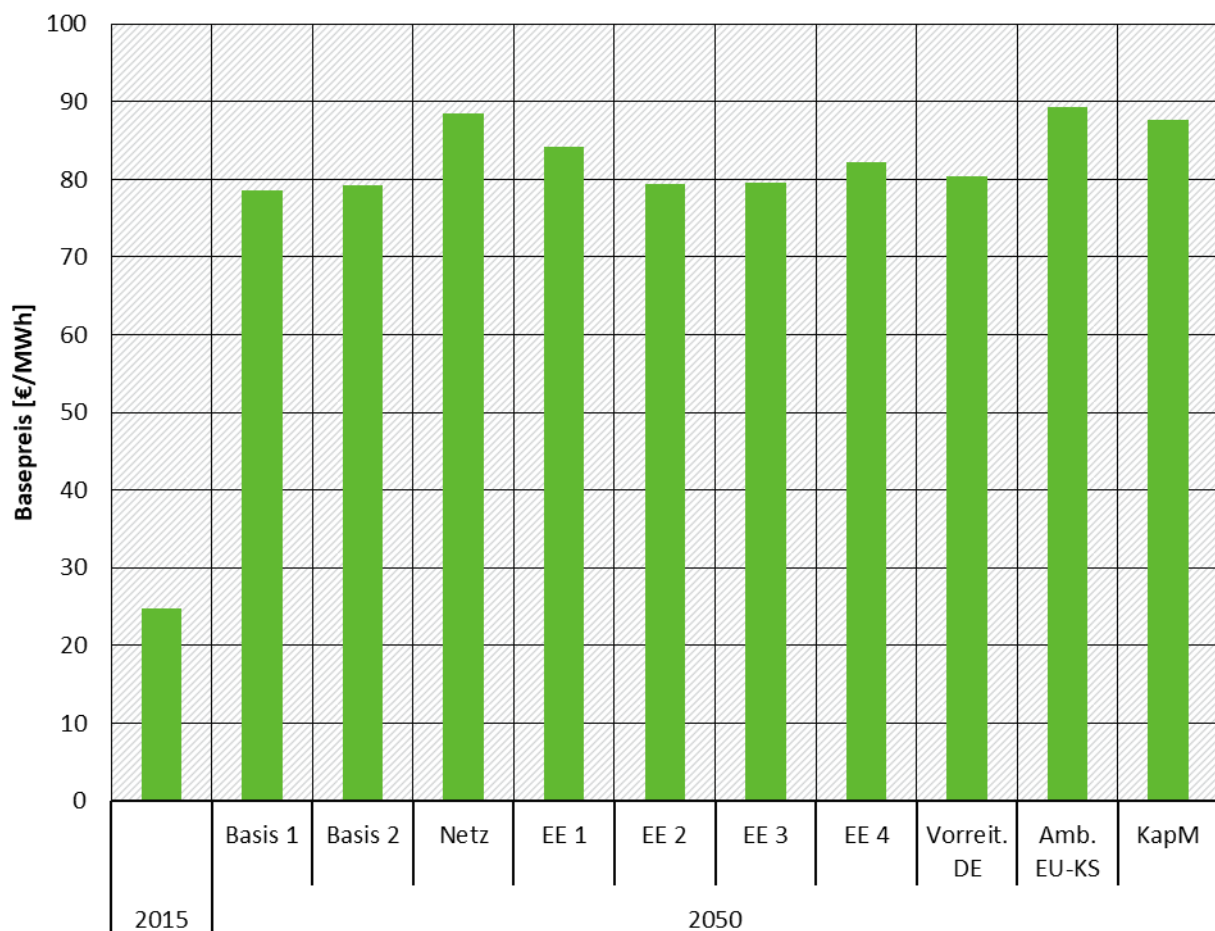
Quelle: Eigene Berechnungen.

Strompreis- und CO₂-Preisentwicklung

Die folgende Abbildung zeigt die durchschnittlichen jährlichen Strompreise (Basepreise) in der deutschen Marktzone im Vergleich zwischen den Szenarien. Wie zu erkennen, liegen die Basepreise im Modelljahr 2050 auf einem deutlich höheren Niveau als im Modelljahr 2015. Bereits ab dem Übergang zwischen den Modelljahren 2020 und 2030 zeigt sich ein (szenario- und zonenübergreifender) Trend zu steigenden Strompreisen. Wesentliche jahresübergreifende Treiber für den genannten Trend sind der Abtausch von günstigerer, aber CO₂-intensiverer Stromerzeugung aus Kohle durch Gas, sowie die im Zeitverlauf steigenden CO₂-Kosten der konventionellen Erzeugung. Im Jahr 2050 haben die Effekte der CO₂-Preise auf die Grenzkosten der verbleiben-

den (minimalen) fossilen Erzeugung sowie der Einsatz des CO₂-freien, aber teuren PtG-Brennstoffs in Gaskraftwerken eine maßgeblich Strompreis-steigernde Wirkung. Bei der Interpretation der absoluten Höhe der für das Jahr 2050 ermittelten Strompreise ist allerdings zu beachten, dass aufgrund der großen Unsicherheiten bei den zukünftigen PtG-Kosten die Aussagekraft des Strompreisniveaus eingeschränkt ist. Mit den aktuellen Entwicklungen für die zu erwartenden Gesteungskosten für PtG und der für die PtG-Produktion eingesetzten erneuerbaren Energien (insb. PV) sind niedrigere Strompreise zu erwarten (siehe Abschnitt 5.7.3). Die jährlichen Strompreise können jedoch für den Vergleich zwischen den Szenarien genutzt werden, weil die Annahmen zu den Kosten für PtG und erneuerbare Energien in allen Szenarien gleichermaßen gelten und damit die strukturellen Strompreisunterschiede in den Szenarien von den entsprechenden Parametern weitgehend unberührt bleiben.

Im Szenariovergleich für das Jahr 2050 sind leicht höhere Strompreise im Basisszenario 2 gegenüber dem Basisszenario 1 zu beobachten, die u. a. auf die höhere Stromnachfrage zurückzuführen sind. In den Szenarien mit eingeschränktem Netzausbau liegen die Strompreise höher als in den Basisszenarien, da die geringere Flexibilität bzw. stärker eingeschränkte Nutzung des Strombinnenmarktes das Angebot verteuert. Unter den EE-Szenarien zeichnen sich die Szenarien mit der lokal höheren EE-Erzeugung in der deutschen Marktzone durch entsprechend niedrigere Strompreise aus. Auch andere Zonen, in denen sich durch nationale Zielvorgaben die heimische EE-Erzeugung erhöht, zeigen sich preissenkende Effekte (und umgekehrt preissteigernde Tendenzen für Zonen mit sinkender EE-Erzeugung). Der zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien führt demnach zu niedrigeren Strompreisen. Dieser Effekt ist auch im Vorreiter-Szenario sichtbar. Hier liegen die Strompreise in 2050 in der deutschen Marktzone durch den höheren EE-Anteil in Deutschland unter dem Netzrestriktionszenario, trotz ambitionierterer Emissionsminderungen in Deutschland. Das EU-Klimaschutz-Szenario zeigt in Deutschland sowie den meisten anderen Marktzone(n) (aufgrund des höheren Einsatzes von PtG infolge der größeren Emissionsminderung) leicht höhere Strompreise als das Netzzenario, die Unterschiede sind allerdings trotz ambitionierterer Emissionminderungen in der Modellregion geringfügig. Die Strompreise im KapM-Szenario liegen aufgrund des Überangebots in der Regel niedriger als im Netzzenario.

Abbildung 23: Durchschnittliche Strompreise in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die CO₂-Preise sind ebenfalls ein Ergebnis der Szenarien und spiegeln die Opportunitätskosten der Einhaltung der CO₂-Mengenbegrenzung wider. Die CO₂-Preise steigen bis 2050 in allen Szenarien an, je nach Szenario ergeben sich in 2030 und 2040 jedoch deutlich unterschiedliche Werte, vgl. Kap. 7. Die CO₂-Preise im Jahr 2050 werden primär durch den Einsatz von PtG zur Strom- und Wärmeerzeugung gesetzt (s. Abschnitte 5.7.1.1 und 5.7.3).

Marktwerte erneuerbarer Energien

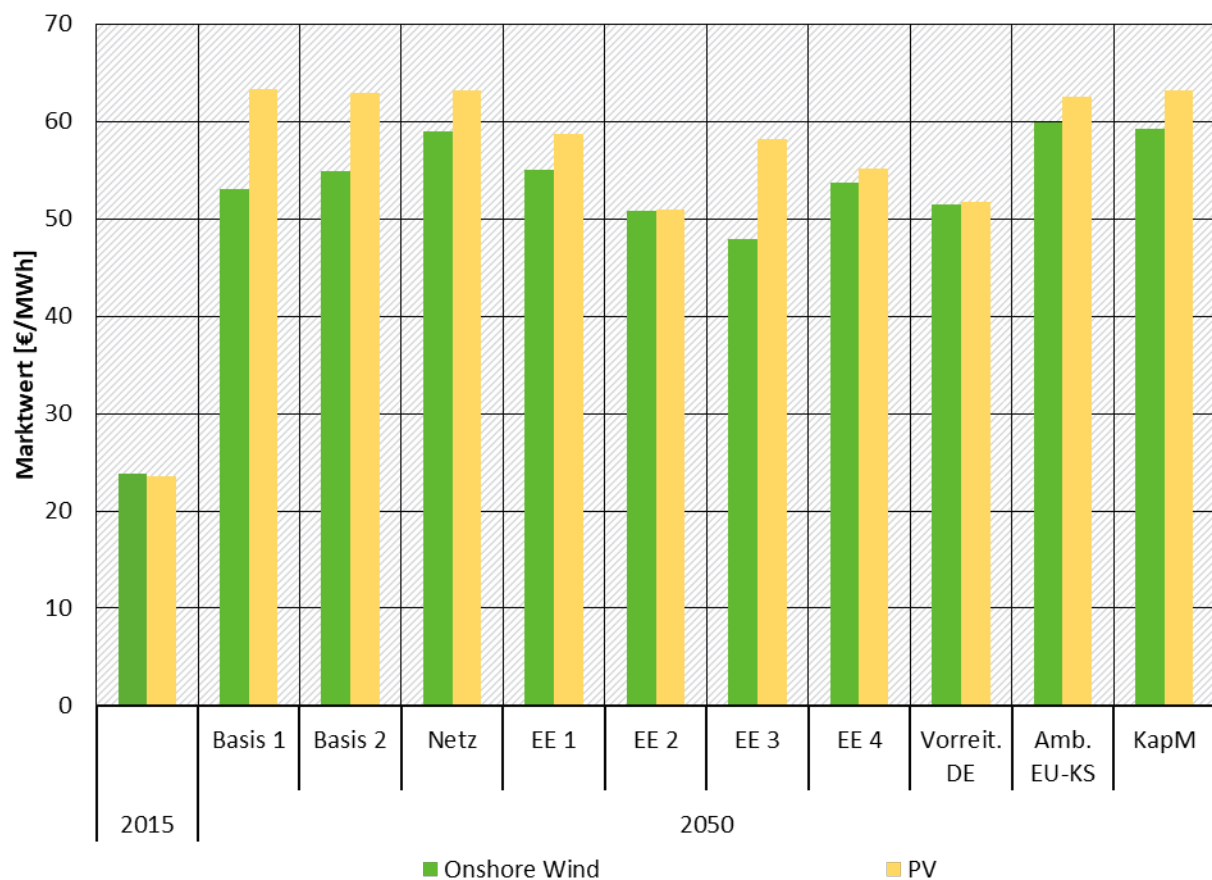
Abbildung 24 zeigt die Marktwerte von Onshore-Wind und von PV in der deutschen Marktzone für das Jahr 2050 im Vergleich zwischen den Szenarien⁴⁵.

Die Marktwerte sind das Produkt aus stündlicher EE-Erzeugung und stündlichen Preisen und werden von vielen unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Alle Einflussfaktoren, die auf die Preisstrukturen, die EE-Einspeisestrukturen bzw. ihr Verhältnis zueinander wirken, beeinflussen auch den Marktwert. Dementsprechend komplex sind die Wirkungszusammenhänge, sodass die Ergebnisse relativ heterogen ausfallen. An dieser Stelle weisen wir beispielhaft auf zwei Grundmuster hin, welche die Marktwert-Ergebnisse dominieren können, aber nicht müssen. Unterschiedliche Mischungen dieser und anderer Muster können zu unterschiedlichen Ergebnissen führen.

⁴⁵ Da in diesem Jahr in keinem der Szenarien Offshore-Kapazitäten in Deutschland existieren, ist der Offshore-Marktwert nicht in der Grafik enthalten.

Zum einen wirken steigende Strompreinsniveaus in der Tendenz steigernd auf die Marktwerte, was wir beispielsweise an niedrigeren Marktwerten im EE-Szenario 1 im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario sehen. Analoges gilt für sinkende Strompreise, die in der Tendenz senkend auf die Marktwerte wirken. Zum anderen wirkt sich eine stärkere (schwächere) Konzentration einer EE-Technologie in einer Zone tendenziell senkend (steigernd) auf ihren Marktwert aus. Das sieht man beispielsweise im Vergleich des EE-Szenarios 3 mit dem EE-Szenario 2 im Jahr 2050. Während die Leistung von Onshore gegenüber dem EE-Szenario 2 steigt, sinkt die Leistung von PV gegenüber EE-Szenario 2 im Jahr 2050. Das Ergebnis ist ein niedrigerer Marktwert von Onshore und ein höherer Marktwert von PV im EE-Szenario 3 als im EE-Szenario 2.

Abbildung 24: Durchschnittliche Onshore- und PV-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Szenariovergleich



Quelle: Eigene Berechnungen.

Anhand von Abbildung 24 ist zudem zu erkennen, dass die absoluten Marktwerte der erneuerbaren Energien im Jahr 2050 in allen Szenarien wesentlich höher sind als im Vergleichsjahr 2015. Dies resultiert aus dem insgesamt höheren Strompreinsniveau.⁴⁶ Die Marktwerte der erneuerbaren Energien fallen dabei in den Szenarien mit EE-Fördersystemen in der Tendenz niedriger aus als in vergleichbaren Szenarien ohne Fördersystem, wie im Netzrestriktionsszenario. In den Szenarien ohne Fördersystem werden diejenigen Technologien und Standorte für

⁴⁶ Wie in diesem Kapitel und in Abschnitt 5.7.3 erläutert, ist hier bei der Interpretation zu berücksichtigen, dass die absolute Höhe der Strompreise im Jahr 2050 von den PtG-Kosten beeinflusst wird, die einer großen Unsicherheit unterliegen. Die aktuellen Entwicklungen lassen deutlich niedrigere PtG-Kosten erwarten, die wiederum zu niedrigeren Strompreisen führen würden. Der Folgeeffekt auf die EE-Marktwerte ist allerdings dadurch begrenzt, dass die Strompreise in Stunden mit hoher EE-Einspeisung i. d. R. nicht durch PtG gesetzt werden.

den EE-Zubau gewählt, an denen die Anlagen ihre Kosten über die Strommarkteinnahmen (mindestens) decken können. Ihre durchschnittlich über die Anlagenlebensdauer erzielten Marktwerte sind daher mindestens so hoch wie ihre durchschnittlichen Stromgestehungskosten. Werden zusätzliche EE-Ziele vorgegeben, beispielsweise um den Zubau in einer Marktzone zu erhöhen, dann verändert sich die EE-Kapazitätsentwicklung entsprechend. Eine rein markt-basierte Kostendeckung ist dann nicht mehr für alle EE-Anlagen gewährleistet, da zur Zielerreichung zusätzliche Zubau-Optionen mit höheren Kosten und/oder niedrigeren Strommarkteinnahmen herangezogen werden, und sich die Wirtschaftlichkeit des gesamten EE-Anlagenparks durch Strompreiseffekte verändert. In den Modellergebnissen der Szenarien mit EE-Zielen zeigen sich diese Veränderungen auch in den o. g. niedrigeren durchschnittlichen Marktwerten.

In der Praxis würden entsprechende Fördersysteme bzw. -zahlungen zur Refinanzierung der zugebauten Anlagen beitragen und eine zusätzliche Einnahmequelle bereitstellen. Die Ausgestaltung der Fördersysteme, die Berechnung der Förderhöhe und die Art und Höhe der Finanzierung sind, wie bereits erläutert, nicht Teil der Untersuchungen in diesem Projekt. Indikativ lassen niedrigere Marktwerte jedoch in der Tendenz auf einen höheren Förderbedarf schließen. Hinsichtlich der Kosten der Förderung, die letztlich von den Endverbrauchern getragen werden, ist allerdings zu bedenken, dass sich der strompreissenkende Effekt des EE-Aubaus, wie er für die EE-Szenarien auch in Abbildung 23 zu erkennen ist, gegenläufig (also senkend) auf die Nettokosten des EE-Aubaus für Endverbraucher wirkt.

7 Szenarioergebnisse im Detail

Im Folgenden stellen wir die Ergebnisse für die zehn Szenarien im Detail dar und ordnen sie ein. Im Sinne konsistenter Ceteris-Paribus-Analysen stehen dabei der Vergleich zwischen aufeinander aufbauenden Szenarien und Vergleiche zum Netzrestriktionsszenario im Mittelpunkt, welches sich als Referenzpunkt anbietet.⁴⁷

7.1 Basisszenario 1 (ohne PtG-Produktion)

In diesem Abschnitt stellen wir die Ergebnisse des Basisszenario 1 vor, das den Startpunkt für die Analysen bildet. Wie in Kapitel 4 beschrieben, wird Basisszenario 1 ein Transformationspfad unter möglichst günstigen, aber dennoch technisch realistischen Rahmenbedingungen ermittelt. Das bedeutet u. a., dass die wesentlichen fundamentalen Restriktionen berücksichtigt werden, und dass die Verfügbarkeit technologischer Innovationen moderat optimistisch eingeschätzt wird. Darüber hinaus bestehen große Freiheitsgrade in der Optimierung der Transformation, die lediglich über CO₂-Minderungspfade angereizt wird. Auch bei der räumlichen Allokation von Erzeugung und Verbrauch gibt es aufgrund umfangreicher Netzausbaumöglichkeiten großen Spielraum. An den Sektorgrenzen wird bewusst ein idealisiertes Marktdesign berücksichtigt, welches einen verzerrungsfreien Wettbewerb der Technikooptionen gewährleisten kann. Zudem wird von der Akzeptanz von Energiewendetechnologien ausgegangen, was mit Blick auf die gegenwärtige Entwicklung des Windenergieausbaus an Land als optimistische Annahme gesehen werden kann.

Kosten

Der Barwert der Systemkosten der Jahre 2015-2050 beträgt 3.157 Mrd. €, wobei davon 65,5% von Investitions- und fixen Betriebs- und Wartungskosten (Fixkosten) eingenommen werden. Der Großteil der Investitions- und Fixkosten entfällt mit 1.432 Mrd. € auf die erneuerbaren Technologien, deren Ausbau durch das angestrebte Dekarbonisierungsziel angereizt wird. Danach folgen die Fixkosten der konventionellen und sonstigen Technologien im Strom- und Wärmesektor mit 562 Mrd. €. Die mit Abstand geringsten Investitions- und Fixkosten liegen beim Stromnetz des europäischen Binnenmarktes mit 72 Mrd. €. Die restlichen 34,5 % der Systemkosten entfallen auf die variablen Kosten. Diese enthalten die Brennstoffkosten des Strom- und Wärmesektors, andere variable Kosten sowie verschiedene Opportunitätskosten (u. a. des freiwilligen Lastverzichts) und Gutschriften. Der Barwert der Gutschriften für den Einsatz von dezentraler Power-to-Heat fällt im Gesamtkontext mit 0,7 Mrd. € allerdings kaum ins Gewicht.

Im Zeitverlauf steigen die annuitätischen Investitions- und Fixkosten der endogen modellierten erneuerbaren Energie (also Wind- und Solarenergie), da die ambitionierter werdenden CO₂-Ziele mit einem entsprechenden EE-Ausbau einhergehen. In moderaterem Umfang steigen die annuitätischen Investitions- und Fixkosten des Stromnetzes im Zeitverlauf. Dieser Anstieg ist auch darauf zurückzuführen, dass der frühere Netzausbau der ersten Stufe annahmegemäß mit geringeren Kosten verbunden ist als der spätere Ausbau der zweiten Stufe. Dagegen gehen die annuitätischen Investitions- und Fixkosten der nicht-erneuerbaren Technologien im Zeitverlauf zurück, da sie zunehmend durch die EE-Technologien abgelöst werden. Ebenso gehen die variablen Kosten im Zeitverlauf zurück, da EE-Erzeugung mit variablen Kosten von null die thermische konventionelle Erzeugung ersetzt. Die zusätzlichen Kosten der eingesetzten

⁴⁷ Das Netzrestriktionsszenario bietet unter Akzeptanzaspekten eine plausibel realisierbaren Netzausbaupfad. Hingegen ist ungewiss, ob der umfangreiche Netzausbau in den Basisszenarien realisierbar ist und die mit dem zusätzlichen europäischen Netzausbau nutzbaren Flexibilitäts- und Effizienzpotentiale tatsächlich in diesem Umfang genutzt werden können.

Flexibilität fallen im Gesamtkontext weniger stark ins Gewicht, ebenso wie die Gutschrift aus dezentraler PtH (<1%).

Stromerzeugungskapazitäten

Im Zuge der Dekarbonisierung lösen erneuerbare Energien konventionelle thermische Erzeugungsleistung zunehmend ab. Dabei erfolgt die Auswahl der Standorte und Technologien des EE-Ausbau im bestmöglichen Kosten-Nutzen-Verhältnis aus Sicht des Versorgungssystems. Im Jahr 2020 existieren 193,0 GW an Windenergieleistung und 117,1 GW PV-Kapazitäten in der Modellregion. Im Jahr 2030 steigen die Wind-Kapazitäten in der Modellregion insbesondere durch den endogenen Zubau von Onshore-Anlagen auf 293,9 GW, während die PV-Kapazitäten auf 94,4 GW fallen, da stillgelegte PV-Anlagen (mit Ausnahme der iberischen Halbinsel) nicht durch neue PV-Anlagen ersetzt werden. Im Jahr 2040 sehen wir mit den ambitionierter werdenden CO₂-Zielen sowohl bei Wind als auch bei PV einen Ausbau auf 498,0 GW bzw. 239,9 GW, wobei wir dabei erstmalig in ausgewählten Onshore-Potenzialregionen (bspw. für sehr gute Standorte in der deutschen Marktzone oder sehr gute Standorte in der britisch-irischen Marktzone) an die Potenzialgrenzen stoßen. Der EE-Ausbau geht ebenso im Jahr 2050 sowohl bei den Wind- als auch bei den PV-Kapazitäten weiter, wobei die PV-Kapazitäten mit 499,7 GW gegenüber der Windenergieleistung von 692,1 GW zum Jahr 2040 überproportional wachsen. Jedoch werden in keiner PV-Potenzialregion die Potenzialgrenzen erreicht. Im Gegensatz dazu steigt die Anzahl der Onshore-Potenzialregion, die ihre Potenzialgrenzen erreichen, gegenüber dem Jahr 2040 an.

Im Bereich der konventionellen Erzeugungstechnologien geht die Leistung zurück. Während im Jahr 2020 die thermische Gesamtleistung 349,7 GW beträgt, fällt sie mit 277,4 GW in 2030 und 199,6 GW in 2040 kontinuierlich auf 108,3 GW im Jahr 2050 in der Modellregion. Dabei geht die kohlebasierte Erzeugungsleistung von 108,7 GW in 2020 auf 46,7 GW in 2030 zurück, was im Großteil auf Stilllegungen aufgrund des Ablaufs der technischen Lebensdauer zurückzuführen ist. In der polnischen Marktzone, in der es (wie in Kapitel 5.2.3 beschrieben) die Möglichkeit des endogenen Zubaus von kohlebasierter Erzeugungsleistung gibt, wird diese Möglichkeit für einen Zubau von Steinkohle-KWK in Höhe von 2,7 GW genutzt. Dabei werden die vorgegebenen Potentiale für Steinkohle in Polen im Jahr 2030 (ebensowenig wie in allen anderen Modelljahren und Szenarien) nicht voll ausgeschöpft.

Die in Summe über alle Zonen sinkende kohlebasierte Erzeugungsleistung wird teilweise durch Gaskraftwerke abgelöst. Dabei steigen die Erzeugungsleistung der GuD-Anlagen (2020: 63,4 GW; 2030: 69,1 GW) und der Gas-KWK (2020: 38,0 GW; 2030: 40,4 GW) in 2030 leicht gegenüber 2020 an, während die Gasturbinen (2020: 9,0 GW; 2030: 31,1 GW) und Netzersatzanlagen (2020: 0,8 GW; 2030: 3,8 GW) bis 2030 deutlich zunehmen. Wir sehen in 2030 somit eine Tendenz zu mehr Spitzenlasttechnologien im konventionellen Kraftwerkpark.

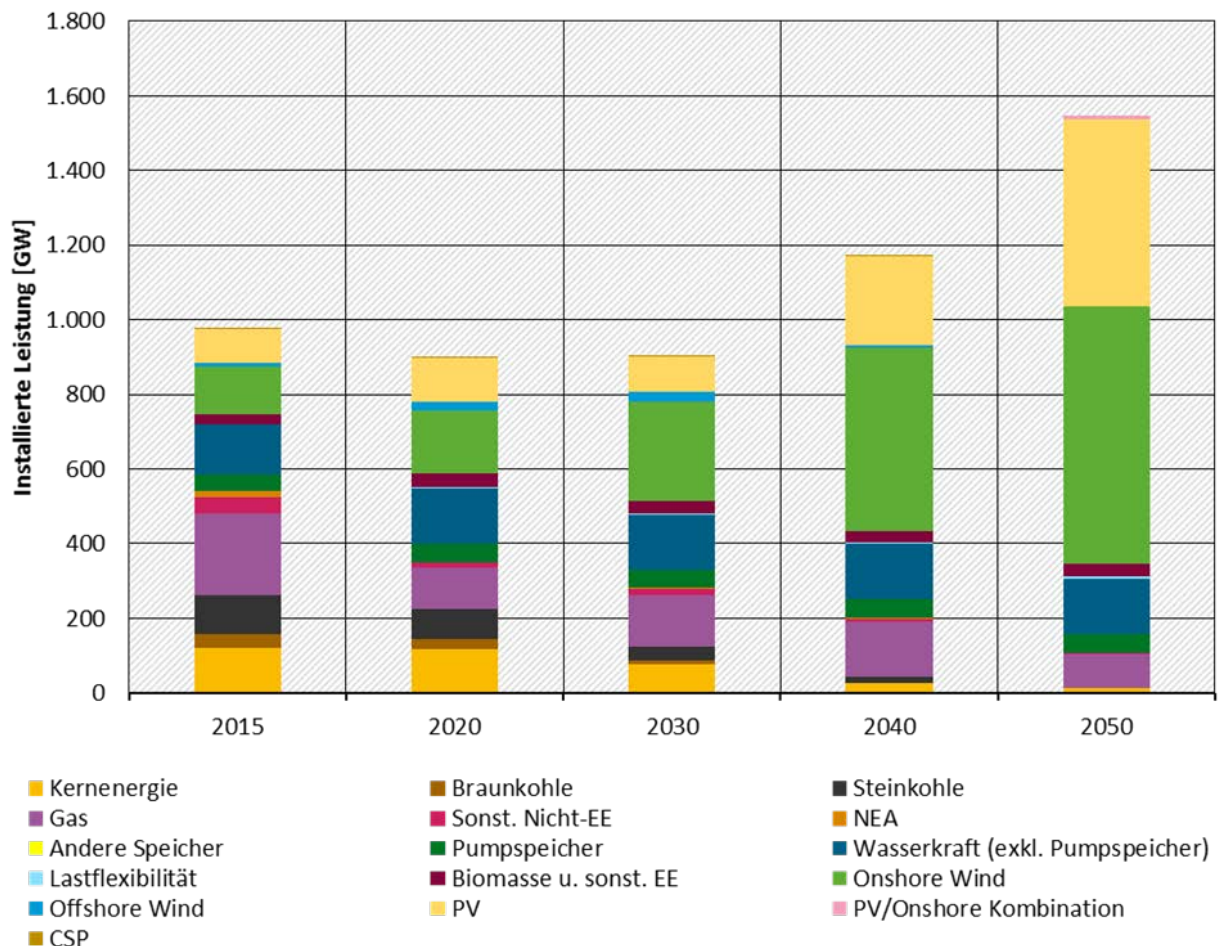
Im Jahr 2040 geht die kohlebasierte Erzeugungsleistung weiter auf 14,8 GW zurück, wobei alle restlichen Braunkohlekraftwerke im Jahr 2040 stillgelegt werden, da sie aufgrund des verminderten CO₂-Budgets und der damit einhergehenden höheren CO₂-Preise (s.u.) keine geeignete Option mehr sind. Bei den Gaskraftwerken erfolgt eine Zunahme der Leistung von GuD-Anlagen auf 82,0 GW. Die Leistung der Gas-KWK (38,8 GW), Gasturbinen (27,1 GW) und Netzersatzanlagen (3,0 GW) sinken geringfügig gegenüber 2030, da altersbedingte Stilllegungen nicht vollständig durch Ersatzinvestitionen ausgeglichen werden.

Im Jahr 2050, in dem das CO₂-Minderungsziel bei 99% liegt, werden alle restlichen steinkohlebasierten Kraftwerke, dabei insbesondere auch der Steinkohle-KWK Zubau in Polen aus dem Jahr 2030, stillgelegt. Im Zuge der Dekarbonisierung sehen wir auch bei den Gaskraftwerken einen

Rückgang der Erzeugungsleistung gegenüber 2040. Dabei sinkt vor allem die Erzeugungsleistung der GuD-Anlagen deutlich auf 32,0 GW, was im Großteil auf altersbedingte Stilllegungen zurückzuführen ist, für die keine Ersatzinvestitionen getätigt werden. Die Erzeugungsleistung von Gas-KWK mit 35,6 GW und Gasturbinen mit 24,7 GW bleibt dagegen auf einem vergleichbaren Niveau wie im Jahr 2040, wobei es bei Gas-KWK vereinzelte endogene Zubauten gibt.

Abbildung 25 fasst die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion zusammen.

Abbildung 25: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

In der deutschen Marktzone folgt die Entwicklung des Kapazitätsmixes generell der Logik der Modellregion, zeigt allerdings einige Besonderheiten. Da das CO₂-Ziel auf europäischer Ebene erfüllt werden muss und große Netzkapazitäten für die Versorgung der einzelnen Marktzone zur Verfügung stehen, erfolgt der EE-Ausbau nicht in allen Zonen im Gleichschritt. Vielmehr stehen die Standorte und Technologien in einem europäischen Wettbewerb, in dem die aus Systemsicht günstigsten Optionen zum Zuge kommen. Für die deutsche Marktzone führt das dazu, dass die Summe der heimischen Wind- und PV-Leistung in den Jahren 2020-2040 zunächst rückläufig ist, und erst im Jahr 2050 signifikante EE-Kapazitäten lokal zugebaut werden:⁴⁸

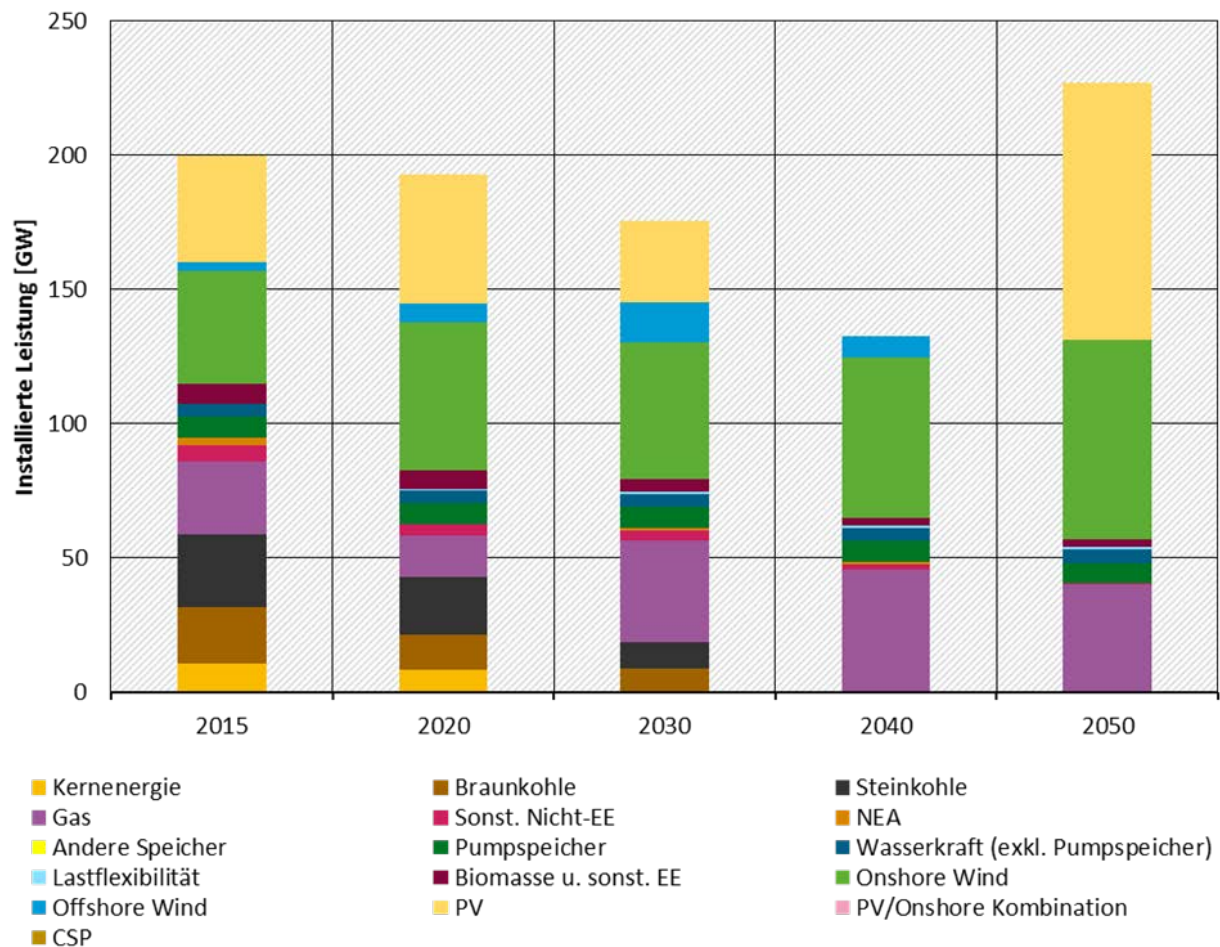
⁴⁸ Die Modellierungsergebnisse für die deutsche Marktzone verdeutlichen, dass die strikte energiewirtschaftliche Optimierung zu extremen Ergebnissen führen kann. Es ist offensichtlich, dass daraus nicht unmittelbar Schlussfolgerungen für die Klima- und

Im Jahr 2020 sind 61,9 GW an Windenergieleistung und 48,2 GW an PV-Kapazitäten in der deutschen Marktzone installiert. Im Jahr 2030 steigt die endogen ermittelte Windenergieleistung auf 65,9 GW an, während die PV-Kapazitäten – analog zur Entwicklung in der Modellregion – auf 30,4 GW fallen, da für die Bestands PV-Anlagen keine Ersatzinvestitionen erfolgen. Im Jahr 2040 liegen die Windenergieanlagen bei 68,0 GW, wobei der Ausbau an den guten Standorten in der norddeutschen Onshore-Potenzialregion an die Potenzialgrenze stößt. Währenddessen liegt die Kapazität der PV-Anlagen bei 0 GW, da es für die stillgelegten PV-Anlagen weiterhin keine Ersatzinvestition gibt und Neuinvestitionen an anderen Standorten und in andere Technologien erfolgen. Erst im Jahr 2050 gibt es dann sowohl im Bereich von Wind als auch PV einen deutlichen EE-Zubau, wobei die Kapazitäten der Windenergie sogar von den PV-Kapazitäten überholt werden. Die Windenergieleistung steigt auf 74,6 GW und die PV-Kapazität steigt auf 95,5 GW⁴⁹. Dabei wird für beide Onshore-Standortklassen in der norddeutschen Potenzialregion die jeweilige Potenzialgrenze erreicht. Wir sehen also hier, dass unter den weitreichenden Annahmen des Basisszenario 1 erst bei sehr ambitionierten europäischen CO₂-Zielen ein signifikanter EE-Ausbau in Deutschland erfolgt, und dass für PV erst spät ein Verhältnis aus Anlagenkosten und Systemnutzen erreicht wird, das ihnen hinsichtlich der installierten Leistung den Vorzug vor Onshore-Wind gibt.

Bei den konventionellen Technologien sehen wir wie auf Ebene der Modellregion einen Rückgang der Leistung in der deutschen Marktzone, die sich von 62,7 GW in 2020 über 60,4 GW in 2030 und 47,8 GW in 2040 auf 40,5 GW in 2050 entwickelt. Die kohlebasierte Leistung geht dabei annahmegemäß von 34,9 GW in 2020 auf 18,7 GW in 2030 zurück, wobei diese exogen vorgegebenen Stilllegungen im Großteil mit dem Ablauf der technischen Lebensdauer zusammenfallen. Bis zum Jahr 2040 gehen die restlichen Kohlekraftwerke in der deutschen Marktzone, teilweise auch durch vorzeitige Stilllegungen, aus dem Markt. Bei den Gaskraftwerken sehen wir von 2020 auf 2030 einen Anstieg von 15,4 GW auf 37,7 GW, der im Großteil auf Ersatz- und Neuinvestition von Gasturbinen (2020: 1,9 GW; 2030: 18,5 GW) und Gas-KWK (2020: 9,1 GW; 2030: 14,8 GW) zurückzuführen ist, während die GuD-Anlagen unverändert bei 4,4 GW liegen. Im Jahr 2040 steigen die Gaskapazitäten auf 45,8 GW und ersetzen die wegfallende kohlebasierte Erzeugungsleistung demnach nur teilweise. Ein Anstieg der Leistung ist dabei vor allem bei GuD-Anlagen durch Neuinvestitionen zu sehen, während die Kapazitäten der Gasturbinen und Gas-KWK gegenüber 2030 leicht zurückgehen, da altersbedingt stillgelegte Anlagen nur bedingt durch Neuinvestition ersetzt werden. Im Jahr 2050 liegen die Gaskapazitäten dann bei 40,5 GW, wobei davon 23,0 GW auf Gas-KWK und GuD-Anlagen entfallen, sowie 16,9 GW auf Gasturbinen. Abbildung 26 zeigt die zeitliche Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone.

Energiepolitik abgeleitet werden können, da die Ergebnisse auch von der Übertragbarkeit der Annahmen in die Praxis abhängen. Im Basisszenario 1 werden dem Modell bewusst umfangreiche Freiheitsgerade eingeräumt, um das grundsätzliche Verständnis für den Möglichkeitsraum zu stärken. Zudem besteht auch jenseits der im Modell abgebildeten energiewirtschaftlichen Zusammenhänge in der Politik und bei den Marktakteuren ein Interesse an stabilen Rahmenbedingungen, so dass sich Investitionen in Sach- und Humankapital ebenso gut planen lassen wie Genehmigungsverfahren von EE-Anlagen. Ein zeitlich stark schwankender Ausbau dürfte sich aus dieser Perspektive i. d. R. als wenig effizient erweisen. Auch die Akzeptanz, als entscheidende Voraussetzung des Ausbaus erneuerbarer Energien, wird als gegeben angesehen, auch wenn die aktuelle Entwicklung nahelegt, dass dies eine optimistische Annahme ist.

⁴⁹ Zur Orientierung: Die für diese PV-Leistung benötigte Fläche von ca. 1.300 km² entspricht <0,4% der Landesfläche Deutschlands.

Abbildung 26: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Basisszenario 1

Quelle: Eigene Berechnungen.

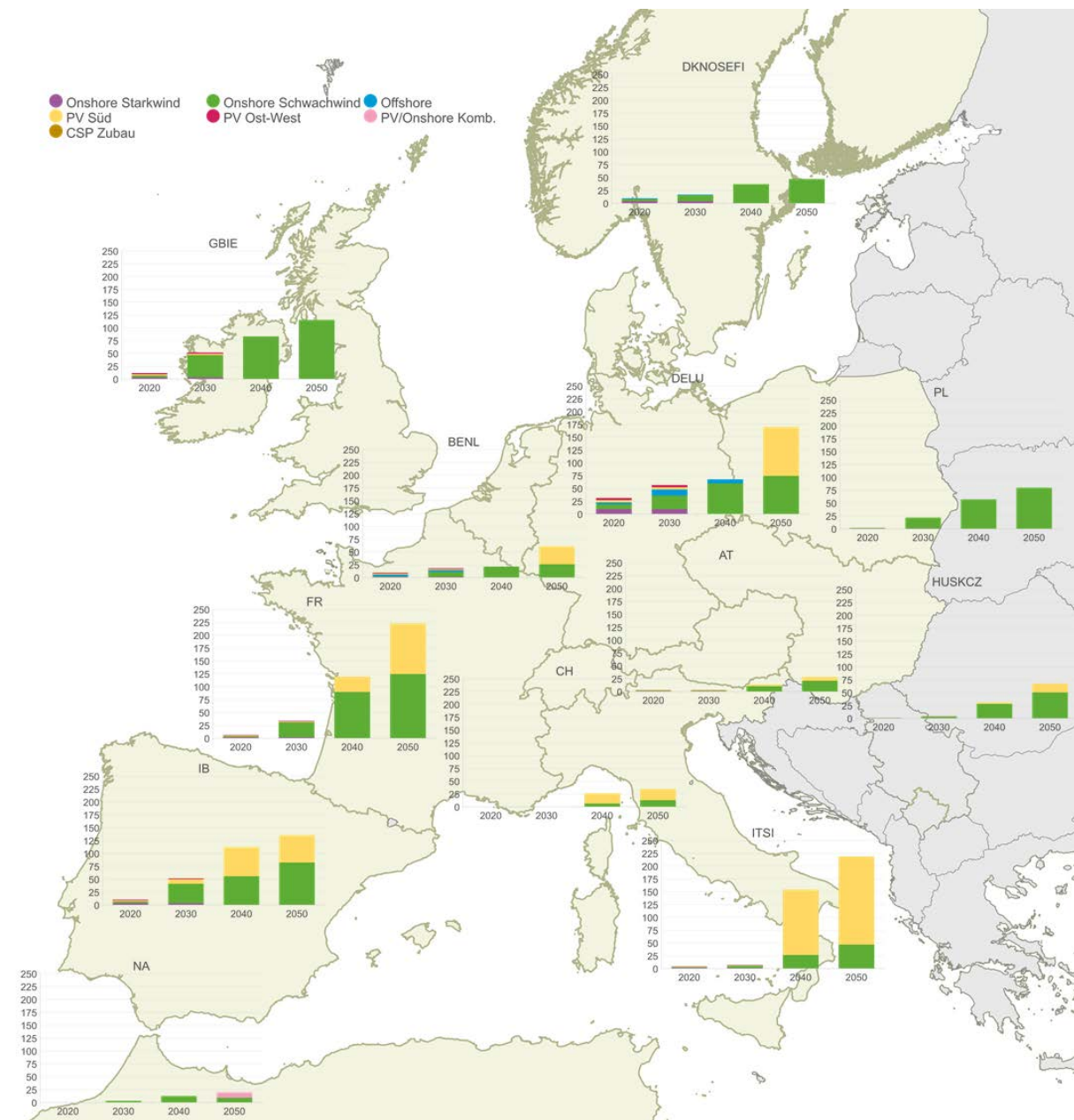
Abbildung 27 stellt die kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion dar. Zunächst fällt dabei auf, dass endogen lediglich Onshore Schwachwindanlagen und nach Süden ausgerichtete PV-Anlagen zugebaut werden. Die Onshore Starkwindanlagen und die nach Ost-West ausgerichteten PV-Anlagen mit ihren höheren Stromgestehungskosten stellen demnach keine attraktive Ergänzung für das Gesamtsystems dar, zumal sie in direkter Nutzungskonkurrenz mit den Onshore-Schwachwindanlagen bzw. nach Süden ausgerichteten PV-Anlagen stehen.

Im Onshore-Bereich sehen wir vor allem Ausbauten in nördlichen (DKNOSEFI, GBIE) und zentral gelegenen Marktzone (DELU, BENL, FR, AT, CH, PL) der Modellregion. Dabei werden im Jahr 2040 beispielsweise in der britisch-irischen Potenzialregion mit guten Standorten oder den beiden nördlichen belgisch-niederländischen Potenzialregionen bereits die jeweiligen Potenzialgrenzen erreicht. Bei den PV-Anlagen sehen wir ab dem Jahr 2040 einen Zubau an den ertragreichen Standorten im südlichen Teil der Modellregion. Während wir in den nördlichen Marktzone der Modellregion gar keinen endogenen PV-Zubau sehen, gibt es in den zentralen Marktzone, wie beispielsweise der deutschen oder belgisch-niederländischen Marktzone, PV-Zubauten im Jahr 2050. Insgesamt wird aber in keiner PV-Potenzialregion das zugehörige Potenziallimit erreicht. Im Bereich von Offshore sehen wir keinen endogenen Zubau, da die Technologie aufgrund der hohen Investitions- und FOM-Kosten und trotz der hohen Volllaststunden und gleichmäßigeren Einspeisung unter dem Strich keine sinnvolle Option für das

System darstellt. Im Bereich von CSP sehen wir aus ähnlichen Gründen ebenfalls keinen endogenen Zubau.

In Nordafrika erfolgt in 2030 und 2040 ein Zubau von Onshore-Anlagen, die in 2050 durch einen Zubau der kombinierten Wind- und PV-Anlagen abgelöst werden. Dabei werden die Potenziale in Nordafrika nicht voll ausgenutzt.

Abbildung 27: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in der Modellregion folgt den Entwicklungen des Kapazitätsmixes und spiegelt die Anforderungen der Dekarbonisierung wider. Die Erzeugung aus Wind und PV steigen über die Jahre von 599,0 TWh in 2020 über 1.168,8 TWh in 2030 und 2.355,7 TWh in

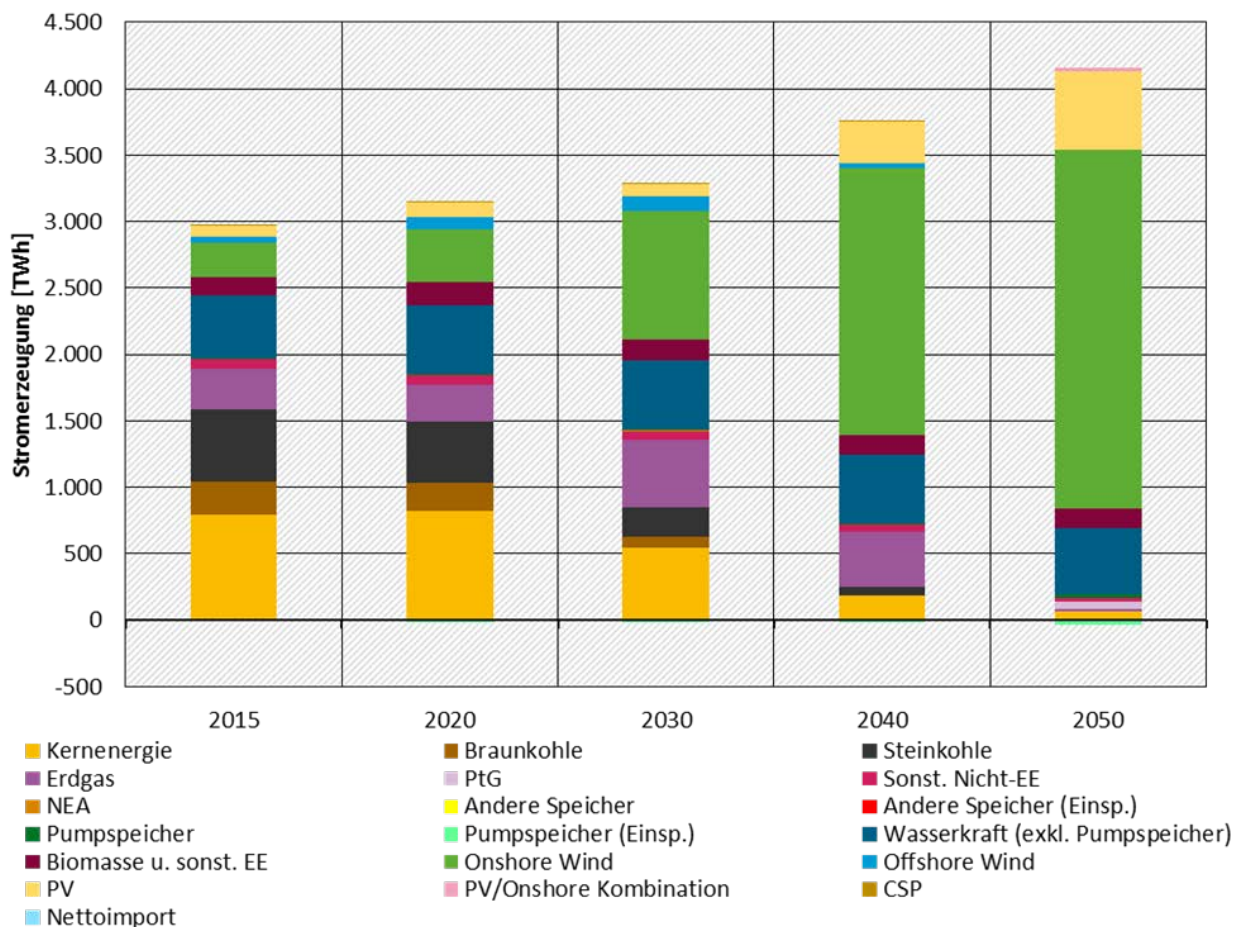
2040 auf 3.286,0 TWh in 2050 an. Dagegen geht die konventionelle thermische Erzeugung von 1.847,7 TWh in 2020 über 1.424,8 TWh in 2030 und 716,1 TWh in 2040 auf 167,3 TWh in 2050 zurück.

Bei der EE-Erzeugung dominiert in der Modellregion die Erzeugung aus Windenergie, die im Zeitverlauf immer über der PV-Erzeugung liegt. Im Jahr 2050 liegt die Erzeugung aus Wind bei 2.689,9 TWh und die Erzeugung aus PV bei 587,1 TWh. Die restliche Wind- und Solar-Erzeugung in Höhe von 35,2 TWh stammt aus der kombinierten Wind- und PV-Anlage in Nordafrika.

Bei der konventionellen thermischen Erzeugung sehen wir bei der kohlebasierten Erzeugung einen Rückgang im Zeitverlauf (2020: 670,2 TWh; 2030: 301,2 TWh; 2040: 59,8 TWh), der mit dem zunehmend knapperen CO₂-Budget einhergeht. Die Erzeugung aus Gaskraftwerken steigt zunächst von 280,2 TWh in 2020 auf 509,1 TWh in 2030, ehe sie über 419,4 TWh in 2040 auf 76,4 TWh in 2050 zurückgeht. Dabei wird der CO₂-freie Brennstoff PtG erstmals in 2050 mit insgesamt 59,6 TWh eingesetzt, da er in den vorherigen Jahren aufgrund seiner hohen Kosten noch keine geeignete CO₂-Vermeidungsoption darstellt. Insgesamt stammen im Jahr 2050 noch 41,0 TWh der Stromerzeugung aus fossilen Restmengen, was 0,99 % der Gesamtstromerzeugung in der Modellregion entspricht.

Abbildung 28 zeigt die Stromerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 1. Aus dieser Abbildung wird ebenso deutlich, dass die Stromerzeugung im Zeitverlauf insbesondere durch die Stromnachfrage der neuen Verbraucher zunimmt.

Abbildung 28: Stromerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 1



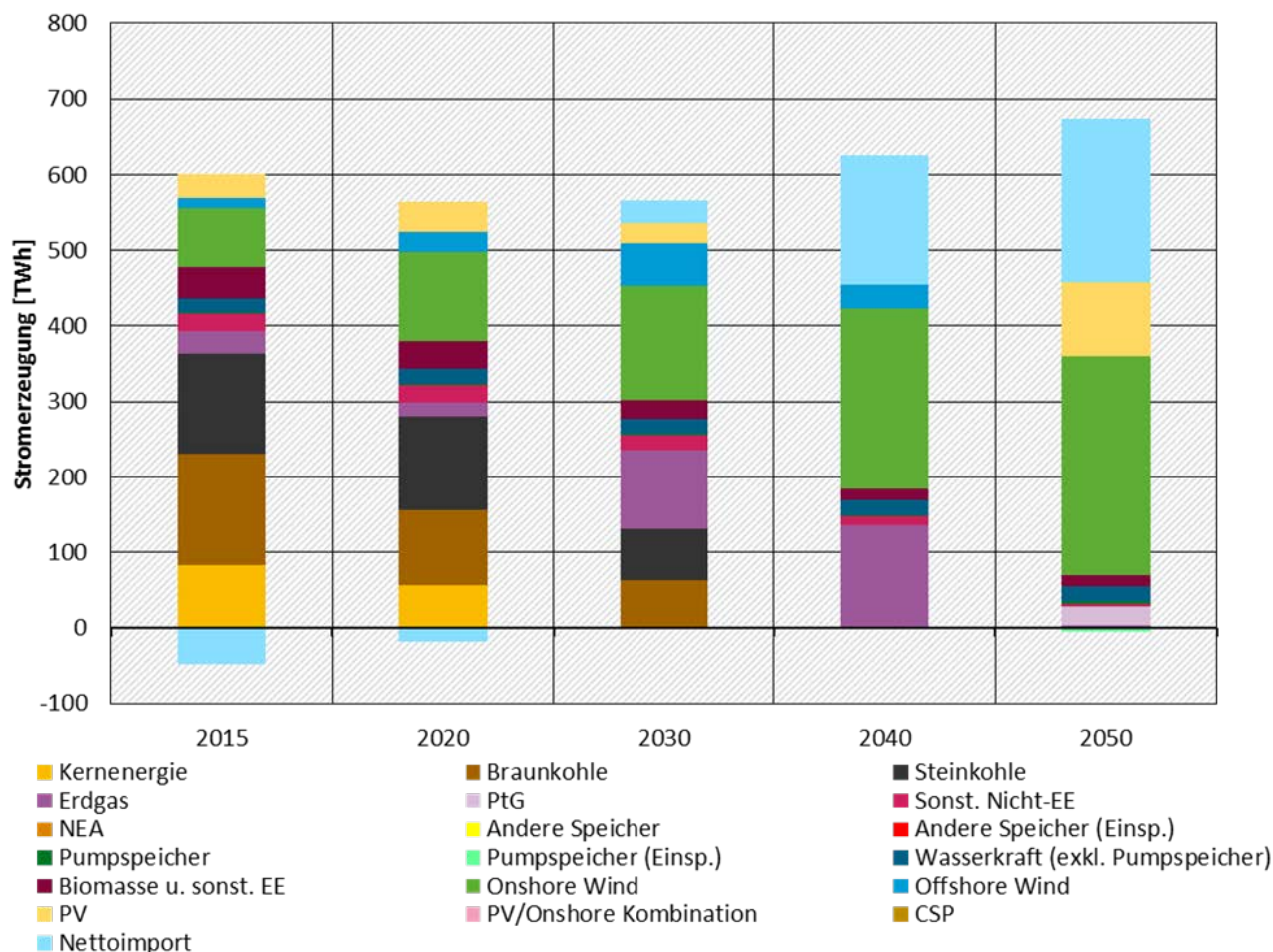
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland folgt im Wesentlichen dem Muster der Entwicklung in der Modellregion. Die Erzeugung aus Wind und PV nimmt über die Jahre zu (2020: 183,9 TWh; 2030: 233,3 TWh; 2040: 269,3 TWh; 2050: 387,6 TWh), während die konventionelle thermische Stromerzeugung im Zeitverlauf zurückgeht (2020: 322,0 TWh; 2030: 255,1 TWh; 2040: 148,1 TWh; 2050: 31,9 TWh). Dabei liegt die Erzeugung aus Windenergie in allen Jahren über der Erzeugung aus PV-Anlagen.

Im Bereich der konventionellen Erzeugung sehen wir in der deutschen Marktzone, dass die kohlebasierte Verstromung von 223,6 TWh in 2020 auf 131,1 TWh in 2030 zurückgeht und ab 2040 vollständig aufhört. Bei der Erzeugung aus Gaskraftwerken sehen wir jedoch von 18,8 TWh in 2020 einen starken Anstieg auf 103,7 TWh in 2030, der bis 2040 sogar auf 136,1 TWh weiter steigt. Im Jahr 2050 liegt die Erzeugung aus Gaskraftwerken bei 28,2 TWh, wobei 24,5 TWh davon aus CO₂-freiem PtG resultiert.

Hinsichtlich des grenzüberschreitenden Stromhandels entwickelt sich die deutsche Marktzone von einem Nettoexporteur in 2020 (-16,7 TWh Nettoimport) ab dem Jahr 2030 zu einem Nettoimporteur (2030: +29,5 TWh; 2040: +172,3 TWh; 2050: +215,7 TWh). Es wird demnach also zunehmend attraktiver, das Stromnetz des europäischen Binnenmarktes, in das die deutsche Marktzone sehr gut eingebunden ist, zu nutzen, um anstelle von heimischer Erzeugung günstigen Strom aus benachbarten Marktzone zu importieren. Abbildung 29 gibt einen Überblick über die Stromerzeugung und den Nettoimport in der deutschen Marktzone im Basisszenario 1.

Abbildung 29: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Basisszenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

Der Einsatz der Pumpspeicher als Flexibilitätsoption nimmt mit dem Zeitverlauf sowohl in der Modellregion (2020: 10,0 TWh; 2030: 11,2 TWh; 2040: 15,7 TWh; 2050: 27,6 TWh) als auch in der deutschen Marktzone (2020: 1,6 TWh; 2030: 1,8 TWh; 2040: 1,9 TWh; 2050: 3,3 TWh) zu. Durch den EE-Ausbau und den gleichzeitigen Rückgang der konventionellen Kraftwerke wird im System mehr Flexibilität benötigt, um in Knappheitssituationen die Nachfrage decken zu können, und um die wachsenden EE-Strommengen zu integrieren. Im Jahr 2050, in dem wir bei den Pumpspeichern einen deutlichen Anstieg im Einsatz sehen, wird auch die alternative Stromspeichertechnologie mit 0,6 TWh erstmalig zugebaut und eingesetzt.

Fuel-Switch von O-Lkw und freiwillige Lastreduktion, deren Flexibilität in Situationen mit einem knappen Angebot besonders wertvoll ist und dort den Stromverbrauch senken kann, kommt im Zeitverlauf über die Modelljahre ebenfalls häufiger zum Einsatz. Dabei wird der Fuel-Switch von O-Lkw durch seine im Vergleich zur freiwilligen Lastreduktion günstigeren Opportunitätskosten früher bzw. häufiger eingesetzt. Im Jahr 2030 wird 1,0% des ex-ante O-Lkw-Stromverbrauchs (0,7 TWh) durch den Fuel-Switch reduziert. Im Jahr 2040 reduziert sich der Stromverbrauch um 1,9% (2,8 TWh) durch den Fuel-Switch von Strom auf PtL für O-Lkw. Im Jahr 2050 steigt die Reduktion des Stromverbrauchs durch den Fuel-Switch auf PtL deutlich auf 5,3% (14,9 TWh) gegenüber 2040 an. In der deutschen Marktzone liegt die Reduktion des Stromverbrauchs bei 1,5% in 2030, 2,9% in 2040 und 6,0% in 2050. Die freiwillige Lastreduktion wird dagegen in deutlich geringerem Umfang als der Fuel-Switch für O-Lkw eingesetzt und liegt in der Modellregion in jedem Jahr unter 0,2 TWh. Der maximale Einsatz der freiwilligen Lastreduktion in der deutschen Marktzone liegt bei 806 MW, also deutlich unter dem Gesamtpotenzial von rund 14 GW.

Im Gegensatz zu O-Lkw und freiwilliger Lastreduktion kommen dezentrale und große PtH typischerweise in Situationen mit hoher (EE-) Erzeugung und niedrigen Strompreisen zum Einsatz. In diesen Situationen können sie einerseits den Stromverbrauch erhöhen und andererseits günstige, CO₂-arme Wärme bereitstellen. Daher wird PtH mit fortschreitendem EE-Ausbau und strengeren CO₂-Zielen attraktiver. Der Einsatz bzw. Stromverbrauch der dezentralen PtH steigt dementsprechend kontinuierlich von 0,3 TWh in 2030 über 1,1 TWh in 2040 auf 7,0 TWh in 2050 an. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch für den Stromverbrauch der dezentralen PtH in der deutschen Modellregion (2030: <0,1 TWh; 2040: 0,1 TWh; 2050: 1,6 TWh).

Die große PtH wird ebenfalls in den späteren Jahren mehr eingesetzt. Der Stromverbrauch der großen PtH liegt in 2020 zunächst bei 5,4 TWh, was größtenteils aus der Wärmeerzeugung von Bestands-PtH-Anlagen in Skandinavien resultiert, und geht in 2030 auf 2,7 TWh zurück. In den folgenden Jahren steigt der Stromverbrauch der großen PtH dann deutlich an, und zwar auf 33,5 TWh bis 2040 und auf 170,9 TWh bis 2050. Insbesondere im Jahr 2050, in dem ein CO₂-Mindeziel von 99% gilt, sehen wir also ein Zusammenspiel zwischen der Integration der gestiegenen EE-Mengen am Strommarkt und dem Einsatz der PtH als weitgehend emissionsfreie Wärmequelle. Letzteres ist besonders relevant, da als alternative CO₂-Vermeidungsoption in der zentralen Wärmeversorgung nur der Einsatz von teurem PtG zur Verfügung steht. In der deutschen Marktzone verhält sich die Entwicklung des PtH-Einsatzes nach dem gleichen Muster wie in der Modellregion. Ein signifikanter Stromverbrauch zeigt sich dementsprechend in den Jahren 2040 (3,6 TWh) und 2050 (29,2 TWh).

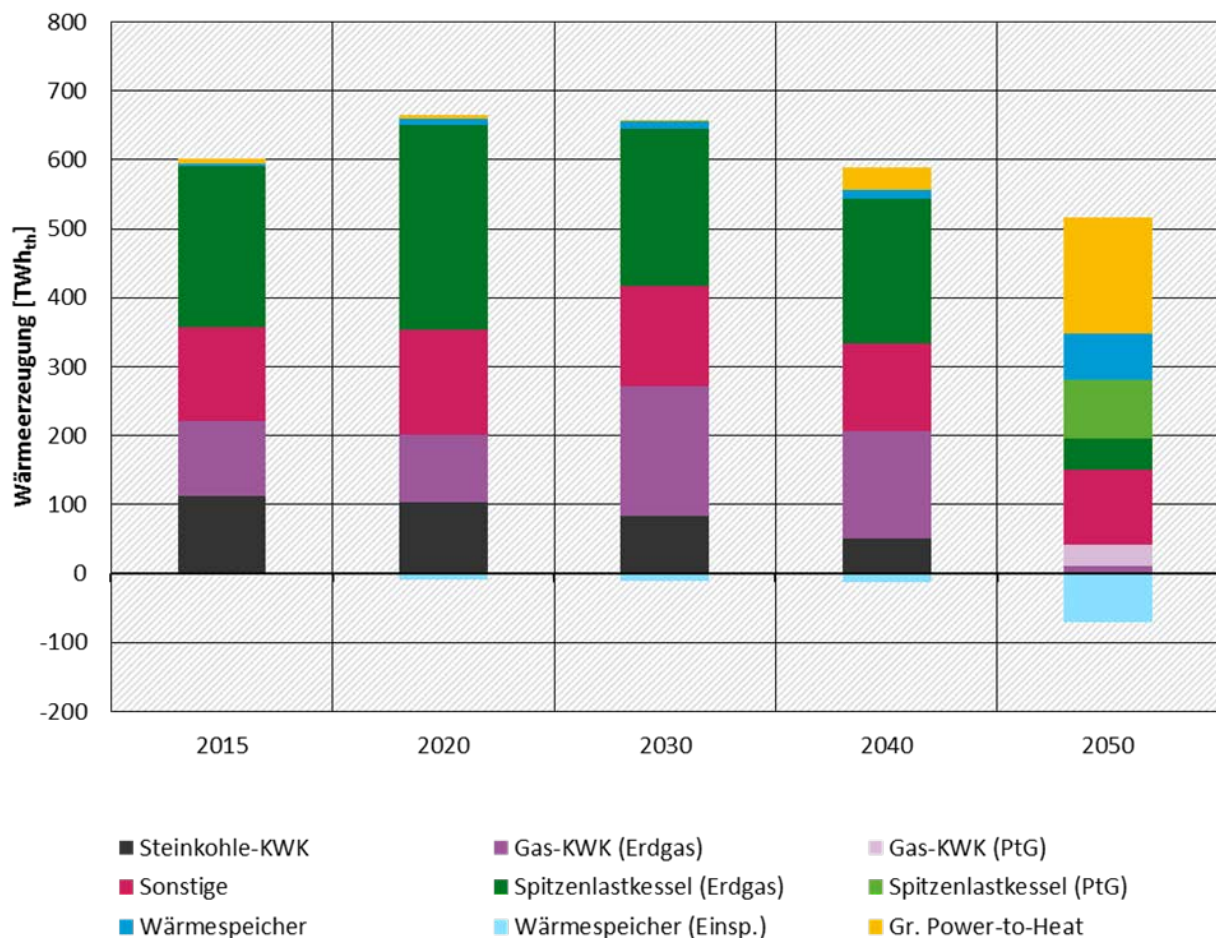
Insgesamt erhöht der endogen optimierte Stromverbrauch der Flexibilitätsoptionen die Gesamtstromnachfrage. Bis zum Jahr 2040 ist der zusätzliche Verbrauch der Flexibilitätsoptionen mit

weniger als 1% Anteil an der Gesamtnachfrage der Modellregion jedoch noch nicht signifikant. Im Jahr 2050 erhöht der endogen ermittelte Stromverbrauch die Stromnachfrage dann um 4,2%, insbesondere durch die große PtH. Der EE-Anteil an der Stromnachfrage beträgt in der Modellregion im Jahr 2020 42,1% und steigt über 57,2% in 2030 und 82,4% in 2040 auf 98,5% in 2050. In der deutschen Marktzone liegt der EE-Anteil in 2020 bei 45,3% und steigt bis 2040 nur leicht auf 49,3% an. Im Jahr 2050 liegt der EE-Anteil in der deutschen Marktzone dann bei 64,0%. Im Vergleich dazu weisen die Marktzone in Skandinavien, der Schweiz und Österreich bereits ab 2040 einen EE-Anteil von über 110% auf. Der entsprechende Erzeugungsüberschuss, insbesondere aus erneuerbaren Energien, wird in diesen Fällen in benachbarte Marktzone exportiert. Den niedrigsten EE-Anteil über die Jahre weist die belgisch-niederländische Marktzone auf, deren EE-Anteil in 2050 bei 58,5% liegt. Diese recht unterschiedlichen Niveaus der EE-Anteile deuten darauf hin, dass sich durch die gute Vernetzung des Strombinnenmarktes der Ausbau der erneuerbaren Energien vorrangig an der Güte der Standorte im europäischen Vergleich orientieren kann.

Wärmeerzeugung

Die Entwicklung der zentralen Wärmeerzeugung spiegelt im Wesentlichen die Veränderungen im Stromsektor wider. Im Jahr 2020 wird in der Modellregion 200,5 TWh_{th} Wärme aus KWK-Anlagen erzeugt, die analog zur KWK-Stromerzeugung auf 272,5 TWh_{th} in 2030 steigt. Ab dem Jahr 2040 geht die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen mit dem Rückgang der Leistung auf 207,3 TWh_{th} in 2040 und auf 41,5 TWh_{th} in 2050 zurück. Die Erzeugung aus Spitzenlastkessel geht in der Modellregion im Zeitverlauf ebenso zurück (2020: 297,8 TWh_{th}; 2030: 227,9 TWh_{th}; 2040: 210,8 TWh_{th}; 2050: 130,3 TWh_{th}). Dabei wird in Gas-KWK-Anlagen und in Spitzenlastkesseln das CO₂-freie PtG erst ab 2050 (117,6 TWh_{th}) eingesetzt. Die restliche erdgasbasierte Erzeugung liegt dann noch bei 54,2 TWh_{th}. Der Rückgang der thermischen Wärmeerzeugung wird mit der Zeit durch große PtH in Kombination mit Wärmespeichern ersetzt. Im Jahr 2050 liegt die Wärmeerzeugung aus großen PtH bei 167,4 TWh_{th} und der Einsatz von Wärmespeichern liegt bei 66,7 TWh_{th} (Auspeicherung). Wir sehen also mit der ansteigenden EE-Erzeugung und dem sinkenden CO₂-Budget eine zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors im Zeitverlauf.

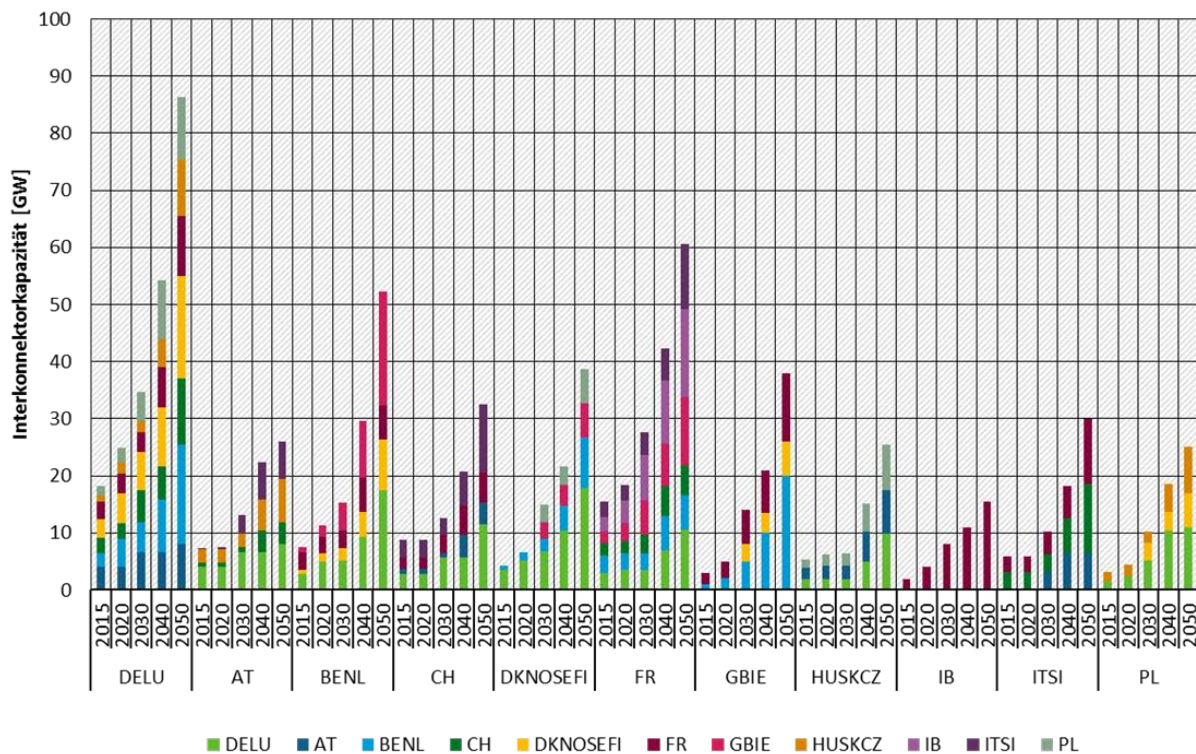
Die deutsche Marktzone folgt im Grundsatz den Mustern der Modellregion. Die Erzeugung aus KWK-Anlagen nimmt bis 2030 (2020: 38,5 TWh_{th}; 2030: 81,4 TWh_{th}) zu und geht anschließend bis zum Jahr 2050 zurück (2040: 69,3 TWh_{th}; 2050: 16,5 TWh_{th}, davon 14,1 TWh_{th} aus PtG). Die Wärmeerzeugung aus Spitzenlastkesseln geht von 65,8 TWh_{th} im Jahr 2020 auf 23,7 TWh_{th} im Jahr 2040 zurück, und bleibt dann im Jahr 2050 auf einem vergleichbaren Niveau (27,7 TWh_{th}). Von dieser Wärmeerzeugung entfallen 20,5 TWh_{th} auf PtG. Die Wärmeerzeugung aus großer PtH in Kombination mit Wärmespeichern nimmt insbesondere in den Jahren 2040 (gr. PtH: 3,6 TWh_{th}; Wärmespeicher: 2,9 TWh_{th}) und 2050 (gr. PtH: 28,6 TWh_{th}; Wärmespeicher: 12,4 TWh_{th}) zu. Die sonstige Wärmeerzeugung, die sich insbesondere aus Biomasse, Müll und sonstigen Gasen zusammensetzt, ist exogen vorgegeben und in allen Szenarien identisch. Sie entwickelt sich von 153 TWh_{th} im Jahr 2020 rückläufig auf 110 TWh_{th} im Jahr 2050. Abbildung 30 fasst die Wärmeerzeugung in der Modellregion zusammen.

Abbildung 30: Wärmeezeugung in der Modellregion im Basisszenario 1

Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

Das Stromnetz des Binnenmarktes ist die größte Flexibilitätsoption im Basisszenario 1. Im Basisszenario 1 kann das Netz umfangreich über zwei Ausbaustufen zugebaut werden, wobei die zweite Ausbaustufe erst ab 2040 zur Verfügung steht. Die erste und günstigere Ausbaustufe wird im Jahr 2030 teilweise, bis 2040 nahezu vollständig und bis spätestens 2050 an allen Grenzen komplett ausgebaut. Die zweite Ausbaustufe wird dagegen nicht mehr im vollen Umfang an allen Interkonnektoren ausgebaut. Beispielsweise werden die Interkonnektoren von der deutschen Marktzone nach BENL, CH, DKNOSFEI, HUSKCZ und PL bis zum maximalen Potenzial ausgebaut. Dagegen wird die zweite Ausbaustufe des Interkonnektors von DELU nach FR nur teilweise ausgebaut, und der Interkonnektor von DELU nach AT wird in der zweiten Stufe gar nicht ausgebaut. In der restlichen Modellregion wird ein Großteil der Interkonnektoren nach DKNOSFEI, GBIE, ITSI und IB bis zum Limit ausgebaut. Insgesamt steigen die Interkonnektorkapazitäten in der Modellregion von 51,5 GW in 2020 auf 215,2 GW in 2050 an, also um mehr als das Vierfache. In der deutschen Modellregion steigen die Interkonnektorkapazitäten ebenfalls signifikant von 24,9 GW in 2020 auf 86,4 GW in 2050 an. Abbildung 31 zeigt die Interkonnektorkapazitäten als Importkapazitäten der einzelnen Marktzone.

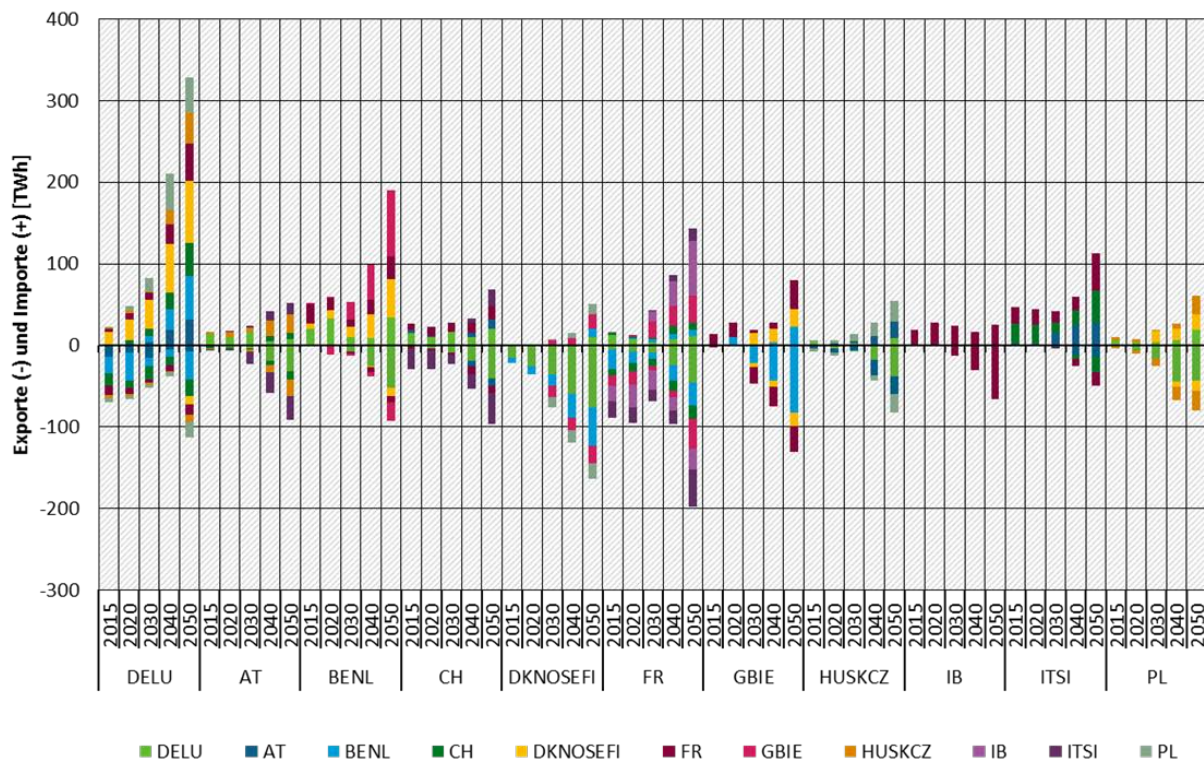
Abbildung 31: Interkonnektorkapazitäten im Basisszenario 1

Quelle: Eigene Berechnungen.

Mit den Interkonnektorkapazitäten steigt auch der grenzüberschreitende Austausch im Zeitverlauf, der sich von 2020 auf 2050 wie bei den Kapazitäten mehr als vervierfacht (2020: 268,2 TWh; 2030: 353,7 TWh; 2040: 643,5 TWh; 2050: 1.165,4 TWh). Die deutsche Marktzone wird, wie schon oben erwähnt, ab dem Jahr 2030 zum Nettoimporteuer. Dort steigen die Importe im Zeitverlauf kontinuierlich an (2020: 48,7 TWh; 2030: 82,0 TWh; 2040: 210,9 TWh; 2050: 328,1 TWh). Die Exporte der deutschen Marktzone gehen gleichzeitig bis zum Jahr 2040 zurück, und zwar von 65,4 TWh (2020) über 52,5 TWh (2030) auf 38,6 TWh (2040). Erst im Jahr 2050, in dem neben Windanlagen erstmals wieder PV-Kapazitäten in signifikantem Umfang zugebaut werden, steigen die Exporte wieder auf 112,4 TWh. Diese Ergebnisse zeigen, dass der umfangreiche Netzausbau im Basisszenario für nachfragestarke Marktzone wie Deutschland die Möglichkeiten schafft, umfassend von dem großen Angebot an günstigem, erneuerbarem Strom im europäischen Strombinnenmarkt zu profitieren und die Kosten der Versorgung zu senken.

Andere Marktzone, wie bspw. AT, GBIE, IB werden dagegen ab 2030 bzw. 2040 von Nettoimporteuren zu Nettoexporteuren. Wie zu erwarten, weisen Marktzone mit geringen EE-Anteilen (insb. DELU, BENL) höhere Importe und Zone mit hohen EE-Anteilen (insb. DKNOSEFI, GBIE, FR) höhere Exporte auf. Dies unterstreicht, dass der grenzüberschreitende Austausch eine zentrale Flexibilitätsoption im Gesamtsystem ist, da sie eine umfassende Nutzung attraktiver EE-Standorte (bspw. Windenergie in DKNOSEFI und GBIE) ermöglicht.

Abbildung 32 fasst den grenzüberschreitenden Stromaustausch je Marktzone in der Modellregion zusammen.

Abbildung 32: Stromaustausch im Basisszenario 1

Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

Die CO₂-Preise steigen ab dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2050 aufgrund der zunehmenden Knappheit des CO₂-Budgets an.⁵⁰ Der zunächst sehr niedrige Preis von 0,17 €/tCO₂ im Jahr 2020 resultiert aus einem moderaten CO₂-Ziel bei einer gleichzeitig großen Verfügbarkeit günstiger CO₂-Vermeidungsoptionen.⁵¹ Der CO₂-Preis steigt bis 2030 auf 26,52 €/tCO₂ und bis 2040 auf 57,86 €/tCO₂ kontinuierlich an und wird im Jahr 2050 durch den PtG-Preis gesetzt.⁵²

Die Strompreise steigen ebenfalls über die gesamte Modellregion hinweg im Zeitverlauf an. Diese Entwicklung ist u. a. auf die steigenden Brennstoffkosten von Steinkohle und Erdgas in Verbindung mit den steigenden Opportunitätskosten der CO₂-Emissionen, sowie auf den ab 2050 erfolgenden Einsatz von PtG zurückzuführen. Außerdem werden die Preise häufiger von den Opportunitätskosten der Flexibilitätsoptionen gesetzt, die i. d. R. über den Grenzkosten der Erzeugung liegen. Die durchschnittlichen Strompreise in der deutschen Marktzone steigen von 26,07 €/MWh in 2020 über 56,36 €/MWh in 2030 auf 68,32 €/MWh in 2040. Im Jahr 2050 liegen sie bei 78,52 €/MWh, wobei hier die in Abschnitt 5.7.3 beschriebenen Effekte der PtG-Preisannahmen auf die CO₂- und Strompreise zu beachten sind.

Die absoluten Marktwerte der erneuerbaren Energien liegen in der deutschen Marktzone im Jahr 2020 für Onshore bei 23,71 €/MWh, für Offshore bei 24,64 €/MWh und für PV bei 23,70

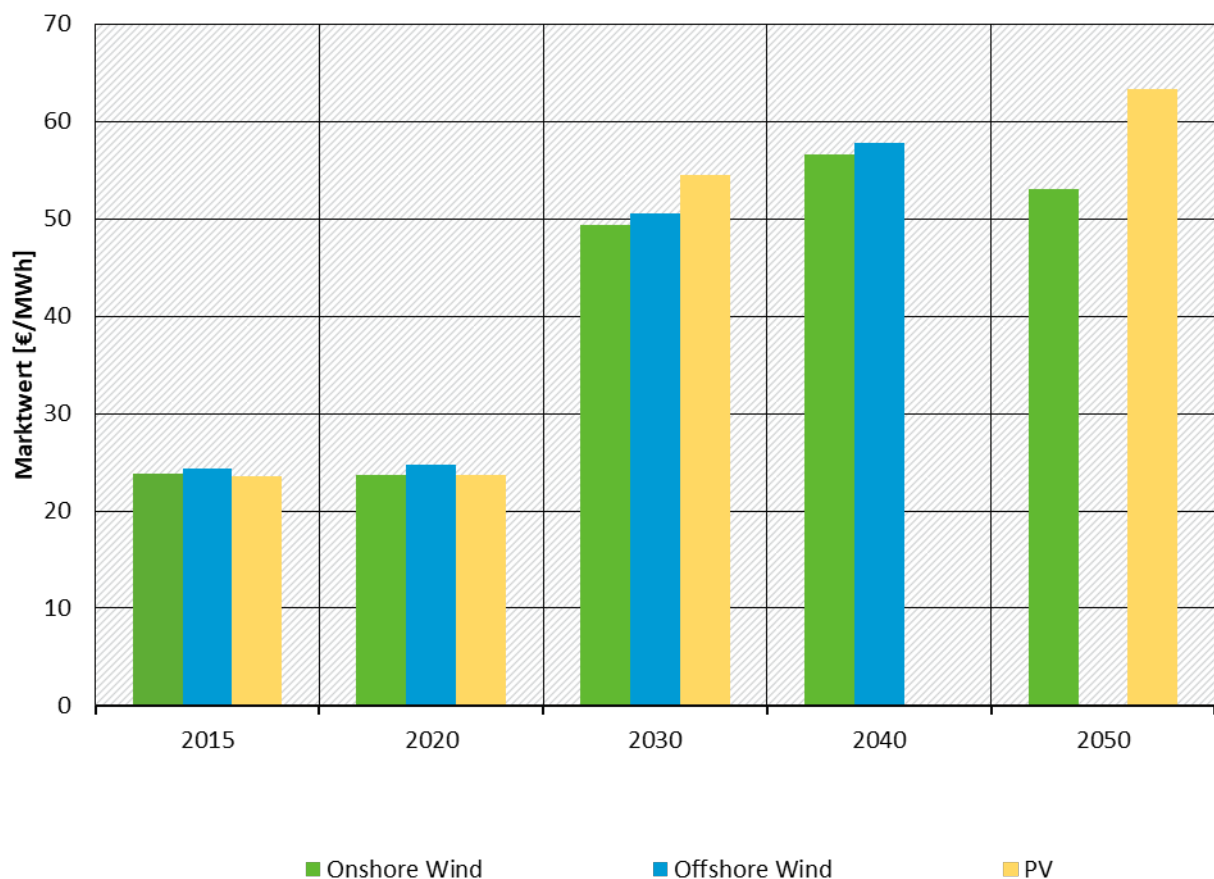
⁵⁰ Der CO₂-Preis aus dem Jahr 2015 ist exogen vorgegeben und basiert auf empirischen Daten von 2015.

⁵¹ In den letzten Jahren war im europäischen Emissionshandel ein deutlicher Preisanstieg zu beobachten. Seit 2019 bewegt sich der Preis auf einem Niveau über 20 €/tCO₂. Der Preisanstieg wird u. a. als Reaktion auf die jüngeren EU-Regelungen zur Verknappung der Zertifikate und eine erwartete (und teils schon beschlossene) stärkere Verknappung in Zukunft gewertet. Derartige Zusammenhänge werden in der Modellierung nicht erfasst.

⁵² Siehe Abschnitt 5.7.3.

€/MWh und somit alle auf einem vergleichbaren Niveau. Mit den höheren Strompreisen steigen die absoluten Marktwerte für Onshore, Offshore und PV im Jahr 2030 an. In den folgenden Jahren wirken dann mehrere Effekte, die sich am Beispiel der Marktwertentwicklung von Onshore verdeutlichen lassen. Im Jahr 2040 steigt der Marktwert der Onshore Windenergie zunächst mit dem Strompreisniveau weiter an. Im Jahr 2050 sinkt der absolute Marktwert für Onshore dann aber trotz weiter steigender durchschnittlicher Strompreise wieder unter den absoluten Marktwert für 2040 (bleibt aber über dem 2030er Wert). Diese gegenläufige Entwicklung im Jahr 2050 hängt mit dem gleichzeitigen starken Ausbau der Onshore-Kapazitäten zusammen: Da aufgrund des Ausbaus häufiger eine hohe (gleichzeitige) Einspeisung der Onshore-Windenergie zu beobachten ist, sinkt der stündliche Strompreis in Stunden mit hoher Erzeugung mitunter deutlich. Gerade diese Stunden fallen in der Berechnung des durchschnittlichen, mengengewichteten Marktwertes aber besonders ins Gewicht, sodass der Onshore-Marktwert trotz des steigenden durchschnittlichen Strompreisniveaus gegenüber dem vorherigen Modelljahr etwas zurückgeht. Abbildung 33 zeigt die EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone.⁵³

Abbildung 33: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Basisszenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die relativen Marktwerte (berechnet als Quotient des absoluten Marktwertes und des Basepreises) liegen in der deutschen Marktzone im Jahr 2020 bei 90,9 % für Onshore und PV, sowie bei 94,9% für Offshore. Im Jahr 2030 gehen die relativen Marktwerte für Onshore und Offshore mit

⁵³ Im Jahr 2040 sind keine PV-Kapazitäten in Betrieb, und im Jahr 2050 keine Offshore-Kapazitäten, sodass in der Grafik keine entsprechenden Marktwerte angezeigt werden.

87,6% bzw. 89,7% gegenüber 2030 zurück, während sie für PV auf 96,7% steigen. Im Jahr 2040 sinken die relativen Marktwerte von Onshore und Offshore durch die steigende EE-Erzeugung auf 82,9% bzw. 84,6% weiter. Im Jahr 2050 fällt der relative Marktwert von Onshore merkbar auf 67,5%, während der relative Marktwert von PV mit 80,6% deutlich über demjenigen von Onshore liegt.

Wie genau die Entwicklung der Marktwerte ausfällt, hängt letztlich von all den vielfältigen Faktoren ab, die sowohl die Höhe als auch die Struktur der Strompreise beeinflussen. Die gerade genannten Ergebnisse zeigen allerdings an einigen Stellen ein Muster, das häufiger zu beobachten ist, und das bereits am Beispiel der absoluten Onshore-Marktwerte angeklungen ist: Steigende EE-Erzeugungsmengen senken die Preise, wobei die Preiseffekte in Stunden mit einer hohen gleichzeitigen Einspeisung besonders deutlich sind. Dementsprechend groß ist das Gewicht dieser Stunden für die durchschnittlichen Marktwerte, die dann ebenfalls deutlich sinken. Dieser Effekt ist für eine EE-Technologie i. d. R. umso größer, je höher ihr Marktanteil ist. Dementsprechend sinken beispielsweise die relativen Onshore-Marktwerte im Jahr 2030 mit dem Onshore-Ausbau, während gleichzeitig die relativen PV-Marktwerte mit dem Rückgang ihrer Kapazitäten bzw. Erzeugung steigen. Dieses Wechselspiel zwischen der Entwicklung des EE-Ausbaus einerseits und der Entwicklung der Einnahmelmöglichkeiten am Strommarkt andererseits beeinflusst unmittelbar die Auswahl der Technologien und Standorte für den Zubau, die (wie bereits beschrieben) im Basisszenario und allen anderen Szenarien ohne EE-Zielvorgaben nur dann erfolgt, wenn die Anlagen wirtschaftlich sind.

7.2 Basisszenario 2 (mit endogener PtG-Wasserstoff-Produktion)

Wie in Kapitel 4 beschrieben, unterscheidet sich das zweite Basisszenario vom ersten in der Möglichkeit, ab 2030 in Anlagen zur Produktion von PtG-Wasserstoff (EE-Wasserstoff) zu investieren und sie flexibel einzusetzen. Der Einsatz ist mit einem zusätzlichen Stromverbrauch verbunden, der Kosten verursacht. Gleichzeitig gibt es eine finanzielle Gutschrift für das PtG-Endprodukt in Höhe seines angenommenen Wertes (s. Kapitel 5.7.1.2).

Im Basisszenario 2 werden die Produktionskapazitäten durchweg bis an die zonen- und jahres-spezifischen Potenzialgrenzen (s. Kapitel 5.7.1.2) ausgebaut. Die PtG-Erzeugung nimmt pro Stichtag zu. Der damit verbundene Stromverbrauch steigt in Summe über die Modellregion von 69,5 TWh (DELU: 15,4 TWh) im Jahr 2030 über 167,6 TWh (DELU: 36,1 TWh) in 2040 auf 215,2 TWh (DELU: 44,7 TWh) bis 2050 an. In den ersten beiden genannten Jahren liegt die Auslastung der PtG-Anlagen in allen Marktzone über 7.000 Volllaststunden (VLh), während im Jahr 2050 die Volllaststunden je nach Zone zwischen 3.800 und 6.600 VLh schwanken.

Wie wir auch im Folgenden anhand der quantitativen Ergebnisse sehen werden, wird der im Vergleich zum Basisszenario 1 zusätzliche Stromverbrauch der PtG-Produktion in jedem Modelljahr durch zusätzliche EE-Erzeugung in nahezu gleichem Umfang gedeckt. Da sich gegenüber dem Basisszenario 1 das CO₂-Ziel nicht geändert hat und die Emissionen dementsprechend unverändert bleiben, dient die zusätzliche EE-Erzeugung im Basisszenario 2 also nicht einer weiteren Dekarbonisierung, sondern allein der Stromversorgung der (annahmegemäß) wirtschaftlich sehr attraktiven PtG-Produktion. Da die PtG-Produktion in erster Linie zusätzlich erzeugten EE-Strom verbraucht, ist ihr Ausbau auch nicht (oder allenfalls geringfügig) als Antwort auf einen unabhängig von der PtG-Produktion bestehenden Flexibilitätsbedarf zu verstehen. Vielmehr schafft die Aussicht auf die PtG-Erlöse eine zusätzliche Stromnachfrage, die aus CO₂-freien erneuerbaren bedient wird, da das CO₂-Budget bereits ausgeschöpft ist. Haupttreiber für dieses Ergebnis ist die gewählte PtG-Parametrisierung (insbesondere die Vergütung des in der Herstellung günstigeren Wasserstoffs zum durch die deutlich teurere Methan-Produktion

gesetzten Weltmarktpreis), mit der die erzielbaren PtG-Erlöse die Kosten der zusätzlich benötigten erneuerbaren Energien überkompensieren.

Die im Vergleich zu den Modelljahren 2030 und 2040 sinkende Auslastung der PtG-Produktionsanlagen im Jahr 2050 ist darauf zurückzuführen, dass die Strompreise mit den Grenzkosten der verbleibenden thermischen Erzeugung steigen (höhere CO₂-Preise, Einsatz von PtG als Brennstoff) und sich die PtG-Produktion in einer geringeren Anzahl an Stunden lohnt. Dass die PtG-Anlagen trotz der im Vergleich zu den Vorjahren teils halbierten Auslastung weiterhin bis an die Potenzialgrenze ausgebaut werden, unterstreicht nochmals die annahmenbasierte Attraktivität der PtG-Produktion.

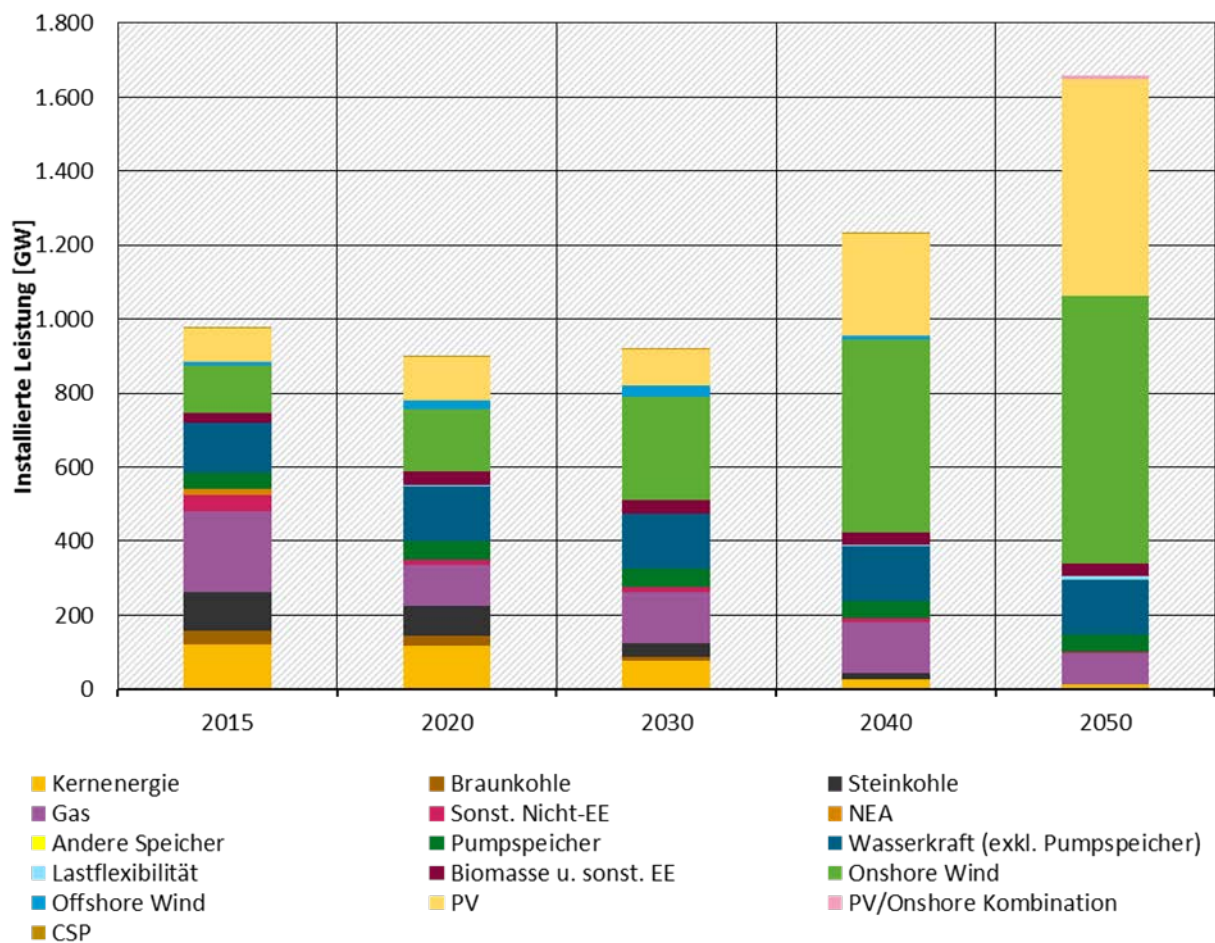
Kosten

Wie eben erläutert, sind der vollständige Ausbau und der hohe Nutzungsgrad der vorgegebenen PtG-Potenziale ein Zeichen dafür, dass die Gutschrift für das produzierte PtG die Produktionskosten – sowohl die Fixkosten als auch die Kosten für den benötigten Strom – deutlich übersteigt. Daher lohnt sich für die lukrative PtG-Produktion auch eine Ausweitung des Stromangebots, mit dem die zusätzliche Stromnachfrage gedeckt wird. Diese Ergebnisse wurden bereits anhand des Kostenvergleichs zwischen dem Basisszenario 2 und dem Basisszenario 1 in Kapitel 0 deutlich. Der Barwert der Gesamtkosten liegt im Basisszenario 2 bei 3.100 Mrd. € und damit um -1,8 % unter dem Basisszenario 1. Der Kostenunterschied mit einem Barwert von 157 Mrd. € geht in erster Linie auf die angenommene PtG-Gutschrift am Weltmarkt für CO₂-freies PtG zurück, die den variablen Kosten zugeordnet ist, und die auch die zusätzlichen Kosten des höheren EE-Ausbaus überkompensiert. Die Gesamtkosten pro Jahr unterscheiden sich vom Basisszenario 1 ab 2030 und liegen dann um -1,9 % (2030) bis -4,3 % (2050) niedriger als im Basisszenario 1.

Stromerzeugungskapazitäten

Wie bereits beschrieben, wird die zusätzliche Nachfrage nach Strom für die PtG-Produktion ab 2030 auf der Angebotsseite in erster Linie durch EE-Kapazitäten gedeckt, die im Vergleich zum Basisszenario 1 in den Jahren 2030 – 2050 entsprechend zunehmen. Im Jahr 2030 steigt in erster Linie die in der Modellregion installierte Leistung der Windenergie um +17,5 GW, während die PV-Leistung auf einem ähnlichen Niveau bleibt (+1,5 GW). In den Jahren 2040 und 2050 sind dann allerdings die zusätzlichen PV-Kapazitäten (+38,4 GW bzw. +87,3 GW) größer als die zusätzlichen Wind-Kapazitäten (+33,9 GW bzw. + 31,9 GW). In allen Jahren bleibt die Wind-Leistung allerdings größer als die PV-Leistung. Im Jahr 2050 sind insgesamt 724 GW Windenergie und 587 GW PV installiert, sowie 10,3 GW der kombinierten Wind- und PV-Anlagen in Nordafrika.

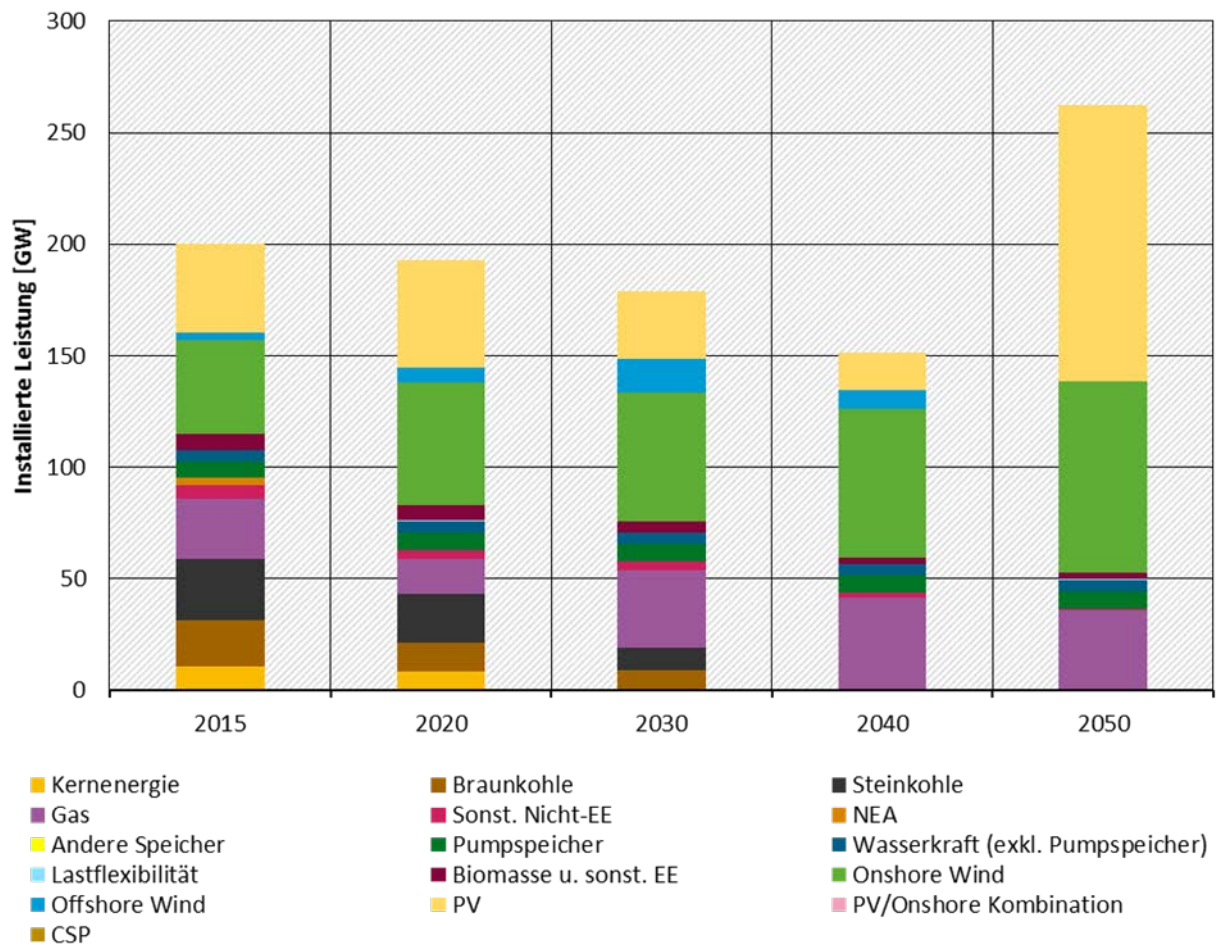
Die nicht erneuerbaren Kapazitäten verändern sich im Vergleich zum Basisszenario 1 nur begrenzt, u. a. bedingt durch die Veränderungen in der residualen Laststruktur. So geht die installierte konventionelle Leistung in Summe über die Modellregion leicht zurück (-5 GW 2030, -11,2 GW 2040, -8,5 GW in 2050). In einzelnen Zonen gibt es einen vorübergehenden und sehr begrenzten Abtausch zwischen den Gasttechnologien, und in der Marktzone ITSI werden im Jahr 2050 geringfügig mehr Stromspeicher zugebaut (+0,3 GW). Diese Zone bleibt allerdings weiterhin die einzige Zone mit endogen zugebauten Speicherkapazitäten. Abbildung 34 zeigt die Entwicklung der installierten Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Zeitverlauf.

Abbildung 34: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 2

Quelle: Eigene Berechnungen.

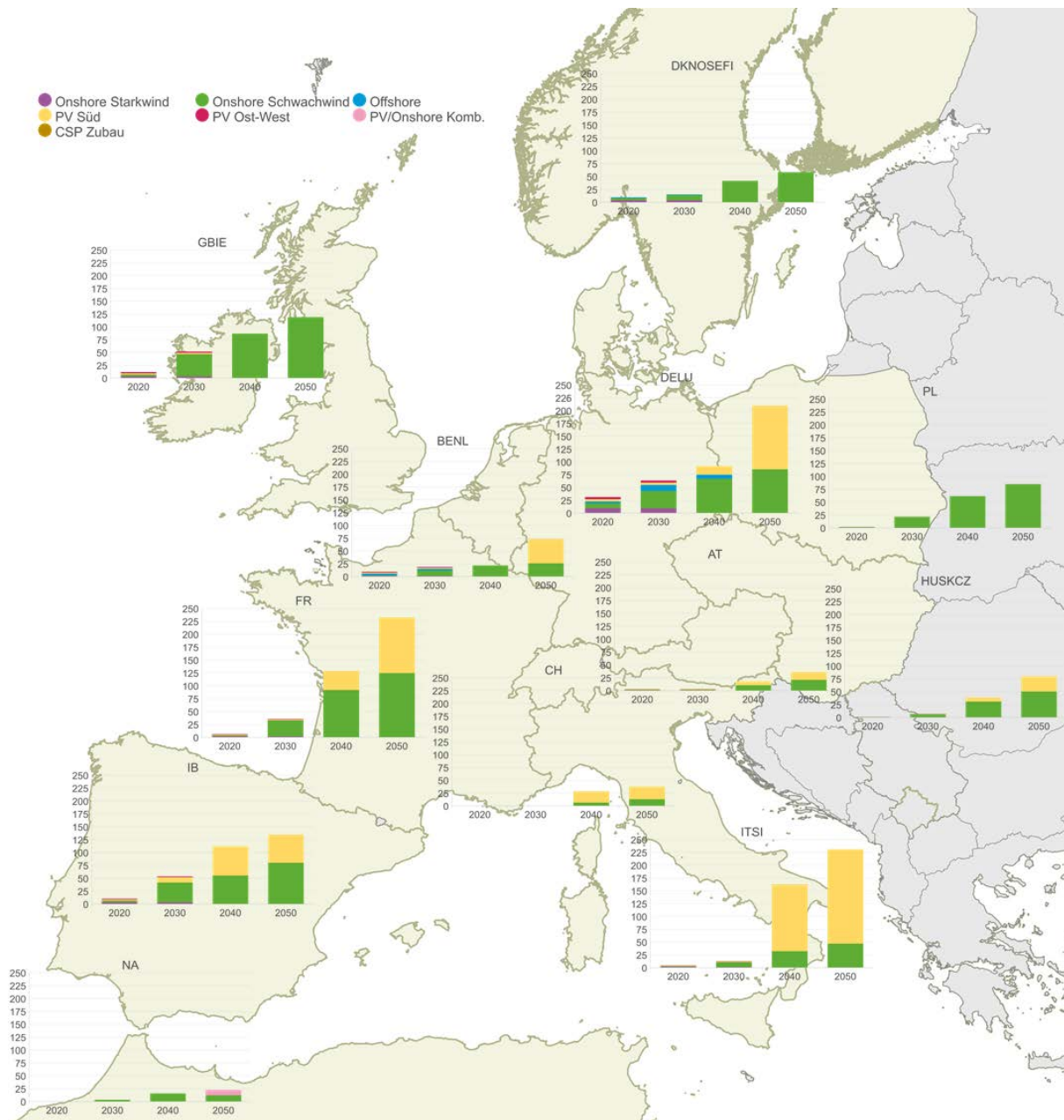
In der deutschen Marktzone werden, wie auf der europäischen Ebene, mehr erneuerbare Energien zugebaut als im Basisszenario 1, um die Nachfrage nach Strom für die PtG-Produktion zu decken. Wiederum steigt zunächst die installierte Leistung der Windenergie (2030: +7,2 GW; 2040: +7,1 GW; 2050 +11,0 GW) und später, insbesondere im Jahr 2050, die installierte Leistung von PV (2030: +0 GW; 2040: +16,8 GW; 2050 +28,4 GW). Im letzten Modelljahr überholen die PV-Kapazitäten mit 123,9 GW die Wind-Kapazitäten (85,6 GW). Die installierte nicht erneuerbaren Erzeugungsleistung geht in der deutschen Marktzone wie in Europa in den Jahren 2030–2050 nur leicht zurück (2030: -3,4 GW; 2040: -5,0 GW; 2050: -3,9 GW).

Abbildung 35: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Basisszenario 2



Quelle: Eigene Berechnungen.

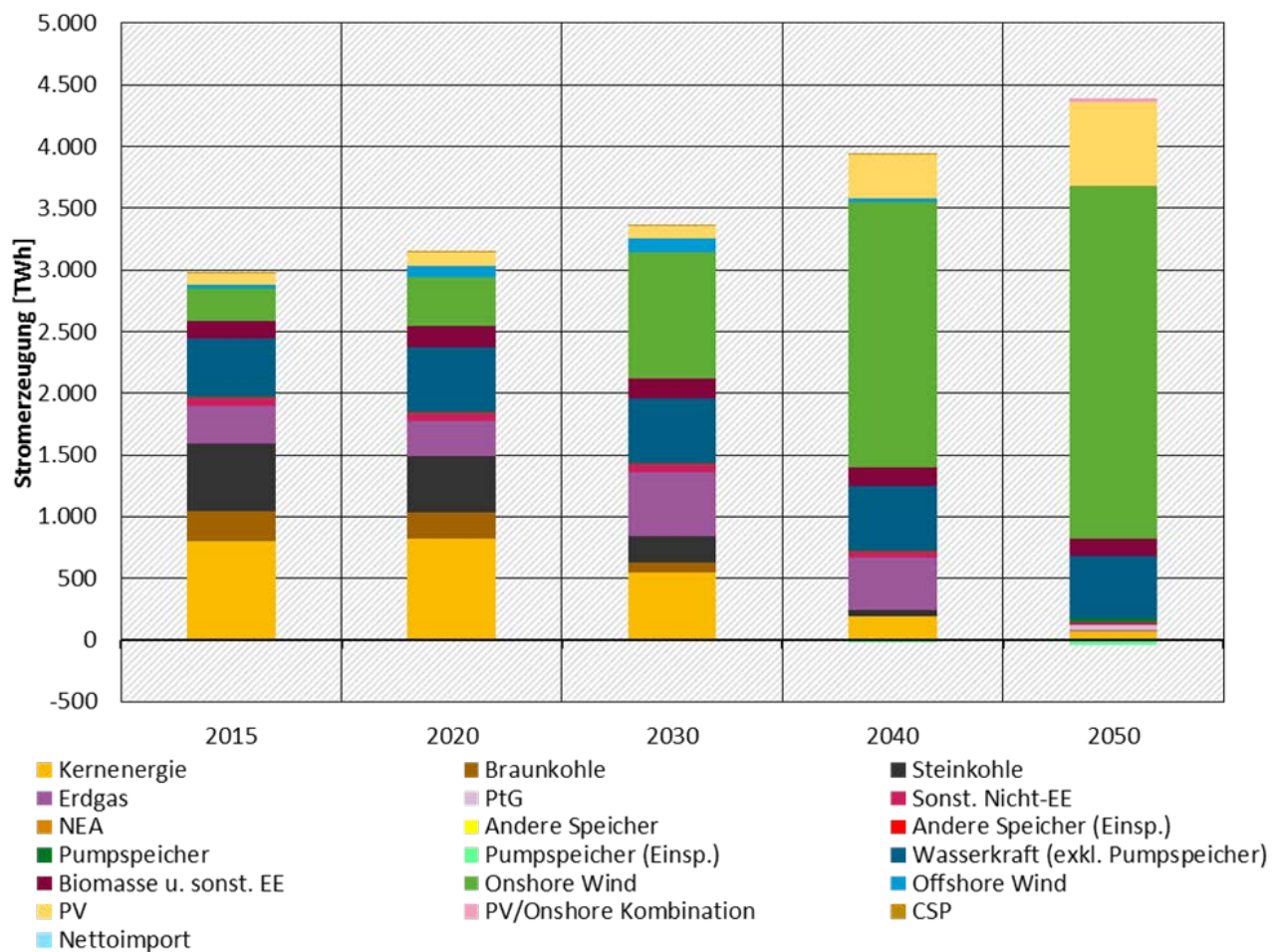
Abbildung 36 zeigt an dieser Stelle nochmal die kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten je Marktzone. Wie auch im Basisszenario 1 werden in Europa endogen lediglich Onshore Schwachwindanlagen und nach Süden ausgerichtete PV-Anlagen zugebaut. In Nordafrika werden neben Onshore-Kapazitäten ab 2050 auch kombinierte Wind- und PV-Anlagen installiert.

Abbildung 36: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Basisszenario 2

Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

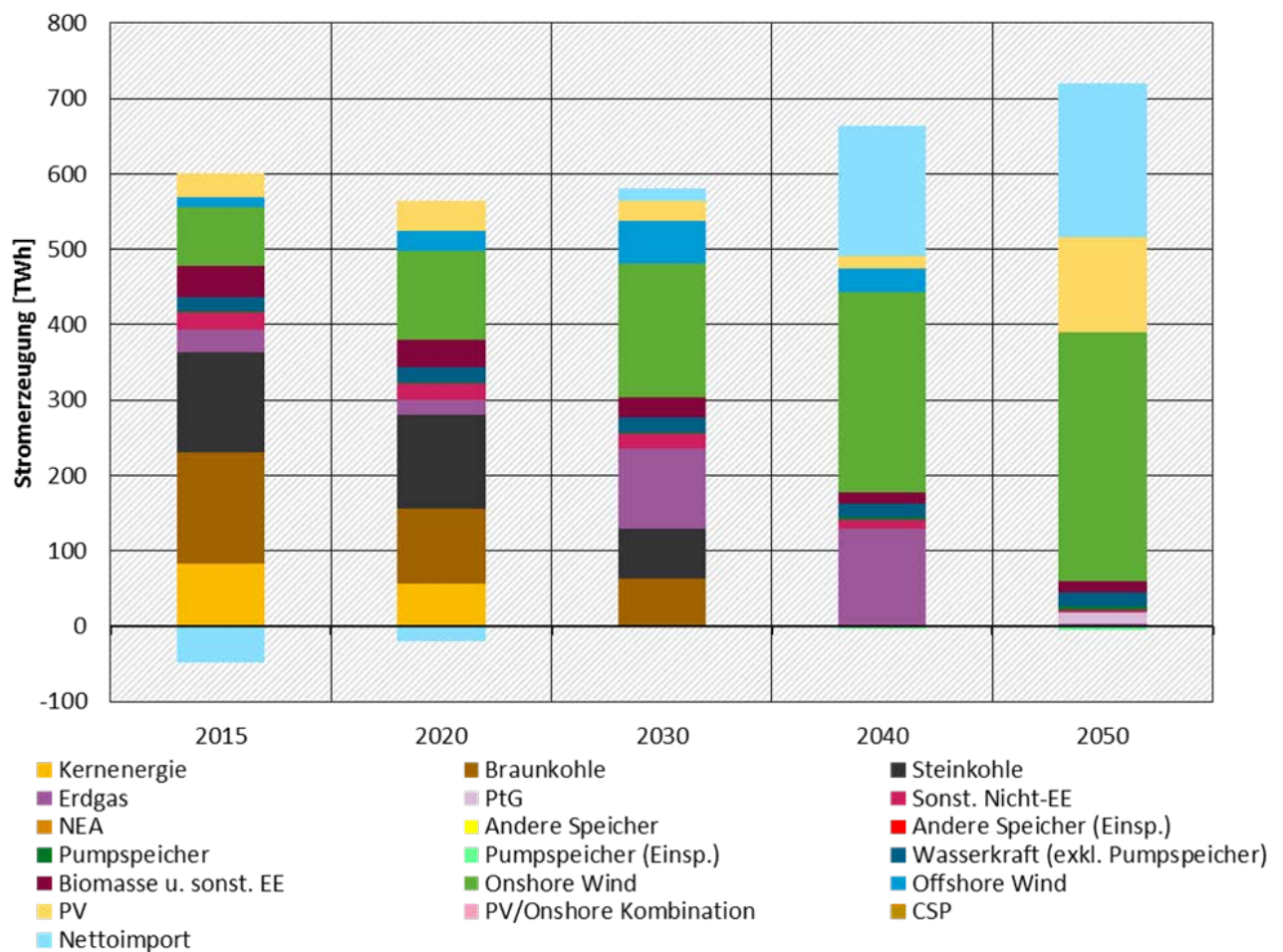
Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt, wie bereits erläutert, im Basisszenario 2 nahezu im Gleichklang mit bzw. leicht stärker als der Stromverbrauch der Wasserstoff-Elektrolyse, sodass die EE-Anteile am Gesamtstromverbrauch in der Modellregion geringfügig höher ausfallen. Insgesamt werden im Jahr 2050 aus Wind- und Solarenergie 3.568,5 TWh Strom produziert, also +247,3 TWh mehr als im Basisszenario 1. Die thermische Erzeugung verändert sich in Relation zu den Gesamterzeugungsmengen nur geringfügig und liegt im Jahr 2050 -24,5 TWh niedriger als im Basisszenario 1. Die Entwicklung der Stromerzeugung im Zeitverlauf ist für die Modellregion in Abbildung 37 dargestellt.

Abbildung 37: Stromerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 2

Quelle: Eigene Berechnungen.

Auch die Stromerzeugung in der deutschen Marktzone folgt im Vergleich zum Basisszenario 1 dem Muster, dass die erneuerbaren Strommengen deutlich zunehmen, während die konventionelle Erzeugung leicht sinkt. Im Jahr 2030 werden +27 TWh mehr Strom aus Windenergie erzeugt, in 2040 ebenfalls +27 TWh mehr Windstrom sowie +17,1 TWh mehr PV-Strom. Im Jahr 2050, in dem die installierten PV-Kapazitäten – wie bereits beschrieben – die Wind-Kapazitäten überholen, liegt die Winderzeugung mit 329,8 TWh aufgrund der höheren Vollaststunden dennoch deutlich über der PV-Erzeugung von 125,5 TWh. Im Vergleich zum Basisszenario 1 sind das +38,9 TWh (Wind) bzw. +28,8 TWh mehr.

Gleichzeitig sinkt die konventionelle Erzeugung im Jahr 2050 um -9,8 TWh. In Summe steigt damit die heimische Stromerzeugung stärker an als der Stromverbrauch der PtG-Produktion in der deutschen Marktzone (44,7 TWh), sodass die Stromimporte reduziert werden und damit auch der Nettoimport insgesamt um -11 TWh sinkt.

Abbildung 38: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Basisszenario 2

Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

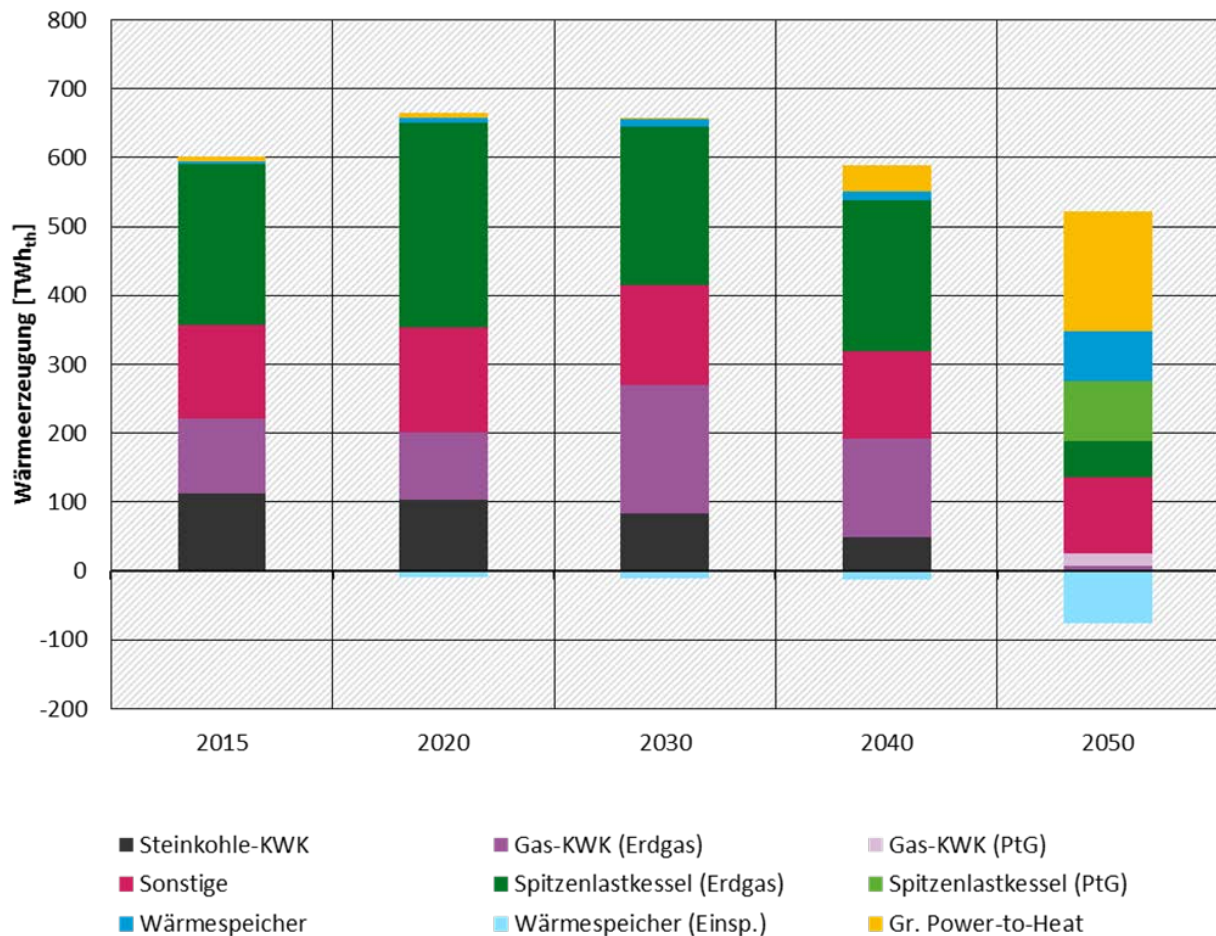
In Summe über die Modellregion nimmt der Einsatz von Pumpspeichern leicht zu (2040: +1,5 TWh (Ausspeicherung); 2050: +3,2 TWh), auf der Ebene der einzelnen Marktzone bleiben die Veränderungen allerdings überschaubar. Die Auslastung der Anlagen liegt im Jahr 2050 im Schnitt weiterhin unter 600 Volllaststunden. Der Einsatz der meisten verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen, d. h. von O-Lkw, freiwilligem Lastverzicht und dezentraler PtH, verändert sich im Basisszenario 2 lediglich im Jahr 2050 geringfügig gegenüber dem Basisszenario 1, d. h. pro Flexibilitätsoption und Marktzone jeweils deutlich unter +/- 1 TWh. Der maximale Einsatz der freiwilligen Lastreduktion in der deutschen Marktzone liegt wie im Basisszenario bei 806 MW. Etwas größer ist die Veränderung im Bereich der großen PtH bzw. an der Schnittstelle zum endogen modellierten Wärmesektor. Der Einsatz der großen PtH zur Wärmeerzeugung nimmt in 2040 und 2050 gegenüber dem Basisszenario 1 leicht zu und liegt bei 38,1 TWh_{th} (+5,1 TWh_{th}) bzw. 174,2 TWh_{th} (+6,8 TWh_{th}). Der Großteil der zusätzlichen EE-Erzeugung wird allerdings durch die PtG-Produktion „integriert“ bzw. verbraucht.

Wärmeerzeugung

Schaut man sich die Ergebnisse im Wärmesektor genauer an, dann wird deutlich, dass sich im Jahr 2050 der Einsatz von Wärmespeichern (+6,7 TWh_{th}, hier bezogen auf die Einspeicherung) in einer ähnlichen Größenordnung wie der von PtH erhöht. Auf diese Weise wird die zusätzliche PtH-Wärmeerzeugung in Zeiten eines günstigen Stromangebots zwischengespeichert und so die

Wärmeerzeugung und den Wärmeverbrauch zeitlich entkoppelt. Analog zu den Ergebnissen am Strommarkt geht außerdem die thermische Wärmeerzeugung in den Jahren 2040 und 2050 in Summe zurück und verlagert sich etwas von KWK zu Spitzenlastkesseln. Abbildung 39 zeigt die jährliche Entwicklung der Wärmeerzeugung für die Modellregion. Die eben beschriebenen Muster der Veränderungen gegenüber dem Basisszenario 1 wiederholen sich auch für die deutsche Marktzone. Im Jahr 2050 steigt die PtH-Wärmeerzeugung um +1,7 TWh_{th} und der Einsatz von Wärmespeichern +2,5 TWh_{th}, während die thermische Wärmeerzeugung um -1,6 TWh_{th} sinkt.

Abbildung 39: Wärmeerzeugung in der Modellregion im Basisszenario 2

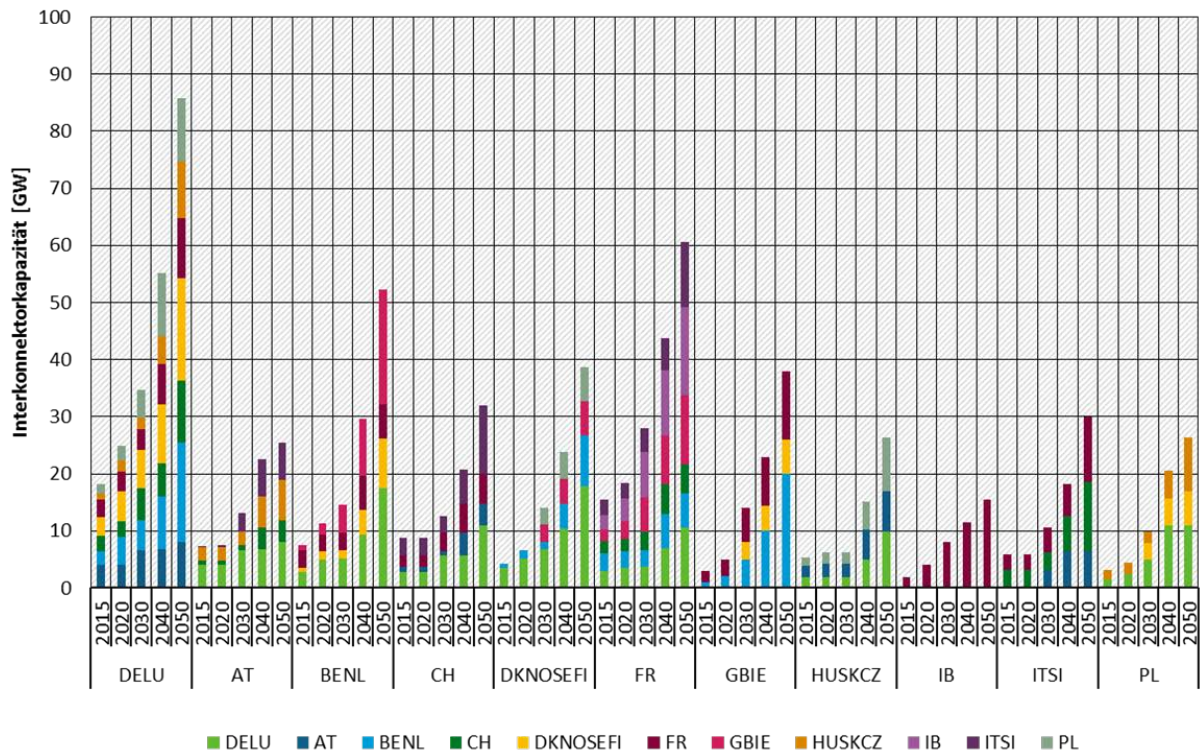


Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

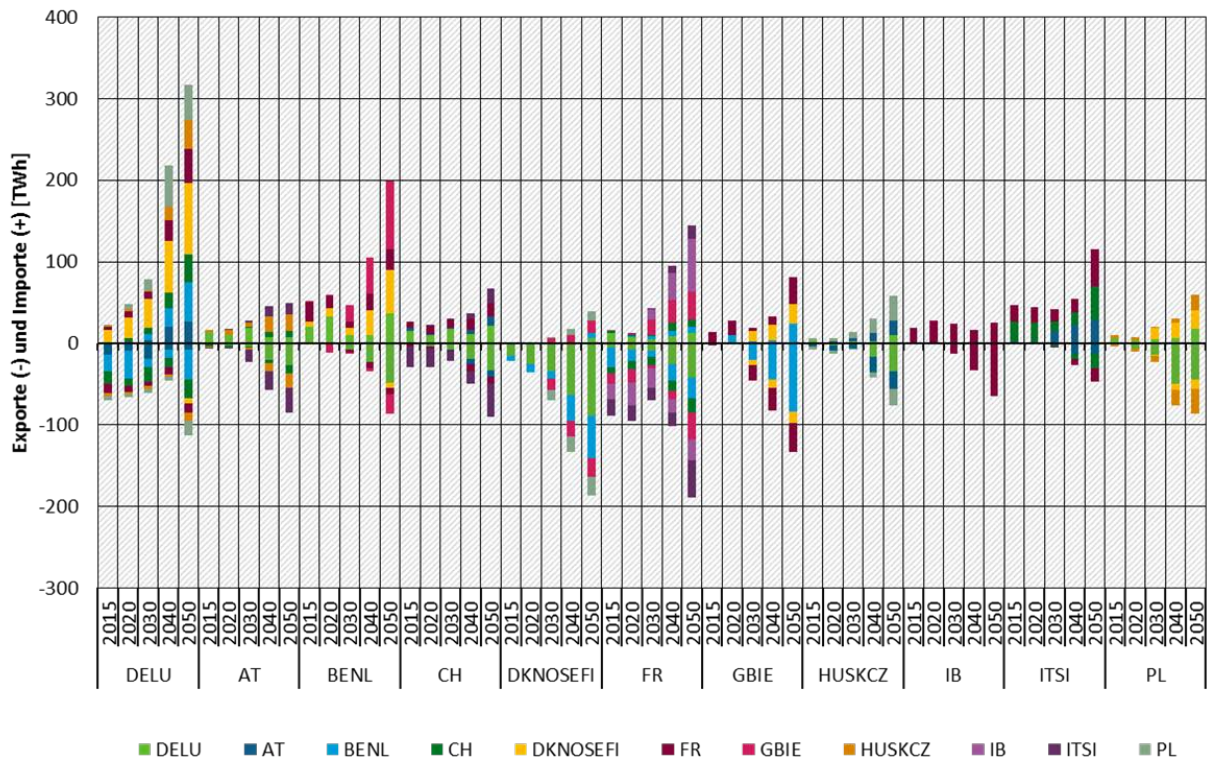
Aus Sicht des Strommarktes ist das Stromnetz im Basisszenario 2 weiterhin die wichtigste Flexibilitätsoption. Hinsichtlich des Netzausbaus ergeben sich nur vereinzelte kleine Veränderungen (< 100 MW). Die resultierenden Importkapazitäten zeigt Abbildung 40. Der grenzüberschreitende Austausch von Strom (s. Abbildung 41) verändert sich in Relation zu den insgesamt übertragenen Mengen (2030: 351,9 TWh; 2040: 683,2 TWh; 2050: 1.156,5 TWh) ebenfalls nur geringfügig und liegt in den Jahren 2030 und 2050 unter dem jeweiligen Ergebnis des Basisszenarios 1, im Jahr 2040 darüber (2030: -1,8 TWh; 2040: +39,7 TWh; 2050: -8,9 TWh). Für die deutsche Marktzone gehen die Nettoimporte 2030–2050 im Vergleich zum Basisszenario 1 leicht zurück (2030: -11,7 TWh; 2040: -0,5 TWh; 2050: -11,1 TWh), bleiben aber weiterhin klar im positiven Bereich (Importe > Exporte; 2030: 17,8 TWh; 2040: 171,8 TWh; 2050: 204,6 TWh).

Abbildung 40: Interkonnektorkapazitäten im Basisszenario 2



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 41: Stromaustausch im Basisszenario 2



Quelle: Eigene Berechnungen.

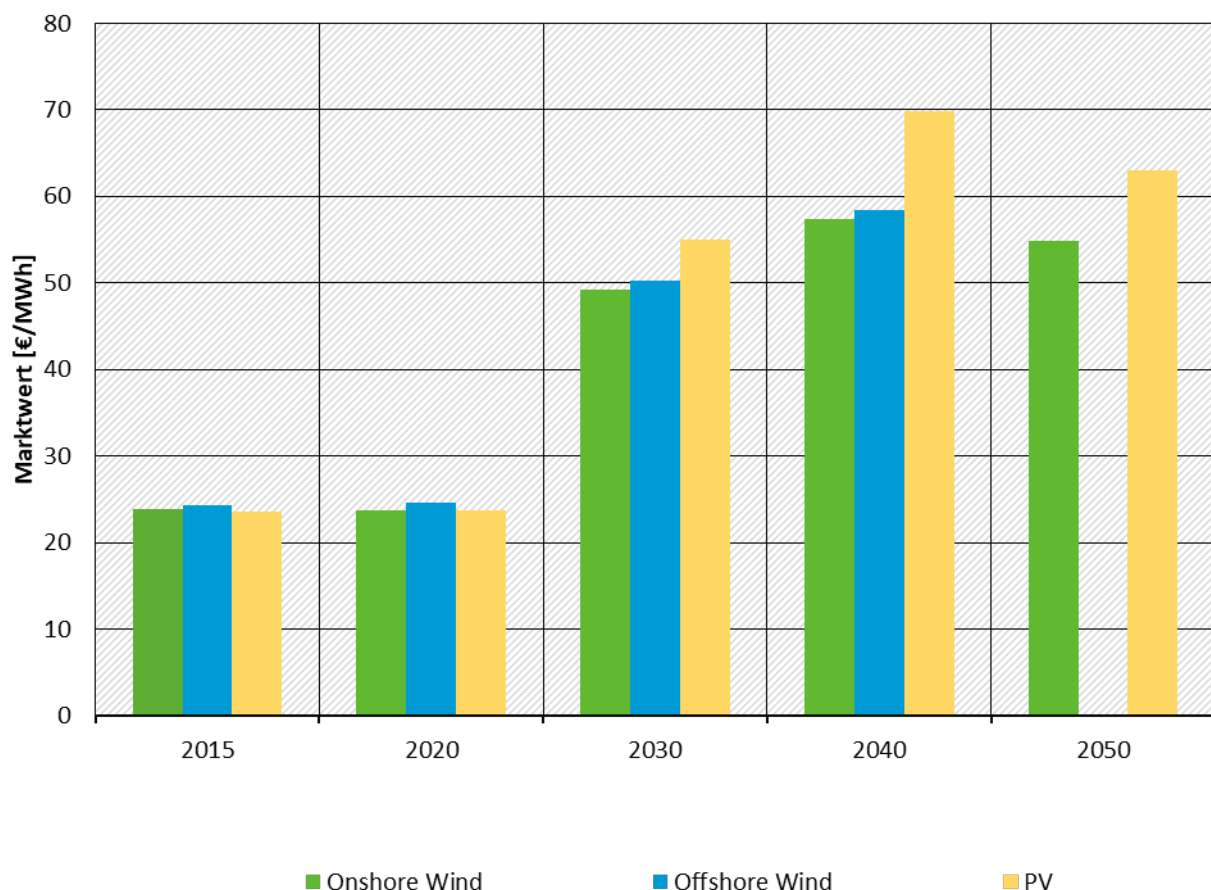
CO₂-Preise, Strompreise, EE-Marktwerte

Im Basisszenario 2 bleiben die CO₂-Preise auf einem vergleichbaren Niveau wie im Basisszenario 1. In den Jahren 2030 und 2040 liegen sie mit 26,99€/tCO₂ bzw. 61,29 €/tCO₂ leicht höher als im Basisszenario 1 (+0,47 €/tCO₂ bzw. +3,43 €/tCO₂). In 2050 wird der CO₂-Preis unverändert durch den Einsatz von PtG in der Strom- und Wärmeerzeugung gesetzt.⁵⁴

Die Strompreise steigen im Vergleich zum Basisszenario 1 in den Jahren 2030-2050 in den meisten Zonen an, u. a. getrieben durch die zusätzliche Stromnachfrage der PtG-Wasserstoff-Produktion. Der durchschnittliche (ungewichtete) Preisanstieg über alle Marktzone liegt in diesen Jahren unter 1 €/MWh. In der deutschen Marktzone liegt der Preisanstieg bei 0,17 €/MWh im Jahr 2030 (25,92 €/MWh), bei 1,25 €/MWh in 2040 (69,57 €/MWh) und 0,76 €/MWh in 2050 (79,28 €/MWh).

Die Entwicklung der Marktwerte in der deutschen Marktzone zeigt Abbildung 42. Für Onshore steigt der absolute Marktwert auf 49,16 €/MWh in 2030 und auf 57,31€/MWh in 2040, bevor er im Jahr 2050 leicht auf 54,85 €/MWh absinkt. Die Entwicklung des Marktwertes von PV folgt dem gleichen Muster. Er liegt 2030 bei 55,02 €/MWh, 2040 bei 69,85 €/MWh und 2050 bei 62,95 €/MWh.

Abbildung 42: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Basisszenario 2



Quelle: Eigene Berechnungen.

⁵⁴ Siehe Abschnitt 5.7.3.

Der absolute Marktwert von Onshore Wind liegt im Jahr 2030 um -0,23 EUR/MWh leicht unter dem Basisszenario 1, im Jahr 2040 um +0,64 EUR/MWh leicht höher. Betrachtet man die Marktwerte dieser Jahre in Relation zum Strompreis, zeigen sich sowohl 2030 als auch 2040 geringfügig sinkende relative Marktwerte (Veränderung unter -1 %Pkt) im Vergleich zum Basisszenario 1. In beiden Jahren liegt die Onshore-Erzeugung im Basisszenario 2 über derjenigen im Basisszenario 1. Im Jahr 2050 steigt die PV-Erzeugung relativ zur Erzeugung im Basisszenario stärker an, als es bei Onshore der Fall ist. Sowohl der absolute als auch der relative Marktwert von PV sinken im Vergleich zum Basisszenario 1 (-0,35 EUR/MWh bzw. -1,2 %Pkte), während der absolute und der relative Onshore-Marktwert steigt (+1,81 EUR/MWh bzw. +1,6 %Pkte). Im Jahr 2050 liegt der relative Marktwert von Onshore im Basisszenario 2 somit bei 69,2 %, und derjenige von PV bei 79,4 %. Alle genannten Veränderungen der Marktwerte gegenüber dem Basisszenario 1 sind angesichts der signifikanten Steigerungen der EE-Erzeugung sehr überschaubar. Da der zusätzliche Stromverbrauch der PtG-Anlagen erst der Grund für die zusätzliche EE-Erzeugung ist und somit Nachfrage- und Angebotssteigerung Hand in Hand gehen, sind Ursprung und Lösung der Integrationsaufgabe identisch, sodass die Marktwerte stabil bleiben.

7.3 Netzrestriktionsszenario

Das Netzrestriktionsszenario unterscheidet sich vom ersten Basisszenario insbesondere durch die begrenzte Möglichkeit des Netzausbaus, bei dem nur eine von zwei Ausbaustufen zugebaut werden kann. Zudem ist der endogene Ausbau der ersten Stufe nur gestaffelt ab dem Jahr 2040 möglich, sodass das volle Potenzial erst im Jahr 2050 (statt wie in den Basisszenarien schon 2030) genutzt werden kann. Im Vergleich zum Basisszenario 1 unterscheidet sich das Netzrestriktionsszenario auch darin, dass wir in sehr begrenztem Maßstab (10 MW_{el} pro Zone) eine endogene Produktion von PtG-Methan modellieren (s. Kapitel 4).

Kosten

Der begrenzte Netzausbau führt zu eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten der Flexibilitätspotentiale des Strombinnenmarktes. Das führt zu höheren Gesamtsystemkosten im Vergleich zu den Basisszenarien, was bereits anhand des Kostenvergleichs in Kapitel 0 deutlich wurde. Der Barwert der Gesamtkosten liegt im Netzrestriktionsszenario bei 3.197 Mrd. € und damit um +1,3 % über dem Basisszenario 1. Der Kostenunterschied geht in erster Linie auf die höheren variablen Kosten sowie auf die höheren Investitions- und fixen Betriebs- und Wartungskosten (FOM-Kosten) für nicht-erneuerbare Stromerzeugungstechnologien zurück. Zur Deckung der Nachfrage in Knappheitssituationen werden in den Marktzone durch den limitierten Austausch mehr heimische konventionelle Kraftwerke benötigt. Um die CO₂-Ziele trotz der höheren konventionellen Erzeugung zu erfüllen, wird dabei mehr CO₂-freies PtG eingesetzt. Diese Entwicklungen führen sowohl zu höheren Fixkosten als auch zu höheren variablen Einsatzkosten. Die Gutschriften aufgrund der PtG-Produktion liegen aufgrund des kleinen Markers mit 0,2 Mrd. € deutlich niedriger als im Basisszenario 2 (157 Mrd. €) und fallen im Gesamtbild quasi nicht ins Gewicht. Die Gesamtkosten pro Jahr unterscheiden sich vom Basisszenario 1 ab 2030 und liegen dann um +0,5% (2030) bis +4,6 % (2050) höher als im Basisszenario 1.

Stromerzeugungskapazitäten

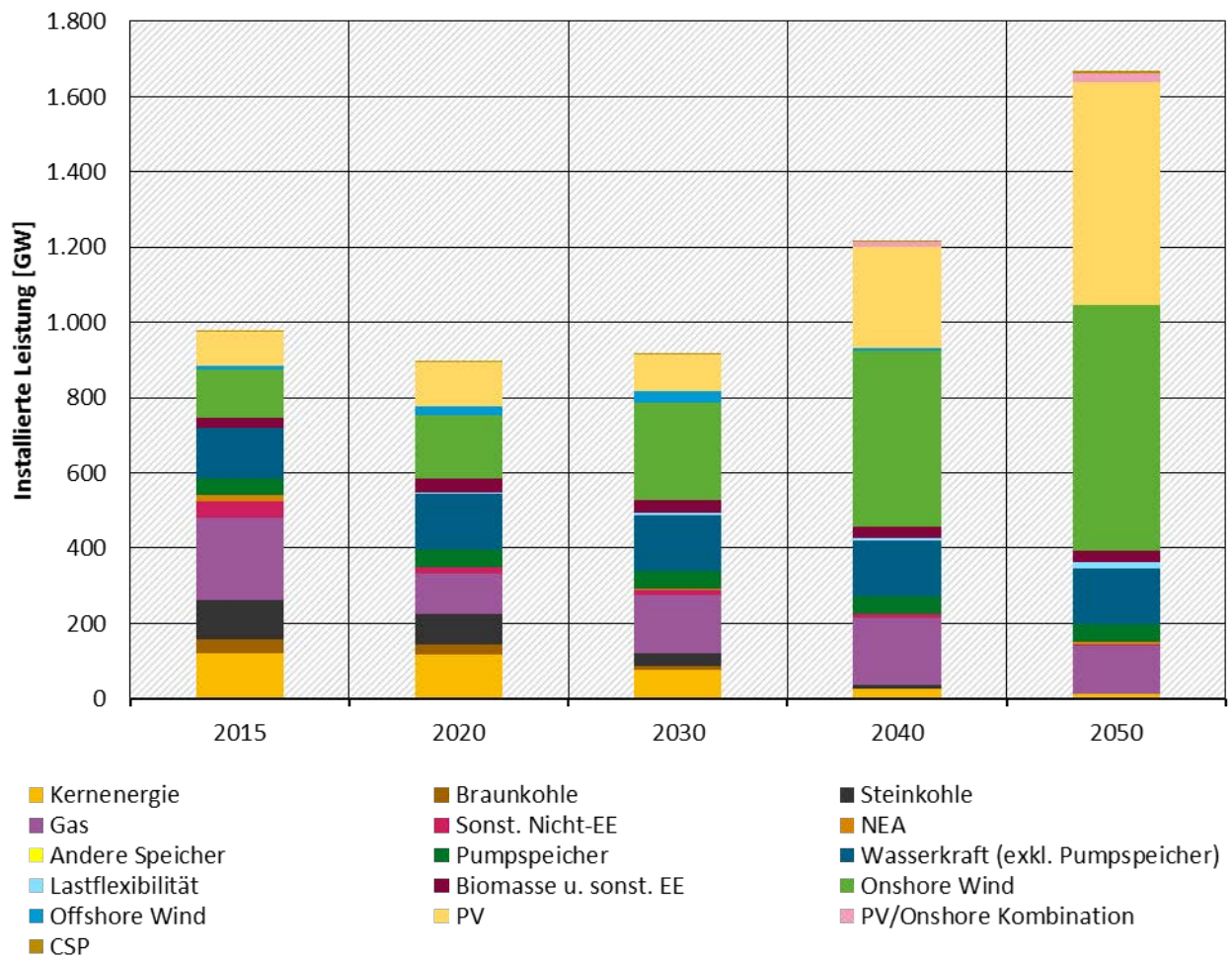
Die eingeschränkte Nutzungsmöglichkeit des europäischen Strombinnenmarktes führt zu einem Anstieg der installierten Leistung ab dem Jahr 2030 gegenüber dem Basisszenario 1. Im Jahr 2030 haben wir +10,8 GW zusätzliche Gesamtleistung. In den folgenden Jahren ist die zusätzliche Leistung nochmals höher (2040: + 39,6 GW; 2050: +114,3 GW). Zum einen steigt die zusätzliche Gesamtleistung durch zusätzliche konventionelle Erzeugungsleistung (2030: +10,3

GW; 2040: +22,5 GW; 2050: +41,5 GW), die u. a. die Nachfrage in Knappheitssituationen bedient, in denen zuvor im Basisszenario 1 mehr importiert werden konnte. Die Technologie mit dem größten Anstieg der Kapazität gegenüber dem Basisszenario 1 sind GuD-Anlagen (2030: +3,8 GW; 2040: +19,1 GW; 2050: +22,7 GW). Die Erzeugungsleistung aus steinkohlebasierten Kraftwerken geht dagegen ab 2030 gegenüber dem Basisszenario zurück, insbesondere geht der endogene Zubau von Steinkohle-KWK in Polen von 2,7 GW auf 0,1 GW zurück, da die entsprechende Erzeugung aufgrund der eingeschränkten Exportmöglichkeiten an Wert verliert. Insgesamt liegen die konventionellen Kapazitäten im Jahr 2030 bei 291,5 GW, im Jahr 2040 bei 225,1 GW und im Jahr 2050 bei 149,5 GW.

Zum anderen steigen die EE-Kapazitäten (2030: +0,5 GW; 2040: +17,1 GW; 2050: +72,8 GW) gegenüber dem Basisszenario 1. Durch den limitierten Austausch zwischen den Marktzone gibt es eine breitere Verteilung der EE-Kapazitäten in der Modellregion. Dabei werden andere Standorte mit deren nächstbesten Technologien ausgewählt, die jedoch niedrigere VLh aufweisen. Zur Deckung derselben Energiemengen benötigen wir durch die niedrigeren VLh daher mehr EE-Kapazitäten. Dabei sinkt die installierte Leistung der Windenergie (2030: -3,4 GW; 2040: -23,5 GW; 2050: -40,4 GW) über die Jahre gegenüber dem Basisszenario 1, während die PV-Leistung (2030: +3,9 GW; 2040: +28,1 GW; 2050: +93,6 GW) über die Jahre deutlich steigt. Insgesamt liegen die Wind- und PV-Kapazitäten im Jahr 2030 bei 290,5 GW (Wind) bzw. 98,3 GW (PV), im Jahr 2040 bei 474,5 GW bzw. 268,0 GW und im Jahr 2050 bei 651,7 GW bzw. 593,3 GW.

Der Abtausch von Onshore und PV hängt mit der netzbedingten Standortveränderung und dem damit einhergehenden Wechsel der Technologien an diesen Standorten zusammen. Durch die eingeschränkte Exportmöglichkeit werden gute Windstandorte, die im Basisszenario 1 den relative günstigen Windstrom in Nachbarländer exportieren konnten, jetzt nicht mehr ausgewählt. Die Windenergieleistung geht in den Marktzone DKNOSEFI (2050: - 22,1 GW), PL (2050: - 11,7 GW), IB (2050: - 10,1 GW) und GBIE (2050: - 8,9 GW) deutlich zurück. Diese Marktzone sind auch dadurch gekennzeichnet, dass ihre Exportmöglichkeiten durch relativ wenige Netzverbindungen mit dem Rest des Strombinnenmarktes zusätzlich eingeschränkt sind.

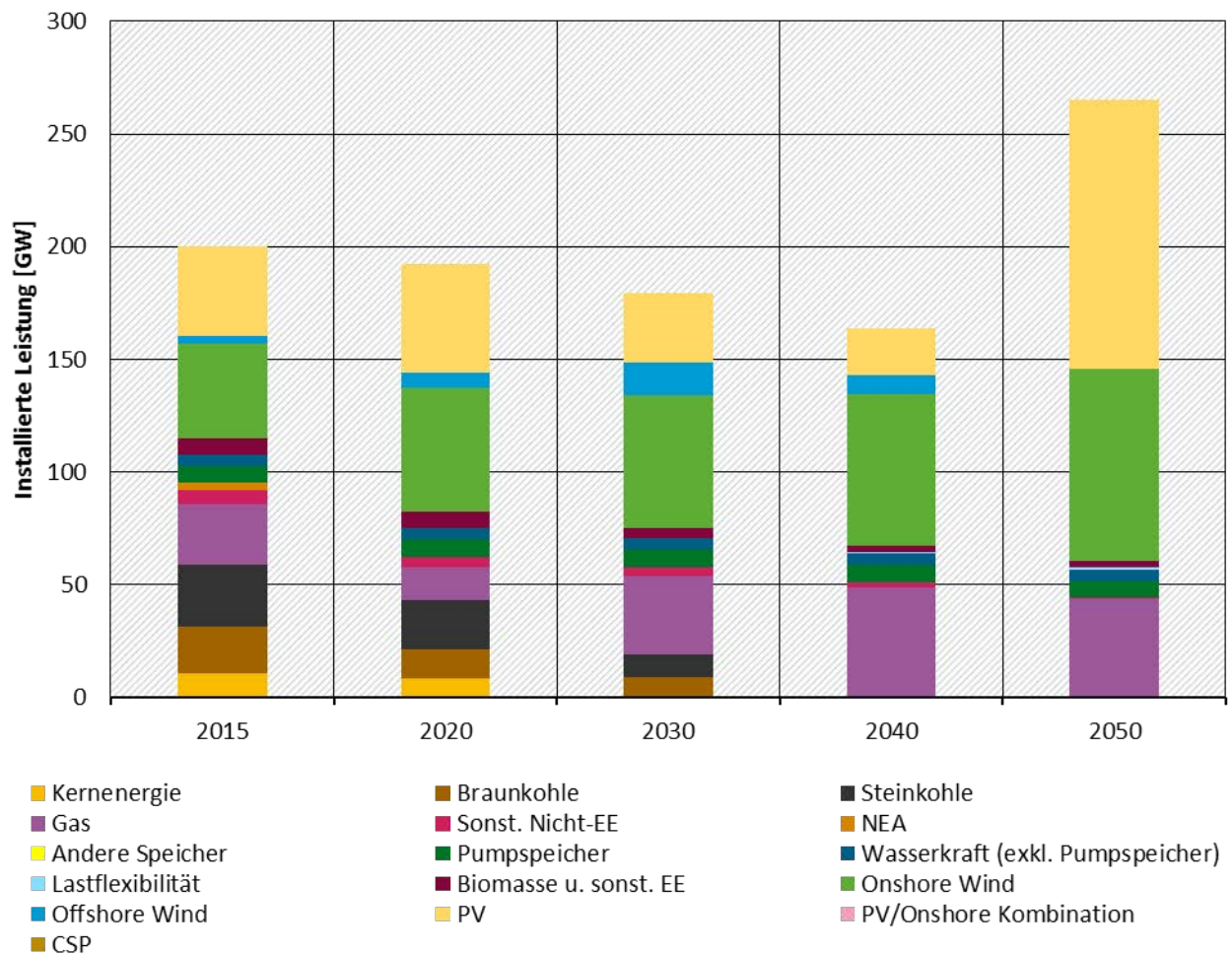
Ein weiteres Beispiel für Standort- und Technologieverlagerung sind die kombinierten Wind- und PV-Anlagen (2030: +/-0,0 GW; 2040: +12,5 GW; 2050: +14,5 GW) in Nordafrika, die ab dem Jahr 2040 bis zum vollen Potenzial zugebaut werden. Im Basisszenario 1 wurden sie erst im Jahr 2050 zugebaut. Ebenso werden CSP-Anlagen in der Marktzone ITSI erstmals ab 2050 zugebaut. Im Jahr 2050 sind 25 GW der kombinierten Wind- und PV-Anlagen in Nordafrika sowie 5,1 GW CSP-Anlagen installiert. Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der installierten Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Zeitverlauf.

Abbildung 43: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

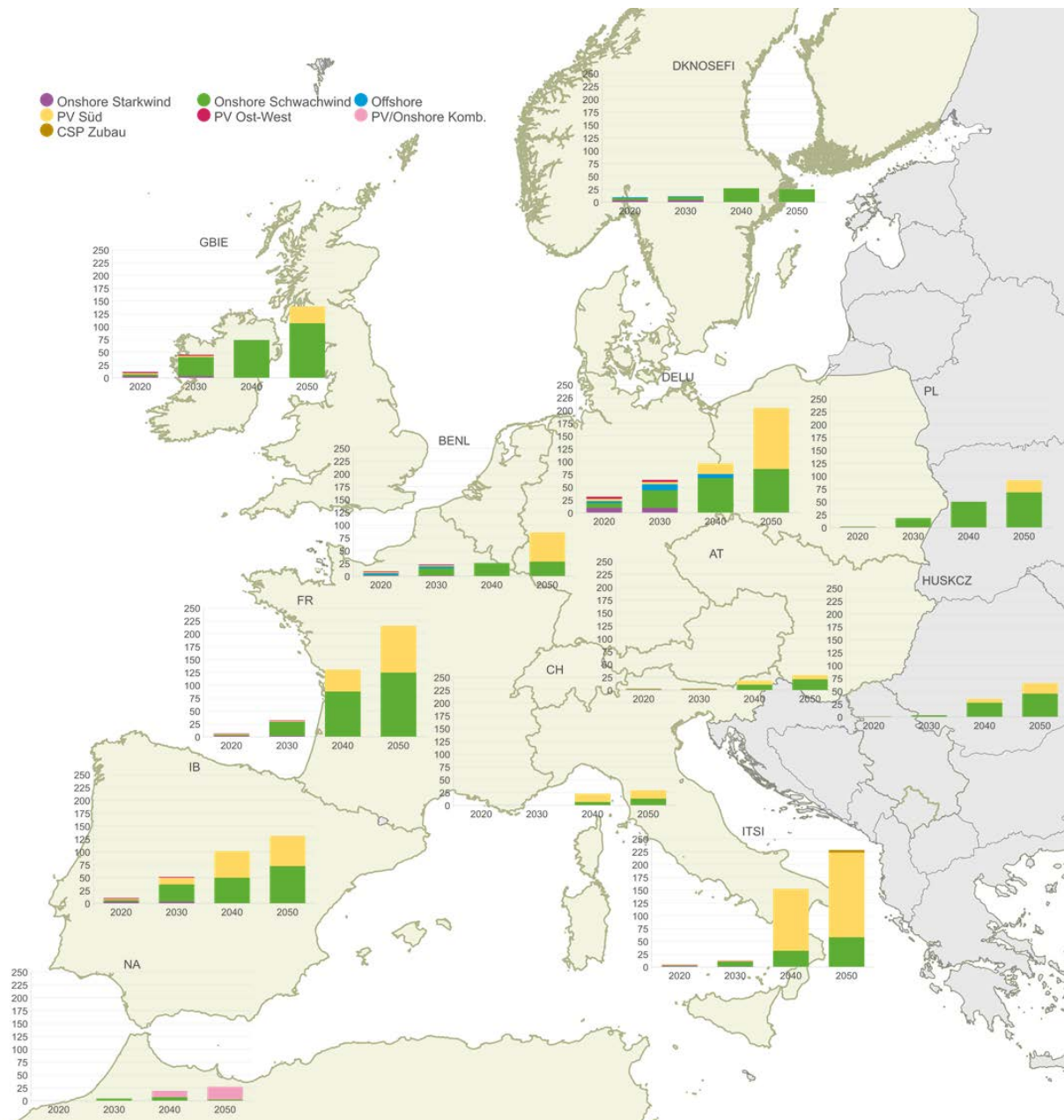
In der deutschen Marktzone werden wie in der gesamten Modellregion mehr Erzeugungskapazitäten als im Basisszenario 1 zugebaut. Die installierten Kapazitäten in der deutschen Marktzone steigen ab dem Jahr 2030 gegenüber dem Basisszenario 1 an (2030: +4,1 GW; 2040: +30,7 GW; 2050: +38,7 GW). Dabei geht die konventionelle Erzeugungsleistung im Jahr 2030 gegenüber dem Basisszenario 1 um -3,7 GW zurück, um dann ab dem Jahr 2040 mit +2,2 GW auf +3,7 GW im Jahr 2050 zu steigen. Insgesamt liegen die konventionellen Kapazitäten im Jahr 2030 bei 57,6 GW, im Jahr 2040 bei 50,9 GW und im Jahr 2050 bei 44,2 GW.

Die EE-Kapazitäten steigen ab dem Jahr 2030 durchgehend (2030: +7,8 GW; 2040: +28,5 GW; 2050: +35,0 GW) gegenüber dem Basisszenario 1. Dabei steigen sowohl die Windenergieleistung als auch die PV-Kapazitäten, da die limitierte Nutzung des Strombinnenmarktes zu Standortverlagerungen nach Deutschland führt. Im Jahr 2050 sehen wir im Netzrestriktionsszenario eine Windenergieleistung von 85,6 GW (2030: 73,7 GW; 2040: 75,7 GW) und PV-Kapazitäten in Höhe von 119,5 GW (2030: 30,4 GW; 2040: 20,8 GW). Abbildung 44 zeigt die Entwicklung der installierten Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Zeitverlauf.

Abbildung 44: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Netzrestriktionsszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

Die bereits oben erwähnten Standort- und Technologieverlagerungen werden in Abbildung 45 deutlich. Die PV-Kapazitäten im Jahr 2050 steigen gegenüber dem Basisszenario 1 deutlich in der britisch-irischen, polnisch, deutschen und belgisch-niederländischen Marktzone, wobei die beiden erstgenannten Marktzonen im Basisszenario 1 keinerlei PV-Kapazitäten auswiesen. Die Standorte mit Windenergieanlagen verlagern sich, wie bereits oben erwähnt, von Marktzonen mit guten Standorten, aber geringen Exportmöglichkeiten und geringen Netzverbindungen (wie beispielsweise von der skandinavischen oder die iberischen Marktzone), in andere Marktzonen.

Abbildung 45: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario

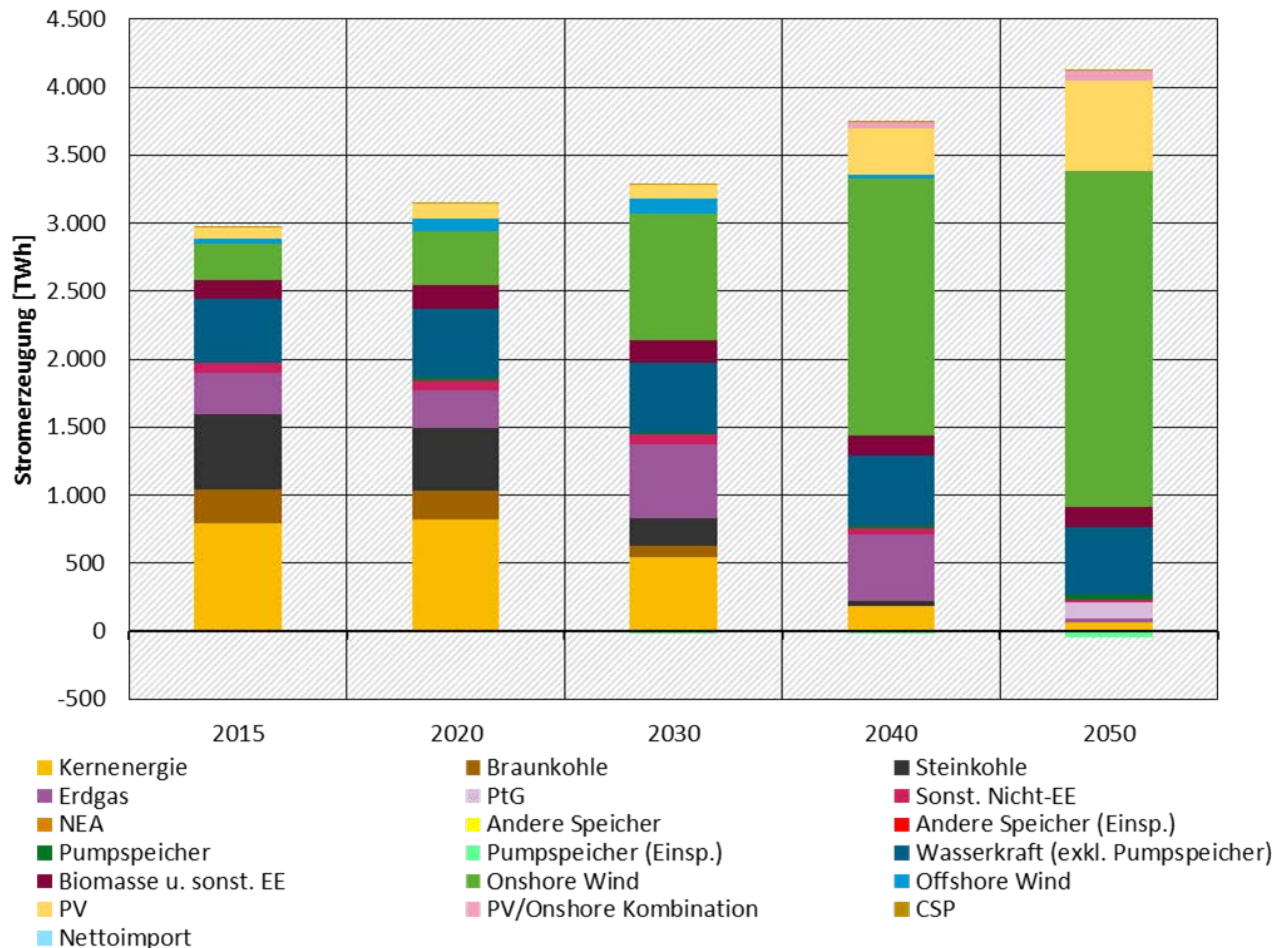
Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung verändert sich gegenüber dem Basisszenario 1 dahingehend, dass es weniger EE-Erzeugung gibt, und im Gegenzug mehr Erzeugung aus nicht-erneuerbaren Technologien. Trotz der steigenden EE-Kapazitäten verringert sich die EE-Erzeugung in der Modellregion gegenüber dem Basisszenario um -26,4 TWh im Jahr 2030, -52,6 TWh im Jahr 2040 und -99,7 TWh im Jahr 2050. Das zeigt wiederum die Effekte der Standort- und Technologieverlagerungen aufgrund des geringeren Netzausbaus und die damit einhergehenden niedrigeren VLH. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken (2030: +39,6 TWh; 2040: +74,0 TWh; 2050: +64,4 TWh) steigt dagegen im Vergleich zum Basisszenario an, wobei in 2050 für den Großteil der Erzeugung CO₂-freies PtG eingesetzt wird, um die CO₂-Ziele einzuhalten. Die

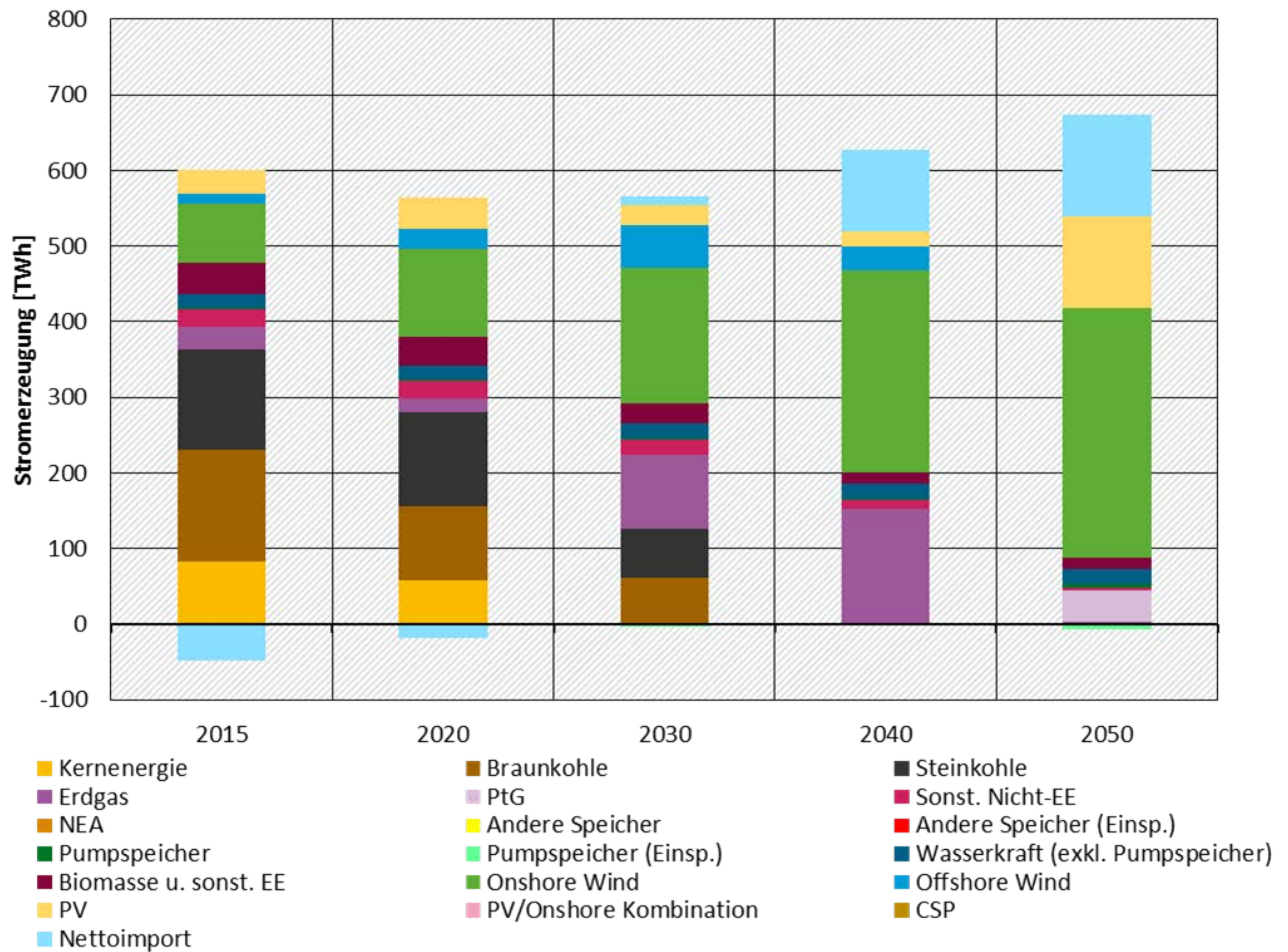
Erzeugung aus Steinkohle geht ab dem Jahr 2030 gegenüber dem Basisszenario 1 zurück, wobei es in 2050 wie im Vergleichsszenario keine kohlebasierte Stromerzeugung mehr gibt. Abbildung 46 gibt einen Überblick über die Stromerzeugung in der Modellregion.

Abbildung 46: Stromerzeugung in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

In der deutschen Marktzone folgt die Stromerzeugung hauptsächlich der bereits beschriebenen Entwicklung des Kapazitätsmixes. Die Erzeugung aus Windenergie (2030: +29,3 TWh; 2040: +29,4 TWh; 2050: +39,0 TWh) und PV (2040: +21 TWh; 2050: +24,3 TWh) steigt gegenüber dem Basisszenario 1 und liegt im Jahr 2050 für Onshore bei 329,9 TWh (2030: 236,8 TWh; 2040: 298,6 TWh) und für PV bei 121,0 TWh (2030: 25,7 TWh; 2040: 21,0 TWh). Die thermische Erzeugung geht im Jahr 2030 gegenüber dem Basisszenario um -11,2 TWh zurück, ehe sie in den Jahren 2040 mit +15,6 TWh und 2050 mit +16,7 TWh über dem Vergleichsszenario liegt (2030: 243,9 TWh; 2040: 163,8 TWh; 2050: 48,6 TWh). Bereits im Jahr 2040 gibt es wie im Basisszenario 1 in der deutschen Marktzone keine kohlebasierte Stromerzeugung mehr. Die Nettoimporte in der deutschen Marktzone gehen durch die eingeschränkten Austauschmöglichkeiten deutlich zurück und liegen im Jahr 2050 bei 134,2 TWh und damit um -81,5 TWh (-40%) unter dem Basisszenario 1. Abbildung 47 zeigt die Stromerzeugung und den Nettoimport in Deutschland.

Abbildung 47: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Netzrestriktionsszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

Gegenüber dem Basisszenario 1 steigt der Einsatz von Pumpspeichern ab dem Jahr 2030 und liegt in 2050 um +5,2 TWh (+18,8%) höher. Die eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten des europäischen Strombinnenmarktes führen also dazu, dass stattdessen (u. a.) Pumpspeicher zusätzliche Flexibilität bereitstellen. Die Auslastung der Pumpspeicher bleibt allerdings im Schnitt weiter unter 650 VLh. Andere Stromspeichertechnologien werden wie gehabt nur im Jahr 2050 in der italienisch-slowenischen Marktzone ausgebaut, und zwar in Höhe von 0,7 GW (statt 0,4 GW im Basisszenario 1).

Der Einsatz von verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen ändert sich an beiden Seiten des Spektrums (Knappheit/Überschuss). Der Fuel-Switch der O-Lkw ist in den Jahren 2030 und 2040 gegenüber dem Basisszenario 1 nahezu unverändert, im Jahr 2050 wird allerdings um +4,1 TWh mehr eingesetzt, um den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Knappheitssituationen zu unterstützen. Im Bereich der (teureren) freiwilligen Lastreduktion verändern sich die Ergebnisse dagegen quasi nicht, der maximale Einsatz der freiwilligen Lastreduktion in der deutschen Marktzone liegt weiterhin bei 806 MW. Im Bereich der dezentralen und großen PtH, die insbesondere in Zeiten niedriger Strompreise und eines hohen EE-Angebots eingesetzt werden, geht der Stromverbrauch gegenüber dem Basisszenario 1 leicht zurück. Der Marker für die endogene PtG-Produktion, die ebenfalls Flexibilität in Überschussituationen bereitstellen kann, wird mit

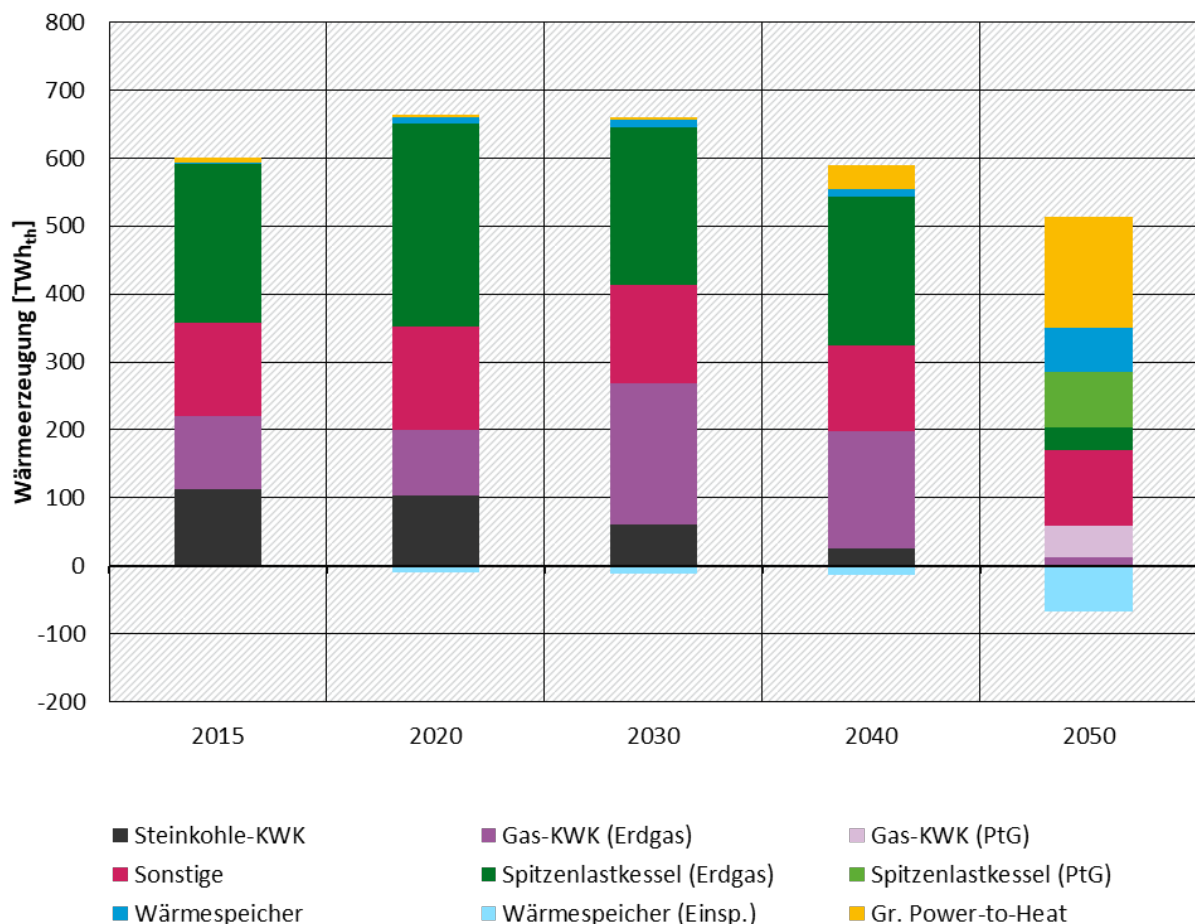
Ausnahme der Zonen DKNOSEFI und GBIE, in denen der Zubau bereits 2030 erfolgt, erst im Jahr 2050 in allen Marktzone n zugebaut. Die beiden genannten Zonen haben gemeinsam, dass sie bereits früh relativ hohe EE-Anteile haben und weniger stark an den europäischen Strombinnenmarkt angebunden sind, als zentral in der Modellregion gelegene Zonen.

Angesicht des Rückgangs der EE-Erzeugung und der nur geringen Veränderungen im Gesamtstromverbrauch sinkt der EE-Anteil in der Modellregion (2030: -0,8%Pkte; 2040: -1,5%Pkte; 2050: -2,3%Pkte) gegenüber dem Basisszenario 1. Der EE-Anteil (2030: +5,1%Pkte; 2040: +8,1%Pkte; 2050: +9,7%Pkte) in der deutschen Marktzone liegt dagegen über dem Basisszenario 1, da aufgrund der verringerten Importmöglichkeiten mehr EE-Strom heimisch erzeugt wird.

Wärmeerzeugung

Im Wärmesektor folgen die Veränderungen dem Muster der bereits beschriebenen Veränderungen der konventionellen Erzeugungsleistung im Stromsektor. In den Jahren 2030 und 2040 ändert sich der Wärmeerzeugungsmix in der Modellregion zunächst kaum, allein in Polen wird die kohlebasierte Wärmeerzeugung aus KWK durch erdgasbasierte Wärmeerzeugung aus KWK und Spitzenlastkesseln ersetzt. Im Jahr 2050 steigt die Erzeugung der Gas-KWK gegenüber dem Basisszenario um +18,0 TWh_{th} (hauptsächlich PtG). Dagegen geht die Wärmeerzeugung aus Spitzenlastkesseln (-14,3 TWh_{th}) und großer PtH (-3,9 TWh_{th}) zurück. Mit dem Rückgang der Wärmeerzeugung der großen PtH sinkt auch der Einsatz von Wärmespeichern (-2,9 TWh_{th}). Abbildung 45 zeigt die Wärmeerzeugung in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario.

Abbildung 48: Wärmeerzeugung in der Modellregion im Netzrestriktionsszenario

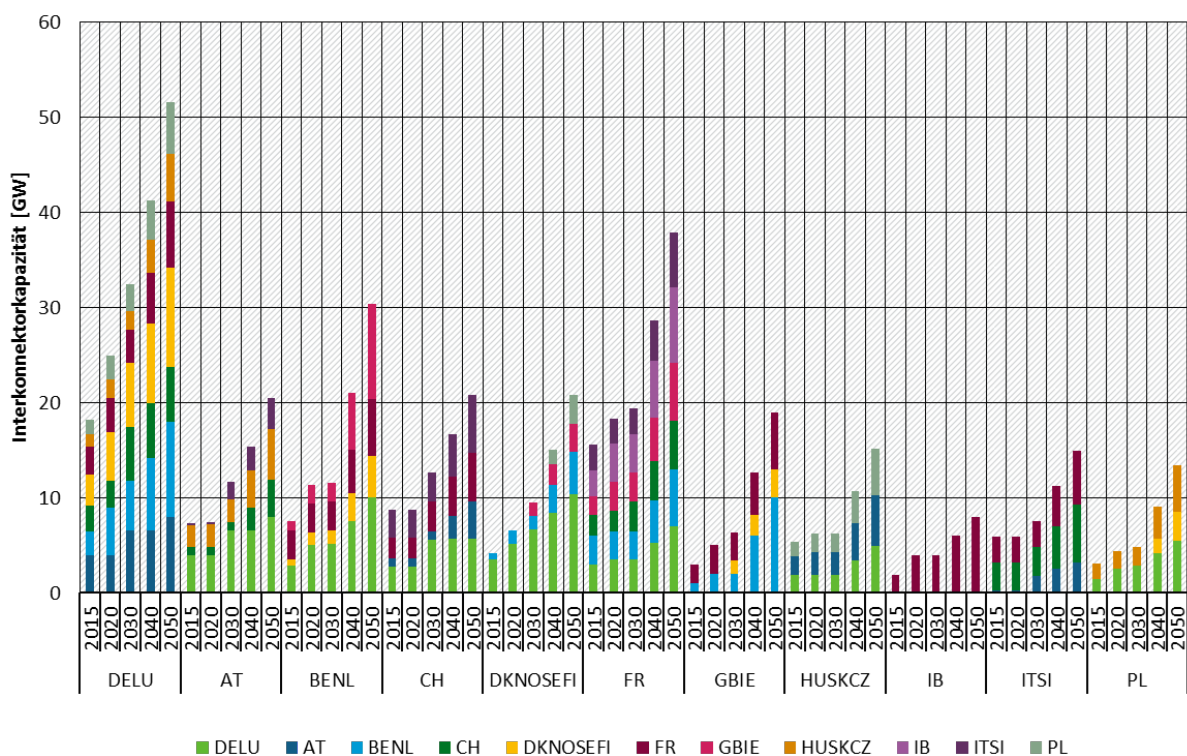


Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

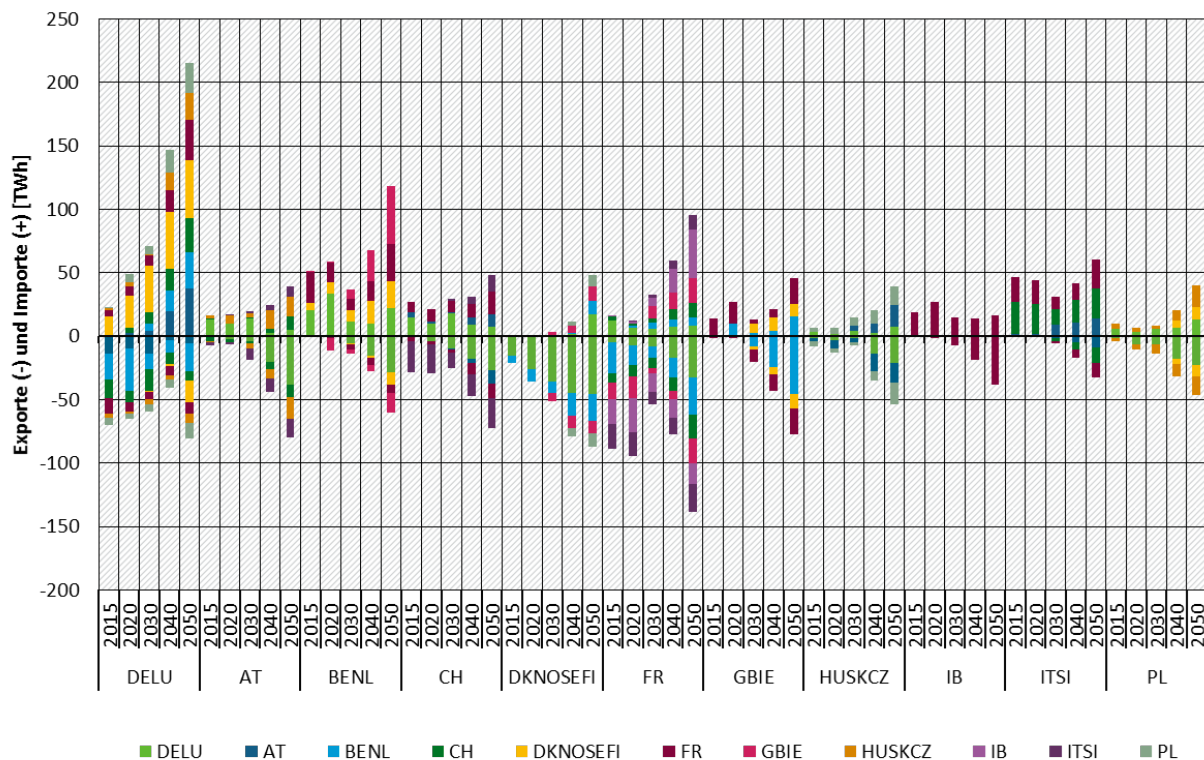
Das Stromnetz als Flexibilitätsoption wird im Netzrestriktionsszenario mit wenigen geringfügigen Ausnahmen für jede Verbindung und jedes Jahr voll ausgebaut. Durch die Einschränkung der Potenziale von zwei auf eine Stufe und die erst später möglichen Ausbauten gehen die Interkonnektorkapazitäten deutlich zurück. Im Jahr 2050 existieren -89,0 GW (-41,4 %) weniger Importkapazitäten in der Modellregion als im Basisszenario 1, und in der deutschen Marktzone reduzieren sich die Importkapazitäten um -34,8 GW (-40,3 %). Abbildung 49 zeigt die Importkapazitäten im Netzrestriktionsszenario. Analog zu den Kapazitäten verändert sich auch der grenzüberschreitende Austausch (2030: 276,1 TWh; 2040: 460,5 TWh; 2050: 767,1 TWh), der um -77,6 TWh in 2030, um -183,0 TWh in 2040 und -398,3 TWh in 2050 gegenüber dem Basisszenario 1 zurückgeht. Im Jahr 2050 entspricht dies einem Rückgang von -34,2% gegenüber dem Basisszenario. Für die deutsche Marktzone geht der Nettoimport (2030: 12,1 TWh; 2040: 106,5 TWh; 2050: 134,2 TWh) im Vergleich zum Basisszenario ebenso um -17,4 TWh im Jahr 2030, - 65,8 TWh im Jahr 2040 und -81,5 TWh im Jahr 2050 zurück, bleibt jedoch in diesen Jahren weiterhin im positiven Bereich (Importüberschuss). Im Gegenzug steigt, wie bereits beschrieben, die heimische Erzeugung in der deutschen Marktzone. Der grenzüberschreitende Austausch ist in Abbildung 50 dargestellt.

Abbildung 49: Interkonnektorkapazitäten im Netzrestriktionsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 50: Stromaustausch im Netzrestriktionsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

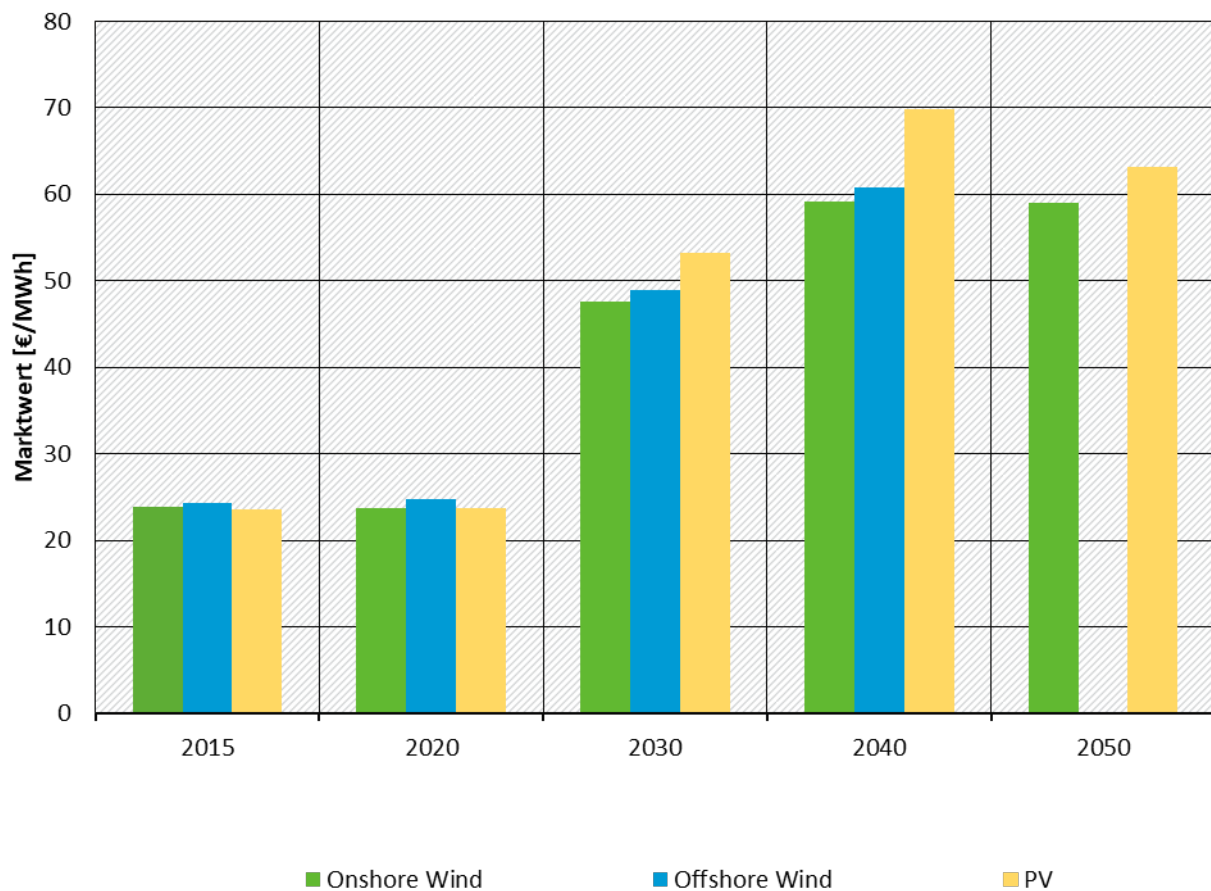
Im Netzrestriktionsszenario bleibt der CO₂-Preis in 2030 mit 26,34 €/tCO₂ auf einem vergleichbaren Niveau wie im Basisszenario 1. Im Jahr 2040 liegt der CO₂-Preis um +13,06 €/tCO₂ über dem Basisszenario 1 bei 70,92 €/tCO₂, da die höhere thermische Erzeugung im Netzrestriktionsszenario zu mehr Emissionen und damit zu einer größeren relativen Knappheit des CO₂-Budgets führt. Der Preis in 2050 ist gegenüber dem Basisszenario 1 unverändert und wird weiterhin durch den Einsatz von PtG in der Strom- und Wärmeerzeugung gesetzt.⁵⁵

Die Strompreise in der Modellregion bleiben im Jahr 2030 ebenfalls auf einem vergleichbaren Niveau wie im Basisszenario 1. Ab dem Jahr 2040 steigen die Strompreise wiederum an, wobei der durchschnittliche (ungewichtete) Preisanstieg über alle Marktzone im Jahr 2040 bei +2,36 €/MWh und im Jahr 2050 bei +5,87 €/MWh liegt. Die Preissteigerungen resultieren daraus, dass besonders günstige (EE-) Erzeugung an einzelnen Standorten aufgrund des eingeschränkten Netzes nicht mehr zur weiträumigen Versorgung des europäischen Strombinnenmarktes genutzt werden können, und dass in diesem Zuge der Einsatz der konventionellen Kraftwerke und die Grenzkosten der Erzeugung steigen. Im Jahr 2050 resultiert der Preisanstieg auch aus dem Einsatz von PtG in der Stromerzeugung. In der deutschen Marktzone zeigt sich ein ähnliches Muster. In 2030 liegen die durchschnittlichen Strompreise -0,16 €/MWh unter dem Basisszenario 1 (55,52 €/MWh). In 2040 beträgt der Preisanstieg +2,76 €/MWh (71,08 €/MWh). In 2050 liegen die Strompreise um +9,90 €/MWh über dem Basisszenario 1 (88,42 €/MWh), wobei der Preisanstieg auch mit den in Abschnitt 5.7.3 beschriebenen Effekten der PtG-Preisannahmen auf die Strompreise zusammenhängt.

⁵⁵ Siehe Abschnitt 5.7.3.

Die absoluten EE-Marktwerte im Netzrestriktionsszenario sinken gegenüber dem Basisszenario 1 im Jahr 2030. In der deutschen Marktzone liegt der absolute Marktwert trotz ähnlicher Strompreise für Onshore -1,78 €/MWh, für PV -1,57 €/MWh und für Offshore -1,28 €/MWh unterhalb des Basisszenarios. Die zusätzlichen EE-Mengen verändern die Preisstrukturen (und damit die Marktwerte) dahingehend, dass der Preis in den Stunden mit höherer EE-Einspeisung stärker sinkt. Ab dem Jahr 2040 liegen die absoluten Marktwerte über den Basisszenario, da der Niveaueffekt der höheren Strompreise dominiert. Insgesamt liegen die absoluten Marktwerte von PV (2030: 52,24 €/MWh; 2040: 69,82 €/MWh; 2050: 63,19 €/MWh) oberhalb der absoluten Marktwerte von Onshore (2030: 47,61 €/MWh; 2040: 59,20 €/MWh; 2050: 59,05 €/MWh). Abbildung 51 zeigt die Entwicklung der absoluten Marktwerte in der deutschen Marktzone.

Abbildung 51: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Netzrestriktionsszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Im Jahr 2030 sinken wie bei den absoluten Marktwerten auch die relativen Marktwerte in der deutschen Marktzone. Dort liegt der relative Onshore-Marktwert um -1,9 %Pkte niedriger als im Basisszenario 1, der Offshore-Marktwert um -1,5%Pkte und der PV-Marktwert um -0,8 %Pkte. In den Jahren 2040 und 2050 verändern sich die relativen Marktwerte nur geringfügig (< 1%Pkt) gegenüber dem Basisszenario 1. Der relative Marktwert von PV geht im Jahr 2050 allerdings deutlich um -9,2%Pkte zurück, da der spezifische, punktuell preissenkende Effekt der jetzt stärker ausgebauten PV-Technologie den allgemeinen Anstieg des Preisniveaus dominiert.

7.4 EE-Szenario 1: europäische, technologieneutrale Förderung

Das erste der vier EE-Szenarien zeichnet sich durch ein zonen- und technologieübergreifendes Mindestziel für die EE- und PtG-basierte Stromerzeugung (im Folgenden vereinfachend als EE-Ziel bezeichnet) aus, das ab 2030 gilt. Das EE-Szenario baut auf dem Netzrestriktionsszenario auf und gibt eine EE-Zielmenge vor, die sich nur leicht von der im Netzrestriktionsszenario erreichten Erzeugung unterscheidet (2030: +20 TWh; 2040: +30 TWh; 2050: +40 TWh; s. Kapitel 5.3.3.1). Die durch das Mindestziel vorgegebene Erhöhung der EE-Stromerzeugung beträgt in den drei Stichjahren jeweils rund 1%. Wegen der sehr begrenzten Abweichung vom Netzrestriktion unterscheiden sich die beiden Szenarien nur wenig. Aus den Abweichungen wird zum einen deutlich, wie die zusätzlichen EE-Strommengen bereitgestellt werden und welche weiteren Effekte sich aus der Zielvorgabe im Gesamtsystem ergeben. Zum anderen dient das EE-Szenario 1 als Ausgangs- und Vergleichspunkt für die weiteren EE-Szenarien, die zusammen alle Kombinationsmöglichkeiten aus technologiespezifischen/technologieneutralen und europäischen/nationalen EE-Zielen abdecken.

Kosten

Angesichts der nur sehr geringen zusätzlichen Mengenvorgabe unterscheiden sich die Ergebnisse wie zu erwarten auch nur geringfügig vom Netzrestriktionsszenario. Das erste Beispiel dafür sind die Kosten. Die Veränderung des Barwertes der Gesamtkosten für die Jahre 2015-2050 liegt bei nahe 0% (3.198 Mrd. €). Hinsichtlich der Kostenkategorien steigen die Invest- und FOM-Kosten durch den zusätzlichen EE-Ausbau, während die variablen Kosten durch den EE-Ausbau sinken, da mehr Strom zu Grenzkosten von 0 €/MWh produziert wird.

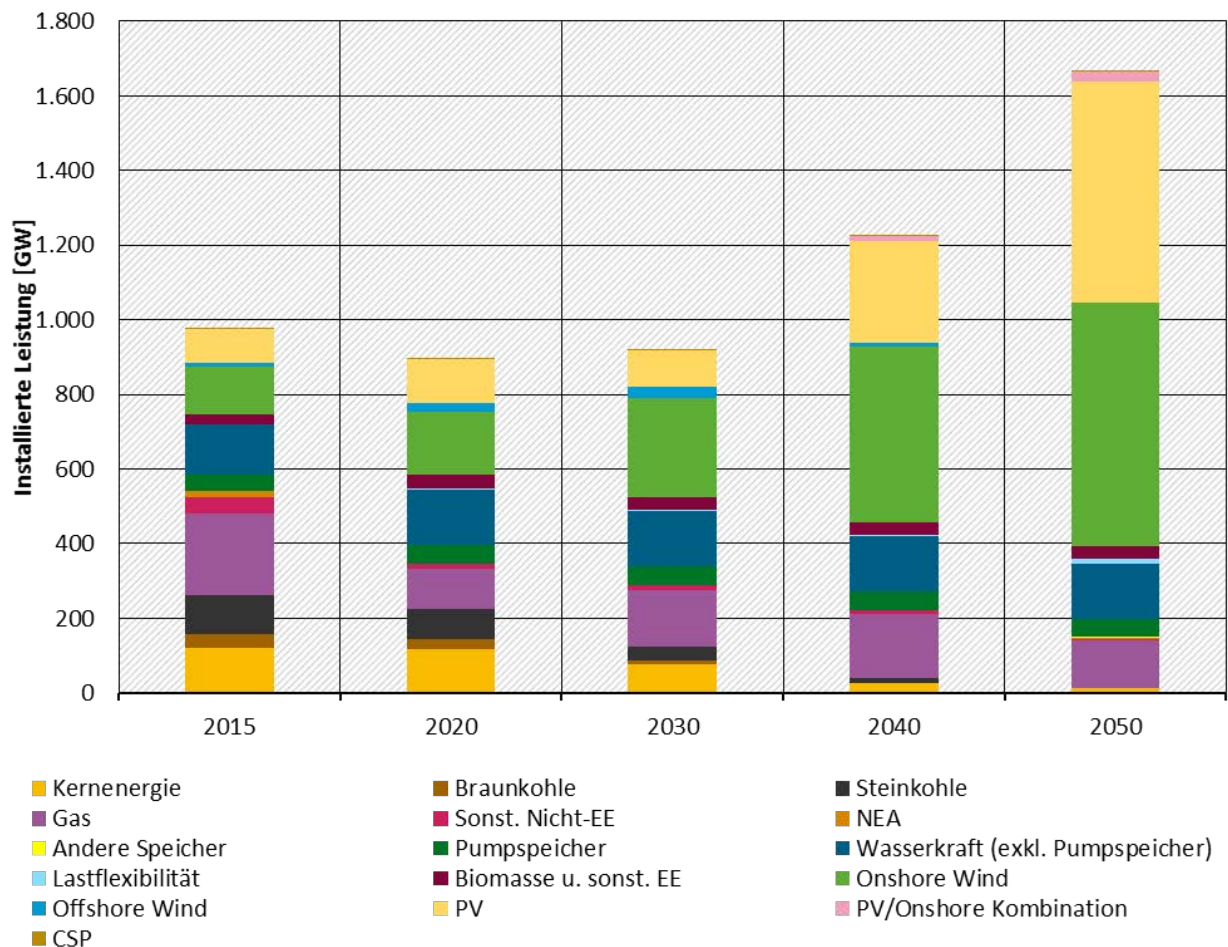
Stromerzeugungskapazitäten

Insgesamt ist der Effekt des EE-Ziels auf die Kapazitäten zur Stromerzeugung wie erwartet begrenzt. Bei den erneuerbaren Energien selbst wird in erster Linie der Zubau im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario vorgezogen, insbesondere von 2050 auf 2040, teilweise auch von 2040 auf 2030. In Summe über die Modellregion nehmen die EE-Kapazitäten daher in 2030 und 2040 stärker zu als im letzten Modelljahr 2050, konkret um +5,9 GW im Jahr 2030, +12,4 GW in 2040 und lediglich +2,5 GW in 2050.

Dabei nehmen die Onshore-Kapazitäten bereits 2030 im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario zu (+5,5 GW), während sich die PV-Kapazitäten in diesem Jahr kaum verändern (+0,4 GW). In den Jahren 2040 nehmen Onshore und PV dann in einem ähnlichen Verhältnis zu (Onshore + 6,7 GW, PV +5,7 GW). 2050 liegen die Kapazitäten wie bereits angesprochen schließlich nur leicht über denjenigen im Netzrestriktionsszenario (Onshore +2,2 GW, PV +0,2 GW).

Im Bereich der konventionellen Kapazitäten ist der Effekt auf die Kapazitäten in der Modellregion ebenfalls begrenzt. Die Leistung der thermischen Kraftwerke geht in den Jahren 2030 und 2040 jeweils um etwas mehr als -2 GW im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario zurück, 2050 ist die Veränderung mit -0,6 GW nochmals kleiner. Der Rückgang der Kapazitäten resultiert aus einer geringeren installierten Leistung von Gaskraftwerken, während die Stilllegung von Steinkohlekraftwerken in Polen teilweise bis nach 2040 verschoben wird, die in der Konstellation dieses Szenarios durch veränderte residuale Laststrukturen und geringere CO₂-Preise (s. u.) begünstigt wird.

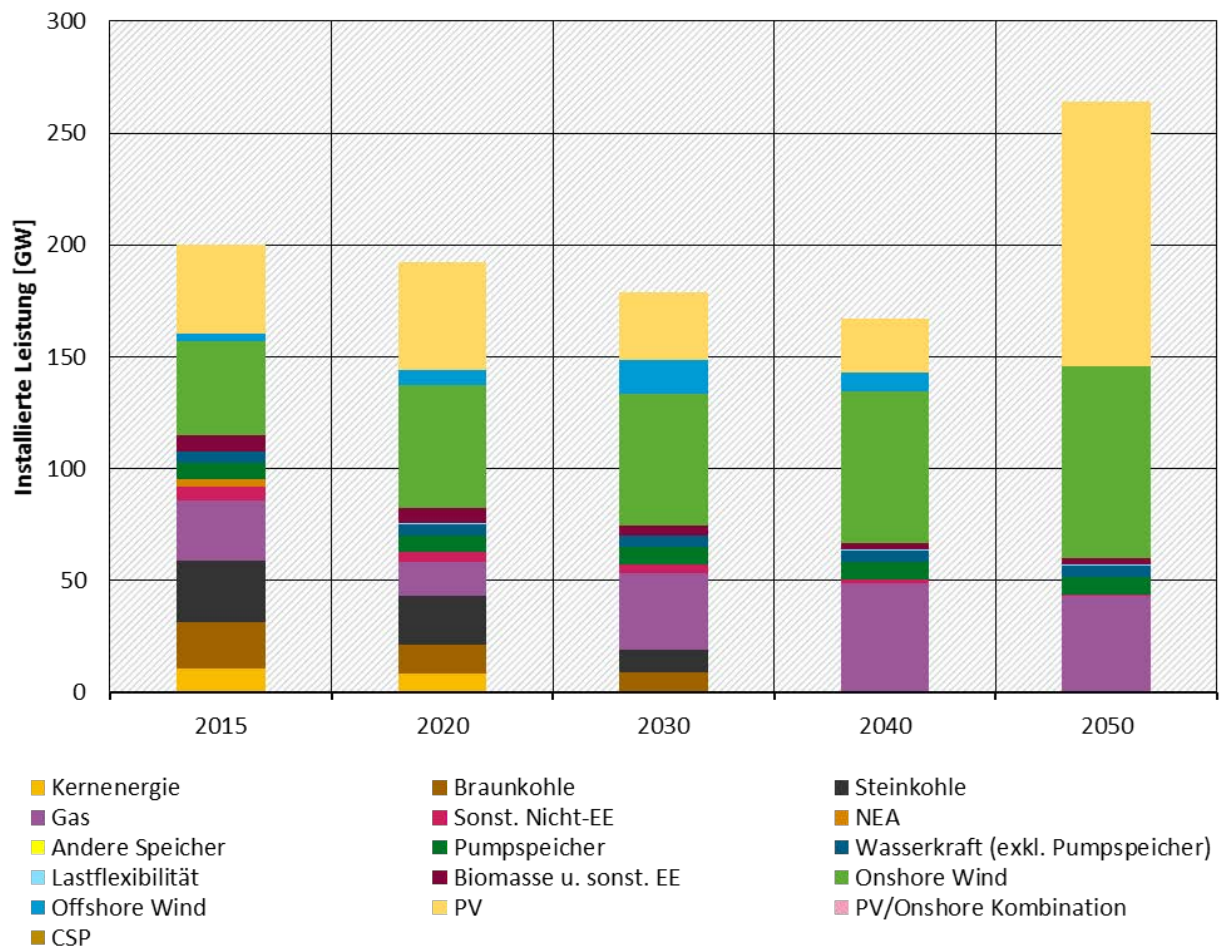
Abbildung 52 zeigt die Entwicklung der Kapazitäten in der Modellregion im Zeitverlauf.

Abbildung 52: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 1

Quelle: Eigene Berechnungen.

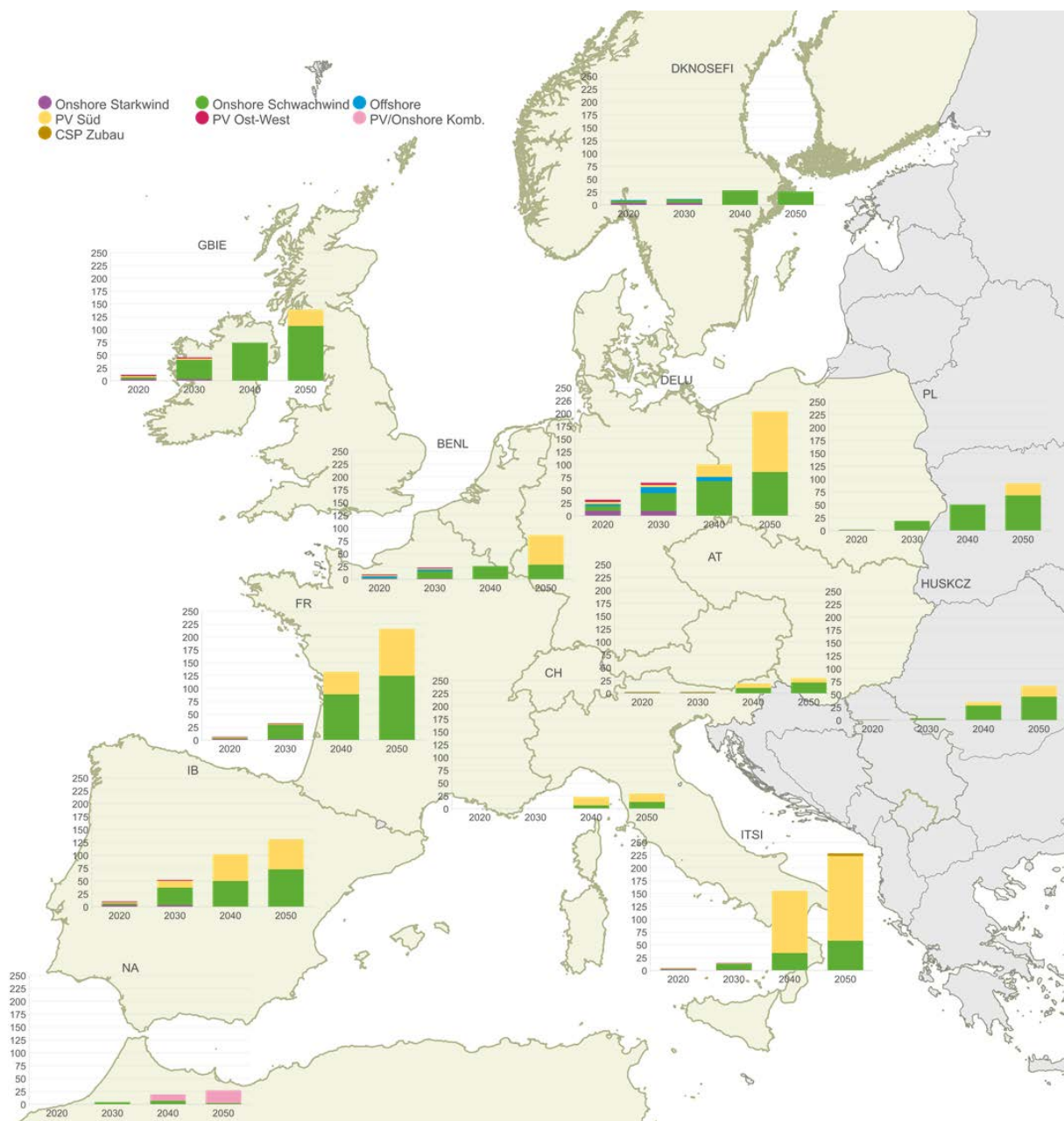
In der deutschen Marktzone folgt die Entwicklung der Kapazitäten einem ähnlichen Muster wie auf der Ebene der Modellregion. In dieser einzelnen Zone sind die Veränderungen allerdings nochmal geringer: Der Rückgang der Gas-Kapazitäten im Vergleich zum Netzrestriktions-szenario bewegt sich im Bereich weniger hundert MW, und auf Seiten der erneuerbaren Energien ist eine um +3,7 GW höhere installierte PV-Leistung im Jahr 2040 die größte einzelne Veränderung. Diese zusätzliche Leistung entspricht einem teilweise vorgezogenen Zubau aus dem Jahr 2050. In diesem letzten Modelljahr sind die PV-Kapazitäten allerdings um -1 GW geringer. Die Onshore-Kapazitäten liegen 2050 auf dem gleichen Niveau wie im Netzrestriktions-szenario und ändern sich auch vorher nur sehr geringfügig.

Abbildung 53: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 54 zeigt die kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten je Marktzone anhand der Europakarte. Wie im Netzrestriktionsszenario werden in Europa endogen lediglich Onshore Schwachwindanlagen, nach Süden ausgerichtete PV-Anlagen und in 2050 CSP in geringem Umfang (+5,1 GW) zugebaut. In Nordafrika werden ebenfalls Onshore-Kapazitäten sowie ab 2050 auch kombinierte Wind- und PV-Anlagen zugebaut.

Abbildung 54: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 1

Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

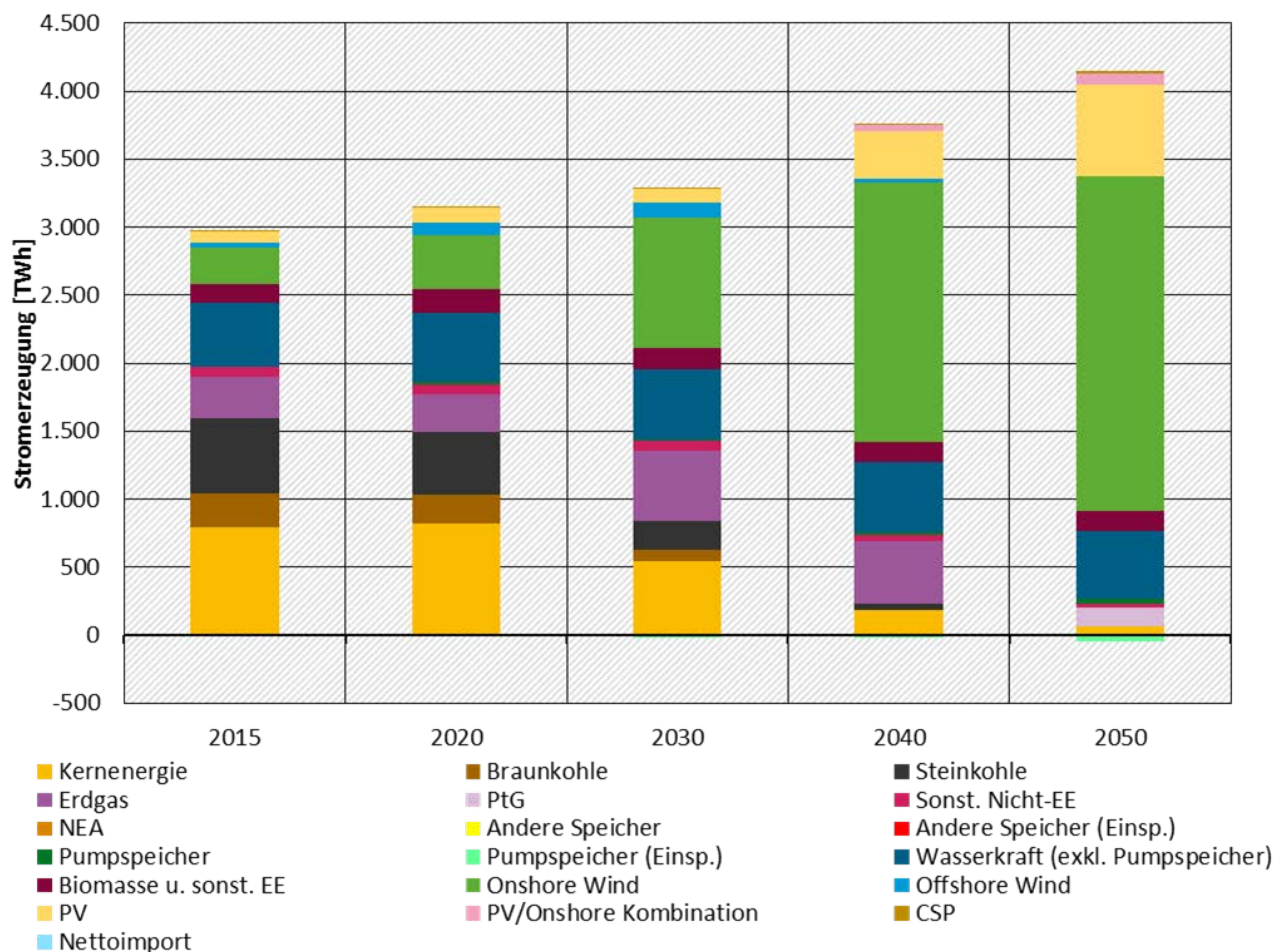
Aus der Vorgabe der Mindestenergieerzeugung folgen im EE-Szenario 1 entsprechend höhere Strommengen aus erneuerbaren Energien und PtG. In den Jahren 2030 und 2040 werden die im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario zusätzlich geforderten +20 TWh bzw. +30 TWh aus erneuerbaren Energien bereitgestellt, d. h. PtG wird in diesen Jahren weiterhin nicht zur Energieerzeugung eingesetzt. Im Jahr 2030 stellt Onshore-Wind die zusätzlichen EE-Mengen nahezu alleine bereit, während im Jahr 2040 auch PV und die kombinierten Wind- und PV-Anlagen in Nordafrika weitere Beiträge von +8,2 TWh bzw. +1,2 TWh leisten. Diese zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verdrängt in beiden Jahren konventionelle Erzeugung in Höhe von rund -20 TWh. Die erdgasbasierte Erzeugung geht im Vergleich dazu

überproportional zurück (2030: -30,5 TWh; 2040: -36,5 TWh), während die steinkohlebasierte Erzeugung (analog zur oben beschriebenen Kapazitätsentwicklung) um +11,2 TWh (2030) bzw. +16 TWh (2040) zunimmt.

Im Jahr 2050 werden dann die zusätzlich durch das Ziel vorgegebenen Strommengen nicht nur durch eine höhere EE-Erzeugung (+17,2 TWh, insb. aus PV und kombinierter Wind- und PV-Anlage) bereitgestellt, sondern auch durch einen im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario höheren Einsatz von PtG zur Stromerzeugung i. H. v. +22,4 TWh. Diese zusätzlichen Strommengen verdrängen im Jahr 2050 in erster Linie erdgasbasierte Erzeugung (-21,2 TWh), aber auch einen kleinen Teil der Erzeugung aus Kernkraftwerken (-5 TWh). Diese Erzeugung ist zwar CO₂-frei, trägt aber nicht zum EE-Ziel bei und wird dementsprechend substituiert.

Die folgende Abbildung 55 fasst die Kapazitätsentwicklung auf der Ebene der Modellregion zusammen.

Abbildung 55: Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 1

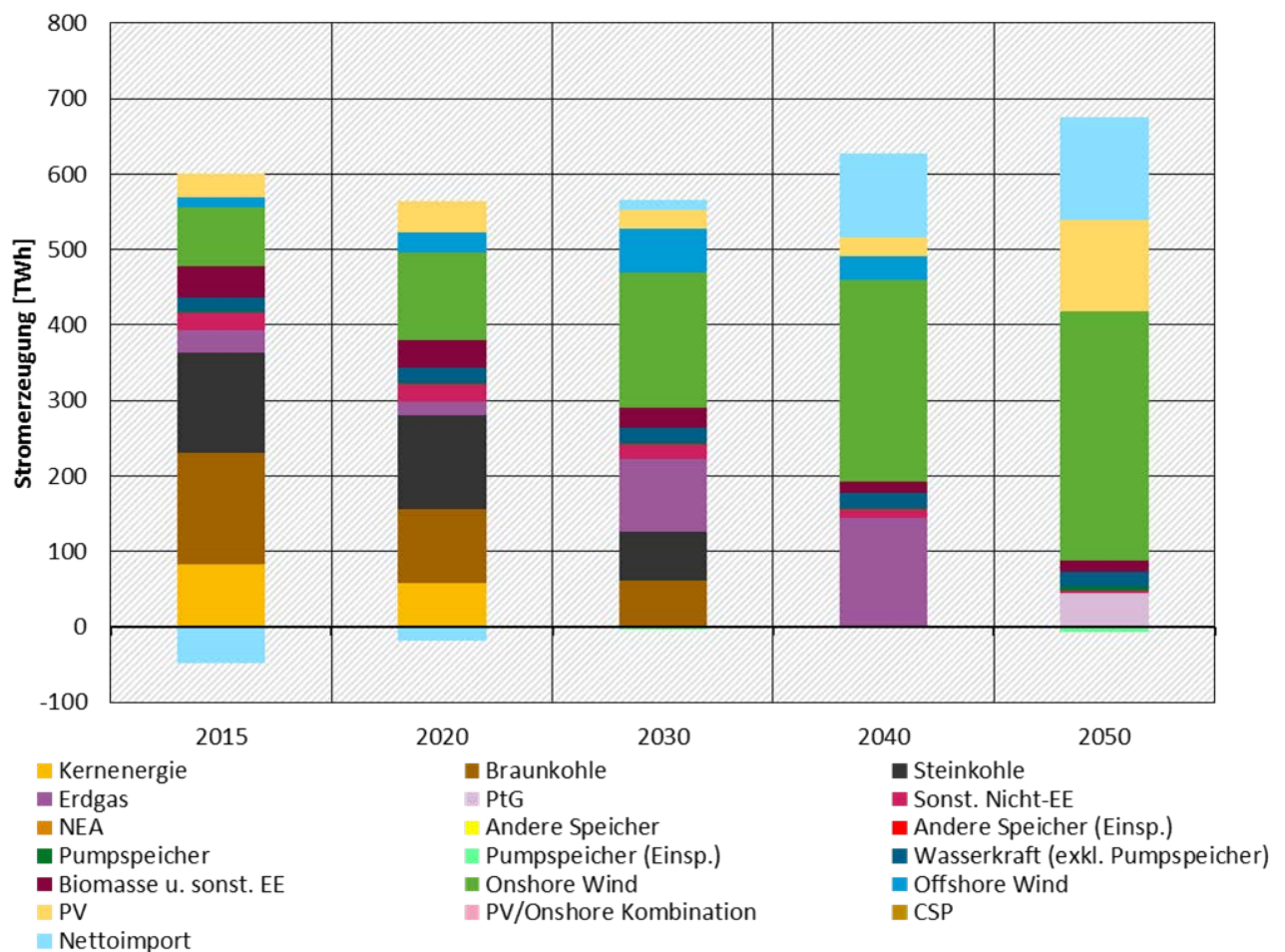


Quelle: Eigene Berechnungen.

Auf Ebene der deutschen Marktzone wiederholt sich das Muster der eben beschriebenen Ergebnisse, wobei die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kaum ins Gewicht fällt (2030: +0,8 TWh; 2040: +4,7 TWh; 2050: +0,1 TWh). Die konventionelle Erzeugung geht in den Jahren 2030 und 2040 leicht um -2,0 bzw. - 8,1 TWh zurück, während sie 2050 auf dem gleichen Niveau bleibt wie im Netzrestriktionsszenario. Hinter diesem letzten Ergebnis verbirgt sich allerdings wieder eine Substitution von Erdgas durch PtG in der Stromerzeugung (-/+4 TWh).

Der Nettoimport verändert sich 2030-2050 nur geringfügig und liegt im letzten Modelljahr bei 136,5 TWh.

Abbildung 56: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

Im EE-Szenario 1 erhöht sich der Pumpspeichereinsatz geringfügig, um die Integration der zusätzlichen EE-Mengen zu unterstützen. Die Veränderungen in den Volllaststunden bewegen sich allerdings nur im zweistelligen Bereich. Die Investitionen und der Einsatz von anderen Stromspeichern bleiben (nahezu) unverändert.

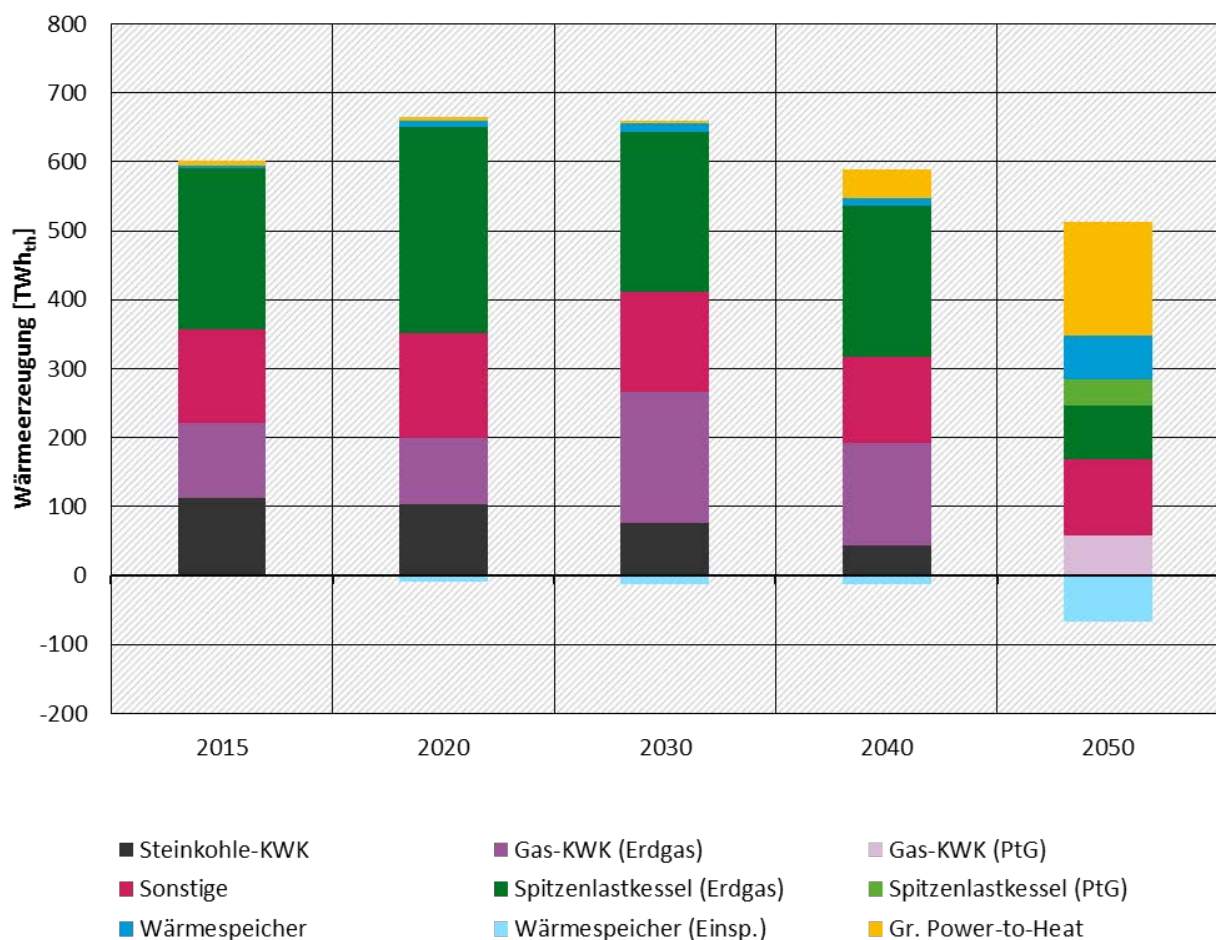
Der Einsatz der verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen verändert sich angesichts der relativ geringen sonstigen Änderungen ebenfalls nur punktuell. In Relation zur Gesamtnachfrage fallen der um -2,1 TWh niedrigere Fuel-Switch (d. h. höhere Stromverbrauch) der O-Lkw in 2050 sowie der zusätzliche Stromverbrauch der großen PtH in den Jahren 2040 (+7,0 TWh) und 2050 (+1,5 TWh) noch am stärksten ins Gewicht. Der maximale Einsatz der freiwilligen Lastreduktion in der deutschen Marktzone liegt wie in den vorherigen Szenarien bei 806 MW. Da sich der Stromverbrauch in der Modellregion und die EE-Erzeugung jeweils nur geringfügig erhöhen, führt das EE-Ziel im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario zu keiner signifikanten Veränderung im EE-Anteil am Stromverbrauch (<1 %).

Wärmeerzeugung

Im Wärmesektor lassen sich neben den gerade genannten leichten Veränderungen im PtH-Einsatz noch andere, teils deutlich größere Änderungen im Vergleich zum Netzrestriktions-szenario beobachten. Gegenstand dieser Beobachtung ist der Wärmeerzeugungsmix in der Modellregion im Jahr 2050. Zum einen wird – spiegelbildlich zum Stromsektor – in KWK-Anlagen mehr PtG und dafür weniger Erdgas zur Wärmeerzeugung eingesetzt (+10,6 TWh_{th} bzw. -12,3 TWh_{th} Wärme). Im Falle der Spitzenlastkessel wird allerdings mehr als die Hälfte der Erzeugung von PtG auf Erdgas umgestellt (-/+ 44 TWh_{th}), sodass insgesamt weniger Wärme PtG-basiert erzeugt wird (95,5 TWh_{th} statt 129,0 TWh_{th}). Diese Veränderung resultiert aus der Einführung des EE-Ziels: Da die CO₂-Emissionen im Stromsektor aufgrund des EE-Ziels (bzw. der höheren EE- und PtG-basierten Stromerzeugung) sinken, das CO₂-Ziel aber in seiner Höhe unverändert bleibt, können im Wärmesektor im Gegenzug mehr fossile Energieträger eingesetzt werden. Dieses Muster wiederholt sich auch auf Ebene der deutschen Marktzone. Im Jahr 2050 werden letztlich -11,0 TWh_{th} weniger Wärme auf Basis von PtG und +10,5 TWh_{th} mehr auf Basis von Erdgas erzeugt. Die PtH-Wärmeerzeugung liegt in der deutschen Marktzone lediglich um +0,4 TWh_{th} höher als im Netzrestriktionsszenario.

Abbildung 57 fasst die Entwicklung des Wärmemixes für die Modellregion im Zeitverlauf zusammen.

Abbildung 57: Wärmeerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 1

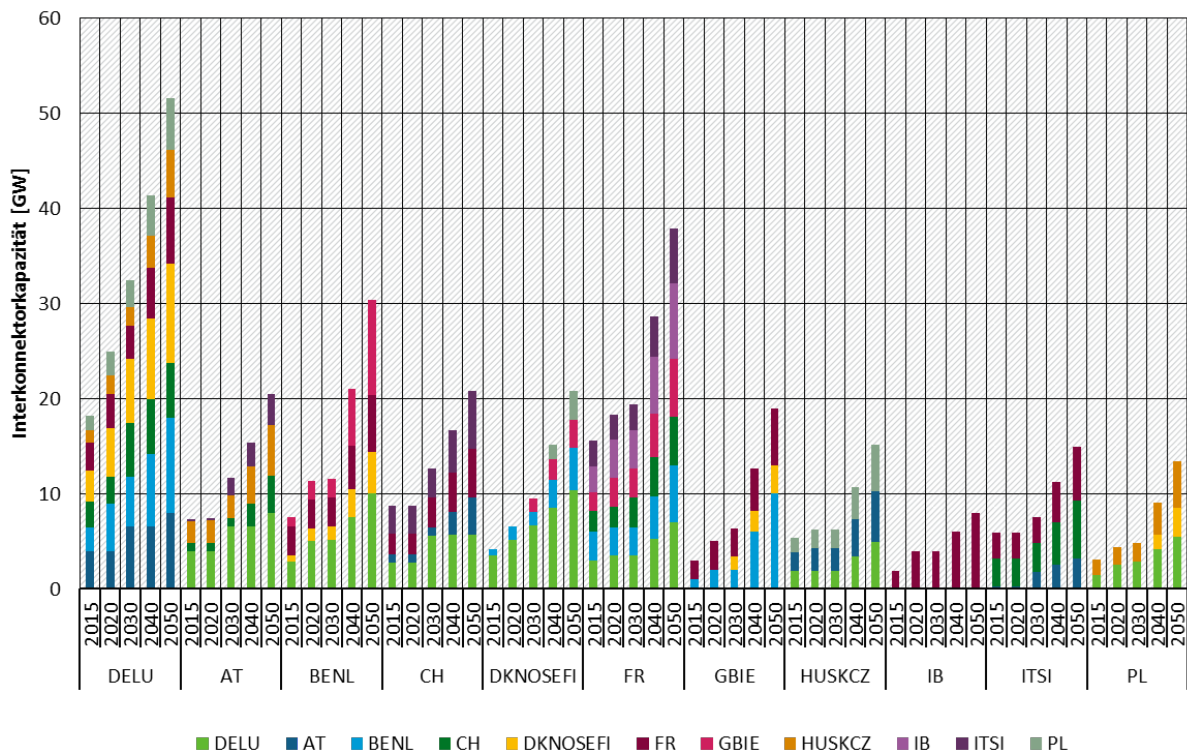


Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

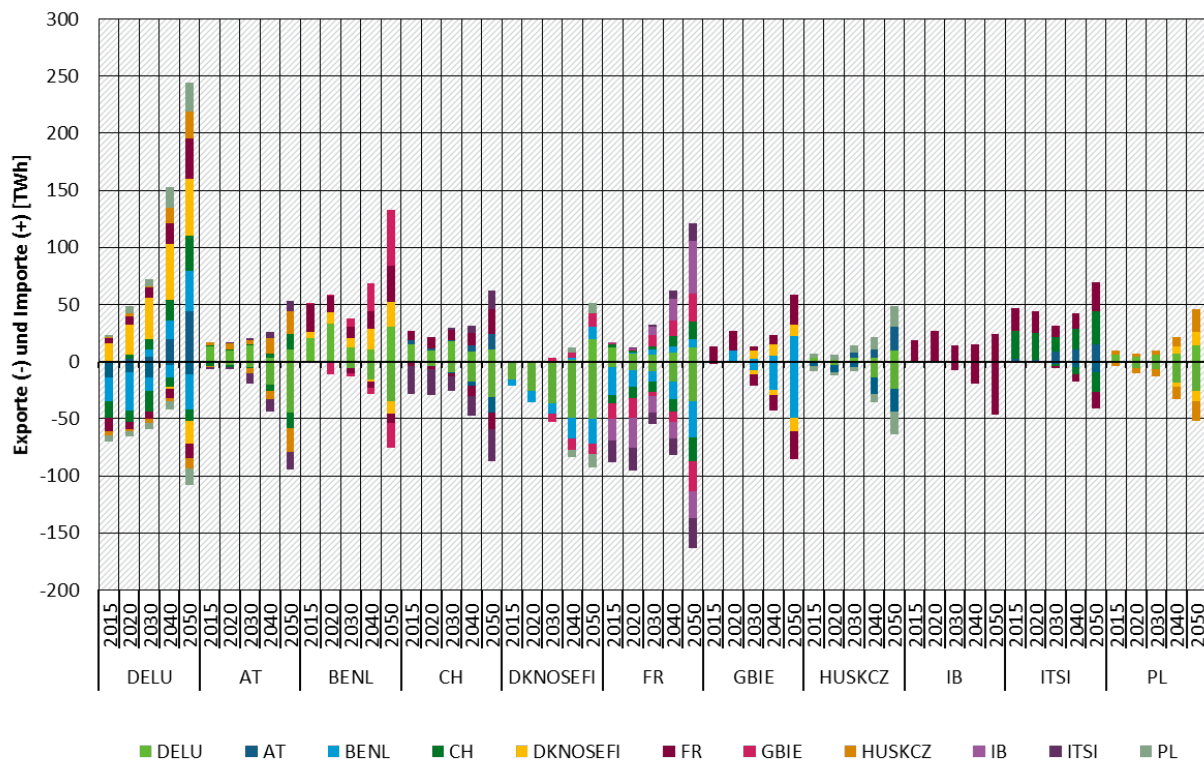
Die Nutzung des Netzes bzw. des Strombinnenmarktes als Flexibilitätsoption spielt im EE-Szenario 1 weiterhin eine große Rolle. Bereits im Netzrestriktionsszenario wurden die Netzausbaupotenziale mit zwei geringfügigen Ausnahmen für jede Verbindung und jedes Jahr voll ausgenutzt. In einem dieser zwei Fälle, nämlich für den DELU-DKNOSEFI-Interkonnektor, wird die Verbindung im EE-Szenario 1 nun auch im Jahr 2040 bis zur Potenzialgrenze ausgebaut. Abbildung 58 stellt die Entwicklung des Netzes anhand der Importkapazitäten dar. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse steigen im EE-Szenario 1 in den Jahren 2030 und 2040 leicht an (+3,5 TWh bzw. +15,4 TWh), und liegen dann 2050 bei einer Gesamt-Austauschmenge von 912 TWh (+145 TWh). Auch für die deutsche Marktzone steigen die Importe 2050 um +29,6 TWh und die Exporte um 27,3 TWh. Der Nettoimport ist demnach nur leicht höher (+2,3 TWh) als im Netzrestriktionsszenario. Abbildung 59 zeigt die Entwicklung des Austauschs pro Jahr und Zone.

Abbildung 58: Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 59: Stromaustausch im EE-Szenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

Die Einführung des EE-Ziels im EE-Szenario 1 wirkt tendenziell senkend auf die CO₂-Preise, da bei gleichem CO₂-Budget mehr EE-Erzeugung über die EE-Zielvorgabe in den Strommarkt gebracht wird und im Gegenzug die Erzeugung und damit auch die Emissionen des restlichen Erzeugungsparks sinken (s. Tabelle 40). Im Jahr 2030 liegt der CO₂-Preis daher -0,60 €/tCO₂ (25,74 €/tCO₂) unter demjenigen im Netzrestriktionsszenario, und im Jahr 2040 beträgt die Differenz sogar -8,43 €/tCO₂ (62,49 €/tCO₂). Für 2050 ist dahingegen keine Veränderung im CO₂-Preis zu beobachten, da in beiden Szenarien der Einsatz von PtG zur Energieerzeugung die Preise setzt.⁵⁶

Die Strompreise sinken im EE-Szenario 1 aufgrund des zusätzlichen Angebots an EE-Erzeugung mit Grenzkosten von 0 €/MWh, sowie aufgrund der niedrigeren CO₂-Preise im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario. In der deutschen Marktzone liegen die durchschnittlichen Strompreise in 2030 um -0,44 €/MWh niedriger (55,08 €/MWh), in 2040 um -3,54 €/MWh (67,54 €/MWh) und in 2050 um -4,22 €/MWh (84,20 €/MWh) niedriger. Die Veränderungen in den anderen Marktzone gehen ausnahmslos in die gleiche Richtung und bewegen sich in einer vergleichbaren Größenordnung.

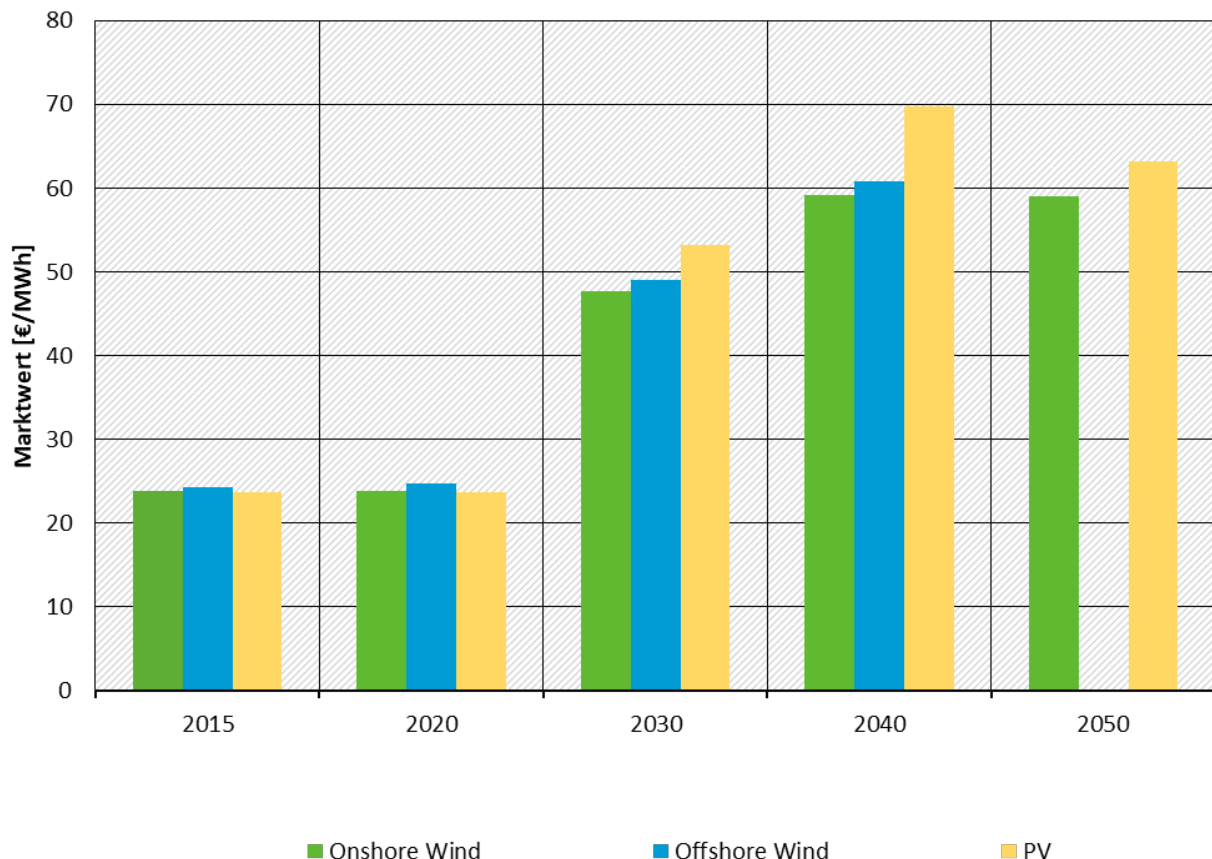
Im EE-Szenario 1 sinken angesichts der niedrigeren Strompreise auch die Marktwerte der erneuerbaren Energien ab 2030 im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario. Hinsichtlich der absoluten Marktwerte gilt diese Entwicklung für alle Zonen sowie für Wind und PV gleichermaßen. Wie bereits diskutiert, führen niedrigere Marktwerte in der Tendenz zu einem höheren Förder-

⁵⁶ S. Abschnitt 5.7.3.

bedarf. Die niedrigeren Strompreise wirken in Gegenzug senkend auf die Netto-Kosten der Förderung für die Konsumenten.

Die Marktwertentwicklung in der deutschen Marktzone ist in Abbildung 60 dargestellt. Im Jahr 2030 liegt der Onshore-Marktwert bei 47,03 €/MWh, im Jahr 2040 bei 55,64 €/MWh und im Jahr 2050 bei 54,96 €/MWh. Die Offshore-Marktwerte liegen in den Jahren, in denen Kapazitäten existieren, wie gehabt leicht höher als für Onshore (2030: 48,40 €/MWh; 2040: 57,30 €/MWh). Der PV-Marktwert ist unter den drei Technologien ab 2030 durchgehend am höchsten (2030: 52,88 €/MWh; 2040: 65,94 €/MWh; 2050: 58,73 €/MWh).

Abbildung 60: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 1



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die relativen Marktwerte sinken im EE-Szenario 1 ebenfalls mit wenigen Ausnahmen im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario. Im Jahr 2050 liegen diese Veränderungen in den meisten Fällen im Bereich von 1 - 4 %Pkten. In der deutschen Marktzone liegt der relative Marktwert von Onshore bei 65,3 % (-1,5 %Pkte) und von PV bei 69,8 % (-1,7 %Pkte).

7.5 EE-Szenario 2: nationale, technologieneutrale Förderung

Im EE-Szenario 2 werden zusätzlich zu dem europäischen EE-Ziel aus dem vorherigen EE-Szenario auch nationale Ziele eingeführt (s. Kapitel 4). Bei diesen Zielen handelt es sich wieder um Vorgaben für eine Mindesterzeugung ab 2030, die allerdings auf erneuerbare Energien beschränkt sind, d. h. nicht von der Stromerzeugung auf Basis von importiertem PtG bedient werden können. Ebenso wenig kann der Import von EE-Strom aus Nordafrika auf die Ziele angerechnet werden. Die quantitativen Annahmen zu den nationalen Zielvorgaben haben wir bereits

in Kapitel 5.3.3.2 dargestellt. Mit diesen Zielen sind die größten Veränderungen in den Ergebnissen im Vergleich zum EE-Szenario 1 im Jahr 2030 zu erwarten, sowie für einzelne Marktzone (insb. DELU, BENL) in 2040 und 2050. In den meisten anderen Zonen liegen die nationalen Zielvorgaben in diesen letzten Jahren jedoch unter der jeweiligen EE-Erzeugung im Netzrestriktionsszenario, sodass diese Ziele keine bindenden Nebenbedingungen darstellen sollten.

Kosten

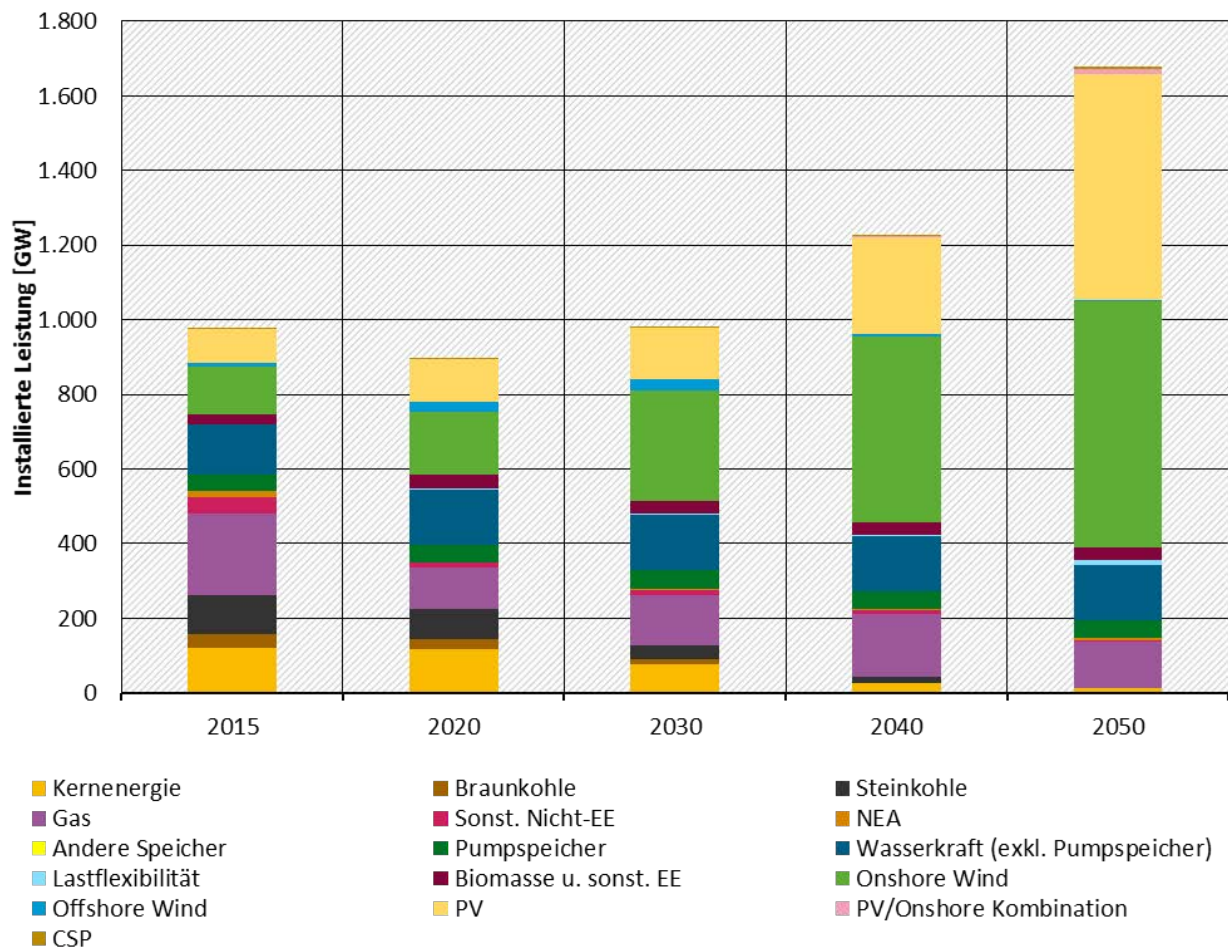
Wir beginnen die Analysen der Ergebnisse wieder mit einem Blick auf die Kosten. Der Barwert der Gesamtkosten 2015-2050 liegt bei 3.218 Mrd. € und damit, wie angesichts der zusätzlichen Vorgaben zu erwarten, höher als im EE-Szenario 1. Die Kostensteigerung um +20 Mrd. € bzw. +0,6% bleibt allerdings überschaubar, da die nationalen Zielvorgaben annahmegemäß nur in einigen Fällen greifen. Dennoch steigen die EE-Kapazitäten in Summe, was sich in höheren Fixkosten, niedrigeren variablen Kosten und unter dem Strich in einer Steigerung der Kosten niederschlägt.

Stromerzeugungskapazitäten

Hinsichtlich der Stromerzeugungskapazitäten zeigt sich, wie erwartet, die größte Veränderung gegenüber dem EE-Szenario 2 im Jahr 2030. Durch die Intertemporalität der Entwicklung sind aber auch in 2040 und 2050 Effekte durch die nationalen Vorgaben sichtbar.

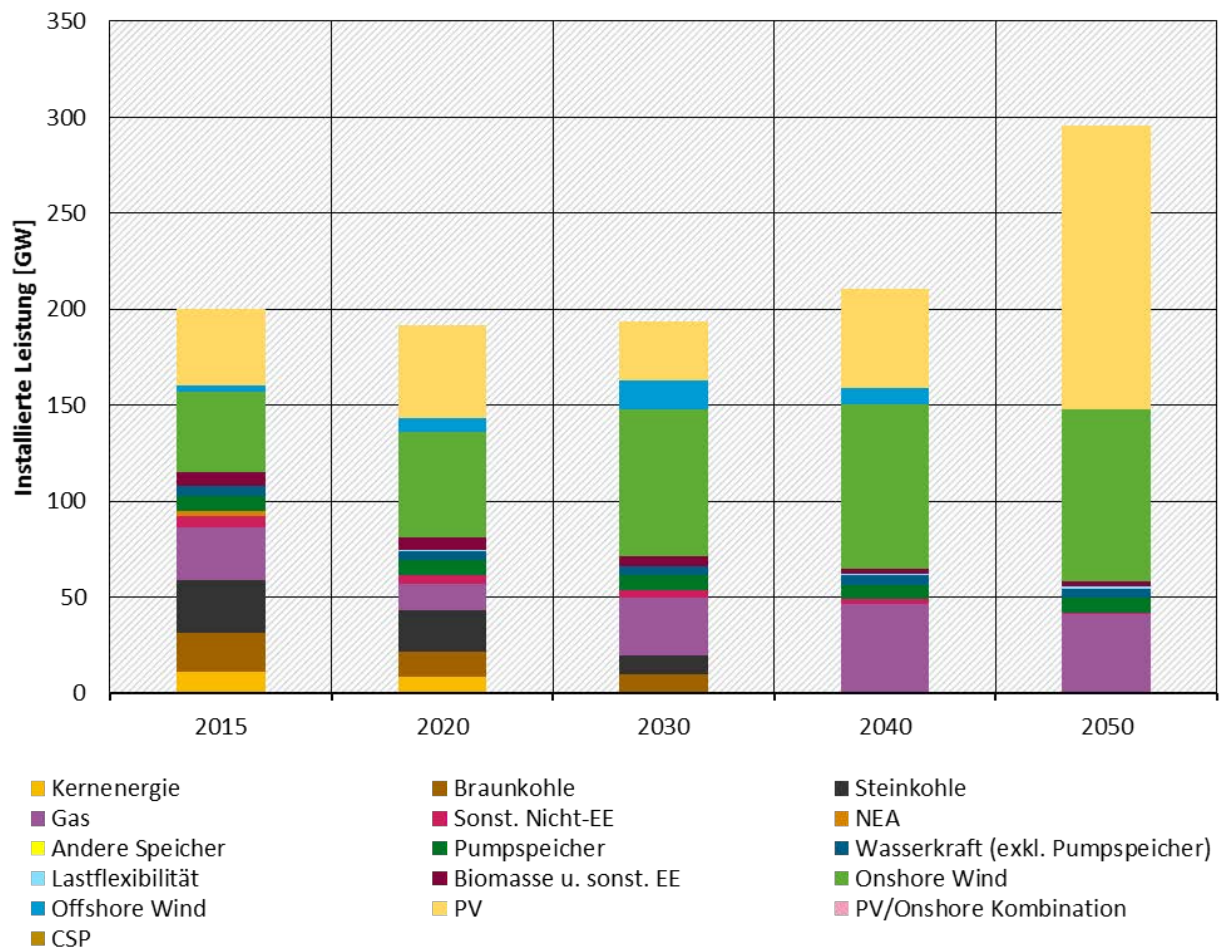
Im Jahr 2030 sind in der Modellregion exkl. Nordafrika +34,7 GW mehr Onshore-Kapazitäten und +37,6 GW mehr PV-Kapazitäten installiert, sodass diese Technologien insgesamt +72,3 GW mehr EE-Leistung bereitstellen. In den Jahren 2040 und 2050 fällt der Anstieg der Wind- und PV-Leistung mit in Summe +7 GW (2040; Onshore +22,7 GW, PV -15,7 GW) und +12 GW (2050; Onshore -1,1 GW und PV +13,1 GW) deutlich geringer aus. Im Jahr 2050 ist allerdings erstmals ein endogener Zubau von Offshore-Windanlagen zu beobachten, der in der belgisch-niederländischen Marktzone im Umfang von 2 GW zur Erfüllung des nationalen Ziels herangezogen wird. Die installierte Leistung erneuerbarer Energie in Nordafrika geht 2030-2050 zurück, da diese EE-Technologien nicht zu den nationalen Zielen beitragen können und daher teilweise durch europäische EE verdrängt werden (2030: -4,6 GW; 2040: -5,2 GW; 2050: -2,7 GW).

Bei den konventionellen Technologien zieht das höhere EE-Angebot einen Rückgang an Gaskraftwerken nach sich (2030: -16 GW; 2040: -1,9 GW; 2050 -2,7 GW). Dabei geht die Leistung von GuD- und KWK-Anlagen zurück, während die Leistung von Gasturbinen steigt. Aus dem zusätzlichen EE-Ausbau folgt also ein stärkerer Trend zu Spitzenlasttechnologien, der sich auch in einer leichten Zunahme der NEA-Kapazitäten niederschlägt. In einzelnen Zonen, namentlich in Polen und in geringem Umfang in der deutsche Marktzone (s. u.), werden allerdings in einer gegenläufigen Entwicklung auch Kohlekraftwerke in den Jahren 2030/2040 später stillgelegt. Dies wird durch die mit der zusätzlichen EE-Erzeugung sinkenden CO₂-Preise in diesen Jahren begünstigt (s. u.). Abbildung 52 fasst die Kapazitätsentwicklung in der Modellregion zusammen.

Abbildung 61: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 2

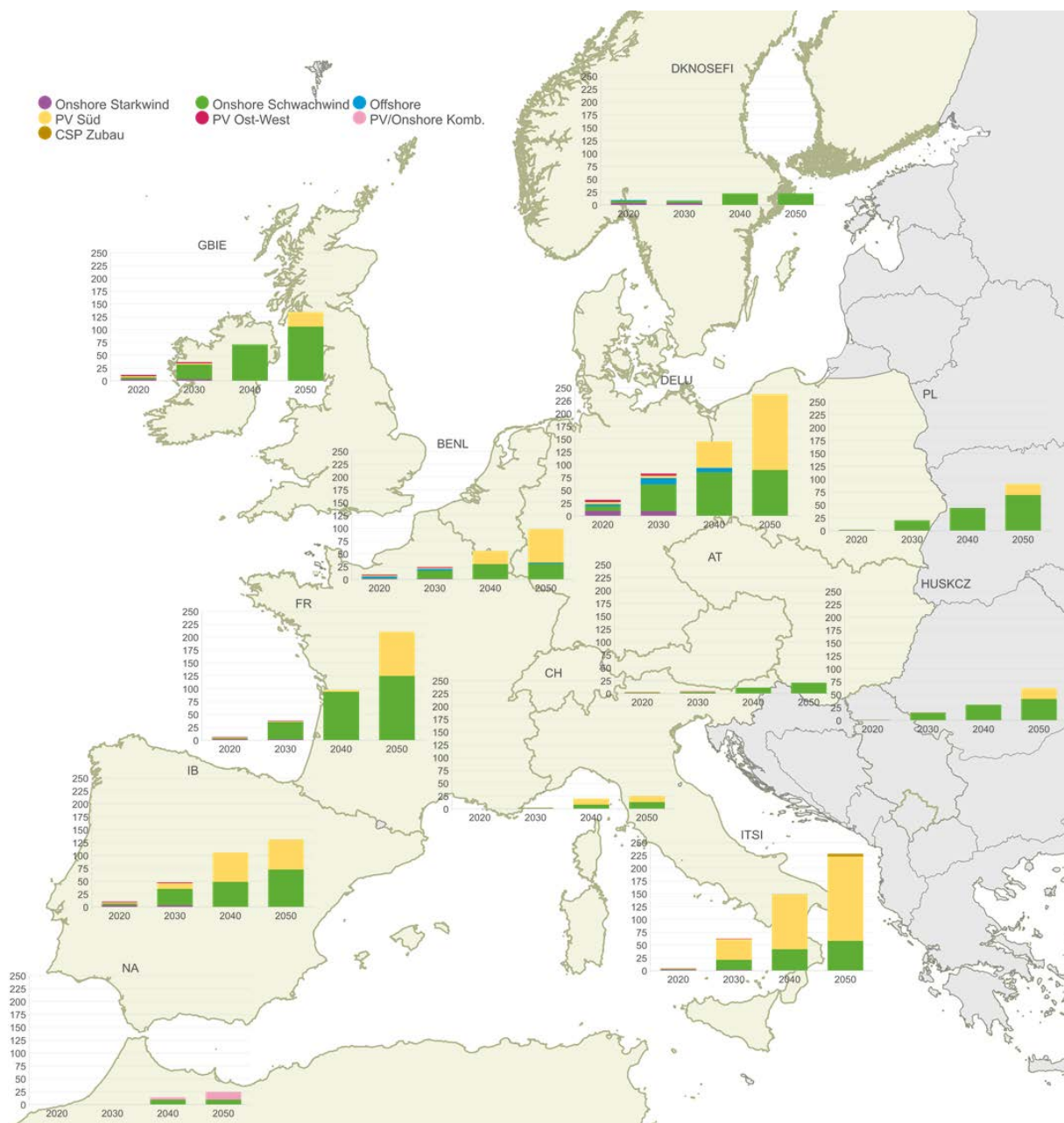
Quelle: Eigene Berechnungen.

In der deutschen Marktzone zeigen sich ähnliche Effekte auf die Kapazitätsentwicklung. Da die nationalen EE-Ziele in den Jahren 2030-2050 durchgehend greifen, resultiert ein merkbarer zusätzlicher Anstieg der Onshore-Kapazitäten (2030: +17,9 GW; 2040: +17,9 GW; 2050: +4,2 GW) und PV-Kapazitäten (2030: +0,2 GW; 2040: +27,3 GW; 2050: +29,6 GW). Die installierte Leistung von Gaskraftwerken sinkt analog zur Entwicklung in der Modellregion, wobei sich wieder die technologische Verlagerung zu Gasturbinen zeigt (2030-2050 je rund +2 GW zusätzliche installierte Leistung). Die bereits erwähnte verzögerte Stilllegung von Kohlekraftwerken betrifft lediglich 0,7 GW an Braunkohlekapazitäten, die erst in 2040 statt bereits 2030 außer Betrieb genommen werden.

Abbildung 62: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 2

Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abbildung 63 wird die geografische Verteilung des EE-Zubaus in der Modellregion dargestellt. In den Jahren 2040 und 2050 verzeichnen nur noch die beiden Zonen mit effektiven nationalen Zielen, d. h. DELU und BENL, signifikante zusätzliche EE-Ausbauten im Vergleich zum EE-Szenario 1. Dieser lokal konzentrierte Ausbau verdrängt EE-Kapazitäten in anderen Zonen, die daher mit wenigen Ausnahmen im Vergleich zum EE-Szenario 1 sinken. Der größte absolute Effekt zeigt sich in Frankreich, also einer Nachbarzone mit besonders starker Netzanbindung an DELU. Hier sind die installierten PV-Kapazitäten in 2040 um -39,9 GW und in 2050 um -5,3 GW niedriger.

Abbildung 63: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 2

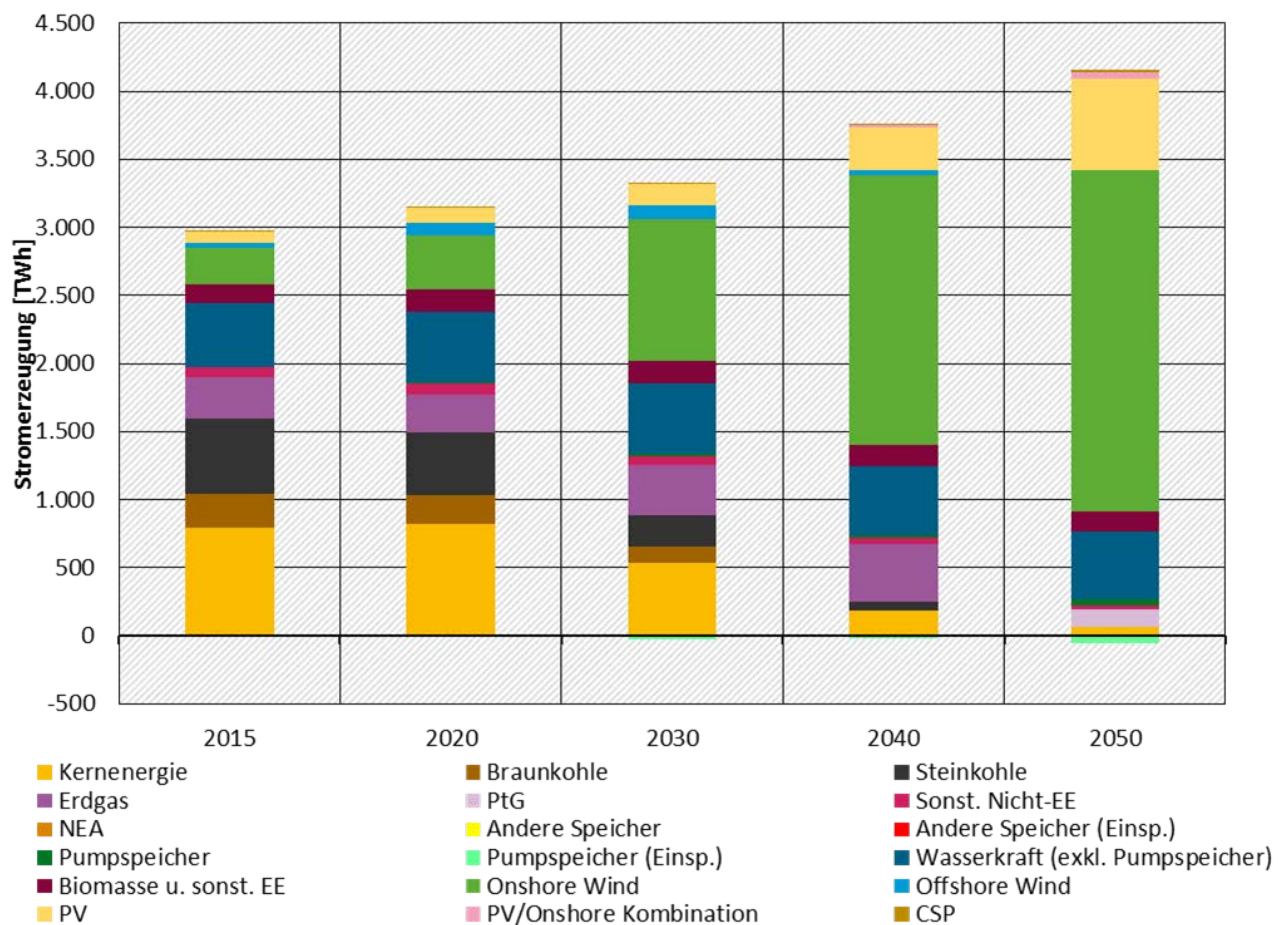
Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung verändert sich im EE-Szenario 2 zum einen direkt durch zusätzliche EE-Mengen und zum anderen indirekt durch Folgeeffekte auf die CO₂-Preise und die konventionelle Erzeugung. In der Modellregion steigt die EE-Stromerzeugung im Vergleich zum EE-Szenario 1 in den Jahren 2030-2050 an, wobei der größte Effekt wiederum im Jahr 2030 zu beobachten ist (2030: +133,7 TWh; 2040: +18,2 TWh; 2050: +7,3 TWh). In den Jahren 2030 bis 2040 steigt auch die Erzeugung in Kohlekraftwerken aufgrund des genannten CO₂-Preiseffekts (+47,7 TWh bzw. +13,4 TWh). Die Erzeugung in Gaskraftwerken geht im Gegenzug deutlich zurück, und liegt im Jahr 2030 um -150,7 TWh niedriger als im EE-Szenario 1 und im Jahr 2040 um -32,3 TWh. Im Jahr 2050 gibt es unverändert keine kohlebasierte Stromerzeugung mehr, sodass in diesem Jahr

die zusätzliche EE-Stromerzeugung in erster Linie die Stromerzeugung auf Basis von PtG reduziert (-8,3 TWh).

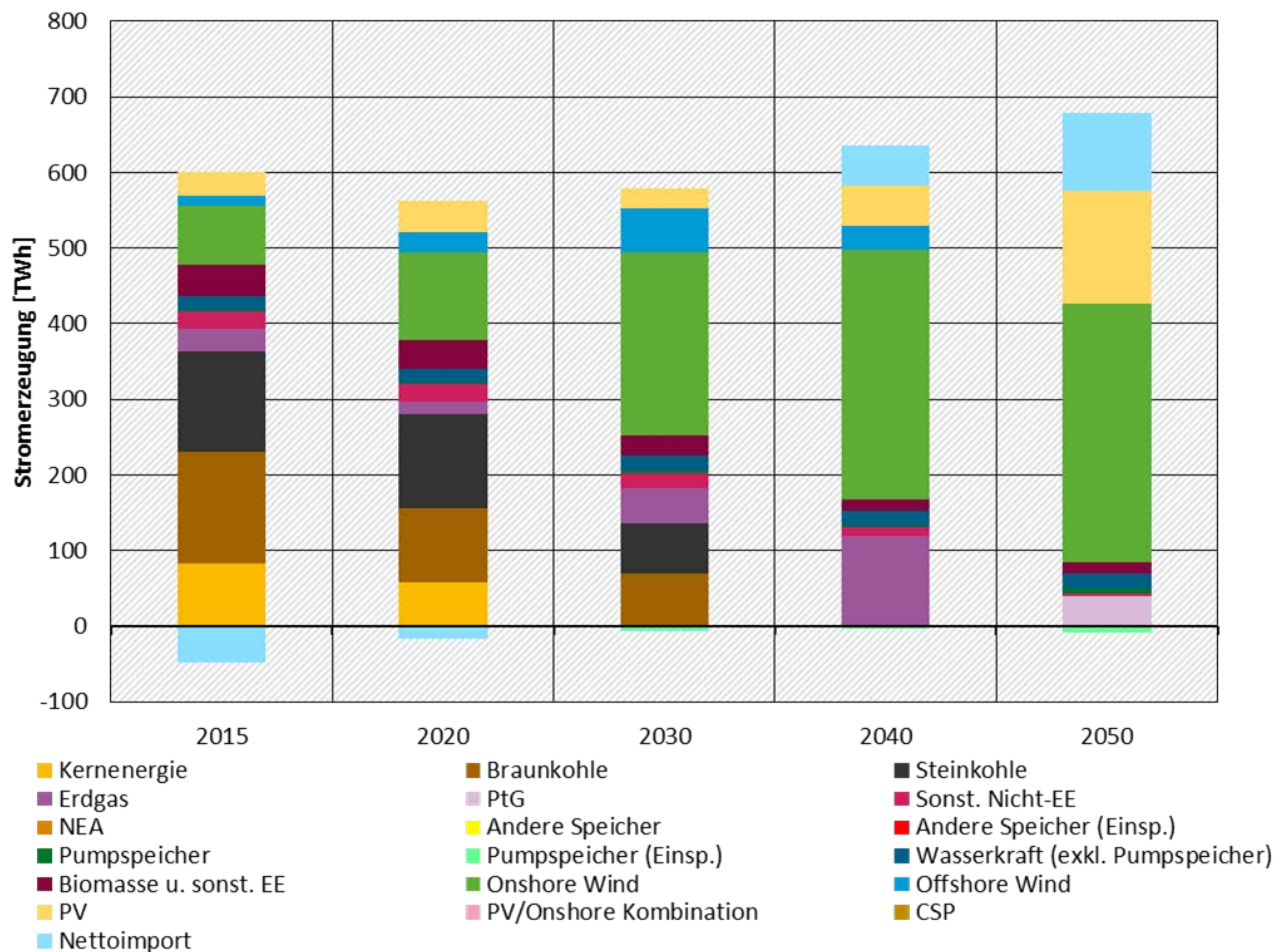
Abbildung 64: Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 2



Quelle: Eigene Berechnungen.

In der deutschen Marktzone folgt die Entwicklung der Stromerzeugung in erster Linie der bereits beschriebenen Entwicklung des Kapazitätsmixes. Im Bereich der erneuerbaren Energien bedeutet das eine Zunahme der Onshore-Erzeugung um je +62,8 TWh in 2030 und 2040, sowie um +11,4 TWh in 2050. Die PV-Erzeugung verändert sich erst 2040 und 2050 merklich, und zwar um +27,7 TWh und +30,0 TWh. Insgesamt wird in der deutschen Marktzone eine EE-Erzeugung von 372,0 TWh in 2030 erreicht, von 449,6 TWh in 2040 und 527,0 TWh in 2050.

Wie angesichts dieser deutlich steigenden heimischen EE-Erzeugung und der im Vergleich dazu weniger stark steigenden bzw. ab 2040 sogar geringeren Erzeugung in den anderen Marktzone zu erwarten ist, sinken die deutschen Nettoimporte im Vergleich zum EE-Szenario 1. Im Jahr 2030 dreht sich sogar das Vorzeichen des Nettoimports ins Negative (-2,4 TWh). In den folgenden beiden Jahren bleibt der Nettoimport weiterhin positiv, allerdings auf einem etwas geringeren Niveau als zuvor (2030: 53,1 TWh; 2040: 102,2 TWh).

Abbildung 65: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 2

Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

Gegenüber dem EE-Szenario 1 steigt der Einsatz von Pumpspeichern in den Jahren 2030 um +7,1 TWh (+59,2 %) und 2050 um +8,3 TWh (+23,6%), während er in 2040 mit -1,2 TWh (-7,0%) leicht unter dem EE-Szenario 1 liegt. Die Auslastung der Pumpspeicher liegt im Jahr 2050 bei 895 Volllaststunden und zeigt, dass Pumpspeicher notwendige Flexibilität bereitstellen. Die alternativen Stromspeicher verändern sich dagegen kaum gegenüber dem EE-Szenario 1.

Auf der Seite der flexiblen Verbraucher gibt es im EE-Szenario 2 Veränderungen an beiden Enden des Spektrums, d. h. sowohl im Bereich der verbrauchssteigernden als auch der verbrauchssenkenden Flexibilitätsoptionen. Bei Letzteren, also im Fuel-Switch der O-Lkw und im Bereich der freiwilligen Lastreduktion, sind lediglich kleinere Steigerungen im Einsatz zu beobachten, die in Relation zum Gesamtverbrauch kaum ins Gewicht fallen. Bei der freiwilligen Lastreduktion liegt der maximale Einsatz in der deutschen Marktzone bei 806 MW und verändert sich damit gegenüber dem EE-Szenario 1 nicht.

In Bezug auf die Flexibilitätsoptionen am anderen Ende des Spektrums gibt es dagegen deutlichere Veränderungen: Dezentrale und große PtH sowie die Anlagen zur PtG-Produktion, die insbesondere in Zeiten niedriger Preise bzw. eines großen (Überschuss-) Angebots von erneuerbaren Energien eingesetzt werden, verzeichnen durch die höhere EE-Erzeugung einen Anstieg im Einsatz bzw. Stromverbrauch. Das gilt insbesondere im Jahr 2030, in dem der Effekt der nationalen EE-Ziele und die damit einhergehende regionale Konzentration von erneuerbaren

Energien im Vergleich zum EE-Szenario 1 am größten ist, während gleichzeitig das Stromnetz aufgrund der vorgegebenen (und voll ausgeschöpften) Potenzialgrenzen noch nicht so stark ausgebaut werden kann wie in späteren Jahren.

Vor diesem Hintergrund wird der Marker für die PtG-Produktionskapazitäten in den meisten Zonen bereits im Jahr 2030 voll ausgebaut, statt wie im EE-Szenario 1 erst 2050. Aufgrund des geringen Maßstabs des Markers ist der Effekt auf den Gesamtstromverbrauch allerdings begrenzt (+0,8 TWh in 2030, weniger in den Folgejahren). Der Stromverbrauch dezentraler PtH steigt 2030 ebenfalls in Summe über die Modellregion von 0,4 TWh auf 1 TWh an. In den folgenden Jahren liegt der Einsatz auf einem mit dem EE-Szenario 1 vergleichbaren, leicht höherem Niveau (2040: 1,4 TWh; 2050: 6,6 TWh).

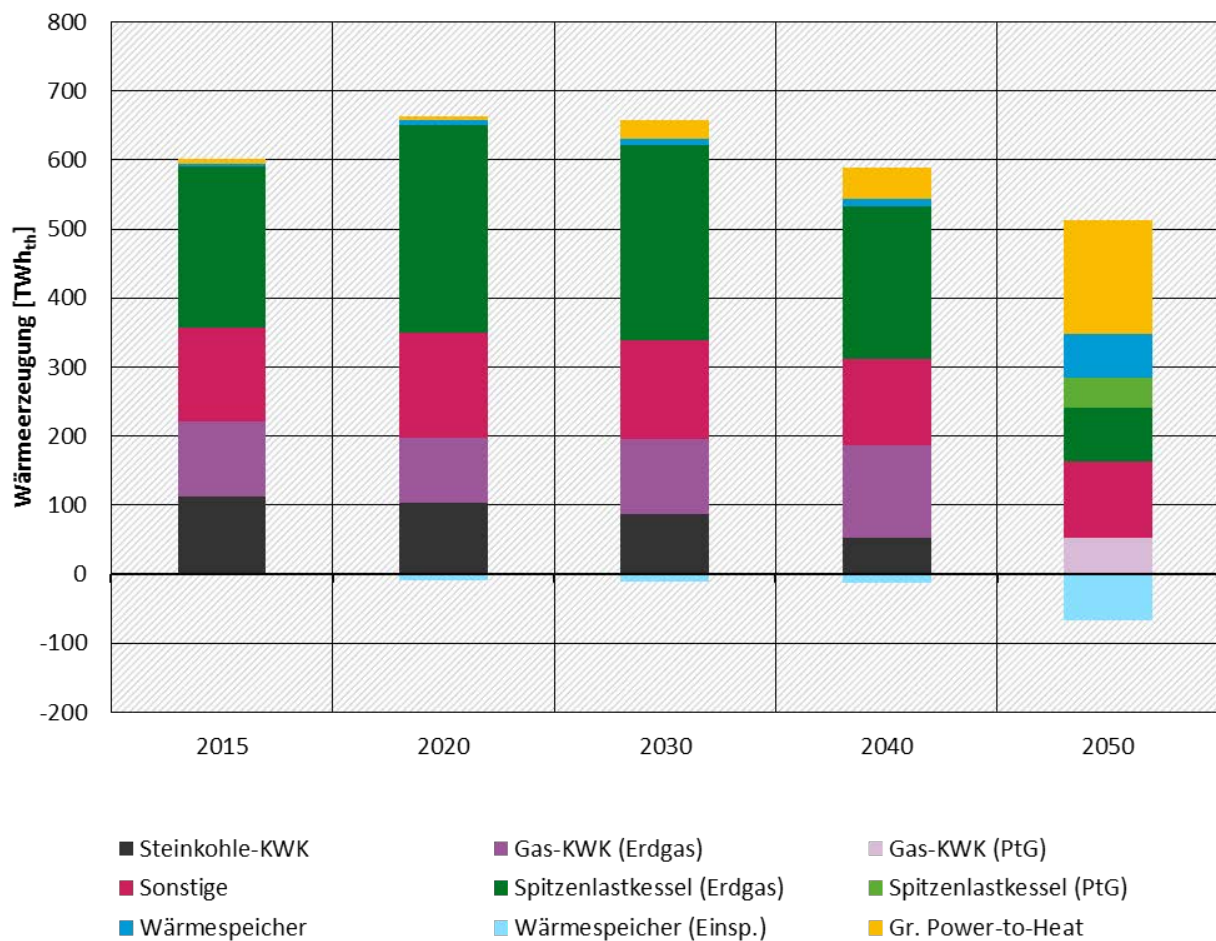
Die größte Veränderung unter den verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen entfällt entsprechend der deutlich höheren Potenziale auf großes PtH. Im Jahr 2030 liegt der Stromverbrauch in der Modellregion bei 27,5 TWh, und damit um +24,2 TWh höher als im EE-Szenario 1. In den späteren Jahren steigt der Stromverbrauch ebenfalls, allerdings in abnehmendem Umfang (2040: +10,2 TWh; 2050: +0,9 TWh).

In der deutschen Marktzone erhöht sich der Einsatz und Stromverbrauch von großem PtH ebenfalls, und zwar um +5,5 TWh in 2030, +5,7 TWh in 2040 und +0,4 TWh in 2050. Die Veränderungen des Verbrauchs der anderen nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen verändert sich in der deutschen Marktzone nur geringfügig. Wie in Kapitel 5.3.3.2 diskutiert, wurde das nationale EE-Ziel für die deutsche Marktzone in Höhe von 65 % des Bruttostromverbrauchs aus dem Netzrestriktionsszenario definiert. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im EE-Szenario 2 liegt bei 64,3 %, also in einer vergleichbaren Größenordnung. Die Unterschiede in den Nachkommastellen resultieren aus dem leicht höheren Bruttostromverbrauch im EE-Szenario 2, der sich also von der ursprünglichen Berechnungsgrundlage unterscheidet.

Die nationalen EE-Ziele im Jahr 2050 wurden dagegen in Höhe von 80 % des Referenzstromverbrauchs im Netzrestriktionsszenario festgelegt. Wie erwartet, werden die entsprechenden Mindesterzeugungsmengen in der deutschen und der belgisch-niederländischen Marktzone genau erfüllt, während sie in den anderen Zonen übertroffen werden. Der EE-Anteil am Referenzstromverbrauch des EE-Szenarios 2 liegt daher in der Modellregion exkl. Nordafrika im Jahr 2050 bei 94,6 %.

Wärmeerzeugung

In den vorherigen Abschnitten haben wir bereits aus Sicht des Stromsektors einen Blick auf die Ergebnisse für große PtH geworfen. Im Jahr 2030 ist der deutlich gestiegene Anteil der PtH-Anlagen an der Wärmeerzeugung (+23,4 TWh_{th} bei insges. 27 TWh_{th}) eine gleichermaßen wesentliche Veränderung im Wärmesektor. Im selben Jahr findet allerdings auch eine deutliche Änderung in der konventionellen Wärmeerzeugung statt. Analog zu der durch das EE-Ziel getriebenen Kapazitätsentwicklung im Stromsektor geht die Wärmeerzeugung in Gas-KWK-Anlagen deutlich zurück (-82,2 TWh_{th}, insg. 107,4 TWh_{th}), während die Erzeugung in Kohle-KWK-Anlagen steigt (+10,6 TWh_{th}, insg. 87,5 TWh_{th}). Ein höherer Einsatz von Spitzenlastkesseln fängt die restlichen Differenzmengen ab (+48,0 TWh_{th}, insg. 281,0 TWh_{th}). In den Jahren 2040 und 2050 verändert sich der Wärmeerzeugungsmix dagegen kaum. Abbildung 66 fasst die Entwicklung in der Modellregion zusammen. Der Wärmeerzeugungsmix in der deutschen Marktzone entwickelt sich weitgehend analog.

Abbildung 66: Wärmerezeugung in der Modellregion im EE-Szenario 2

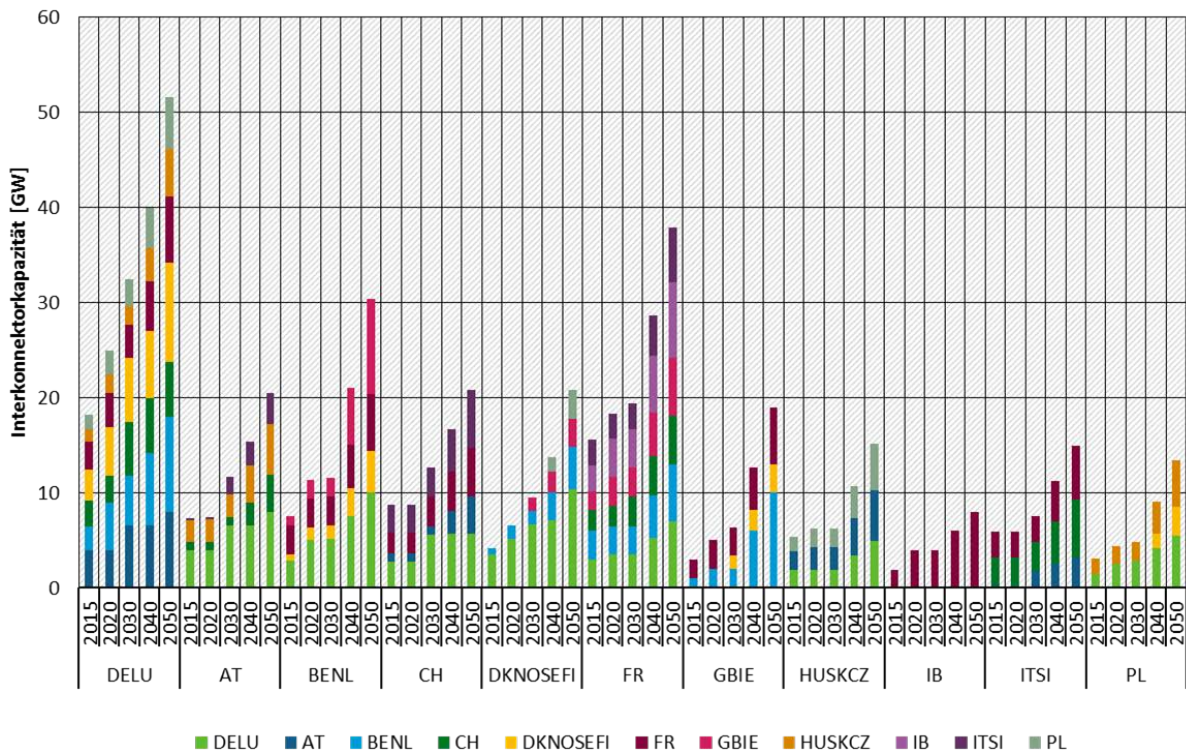
Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und euopäischer Stromaustausch

Wie bereits beschrieben, hat die Einführung der nationalen EE-Ziele die größten Effekte im Jahr 2030, auch in Bezug auf den Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Im Bereich des Netzes wurden die Ausbaupotenziale allerdings bereits ohne die nationalen Ziele im Jahr 2030 komplett ausgenutzt, sodass hinsichtlich der Kapazitäten keine weitere Anpassung möglich ist. Zwar steigen die insgesamt ausgetauschten Strommengen noch etwas an, allerdings werden zusätzlich auch noch andere Flexibilitätsoptionen stärker eingesetzt. Abbildung 67 und Abbildung 68 geben jeweils eine Übersicht der Entwicklung der Importkapazitäten und des Austauschs.

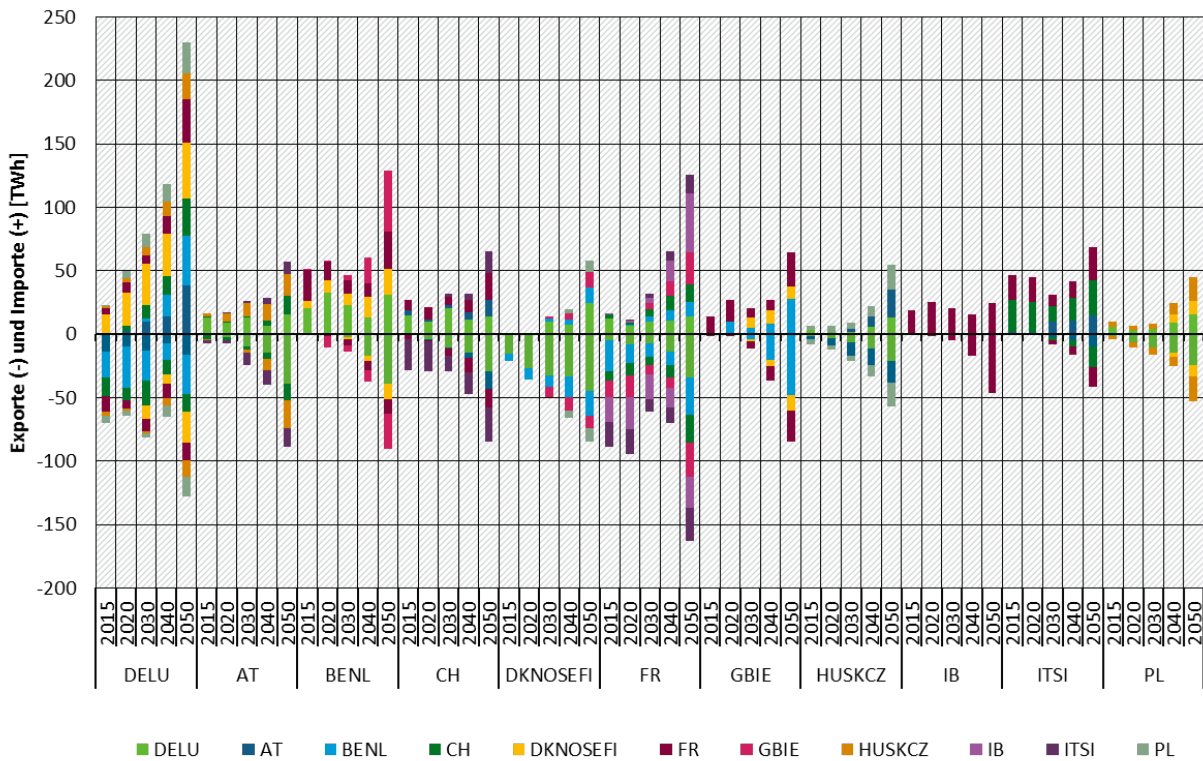
Wie bereits kurz beschrieben, verhält sich der Austausch der deutschen Marktzone mit den Nachbarzonen wie angesichts des relativ hohen nationalen EE-Ziels zu erwarten: In den Modelljahren 2030-2050 geht der deutsche Nettoimport insbesondere aufgrund steigender Exporte (zw. +20 und +24 TWh) zurück. Im Jahr 2030 steigt der Import noch geringfügig um +6,8 TWh. Im Jahr 2040 und 2050, wenn die nationalen EE-Ziele in den meisten anderen Zonen nicht mehr greifen, sinken dann auch die Importe deutlich (2030: -33,8 TWh; 2040: -14,6 TWh).

Abbildung 67: Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 2



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 68: Stromaustausch im EE-Szenario 2



Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

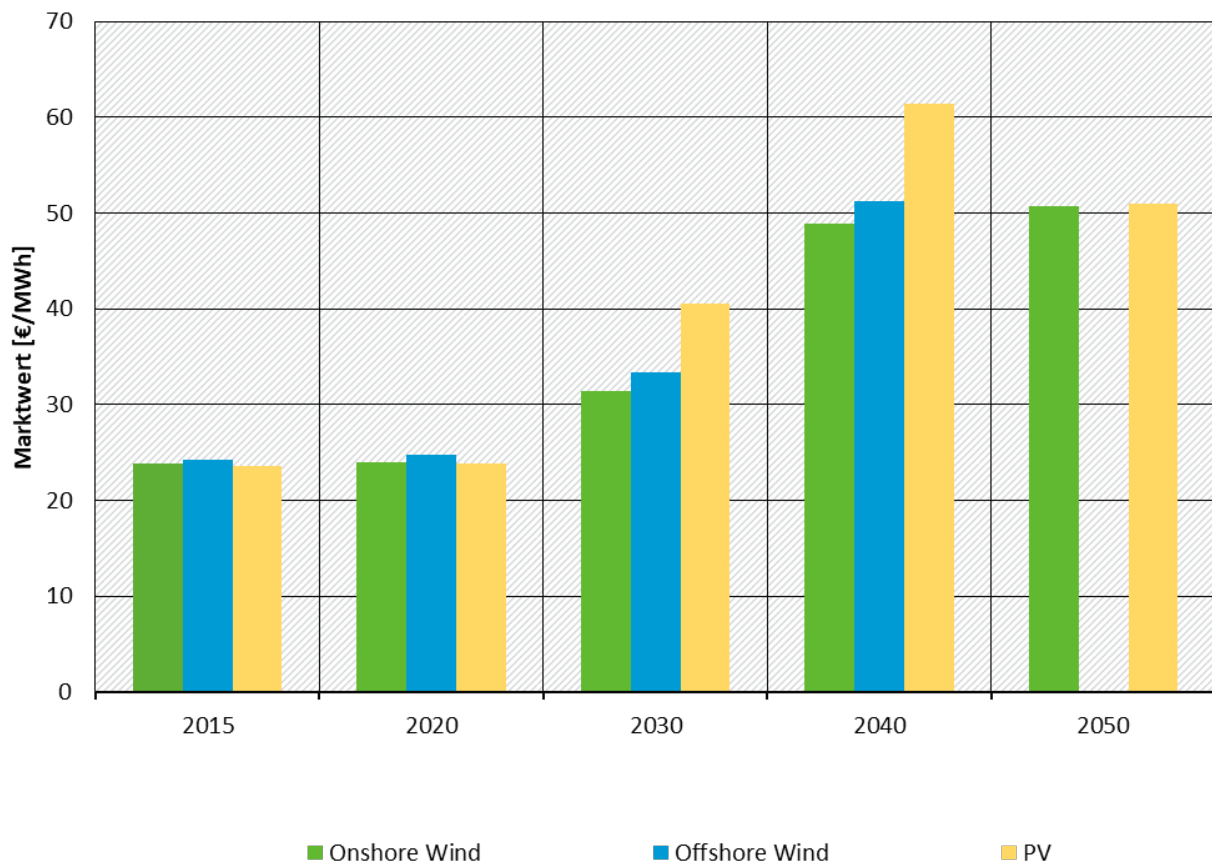
Analog zum Effekt der Einführung europäischer EE-Ziele im EE-Szenario 1 sinken die CO₂-Preise im EE-Szenario 2 durch die zusätzlichen nationalen EE-Ziele nochmal weiter ab. Aufgrund der deutlich höheren EE-Erzeugung und der dementsprechend deutlich niedrigeren fossilen Erzeugung sinkt der Preis für CO₂-Zertifikate im Jahr 2030 signifikant von 25,74 €/tCO₂ (EE-Sz. 1) auf 1,83 €/tCO₂ (EE-Sz. 2). 2040 geht der Preiseffekt in die gleiche Richtung, ist allerdings kleiner (62,49 €/tCO₂ vs. 58,61 €/tCO₂). Im Jahr 2050 ändert sich das Ergebnis nicht, da PtG weiterhin den CO₂-Preis setzt.⁵⁷ Bei diesen Preiseffekten ist zu berücksichtigen, dass zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien die EE-Politik im EE-Szenario 2 nicht durch eine ergänzende Reduktion des CO₂-Budgets begleitet wird, sondern dass weiterhin am CO₂-Minderungspfad des EE-Szenario 1 (entspricht gleichzeitig dem Pfad des Netzrestriktionsszenarios) festgehalten wird.

Die Strompreise sinken im Jahr 2030 gegenüber dem EE-Szenario 1 ebenfalls deutlich, und zwar im Schnitt über alle Regionen um mehr als -10 €/MWh (nicht mengengewichtet). In den Jahren 2040 und 2050 ist die Richtung der Preisentwicklung für die einzelnen Marktzone unterschiedlich. Im ungewichteten Schnitt über alle Zonen sind die Preise in diesen Jahren ebenfalls niedriger als im EE-Szenario 1, jedoch liegt die Veränderung im Mittel eher in der Größenordnung von -1 €/MWh. In der deutschen Marktzone sinken die Strompreise aufgrund des zusätzlichen Angebots an EE-Erzeugung in Deutschland gegenüber dem EE-Szenario 1 deutlich, wobei der Effekt im Jahr 2030 am größten ist. Die durchschnittlichen Strompreise liegen in 2030 gegenüber dem EE-Szenario 1 um -13,23 €/MWh niedriger (41,85 €/MWh), im Jahr 2040 um -4,39 €/MWh (63,15 €/MWh) und in 2050 um -4,72 €/MWh (79,48 €/MWh). Die Preise liegen damit ab 2030 auch deutlich niedriger als im Netzrestriktionsszenario. In 2040 und 2050 zählen diese Preisrückgänge, wie zu erwarten, zu den größten Veränderungen unter allen Zonen.

Die EE-Marktwerte sinken im Jahr 2030 - wie angesichts der in der Modellregion relativ einheitlichen Preis- und EE-Entwicklung zu erwarten - mit einzelnen Ausnahmen deutlich ab. So reduziert sich der absolute Marktwert von Onshore in der deutschen Marktzone in 2030 um -15,61 €/MWh auf 31,42 €/MWh, und derjenige von PV um -12,39 €/MWh auf 40,49 €/MWh. In den Jahren 2040 und 2050 sind die Veränderungen dagegen heterogener. Während in einigen Fällen die EE-Marktwerte sogar leicht steigen, ist der Rückgang der Marktwerte in der deutschen Marktzone mit am stärksten. Der Onshore-Marktwert liegt im Jahr 2040 um -6,71 €/MWh niedriger (48,93 €/MWh) als im EE-Szenario 1, und im Jahr 2050 um -4,20 €/MWh niedriger (50,76 €/MWh) als im EE-Szenario 1. Bei PV beträgt der Rückgang 2040 -4,51 €/MWh (61,43 €/MWh) und 2050 -7,73 €/MWh (51,00 €/MWh). Wie bereits in Kapitel 0 gezeigt, zählen diese 2050er Marktwerte zu den niedrigsten unter allen betrachteten Szenarien.

Die relativen Marktwerte für Onshore in der deutschen Marktzone liegen ebenfalls in den Jahren 2030-2050 niedriger als im EE-Szenario 1 (2030: -10,3 %Pkte; 2040: -4,9 %Pkte; 2050: -1,4 %Pkte). Für PV liegen die relativen Marktwerte im EE-Szenario 2 dagegen im Jahr 2030 zunächst minimal höher (+0,7 %Pkte), bevor sie in 2040 und 2050 unter den relativen Marktwerten im EE-Szenario 1 liegen (2040: -0,4 %Pkte; 2050: -5,6 %Pkte). Die Unterschiede in den Ergebnissen für Onshore und PV verdeutlichen die Veränderungen im relativen Wert der Technologien, die sich bei Veränderungen im Erzeugungsmix bzw. der Preisstruktur einstellen können.

⁵⁷ S. Abschnitt 5.7.3.

Abbildung 69: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 2

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.6 EE-Szenario 3: nationale, technologiespezifische Förderung

Im dritten EE-Szenario analysieren wir einen Fall, in dem in der deutschen Marktzone zusätzliche technologiespezifische EE-Ziele für Wind (d. h. Onshore und Offshore in Summe) und für PV eingeführt werden. Diese Ziele gelten ergänzend zu den bereits im EE-Szenario 2 geltenden nationalen technologieneutralen und europäischen technologieneutralen Zielen. Bei den technologiespezifischen Zielen handelt es sich wie gehabt um vorgegebene Mindesterzeugungsmengen. Diese Mindestmengen haben in Summe das gleiche Niveau wie die Summe der Wind- und PV-Erzeugung im EE-Szenario 1. Sie sind aber nun so auf Wind und PV verteilt, dass sich das Ergebnis an eine paritätische Aufteilung der Leistung von Wind einerseits und PV andererseits annähert (s. Kapitel 5.3.3.3). Da die technologiespezifischen Ziele wie beschrieben nur in der deutschen Marktzone eingeführt werden, treten im Rest der Modellregion nur geringfügige Effekte auf. Wir legen daher im Folgenden den Fokus auf die Ergebnisse in der deutschen Marktzone.

Kosten

Wir betrachten als erstes die Gesamtkosten des Szenarios, die wie zu erwarten über denjenigen des EE-Szenarios 2 liegen. Der Barwert der Gesamtkosten beträgt 3.222 Mrd. €, also +5 Mrd. € oder +0,1 % mehr als im EE-Szenario 2. Unter den EE-Szenarien ist das dritte Szenario wie zu erwarten am teuersten. Die Kostensteigerung resultiert dabei aus höheren EE-Fixkosten bei gleichzeitig niedrigeren variablen Kosten und niedrigeren Fixkosten konventioneller Technologien.

Stromerzeugungskapazitäten

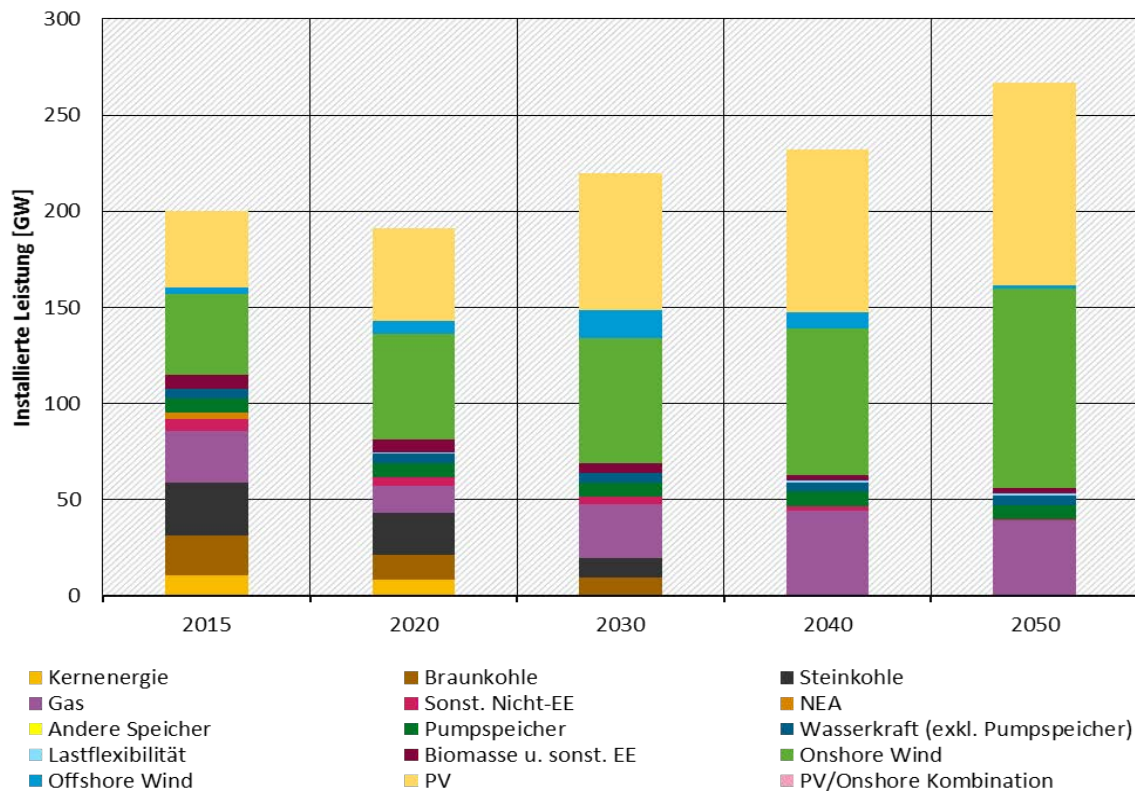
Wie beabsichtigt, stellt sich in der deutschen Marktzone im Vergleich zum EE-Szenario 2 eine gleichmäßigere Verteilung zwischen der Wind- und der PV-Leistung ein. Um die technologiespezifischen Ziele bzw. eine Angleichung der Kapazitäten zu erreichen, wird in den Jahren 2030 und 2040 die Wind-Leistung reduziert (-11,7 GW bzw. -9,2 GW), während die PV-Leistung erhöht wird (2030: +40,6 GW; 2040: +33,2 GW). Da sich die Summe der Wind- und PV-Erzeugung gemäß der Zieldefinition nicht verändern soll, aber der Erzeugungsanteil der PV mit ihren im Vergleich zu Wind geringeren Volllaststunden steigen soll, resultiert im Ergebnis eine um +28,9 GW (2030) bzw. +24,0 GW (2040) höhere EE-Gesamtleistung in der deutschen Marktzone.

Im Jahr 2050 hat die technologiespezifische Zielvorgabe einen genau umgekehrten Effekt: Das Angleichen der Leistung erfordert in diesem Jahr eine höhere Windleistung (+15,8 GW) und eine niedrigere PV-Leistung (-42,8 GW). Da die Kapazitäten der Technologie mit den höheren Volllaststunden ansteigen, wird zur Erzeugung der gleichen Strommenge insgesamt weniger EE-Leistung in der deutschen Marktzone benötigt (-27 GW). Im Jahr 2050 wird allerdings erstmals in der deutschen Marktzone Offshore zugebaut, wenn auch mit 1,5 GW nur in geringem Umfang.

Im Endergebnis gleichen sich die Kapazitäten von Wind und PV im Vergleich zu den vorherigen Szenarien an. 2030 verbleibt ein kleinerer Unterschied zwischen 80,1 GW Wind und 71,2 GW PV, während in den Jahren 2040 und 2050 die Leistungsparität nahezu perfekt erreicht wird (2040: 84,6 GW Wind, 85,0 GW PV; 2050: 105,6 GW Wind, 105,3 GW PV). Parallel dazu geht im Bereich der konventionellen Technologien die installierte Leistung in den Jahren 2030-2050 jeweils um etwas mehr als -2 GW zurück, wobei dieser Rückgang ausschließlich Gaskraftwerke betrifft. Abbildung 70 fasst die Kapazitätsentwicklung in der deutschen Marktzone zusammen.

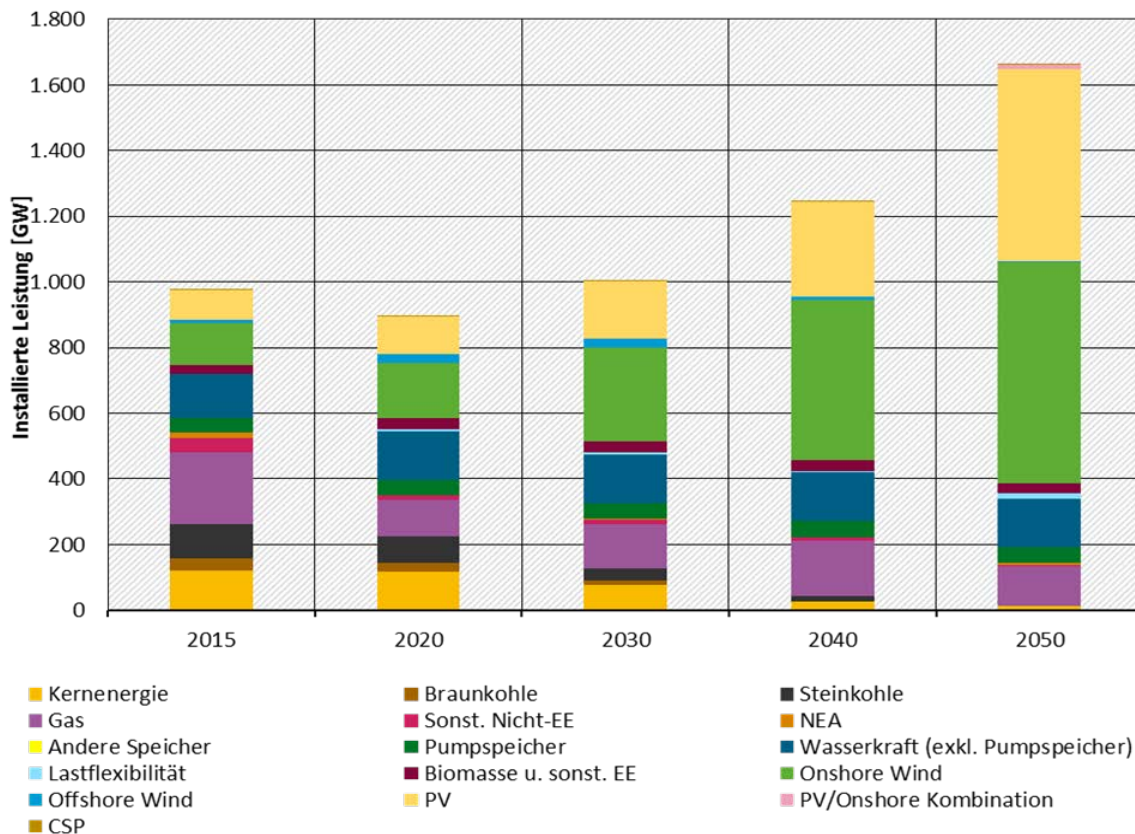
Wie bereits erwartet, sind die Auswirkung der zusätzlichen deutschen EE-Ziele auf die restliche Modellregion eher gering. Dabei fällt auf, dass die technologiespezifische Kapazitätsentwicklung von Wind und PV in der restlichen Modellregion jeweils entgegengesetzt zur Entwicklung in der deutsch Marktzone verläuft. In den Jahren 2030 und 2040 nimmt also Wind zu (je +1 GW) und PV ab (-1,4 GW bzw. -2,5 GW), während es im Jahr 2050 umgekehrt ist (Wind -2,9 GW, PV +22,6 GW). Die Veränderungen der konventionellen Kapazitäten spielen sich in der restlichen Modellregion im Bereich unter 1 GW pro Technologie und Modelljahr ab (s. Abbildung 71).

Abbildung 70: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 3



Quelle: Eigene Berechnungen.

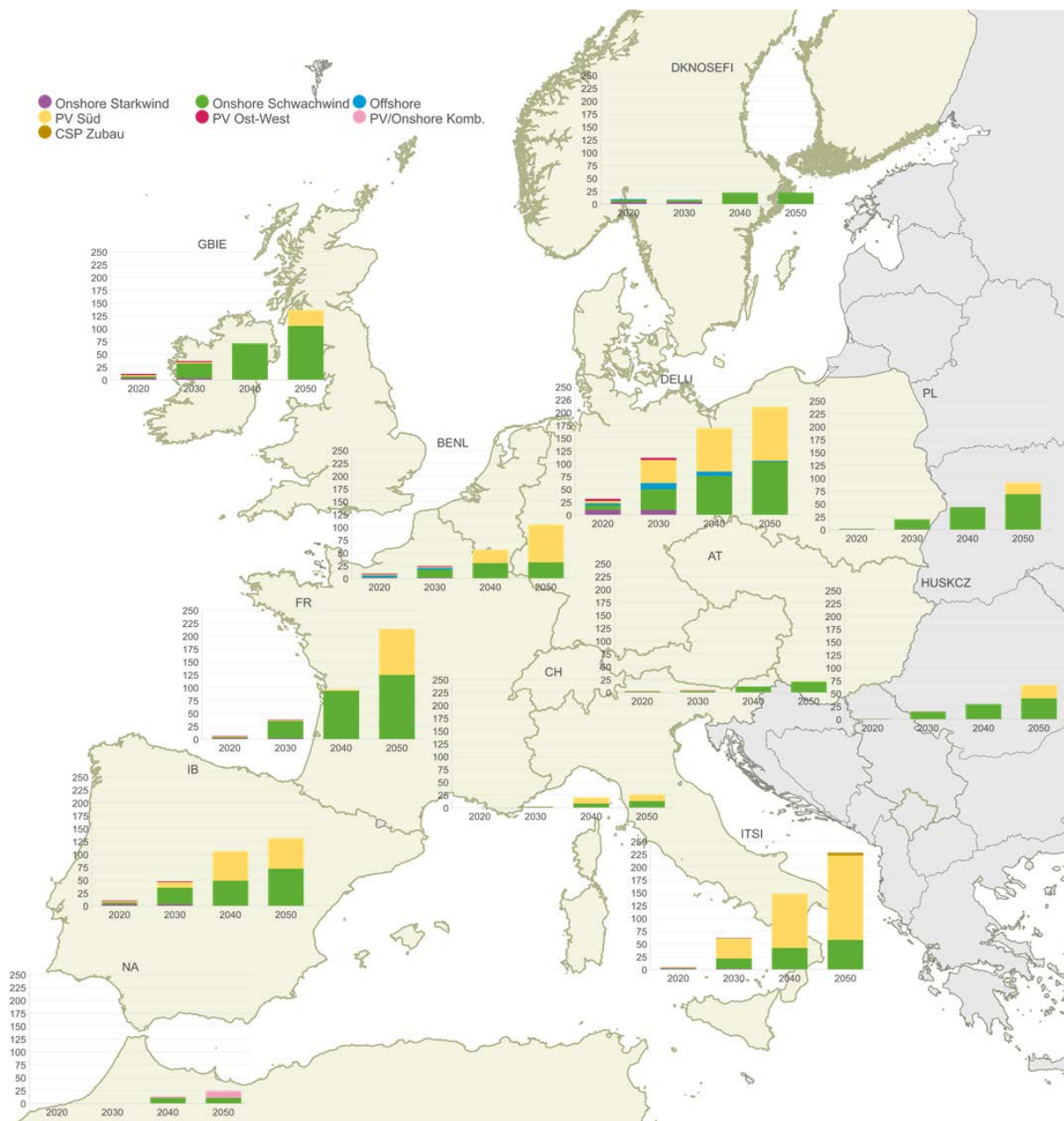
Abbildung 71: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 3



Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abbildung 72 wird die Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten nochmals in der Karte der Modellregion dargestellt. Der im EE-Szenario 2 in der belgisch-niederländischen Marktzone im Jahr 2050 beobachtete Offshore-Ausbau (2 GW) findet im EE-Szenario 3 nur noch in deutlich geringerem Umfang von 0,2 GW statt, was eine Facette des Rückgangs der Windleistung in der restlichen Modellregion bei gleichzeitig steigender Onshore- und Offshore-Leistung in der deutschen Marktzone ist. In Nordafrika geht in den Jahren 2040 und 2050 zudem die Leistung der kombinierten Wind- und PV-Anlagen um je etwas weniger als -2 GW zurück.

Abbildung 72: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 3

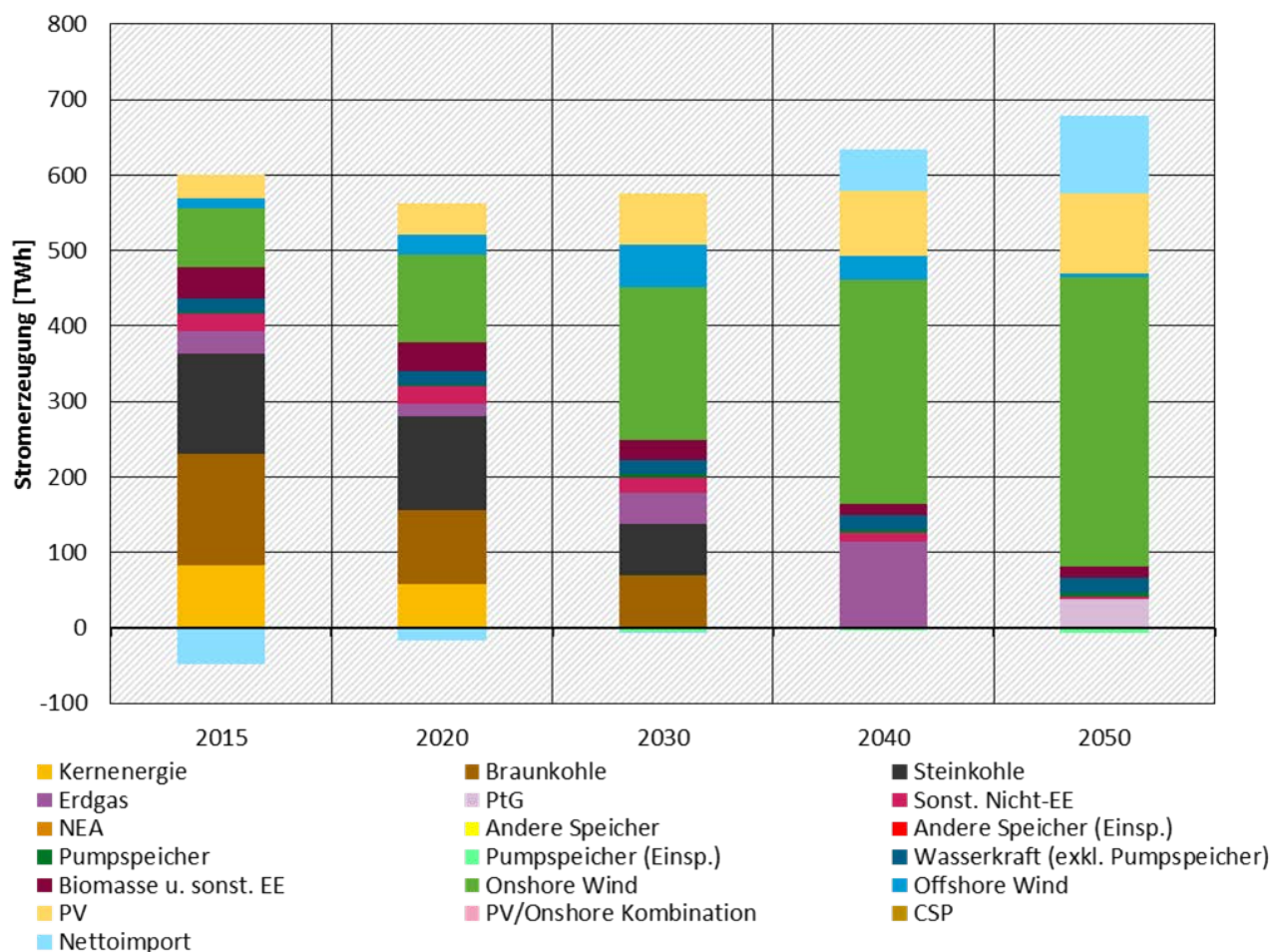


Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

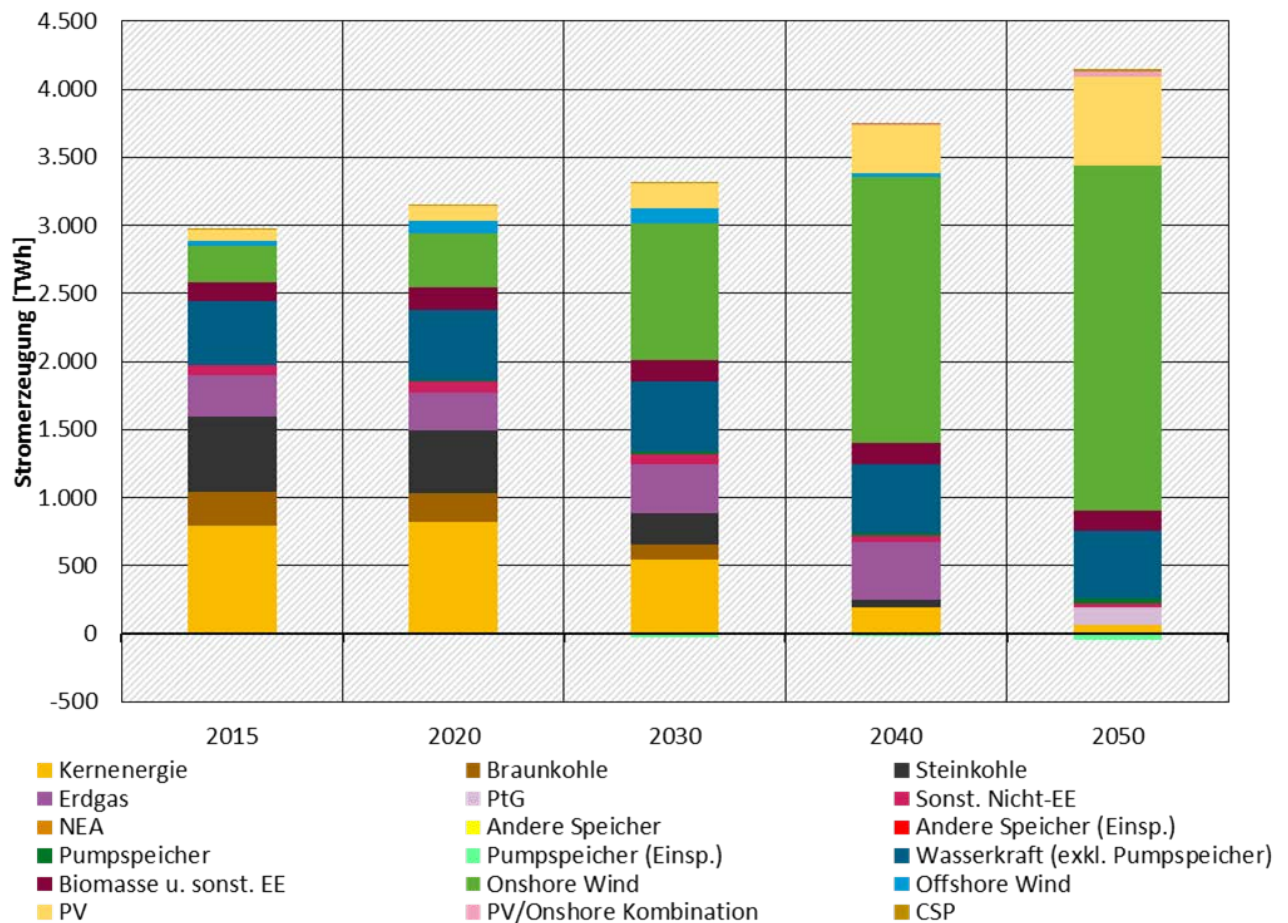
Sämtliche vorgegebenen Mindesterzeugungsmengen für Wind und PV werden in der deutschen Marktzone genau erfüllt, bzw. von PV im Jahr 2050 leicht übererfüllt (+2 % über der Zielvorgabe). Das bedeutet, dass in den Jahren 2030 und 2040 ein exakter Abtausch zwischen sinkender Wind- und steigender PV-Erzeugung stattfindet (2030: +/-41,1 TWh; 2040: +/-33,8 TWh) stattfindet, während im Jahr 2050 die Winderzeugung etwas stärker zunimmt (+46,7 TWh) als die PV-Erzeugung abnimmt (-44,3 TWh). In Summe liegt die Wind- und PV-Erzeugung also auf einem vergleichbaren Niveau wie im EE-Szenario 2 (2030: 326,4 TWh; 2040: 414,7 TWh; 2050: 494,6 TWh). Die Erzeugung von Gaskraftwerken geht wie angesichts der Kapazitätsentwicklung zu erwarten in allen Jahren leicht zurück (2030: -4,3 TWh; 2040: -3,9 TWh; 2050: -1,5 TWh). Hinsichtlich des Nettoimports sind lediglich kleiner Veränderungen zu beobachten, die in der Gesamtsumme kaum ins Gewicht fallen (s. Abbildung 73).

Abbildung 73: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 3



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Veränderungen der Stromerzeugung in der Modellregion (s. auch Abbildung 74) folgen im Wesentlichen der Kapazitätsentwicklung bzw. der Anpassung an die Veränderungen in der deutschen Marktzone. Zu beobachten sind 2030 und 2040 leicht niedrigere Erzeugungsmengen aus Wind und höhere aus PV (pro Jahr und Technologie in Summe weniger als +/-5 TWh), und im Jahr 2050 -21 TWh weniger Wind-Erzeugung (davon -8 TWh Offshore) und +22,5 TWh PV-Erzeugung.

Abbildung 74: Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 3

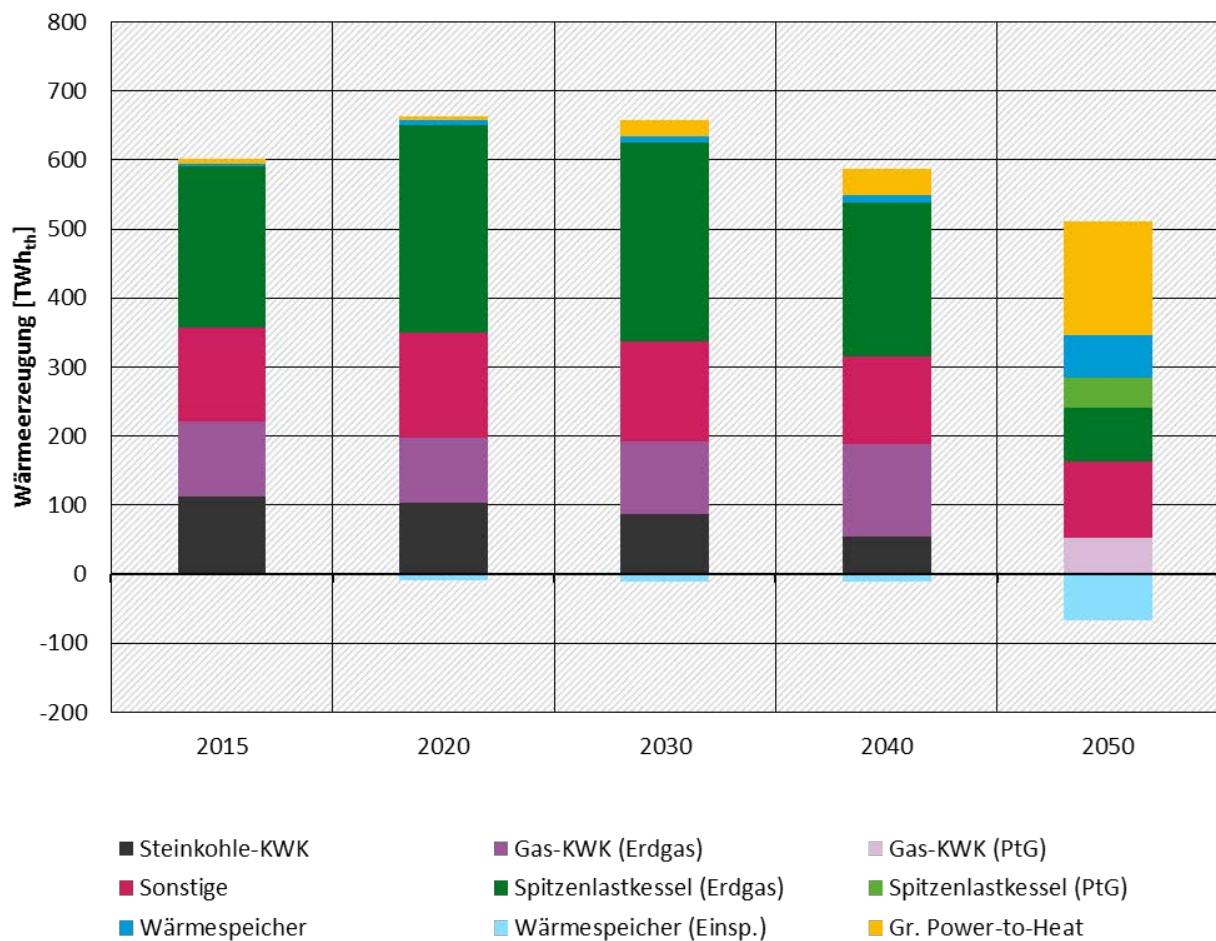
Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

Im EE-Szenario 3 geht der Einsatz von Pumpspeichern im Jahr 2050 um -1,3 TWh (Erzeugungsseite) in der deutschen Marktzone und um -6,1 TWh in der restlichen Modellregion zurück. Diese Beobachtung deutet auf gleichmäßigere Preisstrukturen hin. Der Einsatz von O-Lkw, freiwilligen Lastverzicht, PtG-Produktionsanlagen und dezentraler PtH ändert sich weder in der deutschen Marktzone noch in der Modellregion in signifikantem Maße. Der maximale Einsatz der freiwilligen Lastreduktion in der deutschen Marktzone liegt wie in den bisherigen Szenarien bei 806 MW. Unter den verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen ist der Effekt auf die große PtH noch am deutlichsten, aber dennoch überschaubar. Ihr Stromverbrauch geht in den Jahren 2030 und 2040 leicht zurück, sowohl in der deutschen Marktzone (2030: -2,2 TWh; 2040: -2,1 TWh) als auch in der restlichen Modellregion (2030: -1,7 TWh; 2040: -3,6 TWh). Diese Entwicklungen deuten darauf hin, dass aufgrund des veränderten EE-Mixes der Bedarf für Flexibilität in Überschusssituationen sinkt.

Wärmeerzeugung

Ein kurzer Blick auf die weiteren Veränderungen im Wärmesektor zeigt in den Jahren 2030 und 2040 eine Tendenz zu einer etwas geringeren KWK-Wärmeerzeugung – analog zur Entwicklung auf dem Strommarkt – und einer dafür steigenden Wärmeerzeugung in Spitzenlastkesseln (s. Abbildung 75). Im Jahr 2050 sind der Wärmeerzeugungsmix im Allgemeinen und der Einsatz von großer PtH im Speziellen dagegen kaum verändert.

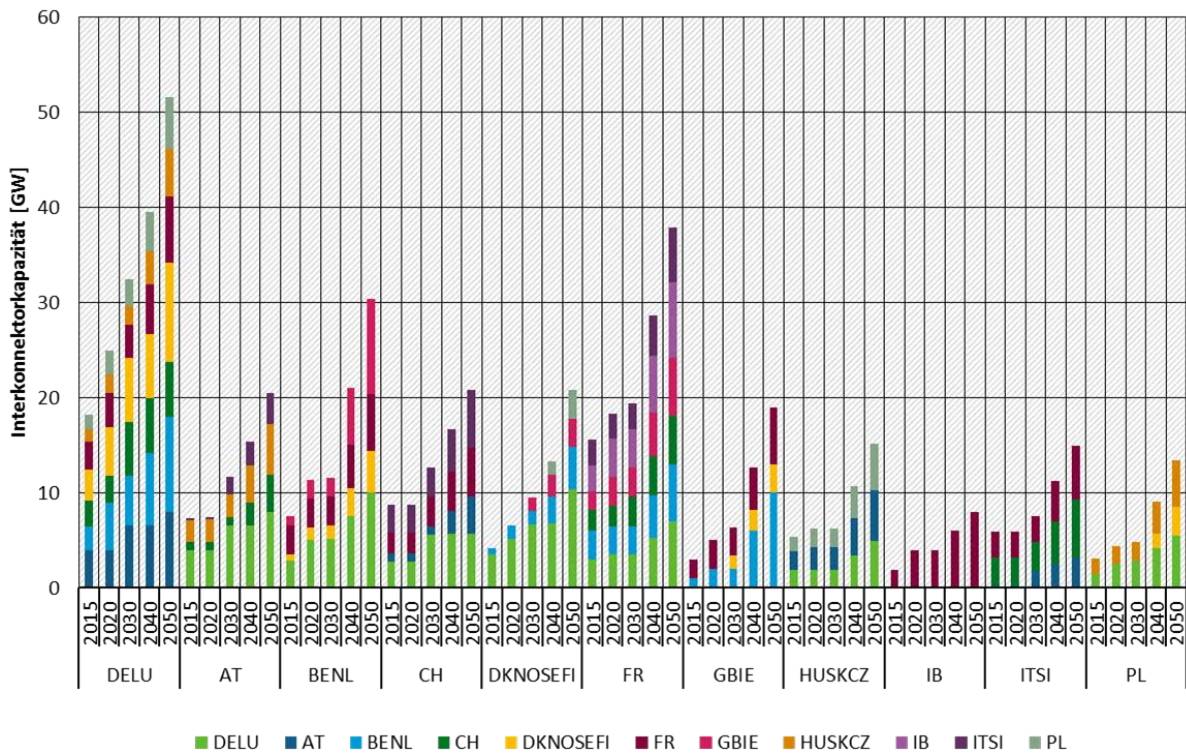
Abbildung 75: Wärmeezeugung in der Modellregion im EE-Szenario 3

Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

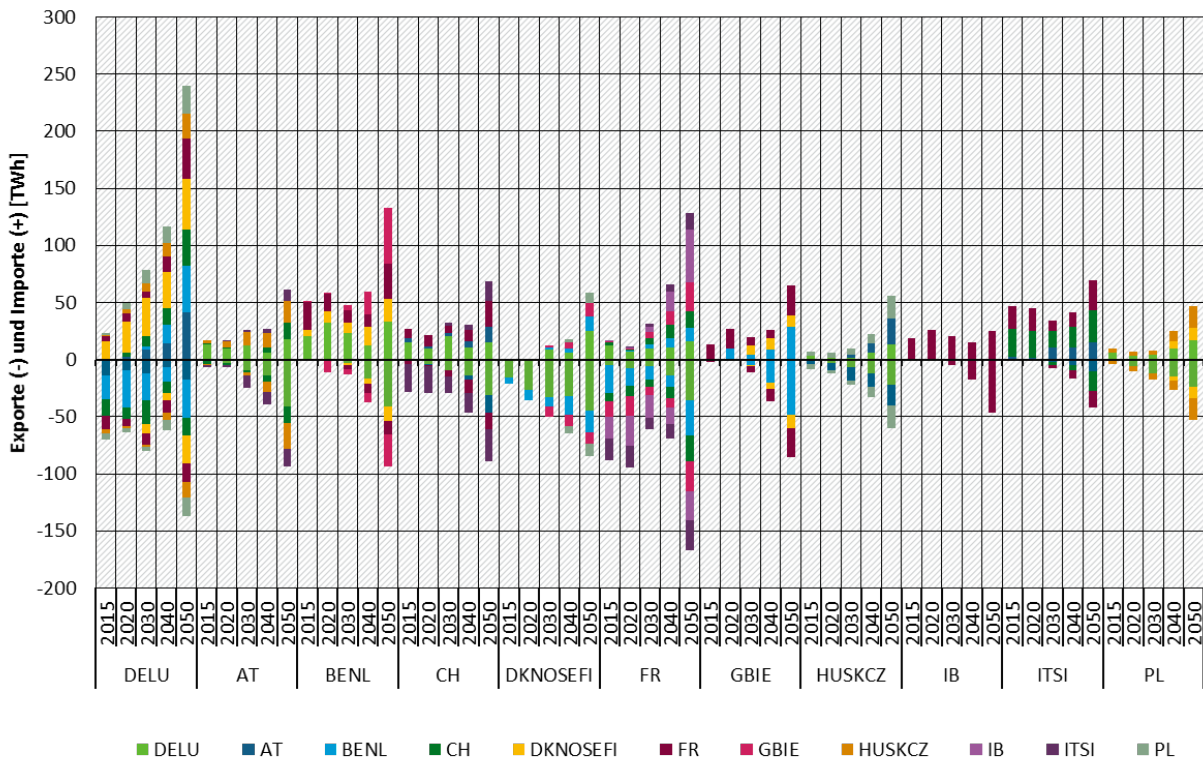
Der Ausbau des Netzes verändert sich im Vergleich zum EE-Szenario 2 nur punktuell in Form eines teilweise von 2040 auf 2050 verschobenen Ausbaus des DELU-DKNOSEFI-Interkonnektors (s. Abbildung 76). Hinsichtlich der Nutzung des Netzes bzw. der Flexibilitätspotenziale des Strombinnenmarktes haben wir bereits auf die nur geringfügig veränderten Nettoimporte der deutschen Marktzone hingewiesen. Ein Blick auf die Importe und Exporte als getrennte Positionen zeigt, dass in den Jahren 2030 und 2040 der grenzüberschreitende Handel in beide Richtungen leicht zurückgeht (Importe: -1,1 bzw. -2,1 TWh; Exporte: -1,3 bzw. -3,5 TWh), während im Jahr 2050 sowohl Importe als auch Exporte zunehmen (+9,4 TWh bzw. +9,6 TWh). Über die Modellregion betrachtet, ist passend dazu in den Jahren 2030 und 2040 keine in Relation zu den Gesamtmengen signifikante Änderung des Handelsvolumens (2030: +0,6 TWh; 2040: -6,2 TWh) zu beobachten. Im Jahr 2050 steigt das Handelsvolumen dagegen etwas deutlicher um +28,7 TWh (s. Abbildung 77).

Abbildung 76: Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 3



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 77: Stromaustausch im EE-Szenario 3



Quelle: Eigene Berechnungen.

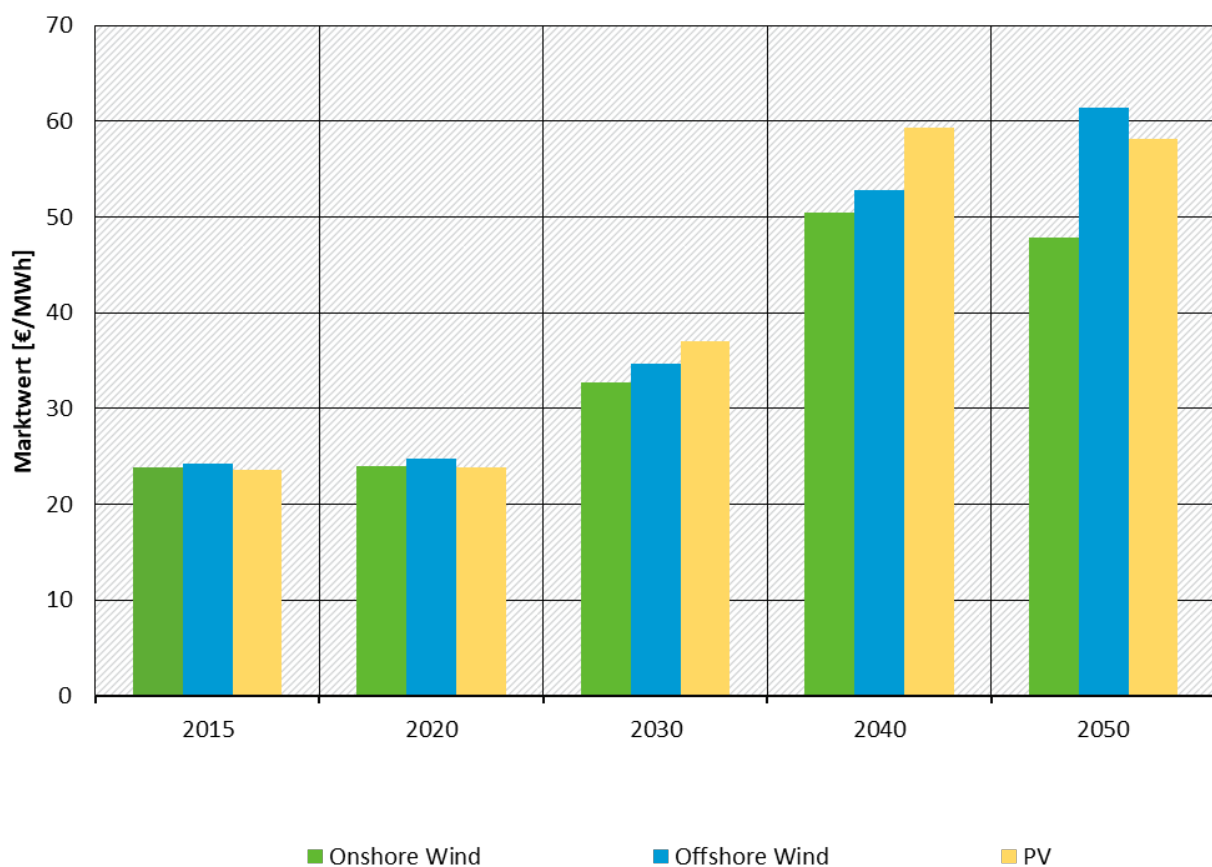
CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

In Hinblick auf die europäischen CO₂-Preise hat die Einführung der technologiespezifischen EE-Ziele in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 3 kaum einen Einfluss. Die Veränderungen in den Jahren 2030 und 2040 sind mit +0,22 €/tCO₂ (2,05 €/tCO₂) bzw. -0,15 €/tCO₂ (58,46 €/tCO₂) minimal, und 2050 ändert sich am CO₂-Preis wie gehabt nichts, da PtG weiterhin den CO₂-Preis setzt.⁵⁸

Die Veränderung der Strompreise ist im EE-Szenario 3 ebenfalls überschaubar. In der deutschen Marktzone liegen die Unterschiede im Zeitraum 2030-2050 bei maximal +0,4 €/MWh gegenüber dem EE-Szenario 2. Die Veränderungen in den anderen Zonen sind in der Tendenz kleiner und laufen in verschiedene Richtungen.

Hinsichtlich der EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone zeigt sich ein sehr systematischer Effekt: In den Jahren 2030 und 2040, in denen die Onshore-Kapazitäten im Vergleich zum EE-Szenario 2 abnehmen, steigt der Onshore-Marktwert (+1,32 €/MWh bzw. +1,56 €/MWh). Im Jahr 2050, in dem die Onshore-Kapazitäten zunehmen, sinkt dagegen der Marktwert (-2,91 €/MWh). Für PV gilt das Muster analog, nur entsprechend ihrer Kapazitätsentwicklung in umgekehrter Reihenfolge (2030: -3,46 €/MWh; 2040: -2,06 €/MWh; 2050: +7,20 €/MWh). Die Gesamtentwicklung zeigt Abbildung 78. Im Jahr 2050 liegen die Marktwerte für Onshore bei 47,85 €/MWh, für PV bei 58,20 €/MWh und der Marktwert der neu zugebauten Offshore-Anlagen am höchsten bei 61,46 €/MWh.

Abbildung 78: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 3



⁵⁸ S. Abschnitt 5.7.3.

Quelle: Eigene Berechnungen.

Betrachtet man die Veränderung der relativen Marktwerte in der deutschen Marktzone, folgen die Vorzeichen der Veränderungen im Vergleich zum EE-Szenario 2 der gleichen Richtung wie bei den absoluten Marktwerten. Die Veränderungen liegen unter der Marke von 10%Pkten, aber tendenziell höher als in den anderen Marktzone. Der relative Marktwert der deutschen Onshore-Erzeugung liegt 2050 bei 60%, für PV bei 73% und für Offshore bei 77%.

7.7 EE-Szenario 4: europäische, technologiespezifische Förderung

Das vierte EE-Szenario analysiert den Fall eines europäischen, technologiespezifischen Förder-systems (s. Kapitel 4). Das bedeutet in der Umsetzung, dass ausgehend vom EE-Szenario 1 (europäisch, technologieneutral) zusätzliche europäische Mindestziele für die Erzeugung aus Windenergie einerseits und PV andererseits vorgegeben werden. Das technologieübergreifende EE-Ziel aus dem EE-Szenario 1 bleibt demnach erhalten. Die technologiespezifischen Ziele ähneln in ihrer Struktur denjenigen aus dem EE-Szenario 3, gelten aber nun zonenübergreifend und berücksichtigen auch die Beiträge nordafrikanischer Onshore- und PV-Anlagen zu den jeweiligen Zielen. Die vorgegebene Mindesterzeugung ist wieder so hergeleitet, dass in Summe die gleiche Wind- und PV-Erzeugungsmengen wie im EE-Szenario 1 erreicht werden, diese aber aus einem Kapazitätsmix mit einem etwa paritätischen Verhältnis der Wind- und PV-Leistung erbracht werden (s. Kapitel 5.3.3.4). Ein Blick auf die Ergebnisse im EE-Szenario 1 und die Zielvorgaben zeigt, dass daher in allen Jahren 2030-2050 eine niedrigere Wind- und höhere PV-Leistung zu erwarten ist.

Kosten

Die Gesamtkosten des EE-Szenario 4 liegen, wie zu erwarten, über denjenigen des EE-Szenarios 1. Der Barwert der Gesamtkosten beträgt 3.207 Mrd. € und liegt damit um +9 Mrd. € (+0,3 %) über dem Vergleichsszenario. Die Steigerung der Kosten resultiert dabei wie in den vorherigen EE-Szenario aus gestiegenen EE-Fixkosten bei gleichzeitig geringeren variablen Kosten und geringeren Fixkosten konventioneller Technologien. Dadurch, dass innerhalb der europäischen Modellregion keine Standortvorgaben für die EE-Zielmengen gemacht werden, bestehen immernoch relativ große Freiheitsgrade, um die Veränderungen in den technologiespezifischen Kapazitäten möglichst kostengünstig zu realisieren. Die großen europäischen EE-Potenziale dämpfen daher den Kostenanstieg durch die zusätzliche Zielvorgabe.

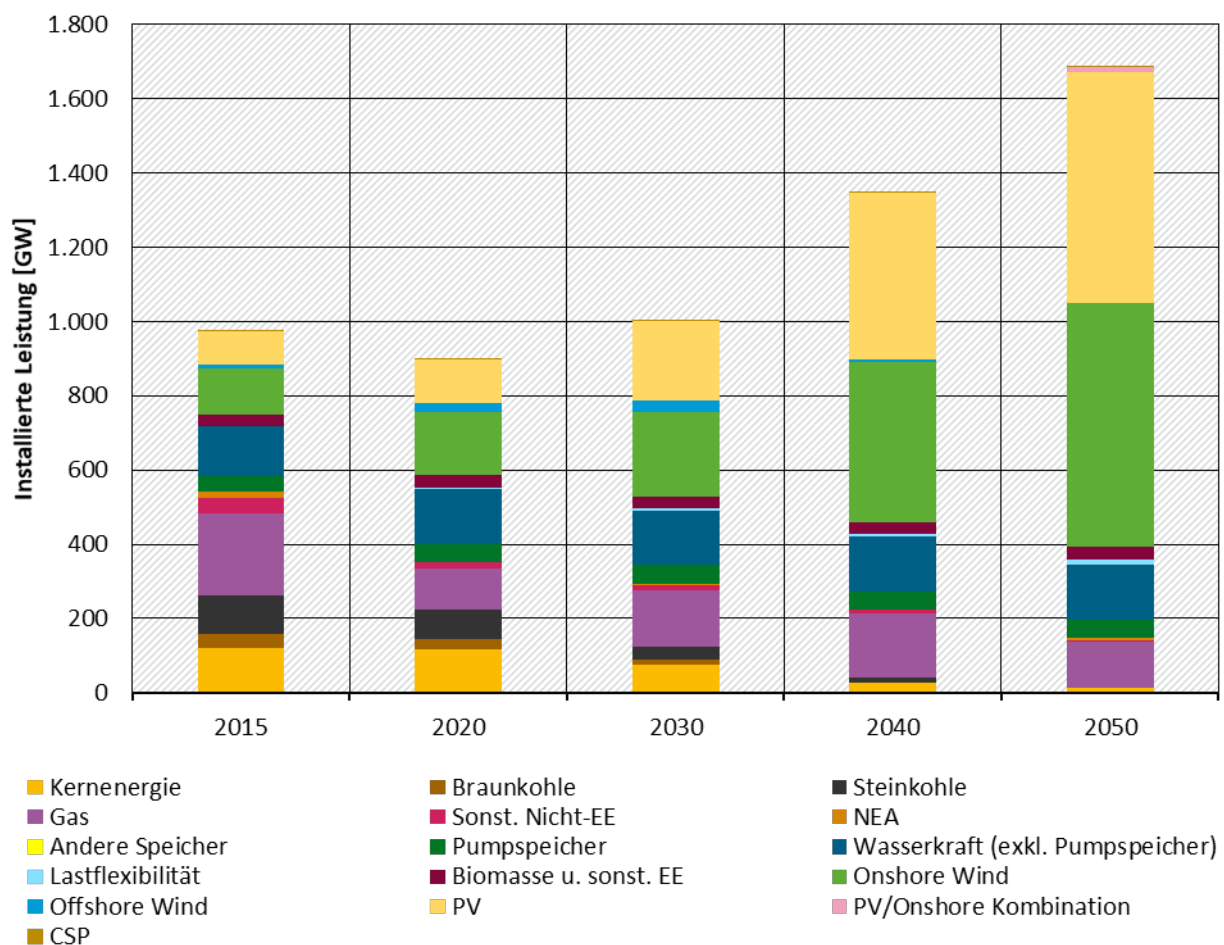
Stromerzeugungskapazitäten

Bei den Stromerzeugungskapazitäten gibt es in der Modellregion die zu erwartenden Veränderungen der EE-Kapazitäten gegenüber dem EE-Szenario 1, die in Richtung einer gleichmäßigeren Verteilung zwischen Windenergieanlagen und PV wirken. Dabei wird die Windenergieleistung in der Modellregion in den Jahren 2030 (-38,9 GW) und 2040 (-41,1 GW) reduziert, während die PV-Leistung in diesen Jahren (2030: +115,3 GW; 2040: +174,4 GW) deutlich steigt. Es zeigt sich also, dass es durch die technologiespezifischen Mindestvorgaben zu einem gegenüber EE-Szenario 1 vorgezogenen PV-Ausbau und zu einem verzögerten Wind-Ausbau kommt. Insgesamt haben wir somit eine höhere EE-Gesamtleistung in der Modellregion von 471,1 GW (+ 76,4 GW) in 2030 und 888,2 GW (+ 120,8 GW) in 2040. Das beruht, analog zu den Ergebnissen des EE-Szenarios 3 für die deutsche Marktzone, darauf, dass die Summe der Wind- und PV-Erzeugung gemäß Zieldefinition nicht verändert werden soll, aber der Anteil von PV an der Erzeugung steigen soll, wobei die VLh von PV gegenüber Wind deutlich niedriger sind. Im Jahr 2050 ändern sich die Ergebnisse gegenüber dem EE-Szenario 1 weniger deutlich als in den vorherigen Jahren, da die Wind- und PV-Leistung in der Modellregion im EE-Szenario 1 schon sehr nahe an der

Parität war. Allein die Leistung der kombinierte Wind- und PV-Anlagen in Nordafrika, die annahmegemäß nicht zu den technologiespezifischen Zielen beträgt, wird erst ab 2050 zugebaut, während sie in EE-Szenario 1 bereits ab 2040 zugebaut wurde. Im Jahr 2050 haben wir mit 656,4 GW (+2,5 GW) eine ähnliche Windenergieleistung wie im EE-Szenario 1. Die PV-Kapazitäten liegen in 2040 bei 624,2 GW und damit +30,7 GW über den EE-Szenario 1.

Im Bereich der konventionellen thermischen Erzeugungsleistung gibt es in der Modellregion in den Jahren 2030-2050 gegenüber dem EE-Szenario 1 kleinere Veränderungen, die aggregiert über die Marktzone bei unter 3 GW je Technologie und Marktzone liegen. Netzersatzanlagen werden in den Jahren 2030 und 2040 etwas mehr zugebaut als im EE-Szenario 1, ehe sich die Kapazitäten in 2050 wieder angleichen (2030: +2,8 GW; 2040: +2,2 GW; 2050: +1,0 GW). Abbildung 79 zeigt die Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 4.

Abbildung 79: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im EE-Szenario 4

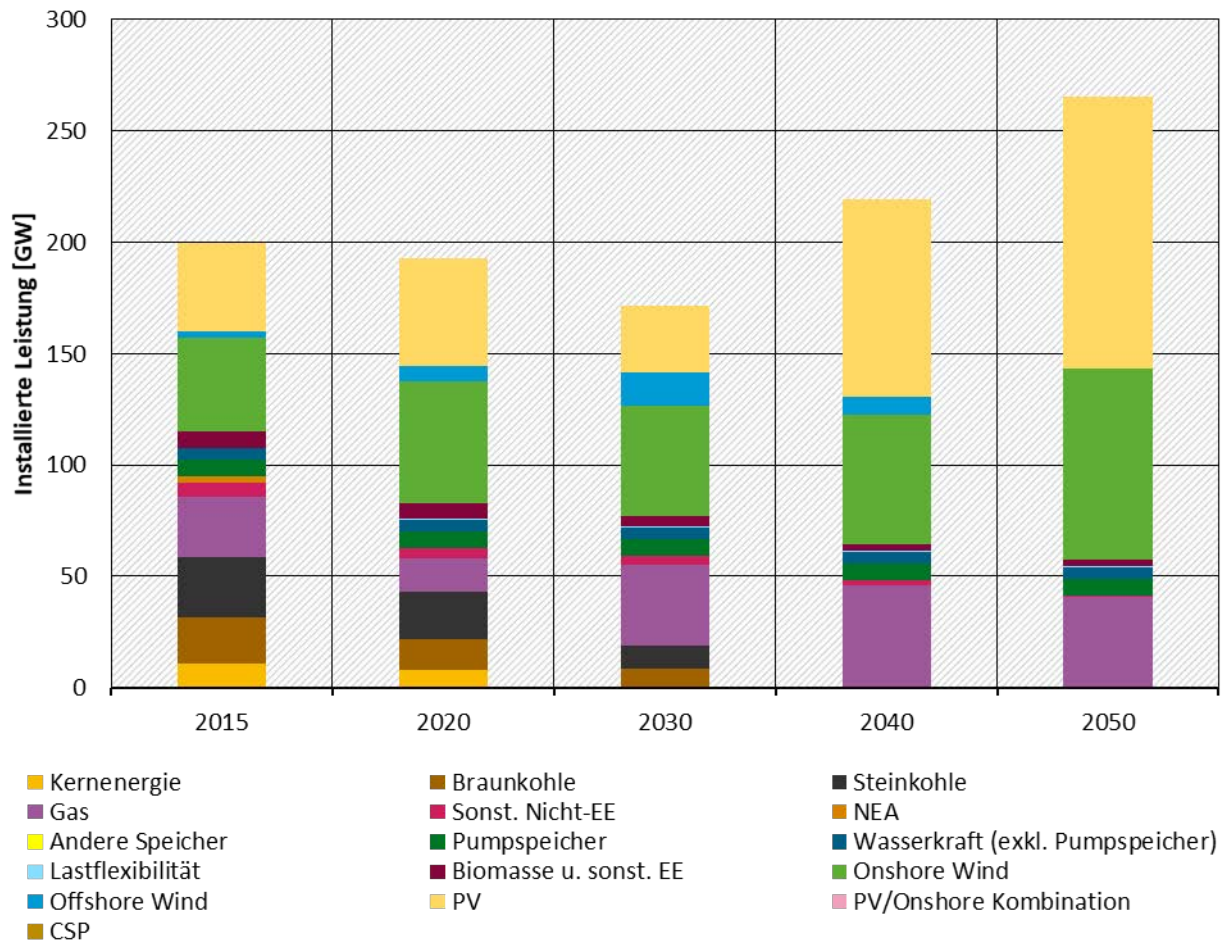


Quelle: Eigene Berechnungen.

In der deutschen Marktzone folgt die Entwicklung der Logik der Modellregion. Die installierte Windleistung liegt um -9,7 GW unter dem EE-Szenario 1 in den Jahren 2030 und 2040, ehe sie in 2050 wieder mit dem EE-Szenario 1 übereinstimmt. Die PV-Kapazitäten sind im Jahr 2030 gegenüber dem EE-Szenario 1 noch gleich, liegen dann im Jahr 2040 allerdings um +61,1 GW über dem Vergleichsszenario. Im Jahr 2050 ist die installierte PV-Leistung nur noch um +3,6 GW höher als im EE-Szenario 1. Wir sehen in der deutschen Marktzone also einen vorgezogenen PV-Ausbau von 2050 auf 2040. Insgesamt sind im Jahr 2050 damit 85,6 GW Wind-Kapazitäten und 122,1 GW PV-Kapazitäten in der deutschen Marktzone installiert.

Die konventionelle Erzeugungsleistung nimmt in der deutschen Marktzone gegenüber dem EE-Szenario 1 im Jahr 2030 leicht zu (+1,7 GW), wobei dies vor allem Gas-KWK betrifft. Ab 2040 geht die konventionelle Erzeugungsleistung zurück (2040: -2,4 GW; 2050: -2,5 GW), wobei dies vor allem Gaskraftwerke betrifft. Abbildung 80 stellt die Stromerzeugungskapazitäten der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4 dar.

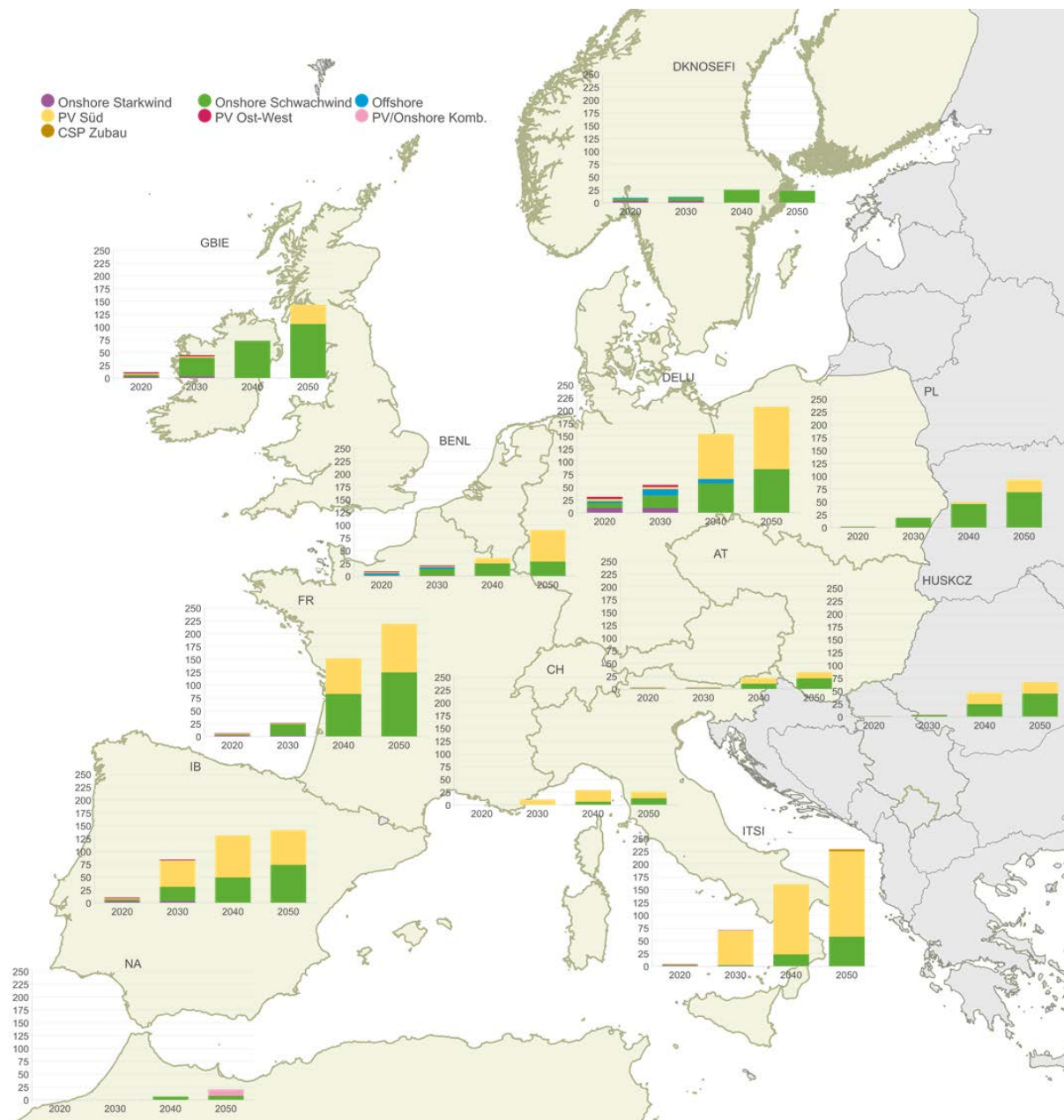
Abbildung 80: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 81 zeigt die Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten nochmals anhand der Karte der Modellregion. Gegenüber dem EE-Szenario 1 sehen wir den Zubau der PV-Kapazitäten insbesondere im südlichen und zentralen Teil der Modellregion in den Marktzone ITSI, IB, FR, CH, AT, HUSKCZ und DELU. Der Rückgang der Onshore-Leistung gegenüber dem EE-Szenario 1 erfolgt mit Ausnahmen von AT und CH in allen Marktzone.

Abbildung 81: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



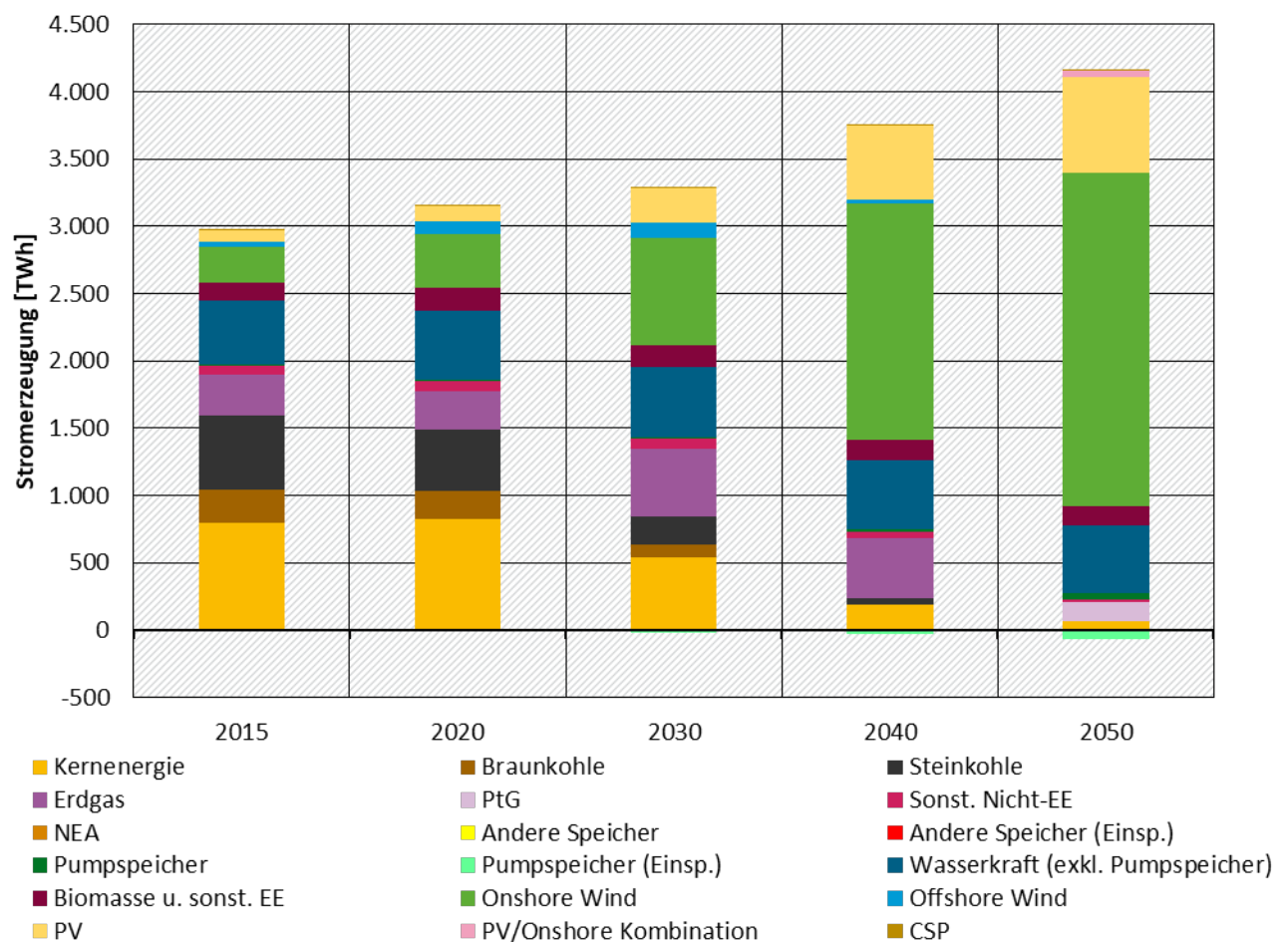
Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

Die vorgegebenen Mindest erzeugungsmengen für PV werden in der Modellregion in den Jahren 2030-2050 genau erfüllt, während die vorgegebenen Mindest erzeugungsmengen für Wind in allen Jahren (2030: +0,9%; 2040: +2,71%; 2050: +2,64%) übererfüllt werden. Insgesamt gehen somit die Winderzeugungsmengen in den Jahren 2030 und 2040 gegenüber dem EE-Szenario 1 um -148,3 TWh bzw. -153,5 TWh zurück, während die Erzeugung aus PV im selben Zeitraum um +156,2 TWh in 2030 bzw. -200,4 TWh in 2040 steigt. Im Jahr 2040 geht die Erzeugung aus den kombinierten Wind- und PV-Anlagen in Nordafrika um -42,9 TWh zurück, da sie keine technologiespezifischen Mindest erzeugung sicherstellen. Im Jahr 2050 steigen dann, in Analogie zur Kapazitätsentwicklung, die Winderzeugung (+11,3 TWh) und PV Erzeugung (+52,9 TWh) gegen-

über dem EE-Szenario 1, während die Erzeugung der kombinierten Wind- und PV-Anlage in Nordafrika (-46,2 TWh) zurückgeht. In Summe liegt die Wind- und PV-Erzeugung also auf einem etwas höheren Niveau als im EE-Szenario 1 (2030: 1.171,5 TWh; 2040: 2.335,9 TWh; 2050: 3.234,2 TWh). Die Erzeugung aus konventionellen thermischen Kraftwerken geht dagegen in den Jahren 2030 und 2040 gegenüber dem EE-Szenario 1 zurück, was angesichts der Änderungen der Kapazitäten zu erwarten war. Im Jahr 2050 liegt die Erzeugung aus konventionellen thermischen Kraftwerken auf einem ähnlichen Niveau wie im EE-Szenario 1. Die zeitliche Entwicklung der Stromerzeugung in der Modellregion für das EE-Szenario 4 ist in Abbildung 82 dargestellt.

Abbildung 82: Stromerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 4



Quelle: Eigene Berechnungen.

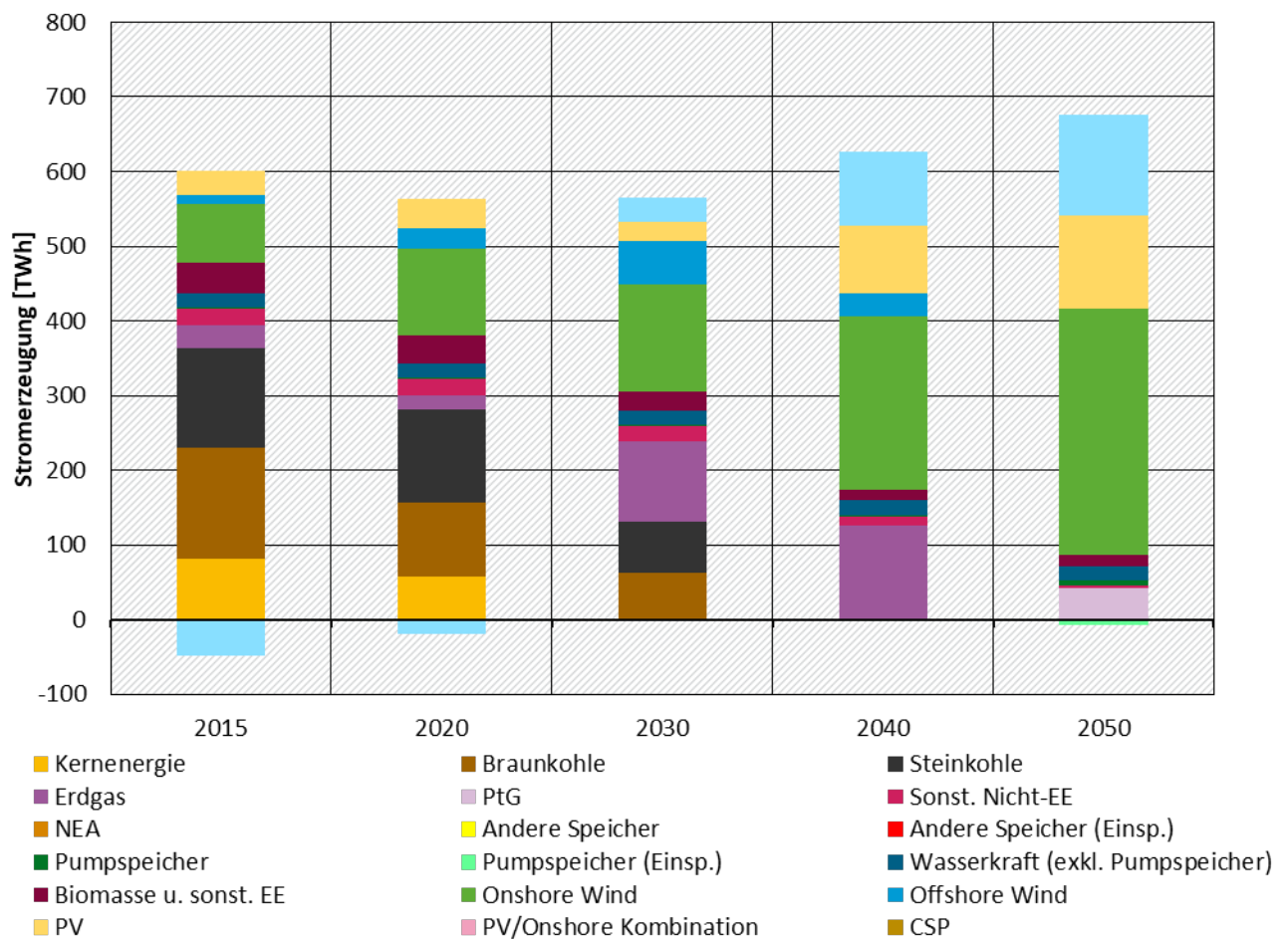
Die Stromerzeugung in der deutschen Marktzone folgt grundsätzlich der Entwicklung der Kapazitäten. Die Erzeugung aus Wind (2030: 200,7 TWh; 2040: 262,5 TWh) geht in den Jahren 2030 und 2040 um -36,9 TWh bzw. -37,0 TWh gegenüber dem EE-Szenario 1 zurück. Die PV-Erzeugung bleibt im Jahr 2030 unverändert (25,7 TWh) und steigt im Jahr 2040 um +65,0 TWh (2040: 89,8 TWh) gegenüber dem EE-Szenario 1. Im Jahr 2050 liegen die Erzeugung aus Wind mit 330,6 TWh und die Erzeugung aus PV mit 123,8 TWh in der deutschen Marktzone auf einem vergleichbaren Niveau wie im EE-Szenario 1.

Im Bereich der thermischen konventionellen Erzeugungsleistung gibt es Entwicklungen, die ebenso die Entwicklung der Kapazitäten widerspiegelt. Im Jahr 2030 steigt die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken um +16,7 TWh gegenüber dem EE-Szenario 1, wobei der Großteil der

Steigerung auf Gas-KWK entfällt. In den Jahren 2040 und 2050 ist mit -18,1 TWh bzw. mit -2,3 TWh dagegen ein Rückgang zu sehen.

Im EE-Szenario 4 wächst der Nettoimport der deutschen Marktzone wie im Vergleichsszenario kontinuierlich, und zwar von 32,8 TWh im Jahr 2030 über 99,8 TWh im Jahr 2040 auf 134,8 TWh im Jahr 2050. Dabei liegt der Nettoimport in 2030 +19,6 TWh über den EE-Szenario 1, ehe er in 2040 um -10,9 TWh unter dem EE-Szenario 1 liegt. Im Jahr 2050 liegt der Nettoimport in den beiden Szenarien auf einem ähnlichen Niveau. Die Unterschiede im Nettoimport basieren dabei in 2030 auf der geringeren EE-Erzeugung bzw. in 2040 auf der höheren EE-Erzeugung in der deutschen Marktzone gegenüber dem EE-Szenario 1. Abbildung 83 gibt einen Überblick über die Stromerzeugung und den Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4.

Abbildung 83: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4



Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitäts Optionen aus Sicht des Strommarktes

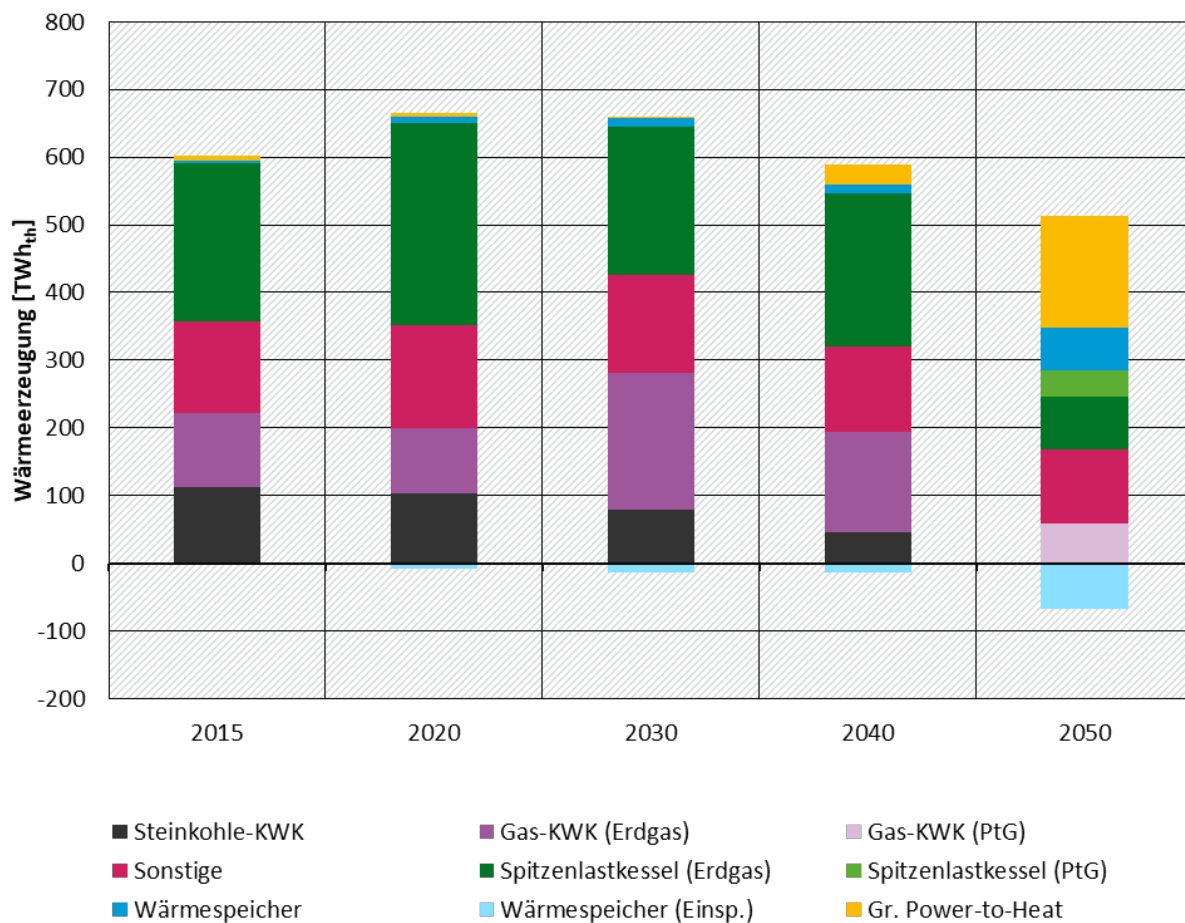
Im EE-Szenario 4 nimmt der Einsatz von Pumpspeichern in der Modellregion im Vergleich zum ersten EE-Szenario ab 2030 deutlich zu. Von 2030 steigt der Einsatz von Pumpspeichern von 16,6 TWh (+37,3 %) in 2030 über 23,4 TWh (+36,8%) in 2040 auf 48,8 TWh (+39,0%) in 2050. Dabei steigt der Einsatz von Pumpspeichern vor allem in den südlichen Marktzone ITSI und IB, in denen sich die PV Kapazitäten gegenüber dem EE-Szenario 1 stark erhöht haben. In der deutschen Marktzone verändert sich der Einsatz von Pumpspeichern dagegen kaum gegenüber dem EE-Szenario 1.

Der Einsatz von O-Lkw, PtG-Produktionsanlagen und dezentraler PtH ändert sich weder in der deutschen Marktzone noch in der Modellregion gegenüber dem EE-Szenario 1 in signifikantem Maße. Beim freiwilligen Lastverzicht gibt es vereinzelt mehr Einsatz in den Jahren 2030 und 2050, wobei der maximale Einsatz in der deutschen Marktzone wie in den bisherigen Szenarien bei 806 MW liegt. Beim Stromverbrauch von großer PtH gibt es nur in 2040 eine größere Veränderung gegenüber EE-Szenario 1, da dort der Stromverbrauch von gr. PtH um -11,4 TWh zurückgeht. Das deutet wie schon beim EE-Szenario 3 darauf hin, dass aufgrund des geänderten EE-Mixes der Bedarf für Flexibilität für Situationen mit Stromüberschüssen sinkt.

Durch die in Summe geringfügigen Änderungen des Stromverbrauchs und durch die Vorgabe der Mindest-EE-Erzeugung ändert sich am EE-Anteil in der Modellregion gegenüber dem EE-Szenario 1 quasi nichts. In der deutschen Marktzone ändert sich der EE-Anteil jedoch in 2030 und 2040 dahingehend, dass der EE-Anteil in 2030 mit 47,7% um -6,4% unter und in 2040 mit 62,7% um 4,6% über den EE-Szenario 1 liegt, was an dem veränderten Strommix in der deutschen Marktzone liegt.

Wärmeerzeugung

Im Wärmesektor gibt es leichte Veränderungen gegenüber dem EE-Szenario 1, die mit der veränderten konventionellen thermischen Erzeugungsleistung einhergehen. Im Jahr 2030 ersetzt KWK-Erzeugung (+14,3 TWh_{th}) die Erzeugung aus Spitzenlastkessel (-13,7 TWh_{th}) in der Modellregion, während der Einsatz von großer PtH und Wärmespeichern nahezu unverändert ist. Ein Großteil des Tausches von KWK-Erzeugung (+9,7 TWh_{th}) und Spitzenlastkessel (-9,7 TWh_{th}) gegenüber dem EE-Szenario 1 erfolgt in der deutschen Marktzone. Im Jahr 2040 steigt dagegen die Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen und Spitzenlastkessel in Summe um +11,4 TWh_{th} gegenüber dem EE-Szenario 1 und ersetzt hauptsächlich den Einsatz von großer PtH (-11,2 TWh_{th}). Im Jahr 2050 ähnelt die Wärmeerzeugung des EE-Szenario 4 dem Vergleichsszenario sehr stark. Abbildung 84 fasst die Ergebnisse im Wärmesektor zusammen.

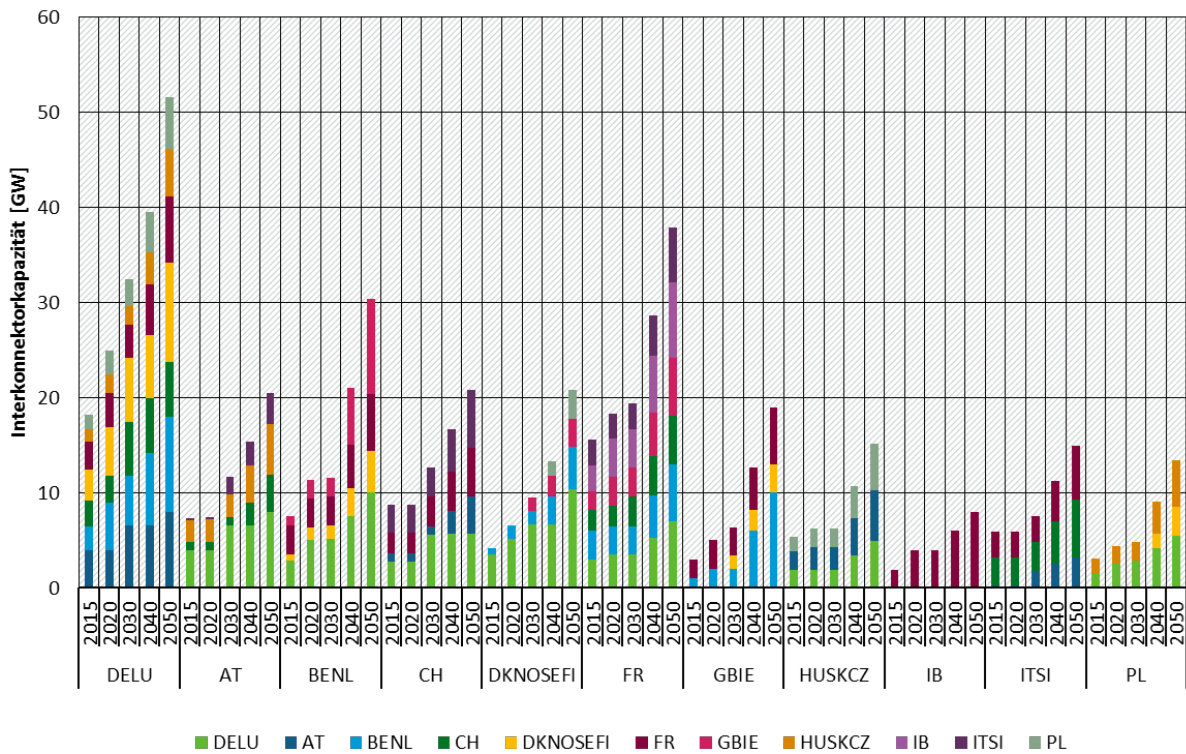
Abbildung 84: Wärmeerzeugung in der Modellregion im EE-Szenario 4

Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

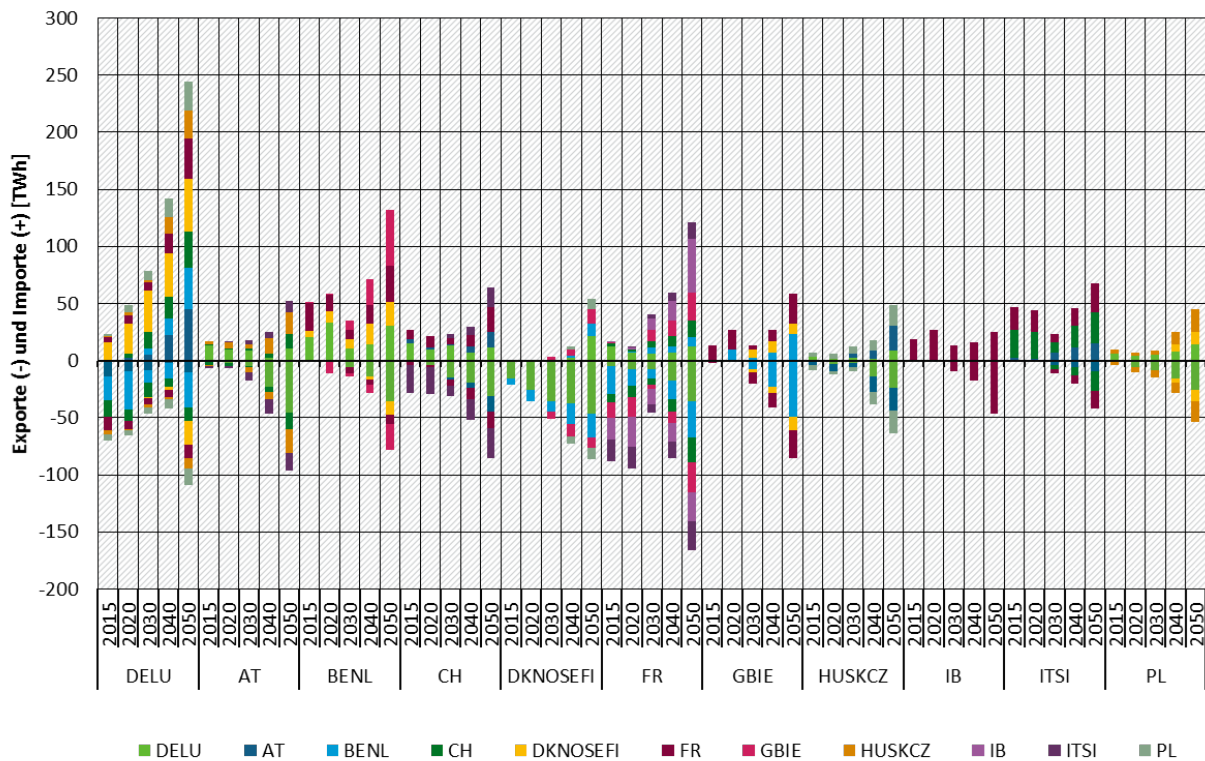
Das Stromnetz verändert sich gegenüber dem EE-Szenario 1 nur in einem Einzelfall. Dabei wird der Ausbau des Interkonnectors DELU-DKNOSEFI von 2040 auf 2050 verschoben. Abbildung 85 zeigt die Entwicklung des Netztes anhand der Importkapazitäten. Der Stromaustausch in der Modellregion verändert sich gegenüber dem EE-Szenario 1 ebenfalls nur geringfügig (2030: -8,5 TWh (-3,0%); 2040: -3,5 TWh (-0,7%); 2050: +1,7 TWh (+0,2%)). In der deutschen Marktzone verändern sich insbesondere in den Jahren 2030 und 2040 die Nettoimporte (2030: +19,60; 2040: -10,90 TWh) gegenüber dem EE-Szenario 1, während sie sich in 2050 auf einem ähnlichen Niveau wie im EE-Szenario 1 einpendeln. Im Jahr 2030 liegen dabei die Importe mit 78,9 TWh um +6,30 TWh über dem EE-Szenario 1, während die Exporte mit 46,10 TWh um -13,30 TWh unter dem EE-Szenario 1 liegen. Dagegen steigen die Exporte in 2040 mit 42,10 TWh geringfügig gegenüber dem EE-Szenario 1 (+0,4 TWh), während die Importe mit 141,9 TWh um -10,5 TWh unter den EE-Szenario 1 liegen. Im Jahr 2050 sind die Importe mit 244,3 TWh und die Exporte mit 109,5 TWh wieder auf einem vergleichbaren Niveau wie im EE-Szenario 1. Abbildung 86 zeigt den grenzüberschreitenden Handel im EE-Szenario 4.

Abbildung 85: Interkonnektorkapazitäten im EE-Szenario 4



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 86: Stromtausch im EE-Szenario 4



Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

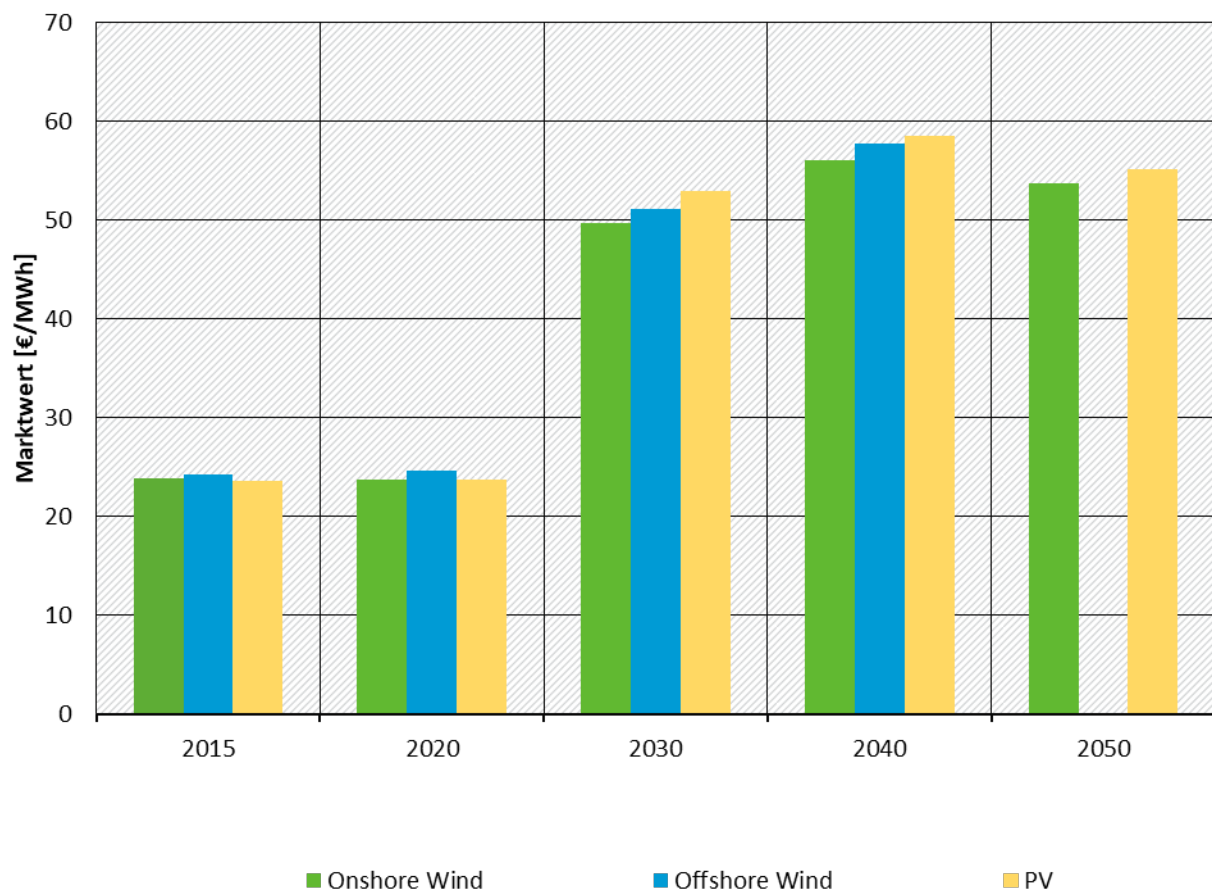
Der CO₂-Preis bleibt auch mit der Einführung der technologiespezifischen EE-Ziele für die Modellregion auf einem ähnlichen Niveau wie im EE-Szenario 1 und verändert sich nur geringfügig. Im Jahr 2030 liegt der CO₂-Preis um +0,94 €/tCO₂ über dem EE-Szenario 1 (26,68 €/tCO₂), während er in 2040 um -0,55 €/tCO₂ niedriger liegt (61,94 €/tCO₂). Im Jahr 2050 ist der CO₂-Preis in beiden Szenarien identisch und wird weiterhin durch den Einsatz von PtG gesetzt.⁵⁹

Die Strompreise verändern sich gegenüber dem EE-Szenario 1 nur punktuell. Im Jahr 2030 liegt der Strompreis im (ungewichteten) Mittel über alle Marktzone um +0,67 €/MWh über dem EE-Szenario 1. Dabei gehen die Strompreise in den südlichen Marktzone ITSI und IB durch den dortigen PV-Ausbau zurück, während sie in den anderen Marktzone durch die geringeren Onshore-Kapazitäten steigen. In den Jahren 2040 und 2050 liegen die Strompreise im (ungewichteten) Mittel niedriger als im EE-Szenario 1 (2040: -0,37 €/MWh; 2050: -1,38 €/MWh). Die Strompreise liegen im Jahr 2050 mit Ausnahme von GBIE und DKNOSEFI in allen Marktzone unter denen im EE-Szenario 1. Analog dazu liegt der durchschnittliche Strompreis in der deutschen Marktzone im Jahr 2030 um +1,60 €/MWh über dem EE-Szenario 1 (56,68 €/MWh), ehe er in 2040 mit -1,51 €/MWh (66,03 €/MWh) und in 2050 mit -2,06 €/MWh (82,14 €/MWh) unter dem EE-Szenario 1 liegt.

Der absolute Marktwert von Onshore in der deutschen Marktzone liegt in 2030 um +2,65 €/MWh über dem EE-Szenario 1, während sich der PV Marktwert gegenüber dem EE-Szenario 1 nicht verändert. Im Jahr 2040 verändert sich dagegen der Onshore Marktwert mit +0,34 €/MWh gegenüber dem EE-Szenario 1 nur leicht, während der PV-Marktwert um -7,37 €/MWh unter dem EE-Szenario 1 liegt. Dies zeigt, dass der PV-Zubau in 2040 zu einer deutlichen Veränderung in der Preisstruktur führt, sodass der Wert der PV-Einspeisung sinkt. Im Jahr 2050 liegen die absoluten Marktwerte für Onshore und PV jeweils unter dem EE-Szenario 1 (Onshore: -1,21 €/MWh; PV: -3,61 €/MWh), was im Großteil auf die niedrigeren Strompreise zurückzuführen ist. Wie im EE-Szenario 1 liegen die Marktwerte im Jahr 2050 unter den Marktwerten im Jahr 2040. Abbildung 87 zeigt die Entwicklung der EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone.

Die relativen Marktwerte von Onshore und PV entwickeln sich dagegen im Vergleich zum EE-Szenario 1 entgegengesetzt. Während die relativen Marktwerte von Onshore gegenüber dem EE-Szenario steigen (2030: +2,3%Pkte; 2040: +2,5%Pkte; 2050: +0,2%Pkte), fallen sie bei PV gegenüber dem Vergleichsszenario (2030: -2,7%Pkte; 2040: -8,9%Pkte; 2050: -2,6%Pkte). Das liegt, wie schon oben erwähnt, an der veränderten Preisstruktur, die durch die höheren PV-Kapazitäten und niedrigeren Onshore-Kapazitäten eher zu niedrigen Marktwerten für PV und höheren Marktwerten für Onshore führt.

⁵⁹ S. Abschnitt 5.7.3.

Abbildung 87: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im EE-Szenario 4

Quelle: Eigene Berechnungen.

7.8 Klima-Vorreiter Deutschland

Im Vorreiter-Szenario werden, wie bereits in Kapitel 4 beschrieben, die CO₂-Emissionen in der deutschen Marktzone früher und in größerem Umfang reduziert, als es auf der Ebene der Modellregion der Fall ist. In diesem Sinne nimmt Deutschland eine Vorreiterrolle ein. Die Minderungsziele liegen bei 75% ggü. 1990 im Modelljahr 2030, 90% im Jahr 2040 und 100% im Jahr 2050 (s. Kapitel 5.1.3.2). Damit die zusätzlichen CO₂-Einsparungen in der deutschen Marktzone auch effektiv zu geringeren Emissionen in Europa führen, wird das Emissionsbudget für die Modellregion als Ganze um die Mehrminderungen in der deutschen Marktzone reduziert.

Da auf Basis allein dieser Annahmen zu erwarten wäre, dass sich die Stromerzeugung aus der deutschen Marktzone in die Nachbarzonen verlagern und stattdessen mehr importiert würde, wird auf Wunsch des Umweltbundesamtes in diesem Szenario eine heimische Mindest-Stromerzeugung (exkl. Pumpspeicher) in der deutschen Marktzone in Höhe der heimischen Erzeugung im EE-Szenario 2 vorgegeben. Aus dem EE-Szenario 2 werden außerdem alle EE-Ziele übernommen, d. h. wir gehen im Vorreiter-Szenario wieder von europäischen und nationalen technologieneutralen Fördersystemen aus.

Da die größten Veränderungen im Vergleich zum EE-Szenario 2 in der deutschen Marktzone zu erwarten sind, legen wir im Folgenden den Fokus auf diese Marktzone.

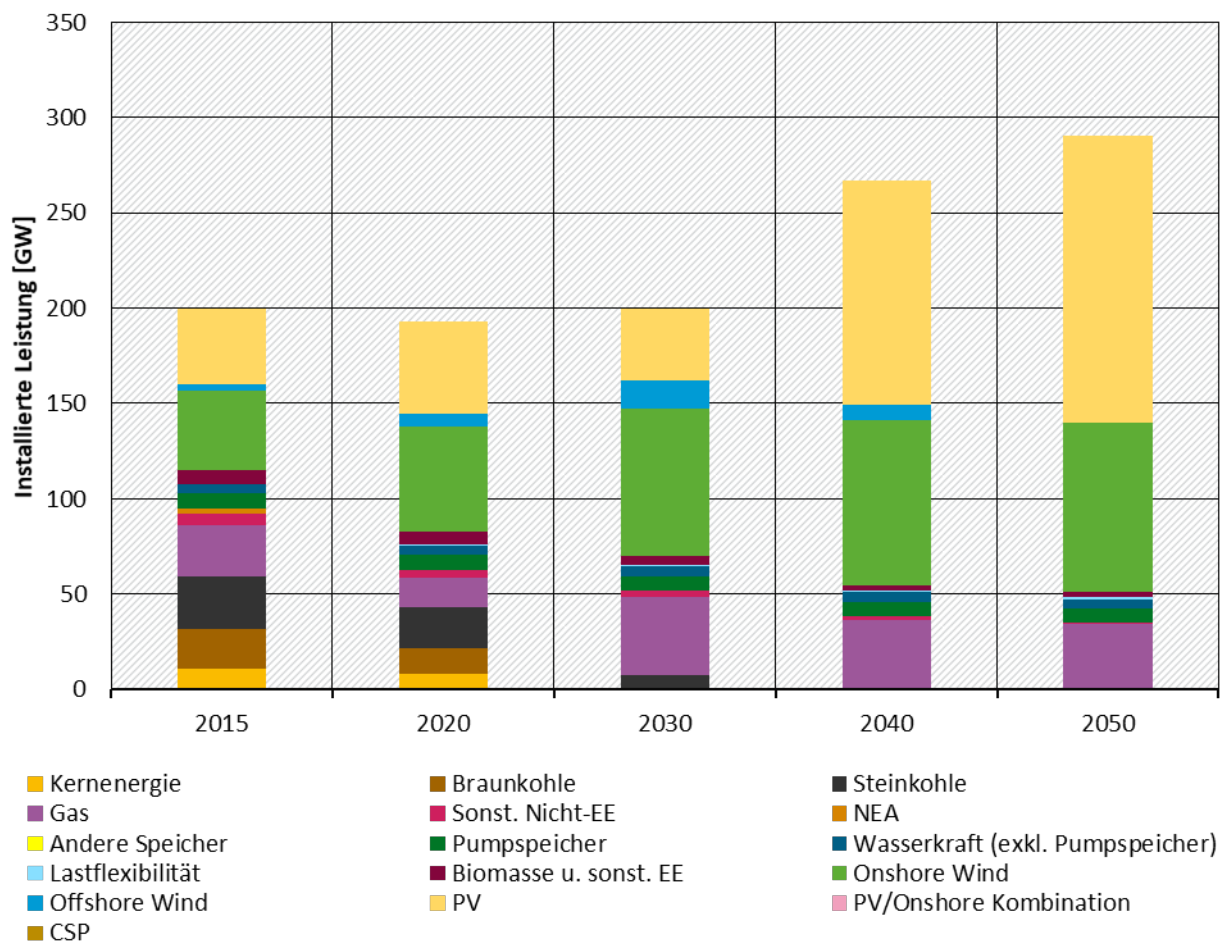
Kosten

Wie angesichts des Szenariodesigns zu erwarten, steigen die Gesamtkosten im Vergleich zum EE-Szenario 2. Der Barwert der Gesamtkosten 2015-2050 liegt bei 3.248 Mrd. €, also um rund +31 Mrd. € bzw. +1% höher. Da die strengeren Minderungsziele zu einem stärkeren EE-Ausbau führen, steigen die Fixkosten der erneuerbaren Energien. Sie machen den größten Teil der Kostensteigerung aus. Zusätzlich steigen im Vorreiter-Szenario trotz der geringeren konventionellen Stromerzeugung die variablen Kosten, da kohlebasierte Erzeugung durch emissionsärmere, aber teurere erdgasbasierte Erzeugung ersetzt wird.

Stromerzeugungskapazitäten

Aufgrund der ambitionierteren CO₂-Minderungspfade werden in der deutschen Marktzone wie erwartet die erneuerbaren Energien stärker ausgebaut. Der EE-Ausbau in der deutschen Marktzone erfolgt im Vergleich zum EE-Szenario 2 in erster Linie über zusätzliche PV-Kapazitäten in Höhe von +6,7 GW in 2030, +66,3 GW in 2040 und +2,4 GW in 2050. Die Onshore-Kapazitäten bleiben dagegen mit Schwankungen um weniger als +/- 1 GW auf dem Niveau des EE-Szenarios 2. Insgesamt sind im Vorreiter-Szenario Wind- und PV-Kapazitäten in Höhe von 129,8 GW im Jahr 2030 installiert, die bis 2040 auf 212,7 GW und bis 2050 auf 239,4 GW ansteigen.

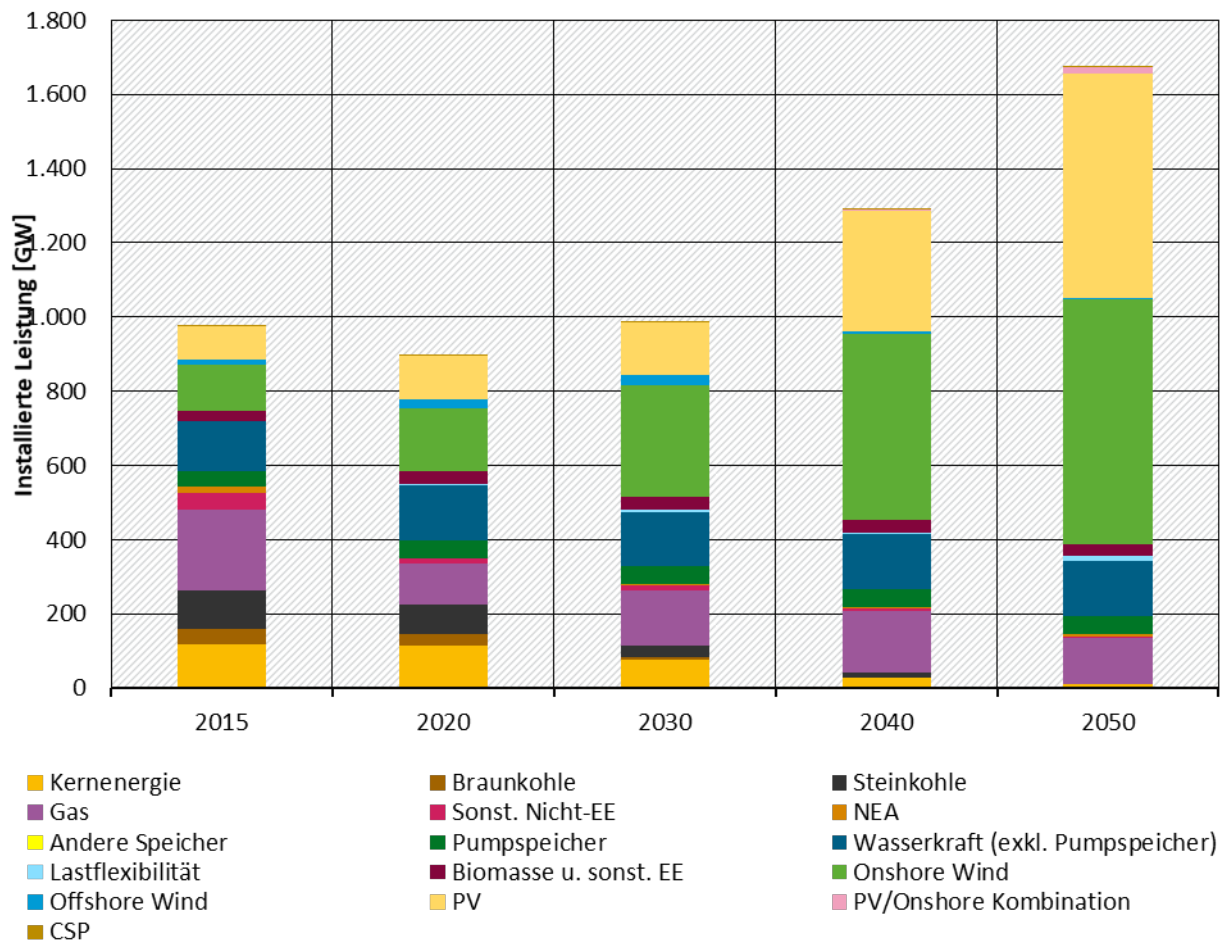
Im Bereich der konventionellen Technologien werden aufgrund der ambitionierten Klimaziele Braun- und Steinkohlekapazitäten teilweise früher stillgelegt als im EE-Szenario 2. Das führt dazu, dass im Jahr 2030 die installierte Leistung der Kohlekraftwerke um -11,9 GW niedriger ausfällt und nur noch bei 6,2 GW liegt. Wie bereits im EE-Szenario 2 gehen die letzten Kohlekapazitäten dann vor 2040 außer Betrieb. Im Jahr 2030 wird der Rückgang der Kohlekapazitäten durch eine höhere Leistung von Gaskraftwerken nahezu vollständig ausgeglichen. Diese höhere Leistung resultiert aus einem teilweise aus 2040 vorgezogenen Zubau von GuD- und Gas-KWK-Kraftwerken, für den jedoch im Gegenzug der Zubau von Gasturbinen in 2030 reduziert wird. Insgesamt liegt die konventionelle Leistung im Jahr 2030 um -1,7 GW leicht niedriger als im EE-Szenario 2. In den Jahren 2040 und 2050 liegt die konventionelle Leistung dann um -10,3 GW bzw. -7,2 GW niedriger, wobei der Großteil der Veränderung auf den eben genannten Verzicht auf den Zubau von Gasturbinen in 2030 zurückzuführen ist. Abbildung 88 zeigt die Gesamtentwicklung der Kapazitäten in der deutschen Marktzone.

Abbildung 88: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Vorreiter-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

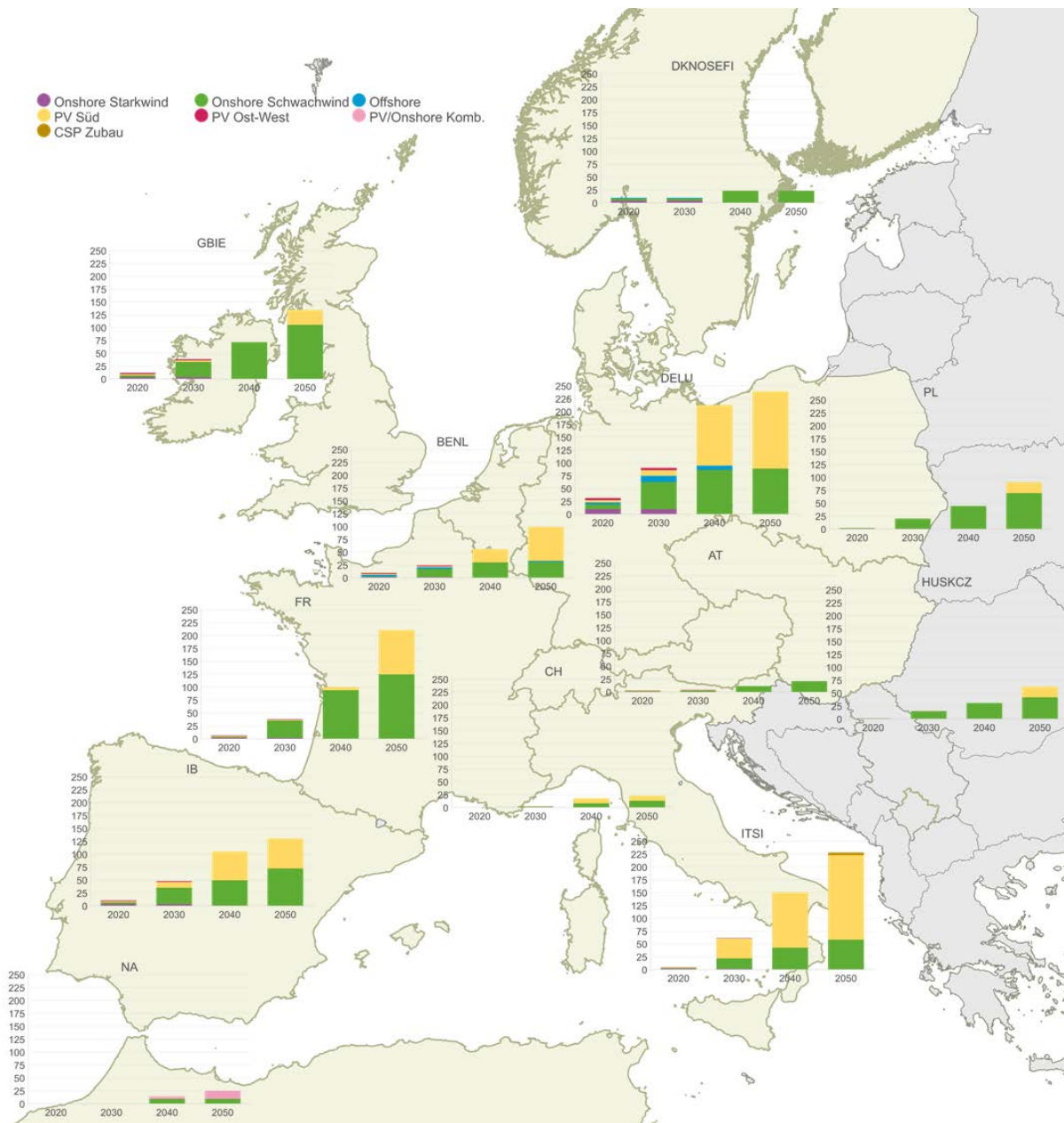
In der Modellregion zeigen sich vereinzelte Anpassungsreaktionen auf die Veränderungen in der deutschen Marktzone, die im Vergleich zu den jeweiligen Gesamtkapazitäten sehr gering ausfallen (s. Abbildung 89). Die Unterschiede in den EE-Kapazitäten in der restlichen Modellregion liegen im Bereich von +/-2 bis 3 GW, wobei die Onshore-Kapazitäten in der Tendenz etwas höher und die PV-Kapazitäten eher etwas niedriger ausfallen. Im Bereich der konventionellen Kapazitäten ist in den Jahren 2030-2050 jeweils ein leichter Anstieg der installierten Leistung von Gaskraftwerken zu beobachten (in erster Linie Gasturbinen), die im Bereich von +1 bis +5 GW gegenüber dem EE-Szenario 2 liegen.

Abbildung 89: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Vorreiter-Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 90 zeigt die Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion anhand einer Karte. Gegenüber dem EE-Szenario 2 gibt es mit Ausnahme der deutschen Marktzone nur geringfügige Änderungen der EE-Kapazitäten in der Modellregion. Der endogene Offshore-Zubau findet in der belgisch-niederländischen Marktzone im Jahr 2050 weiterhin statt, liegt aber mit 1,9 GW bzw. -0,1 GW minimal unter dem EE-Szenario 2.

Abbildung 90: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Vorreiter-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

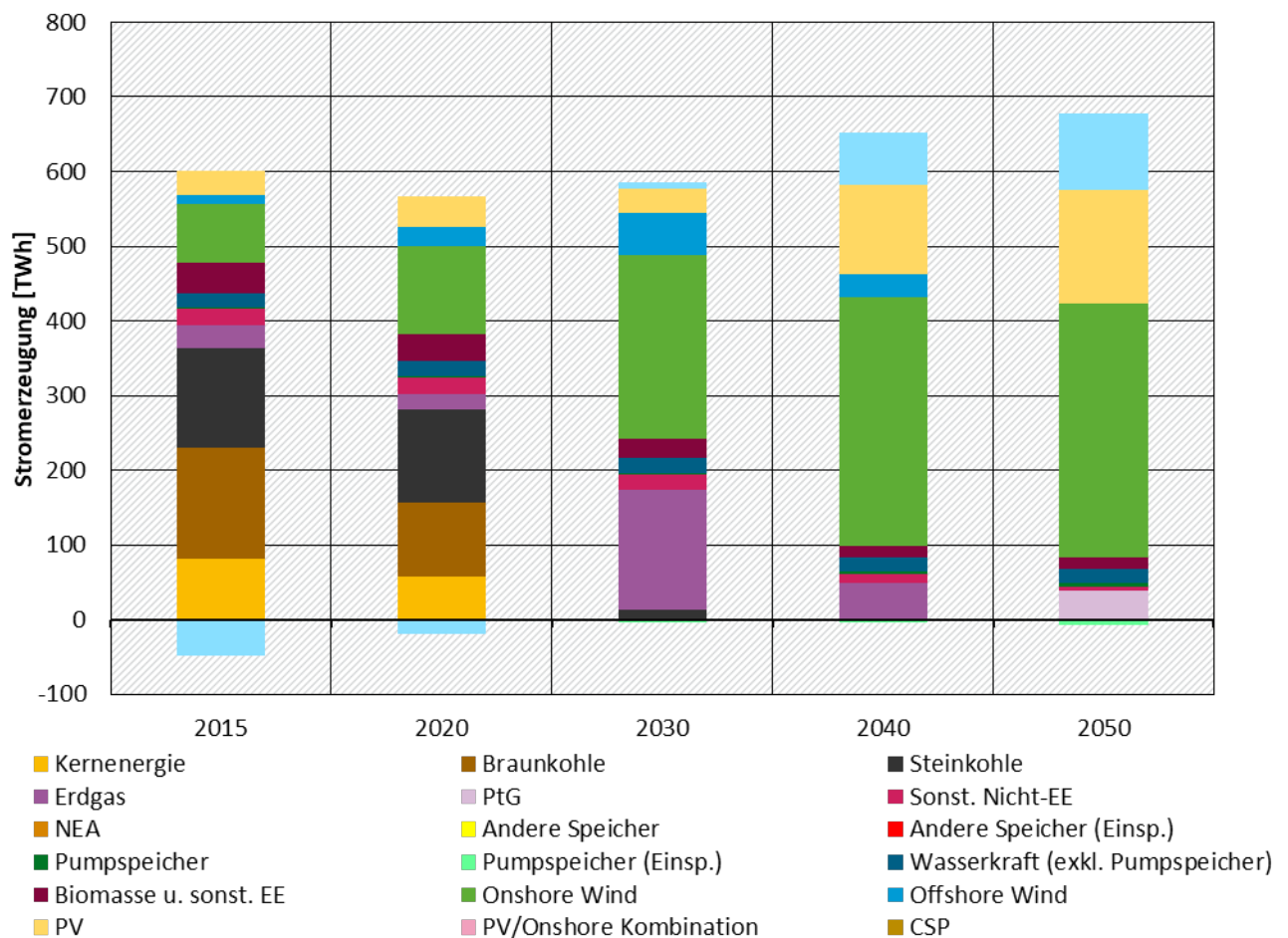
Stromerzeugung

Die Entwicklung der Stromerzeugung folgt im Vorreiter-Szenario der eben beschriebenen Kapazitätsentwicklung. In der deutschen Marktzone steigt die EE-Erzeugung aus Onshore und PV gegenüber dem EE-Szenario 2 an. Die Erzeugung aus Onshore und PV beträgt im Jahr 2030 335,2 TWh (+8,8 TWh), im Jahr 2040 484,1 TWh (+69,4 TWh) und im Jahr 2050 492,3 TWh (+0,1 TWh). Die konventionelle thermische Erzeugung geht in einer ähnlichen Größenordnung zurück, in der die EE-Erzeugung zunimmt, was maßgeblich auf die Vorgabe der heimischen Mindesterzeugung zurückzuführen ist. Im Jahr 2030 nimmt die kohlebasierte Erzeugung um -121,7 TWh auf 13,9 TWh ab, was auf die ambitionierten deutschen Klimaziele in 2030 zurückzuführen ist. Die Erzeugung aus Erdgas nimmt dagegen um +113,0 TWh zu und liegt in 2030 bei

159,9 TWh. Insgesamt liegt die thermische Erzeugung im Jahr 2030 bei 194,0 TWh. Im Jahr 2040 geht die konventionelle thermische Erzeugung gegenüber dem EE-Szenario 2 deutlich um -69,5 TWh auf 61,3 TWh zurück, wobei der größte Anteil an der verbleibenden Erzeugung auf Erdgas entfällt (49,4 TWh). Im Jahr 2050 ist dann die konventionelle thermische Erzeugung gegenüber dem EE-Szenario 2 nahezu unverändert.

Der Nettoimport der deutschen Marktzone steigt gegenüber dem EE-Szenario 2 im Jahr 2030 um +10,4 TWh und im Jahr 2040 um +16,4 TWh, während er sich im Jahr 2050 mit -0,6 TWh auf einem ähnlichen Niveau wie im EE-Szenario 2 befindet. Dabei ist die deutsche Marktzone im Jahr 2030 in diesem Szenario ein Nettoimporteureur (+8,0 TWh), während sie im EE-Szenario 2 ein Nettoexporteur (-2,4 TWh) ist. Der Anstieg der Nettoimporte ist im Jahr 2030 in erster Linie auf einen Rückgang der Exporte zurückzuführen und im Jahr 2040 auf einen Anstieg der Importe. Es zeigt sich also, dass die (bindende) Vorgabe der heimischen Mindesterzeugung auf Basis der Ergebnisse des EE-Szenarios 2 nicht gleichbedeutend mit einer unveränderten Austauschbilanz ist. Denn der veränderte Technologiemitx, die damit einhergehenden Veränderungen in der Höhe und Struktur der EE-Einspeisung und die entsprechenden Änderungen der Preisstruktur bringen Veränderungen im europäischen Austausch und der Austauschbilanz mit sich. Abbildung 91 gibt einen Überblick über die Stromerzeugung und Nettoimporte in der deutschen Marktzone.

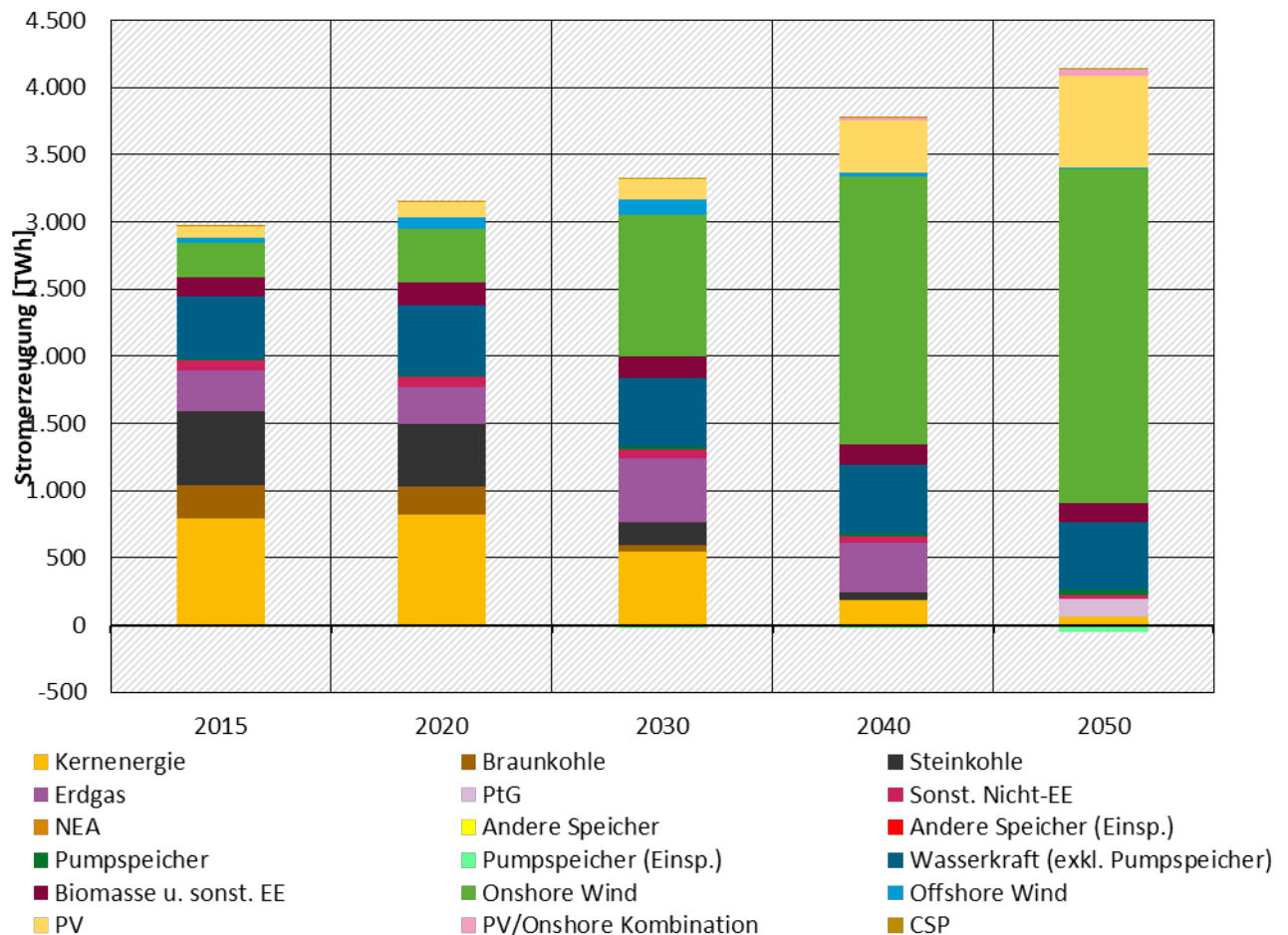
Abbildung 91: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Vorreiter-Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Stromerzeugung in der Modellregion verändert sich mit Ausnahme von der deutschen Marktzone nur in begrenztem Maße, wobei die Änderungen analog zum Kapazitätsmix auf Anpassungsreaktionen an die Veränderungen in der deutschen Marktzone zurückzuführen sind. Die Änderungen liegen jedoch pro Marktzone, Jahr und Technologie im einstelligen TWh-Bereich. Abbildung 92 gibt einen Überblick über die Stromerzeugung in der Modellregion im Vorreiter-Szenario.

Abbildung 92: Stromerzeugung in der Modellregion im Vorreiter-Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

Auf Seiten der flexiblen Verbraucher kommt es in der deutschen Marktzone zu einzelnen Veränderungen an beiden Enden des Spektrums. Während sich der Fuel-Switch von O-LKW in der deutschen Marktzone sich quasi nicht von dem EE-Szenario 2 unterscheidet, steigt die Häufigkeit des Einsatzes der Lastflexibilität klassischer Verbraucher in den Jahren 2030-2050 gegenüber dem EE-Szenario 2. Der maximale Einsatz liegt aber weiterhin unverändert bei 806 MW. Auf Seiten der verbrauchssteigenden Flexibilitätsoption gibt es beim Marker der PtG-Produktion gegenüber dem EE-Szenario 2 keine relevanten Veränderungen. Der Stromverbrauch von dezentraler PtH steigt in der deutschen Marktzone in den Jahren 2030 und 2040 gegenüber dem EE-Szenario 2 um +1 TWh auf 1,4 TWh bzw. um +0,7 TWh auf 1 TWh. Die größte Veränderung bei den flexiblen Verbrauchern ist bei der großen PtH zu sehen, deren Einsatz im Jahr 2030 um +10,7 TWh auf 16,3 TWh und im Jahr 2040 um +15,1 TWh auf 25,2 TWh steigt. Im Jahr 2050

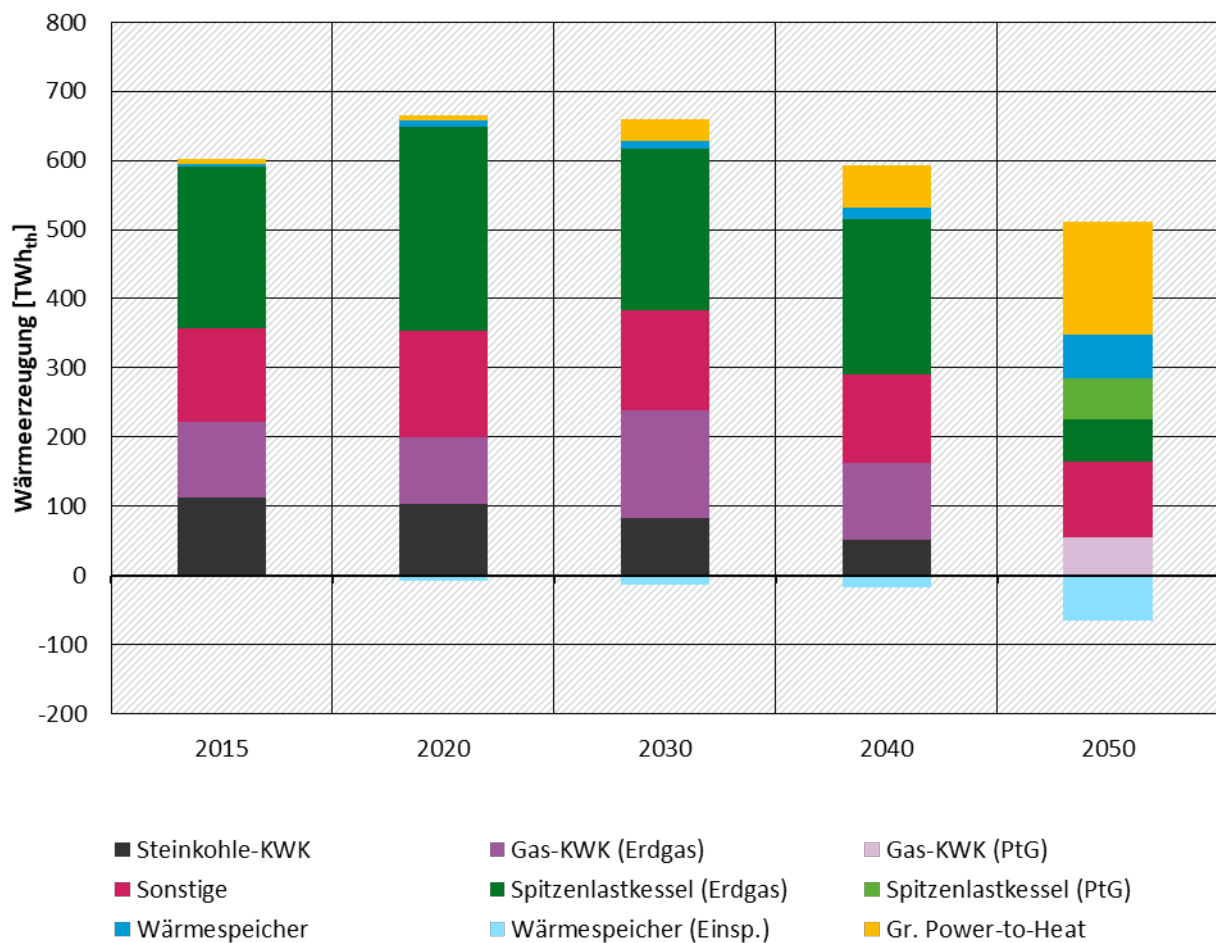
liegt dann der Stromverbrauch von großer PtH bei 28,7 TWh und damit auf einem ähnlichen Niveau wie im EE-Szenario 2.

In der deutschen Marktzone steigt somit der Stromverbrauch in den Jahren 2030 und 2040 im Vergleich zum EE-Szenario 2. Der gleichzeitige Anstieg der EE-Erzeugung dominiert jedoch den Anstieg des zusätzlichen Stromverbrauchs, sodass der EE-Anteil in 2030 um +0,9%Pkte auf 65,3% und in 2040 um +9,0%Pkte auf 81,0% gegenüber dem Vergleichsszenario ansteigt. Im Jahr 2050 ist der EE-Anteil in der deutschen Marktzone mit 79,9% unverändert gegenüber dem EE-Szenario 2.

In den restlichen Marktzone der Modellregion gibt es kaum Veränderungen im Einsatz der Flexibilitätsoptionen gegenüber dem EE-Szenario 2. Wir bewegen uns hier im niedrigen einstelligen TWh-Bereich, in dem es je Marktzone und Jahr zu Veränderungen kommt.

Wärmeerzeugung

Die Wärmeerzeugung in der deutschen Marktzone verändert sich entlang der bereits beschriebenen Effekte. In den Jahren 2030 und 2040 steigt der Einsatz von großer PtH (2030: +10,5 TWh_{th}; 2040: +14,8 TWh_{th}) sowie der Einsatz von Wärmespeichern (2030: +2,7 TWh_{th}; 2040: +4,1 TWh_{th}). Im Jahr 2030 kommt die restliche Wärmeerzeugung verstärkt aus Gas-KWK und ersetzt dabei Wärmeerzeugung aus Spitzenlastkesseln, was der Entwicklung am Strommarkt folgt. Im Jahr 2040, in dem die Stromerzeugung aus Gas-KWK zurückgeht, geht ebenso die Wärmeerzeugung aus Gas-KWK zurück und wird durch eine höhere Wärmeerzeugung von Spitzenlastkesseln ausgeglichen. Im Jahr 2050 ändert sich die Wärmeerzeugung in der deutschen Marktzone nur dahingehend, dass nun auch die verbleibende Erzeugung in Spitzenlastkesseln nahezu vollständig auf CO₂-freies PtG umgestellt wird, um die ambitionierteren CO₂-Ziele zu erreichen. In den restlichen Marktzone in der Modellregion gibt es keine signifikanten Veränderungen gegenüber dem EE-Szenario 2. Abbildung 93 gibt einen Überblick über die Wärmeerzeugung in der Modellregion im Vorreiter-Szenario.

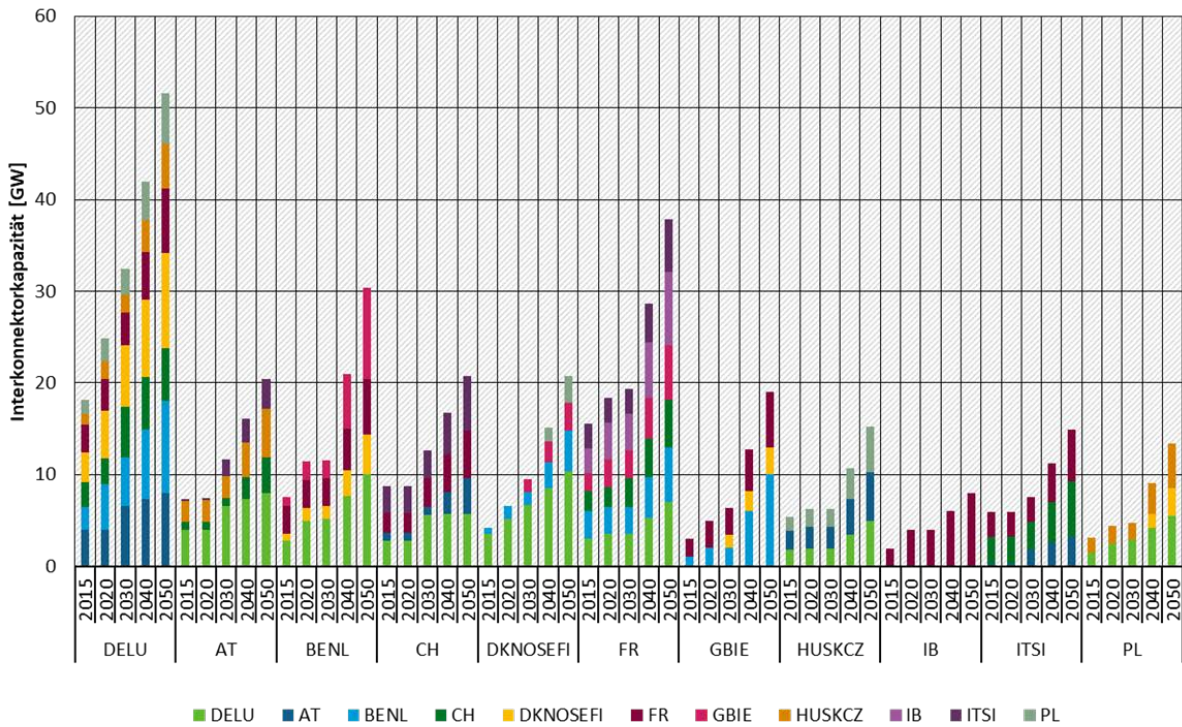
Abbildung 93: Wärmeerzeugung in der Modellregion im Vorreiter-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

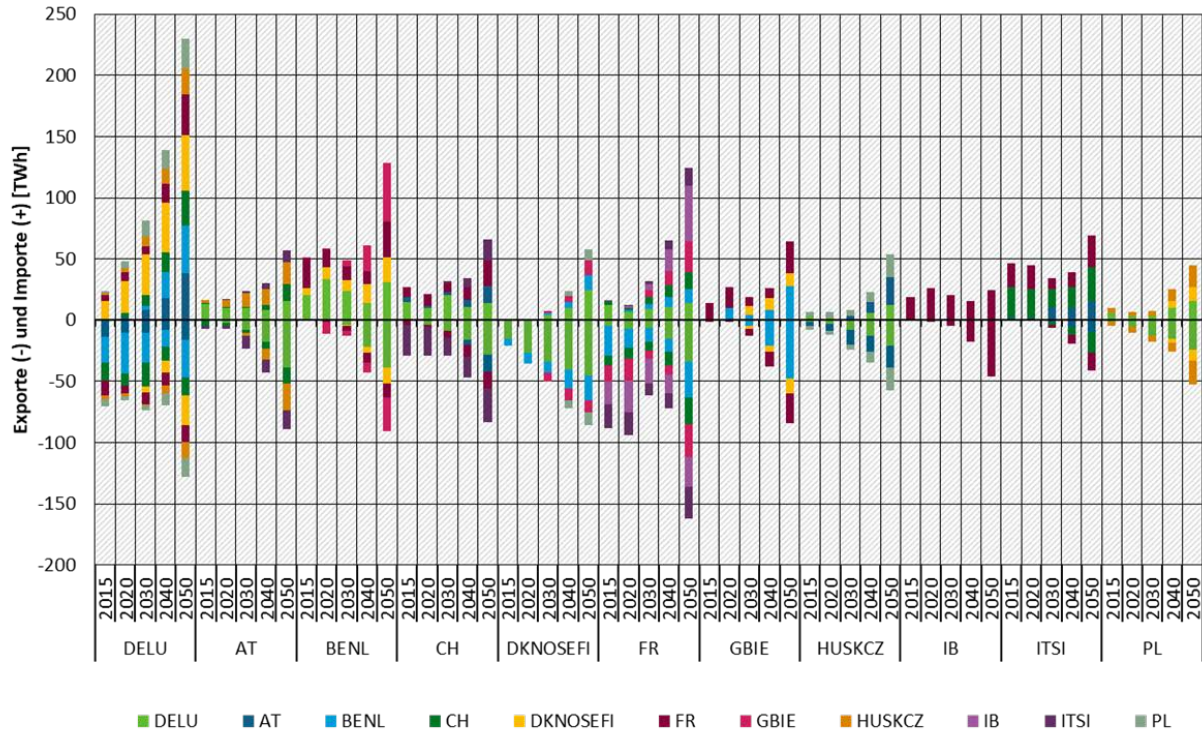
Beim Stromnetz gibt es gegenüber dem EE-Szenario 2 nur punktuelle Veränderungen, die die Interkonnektoren zur deutschen Marktzone betreffen. Dabei wird der Ausbau der Verbindungen nach Österreich (+0,7 GW) und nach Skandinavien (+1,4 GW) von 2050 auf 2040 teilweise vorgezogen. Abbildung 94 gibt einen Überblick über die Importkapazitäten je Marktzone. Der grenzüberschreitende Austausch der deutschen Marktzone nimmt, wie bereits angedeutet, gegenüber dem EE-Szenario 2 zu. Im Jahr 2030 steigen dabei die Importe um +2,0 TWh auf 81,4 TWh, während die Exporte um -8,4 TWh auf 73,4 TWh gegenüber dem Vergleichsszenario fallen. Im Jahr 2040 steigen die Importe um +20,3 TWh auf 138,9 TWh und die Exporte um +3,9 TWh auf 69,4 TWh. Im Jahr 2050 ändert sich der grenzüberschreitende Austausch der deutschen Marktzone gegenüber dem EE-Szenario 2 quasi nicht. Im Rest der Modellregion kommt es nur zu geringfügigen Änderungen des Austausches, wobei die beobachteten Unterschiede in den Importen und Exporten bei maximal 2 TWh liegen. Abbildung 95 zeigt den Stromaustausch im Vorreiter-Szenario je Marktzone.

Abbildung 94: Interkonnektorkapazitäten im Vorreiter-Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 95: Stromaustausch im Vorreiter-Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preis, Strompreis und EE-Marktwert

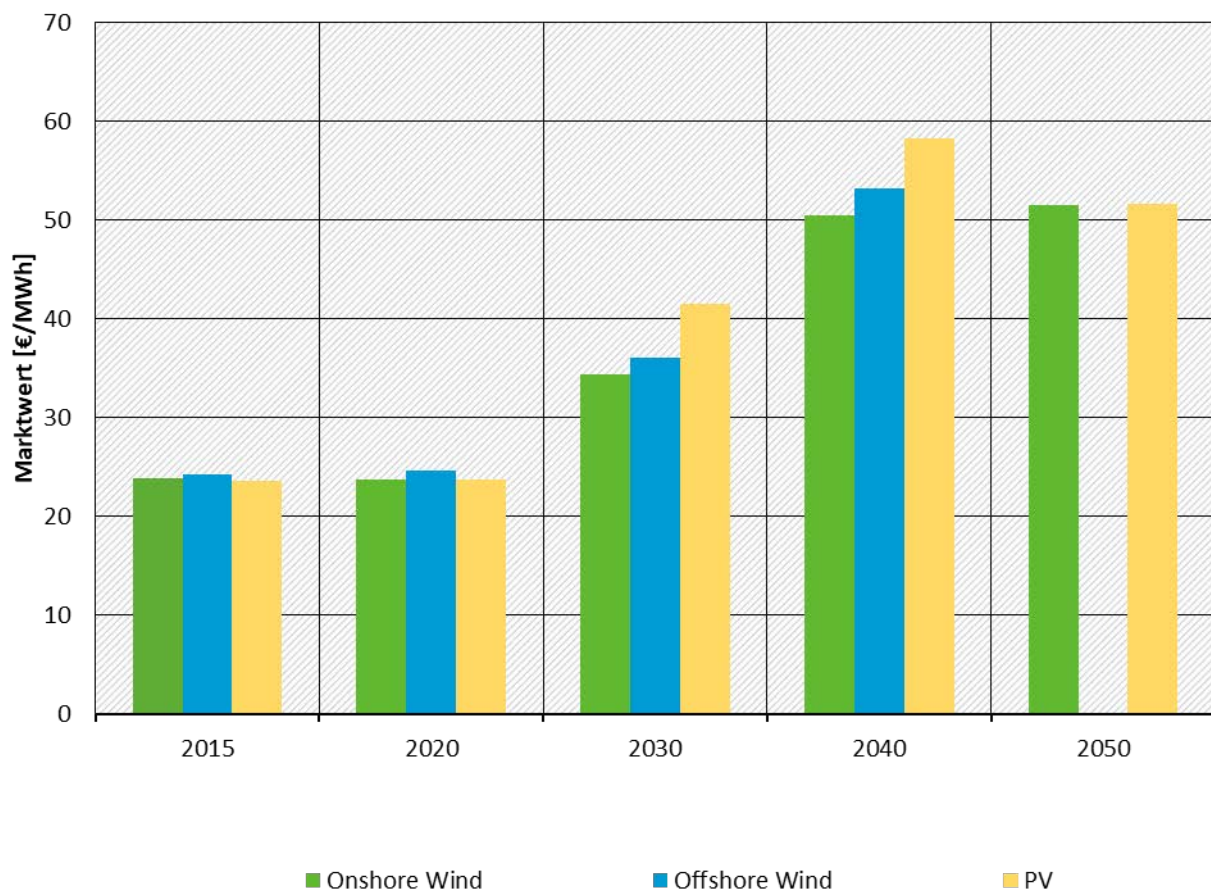
Der europäische CO₂-Preis steigt im Vorreiter-Szenario durch das – um die deutschen Mehr-Minderungen reduzierte – CO₂-Budget erwartungsgemäß leicht gegenüber dem EE-Szenario 2 an (bei vorgegebener gleicher heimischer Erzeugung in Deutschland). Der CO₂-Preis liegt in 2030 um +2,54 €/tCO₂ (4,37 €/tCO₂) und in 2040 um +4,06 €/tCO₂ (62,67 €/tCO₂) über dem EE-Szenario 2. Die CO₂-Preise sind jedoch in diesen Jahren weiterhin deutlich niedriger als im Netzrestriktionsszenario. Im Jahr 2050 wird der CO₂-Preis durch PtG gesetzt.⁶⁰ Die CO₂-Preise für die deutsche Marktzone liegen in den Jahren 2030 und 2040 durch das knappere CO₂-Budget mit 73,79 €/tCO₂ und 102,34 €/tCO₂ deutlich über den CO₂-Preisen der Modellregion. Im Jahr 2050 gilt für die deutsche Marktzone der europäische, durch PtG gesetzte CO₂-Preis.

Der durchschnittliche Strompreis in der deutschen Marktzone liegt aufgrund der zusätzlichen Emissions-Restriktionen ab dem Jahr 2030 erwartungsgemäß über dem EE-Szenario 2. Der durchschnittliche Strompreis ist im Jahr 2030 um +1,64 €/MWh höher (43,49 €/MWh), im Jahr 2040 um +1,76 €/MWh (64,91 €/MWh) und im Jahr 2050 um +0,91 €/MWh (80,39 €/MWh) höher als im EE-Szenario 2. Der durchschnittliche Strompreis in der deutschen Marktzone bleibt dennoch ab 2030 – ebenso wie im EE-Szenario 2 – deutlich niedriger als im Netzrestriktionsszenario. Der zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien führt demnach zu niedrigeren durchschnittlichen Strompreisen in Deutschland, trotz ambitionierterer Emissionminderungen in Deutschland und der Modellregion. Mit den steigenden CO₂-Preisen in der Modellregion steigen im (ungewichteten) Mittel aller Marktzone ebenso die europäischen Strompreise im Vergleich zum EE-Szenario 2. In den Jahren 2030 bis 2050 liegt das (ungewichtete) Mittel der Strompreise aller Marktzone um +1,29 €/MWh in 2030, um +0,95 €/MWh in 2040 und um +0,87 €/MWh in 2050 höher als im EE-Szenario 2.

Die absoluten Marktwerte in der deutschen Marktzone liegen im Jahr 2030 für Onshore mit 34,35 €/MWh (+2,93 €/MWh) und für PV mit 41,47 €/MWh (+0,98 €/MWh) oberhalb des EE-Szenarios 2. Im Jahr 2040 steigen sowohl die Onshore- als auch die PV-Marktwerte gegenüber dem Vorjahr um mehr als +40% auf 50,47 €/MWh für Onshore bzw. 58,29 €/MWh für PV an. Im Vergleich zum EE-Szenario 2 liegt der Onshore-Marktwert damit um +1,54 €/MWh höher, der PV-Marktwert jedoch um -3,14 €/MWh niedriger. Dies liegt an der veränderten Preisstruktur durch den signifikanten PV-Zubau im Jahr 2040. Im Jahr 2050 sind die Marktwerte für Onshore (51,51 €/MWh) und PV (51,67 €/MWh) fast gleich hoch und liegen beide oberhalb des EE-Szenarios 2.

Abbildung 96 zeigt die absoluten EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Vorreiter-Szenario.

⁶⁰ Siehe Abschnitt 5.7.3.

Abbildung 96: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Vorreiter-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei den relativen Marktwerten sehen wir die Effekte der Veränderungen im TechnologiemiX und in den Preisstrukturen deutlicher als bei den absoluten Marktwerten. Der relative Marktwert von Onshore liegt in 2030 bei 79,0% und damit um 3,9%Pkte oberhalb des EE-Szenarios 2. Im gleichen Jahr liegt der relative Marktwert für PV bei 95,4%, damit um -1,4%Pkte unter dem EE-Szenario 2. Im Jahr 2040, in dem sehr viel PV zugebaut wird, sinkt der relative Marktwert mit 89,8% um -7,5%Pkte gegenüber dem EE-Szenario 2. Der relative Marktwert für Onshore ist dagegen mit 77,8% gegenüber dem EE-Szenario 2 nahezu (+0,3%) unverändert. Im Jahr 2050 liegen die relativen Marktwerte von Onshore und PV bei 64,1% bzw. 64,3% und unterscheiden sich damit quasi nicht von den Ergebnissen im EE-Szenario 2.

7.9 Ambitionierter EU-Klimaschutz

Im Szenario mit ambitionierteren Klimaschutzzielen in Europa werden die CO₂-Minderungsvorgaben nochmals angezogen (s. Kapitel 4 und Kapitel 5.1.3.2). Dabei wird nicht nur eine vollständige statt einer 99%igen Dekarbonisierung der Strom- und Wärmesektoren bis 2050 als Ziel ausgegeben, sondern auch eine umfassendere CO₂-Minderung bereits in den früheren Jahren. Im Jahr 2030 liegt die Zielvorgabe daher bei einer 80%igen Minderung (ggü. 1990), statt bei den 59% der anderen Szenarien. Im Jahr 2040 sollen dann 95% Minderung statt bisher 79% erreicht sein. Die CO₂-Mengenvorgaben sind in diesem Szenario der alleinige Anreiz zur Dekarbonisierung, d. h. es werden im Gegensatz zu den EE- und Vorreiter-Szenarien keine EE-Ziele vorgegeben. Der Maßstab für den Szenariovergleich ist demnach hier das Netzrestriktionsszenario.

Kosten

Die ambitionierten Klimaschutzziele führen dazu, dass der Barwert der Gesamtkosten um +332,2 Mrd. € gegenüber dem Netzrestriktionsszenario deutlich steigt. Die Veränderung von +10,4 % geht hauptsächlich auf die höheren Investitions- und fixen Betriebs- und Wartungskosten der EE zurück. Durch die ambitionierteren CO₂-Zielvorgaben werden im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario EE-Zubauten in die Jahre 2030 und 2040 vorgezogen. Zum einen sind die früheren Zeitpunkte des Zubaus mit höheren spezifischen Kosten verbunden, da die Lernkurven der erneuerbaren Energien weniger weit abgeschritten sind. Zum anderen werden frühere Jahre gegenüber späteren Jahren weniger stark abdiskontiert, sodass die früheren Zubauten ein höheres Gewicht im Barwert haben.

Bei den jährlichen Gesamtkosten werden die Effekte der vorgezogenen EE-Zubauten deutlich. Im Jahr 2030 liegen die jährlichen Gesamtkosten des ambitionierten EU-Klimaschutz +11,3 % über den Netzrestriktionsszenario. Die jährlichen Kosten im Jahr 2050 liegen dann nur noch um 2,9 % bzw. 6,5 Mrd. € höher als im Netzrestriktionsszenario. Dabei ist zu bedenken, dass im Jahr 2050 die Gutschriften für dezentrales PtH annahmegemäß durch die Opportunitätskosten der PtG-Wärmeerzeugung gesetzt werden und damit höher liegen als im Netzrestriktionsszenario. Dadurch liegen die Gutschriften im Jahr 2050 bei 0,7 Mrd. € und damit um 0,5 Mrd. € höher als im Netzrestriktionsszenario, sodass der Kostenanstieg minimal gedämpft wird. Insgesamt sind also die jährlichen Zusatzkosten des letzten 1% der CO₂-Minderung im Jahr 2050 im Vergleich zu den Kostenänderungen in den früheren Jahren niedriger.

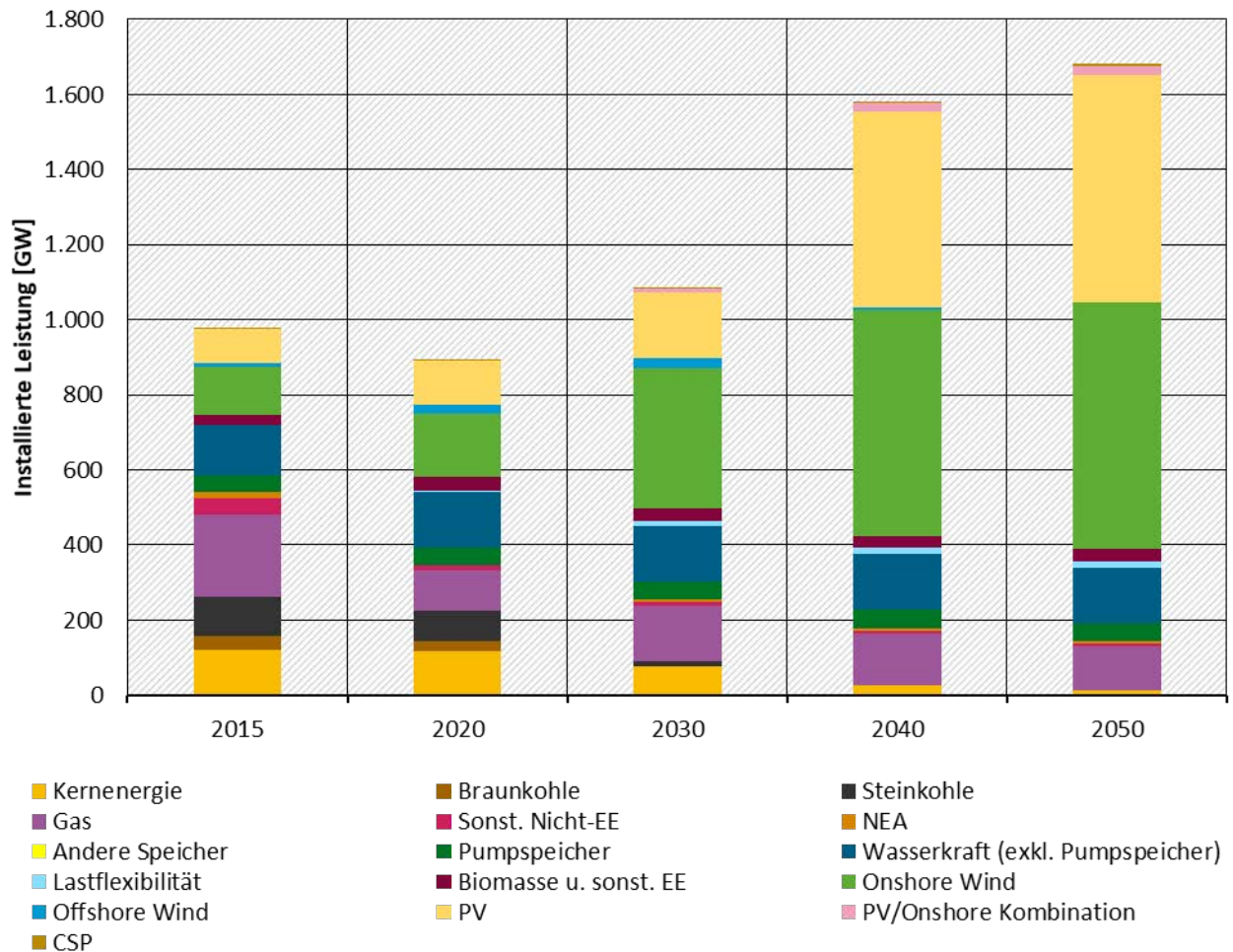
Stromerzeugungskapazitäten

Die höheren CO₂-Minderungsvorgaben führen bei den Stromerzeugungskapazitäten insbesondere in den Jahren 2030 und 2040 zu einem deutlichen Zuwachs von Windenergieanlagen und PV-Kapazitäten, sowie zu einem gleichzeitig signifikanten Rückgang von konventioneller thermischer Erzeugungsleistung. Im Jahr 2030 steigen die EE-Kapazitäten in der Modellregion um +197,3 GW auf 588,5 GW und im Jahr 2040 sogar um +399,8 GW auf 1.154,8 GW an. Dabei ist der Zuwachs in 2030 vor allem auf zusätzliche Windkapazitäten (Wind: +110,6 GW; PV: +74,2 GW) zurückzuführen, während er in 2040 vor allem auf zusätzliche PV-Kapazitäten (Wind: +134,2 GW; PV: + 253,1 GW) zurückzuführen ist. Im Jahr 2050 liegen die EE-Kapazitäten mit 1.287,9 GW und einem Zuwachs von +17,9 GW auf einem vergleichbaren Niveau wie im Netzrestriktionsszenario. In allen Jahren 2030 bis 2050 liegen die Windkapazitäten über den PV-Kapazitäten. Daneben werden die kombinierten Wind- und PV-Anlagen in Nordafrika bereits ab 2030 bis zum vollen Potenzial zugebaut.

Die konventionelle thermische Erzeugungsleistung geht ab dem Jahr 2030 gegenüber dem Netzrestriktionsszenario zurück, was durch das niedrigere CO₂-Budget zu erwarten ist. Die Veränderungen sind vor allem in den Jahren 2030 mit -40,1 GW und 2040 mit -53,4 GW signifikant, während die Veränderungen in 2050 mit -7,1 GW moderater ausfallen. Im Jahr 2030 geht vor allem die kohlebasierte Erzeugungsleistung durch die höheren Minderungsvorgaben und die entsprechend steigenden CO₂-Preise (s.u.) um -31,4 GW gegenüber dem Netzrestriktionsszenario zurück, während die Veränderungen bei den Gaskraftwerken mit -7,7 GW (vor allem Gasturbinen) kleiner ausfallen. Im Jahr 2040 ist keinerlei kohlebasierte Erzeugungsleistung (-10,2 GW) mehr im System, und auch die verbleibende Leistung von Gaskraftwerken geht mit -41,3 GW signifikant gegenüber dem Netzrestriktionsszenario zurück. Dagegen werden Netzersatzanlagen (2030: + 3,0 GW; 2040: +6,3 GW; 2050: +0,4 GW) ab dem Jahr 2030 stärker zugebaut, um die Deckung der Nachfrage in Knappheitssituation zu unterstützen. Abbildung 97 zeigt die Entwick-

lung der Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im ambitionierten EU-Klimaschutzszenario.

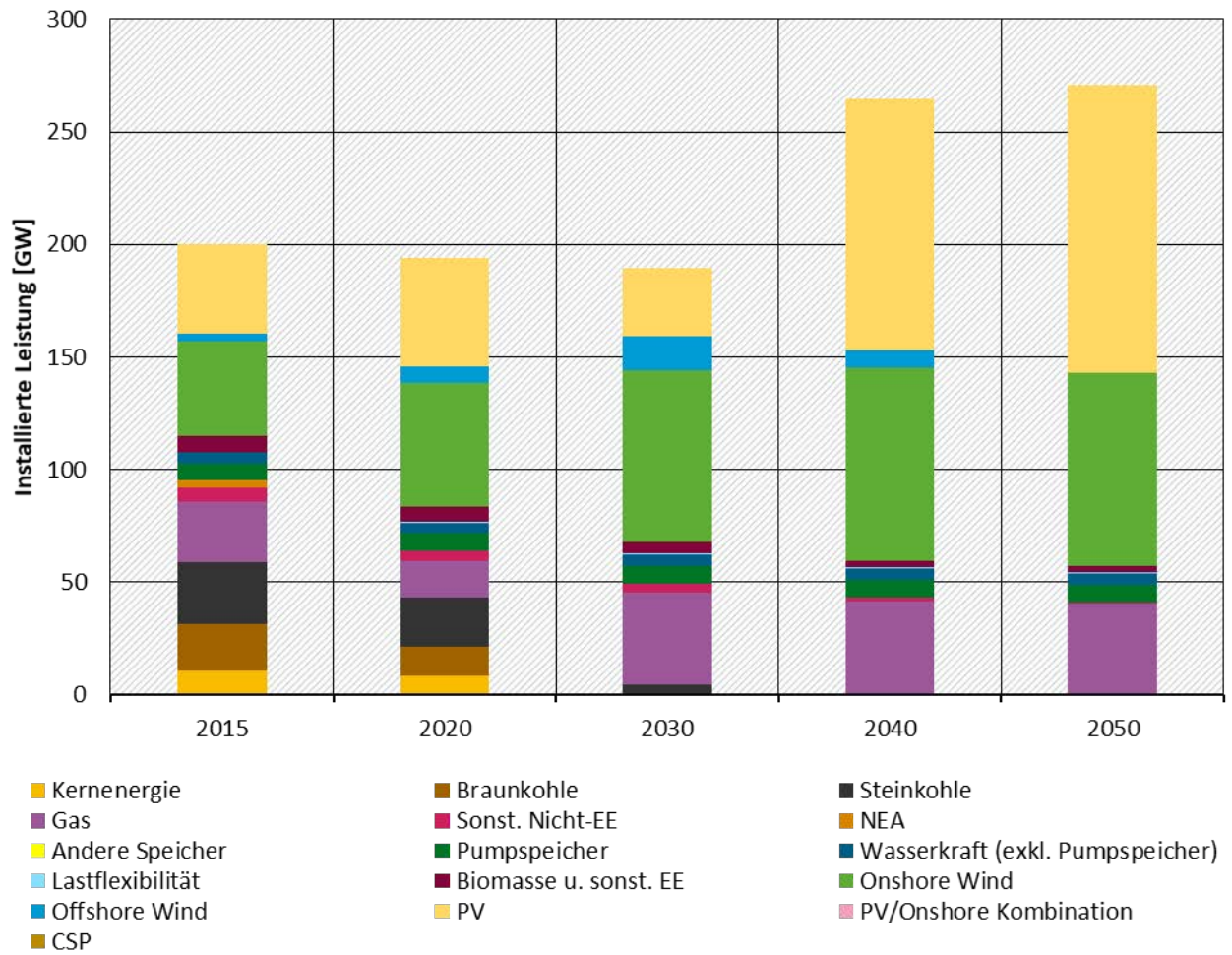
Abbildung 97: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



Quelle: Eigene Berechnungen.

In der deutschen Marktzone werden wie auf der europäischen Ebene zusätzliche EE-Kapazitäten im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario zugebaut, während die konventionelle thermische Erzeugungsleistung eher zurückgeht. Die Windenergieleistung steigt in 2030 um +18,1 GW gegenüber dem Netzrestriktionsszenario (PV: +/- 0 GW), während in 2040 in erster Linie die PV-Kapazitäten um +90,4 GW (Wind: +18,1 GW) steigen. Dabei überholen die PV-Kapazitäten (111,2 GW) die Windenergieleistung (93,8 GW) im Jahr 2040. Im Bereich der konventionellen Erzeugungstechnologien sehen wir in der deutschen Marktzone wie auf der europäischen Ebene einen Rückgang der Leistung (2030: -8,4 GW; 2040: -7,6 GW; 2050: -3,2 GW). Im Jahr 2030 geht die kohlebasierte Erzeugungsleistung um -14,3 GW auf 4,4 GW zurück, wobei alle Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden. Dagegen gibt es einen kleinen Zuwachs von Gaskraftwerken in Höhe von +5,9 GW, die vor allem auf zusätzlicher Leistung von GuD-Anlagen und Gas-KWK beruhen. Diese substituieren teilweise die wegfallende kohlebasierte Erzeugungsleistung. Ab dem Jahr 2040 gibt es wie im Netzrestriktionsszenario keine kohlebasierte Erzeugungsleistung in der deutschen Marktzone mehr, und die Leistung der Gaskraftwerke geht gegenüber dem Netzrestriktionsszenario ebenfalls zurück (2040: -7,5 GW; 2050: -3,2 GW). In Abbildung 98 sind die Stromerzeugungskapazitäten der deutschen Marktzone dargestellt.

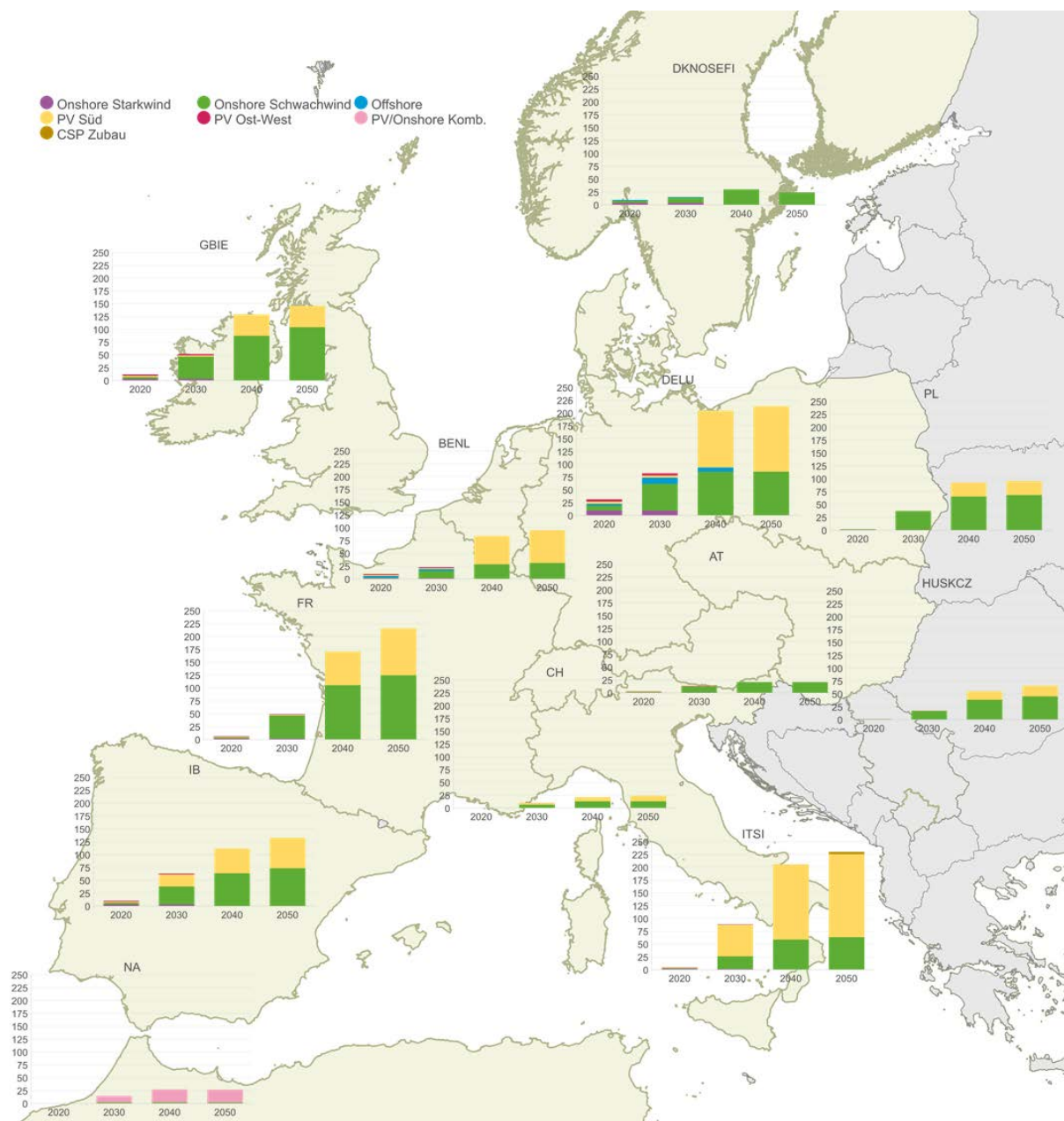
Abbildung 98: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 88 zeigt die kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten je Marktzone. Wie im Netzrestriktionsszenario werden in Europa endogen lediglich Onshore Schwachwindanlagen und nach Süden ausgerichtete PV-Anlagen zugebaut. Gegenüber dem Netzszenario sehen wir mit wenigen geringfügigen Ausnahmen einen Zubau von Onshore und PV in allen Marktzo-

Abbildung 99: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



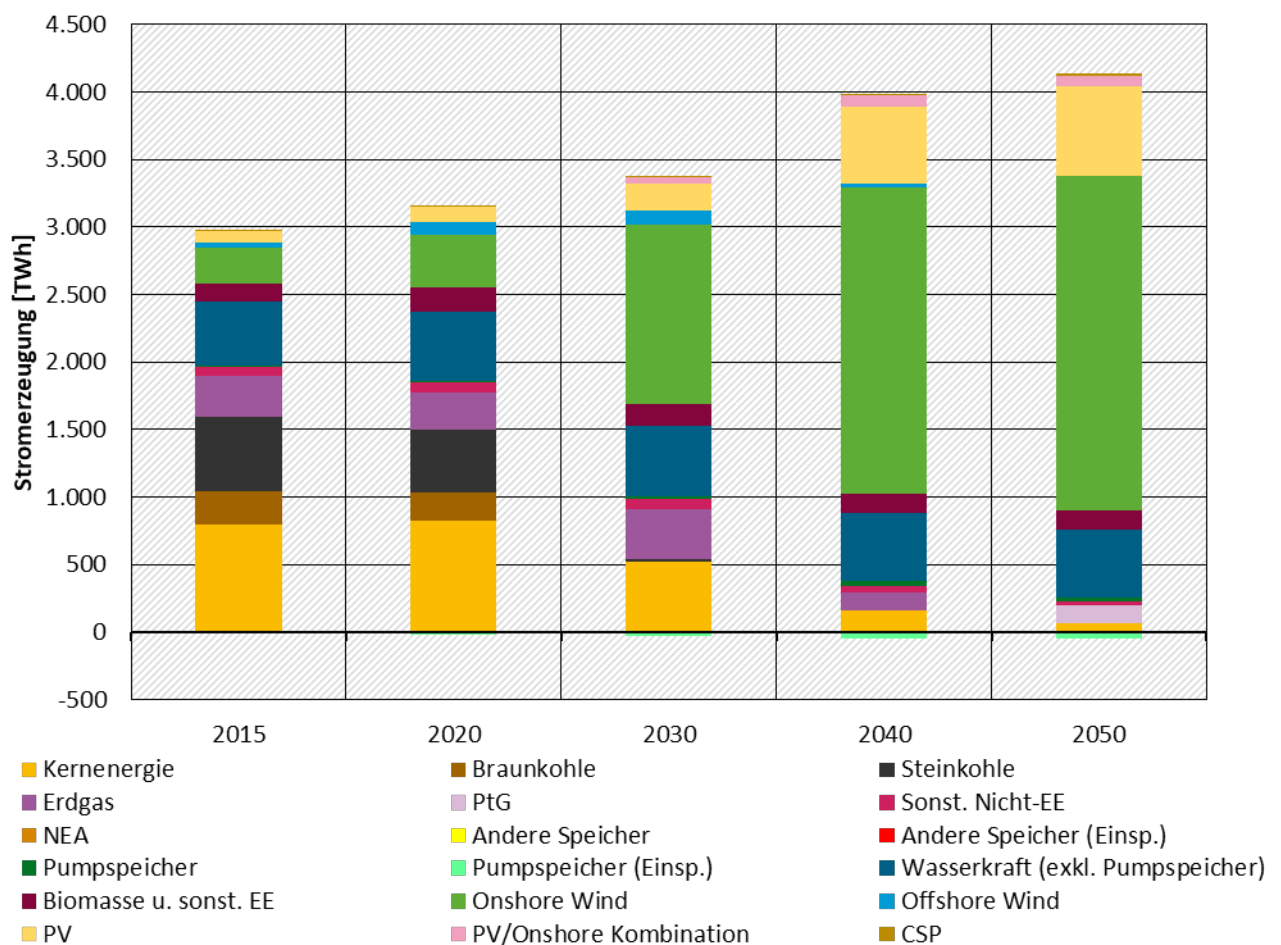
Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

Die Entwicklung der Stromerzeugung verhält sich analog zur Entwicklung der Kapazitäten. Die Erzeugung erneuerbarer Energien steigt in den Jahren 2030 und 2040 deutlich gegenüber dem Netzrestriktionsszenario (2030: 1.680,0 TWh bzw. +537,6 TWh; 2040: 2.950,5 TWh bzw. +647,2 TWh). Im Jahr 2050 liegt die EE-Erzeugung dann mit 3.216,7 TWh etwa auf dem Niveau des Vergleichsszenarios (+9,1 TWh). Im Gegenzug geht die Stromerzeugung aus konventionellen thermischen Technologien in den Jahren 2030 und 2040 um -460,5 TWh (-31,9 %) bzw. -415,7 TWh (-54,8 %) zurück. Die mit der hohen EE-Einspeisung einhergehende Senkung der residualen Nachfrage führt sogar dazu, dass teilweise auch die CO₂-freie Grundlastenerzeugung der Kernenergie eingesenkt wird (2030: -21,6 TWh; 2040: -30,4 TWh).

Bereits im Jahr 2040 führen die höheren CO₂-Minderungsanforderungen dazu, dass auch die niedrigeren Emissionen aus Erdgas das CO₂-Budget übersteigen und bereits zu diesem Zeitpunkt PtG eingesetzt werden müsste, wenn die vorgegebene Emissionsminderung im Bereich der modellierten Strom- und Wärmeerzeugung erbracht werden soll. Im Jahr 2050 wird die verbleibende Erzeugung in Gaskraftwerken dann komplett auf PtG umgestellt, um das 100%-Ziel der CO₂-Reduktion zu erfüllen. Insgesamt liegt die thermische Erzeugung im Jahr 2050 mit -7,4 TWh leicht unter dem Niveau im Netzrestriktionsszenario. Abbildung 100 fasst die Stromerzeugung in Europa zusammen.

Abbildung 100: Stromerzeugung in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



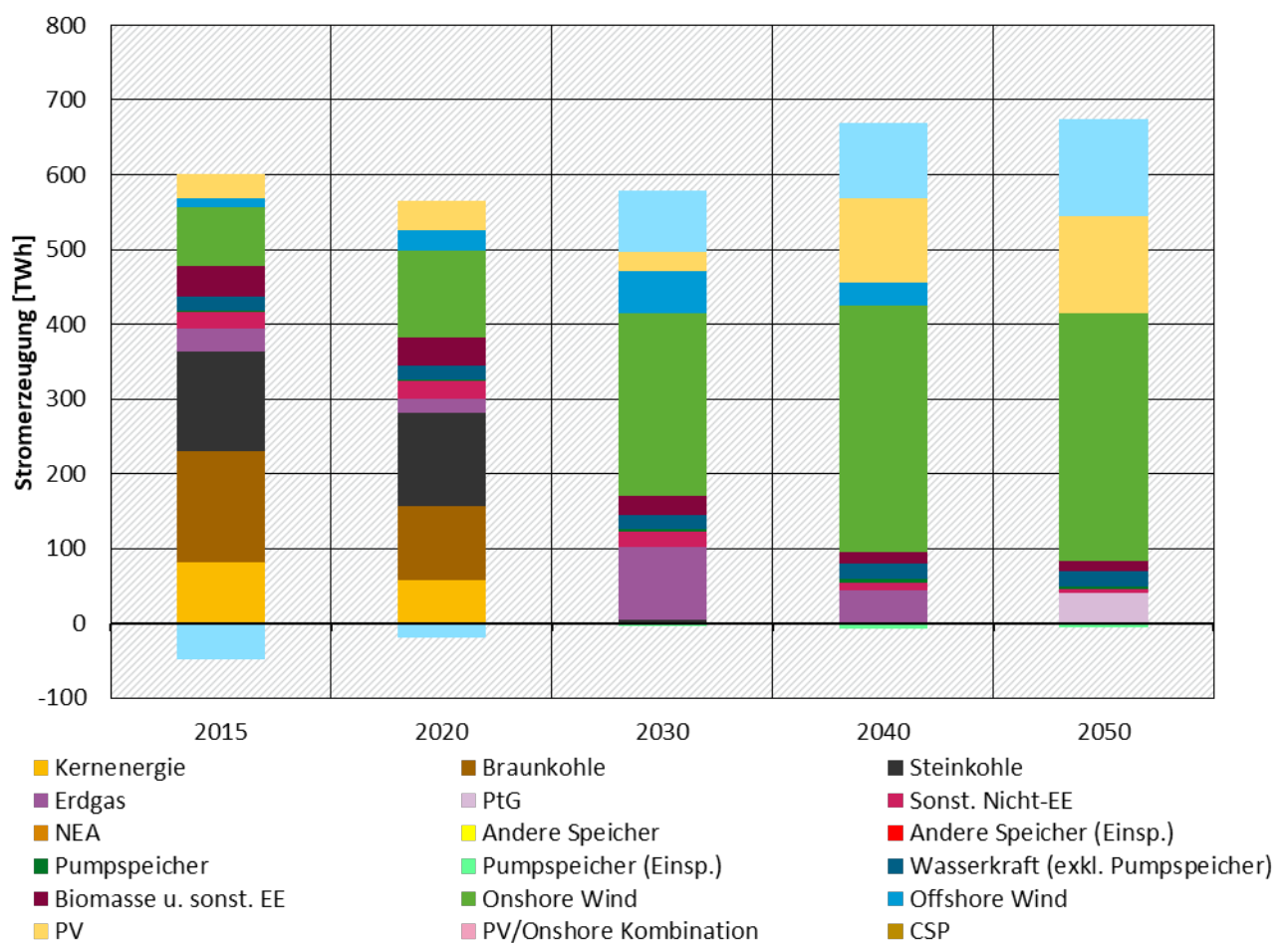
Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Ergebnisse der deutschen Marktzone, die in Abbildung 101 dargestellt sind, folgen dem Muster der Modellregion. Die Stromerzeugung aus Windenergie steigt in den Jahren 2030 und 2040 auf 300,1 TWh (+63,3 TWh) bzw. 360,8 TWh (+62,2 TWh). Die Stromerzeugung aus PV liegt in der deutschen Marktzone im Jahr 2030 mit 25,7 TWh auf dem gleichen Niveau wie im Netzrestriktionsszenario. Im Jahr 2040 steigt die Erzeugung aus PV dann aufgrund des signifikanten Zubaus auf 112,5 TWh (+91,5 TWh) an. Im Jahr 2050 liegen sowohl die Windenergieerzeugung mit 329,9 TWh als auch die PV-Erzeugung mit 129,9 TWh auf einem vergleichbaren Niveau wie im Netzrestriktionsszenario. Die Erzeugung aus konventionellen thermischen Kraftwerken geht, wie angesichts der Kapazitätsentwicklung zu erwarten, deutlich zurück. Sie liegt im Jahr 2030 bei 122,3 TWh und damit um -121,6 TWh niedriger als im Vergleichsszenario,

wobei die Stromerzeugung aller Technologien mit Ausnahme von GuD-Anlagen (+11,3 TWh) sinkt. Im Jahr 2040 liegt die thermische Stromerzeugung mit 54,9 TWh wieder deutlich unter dem Vergleichsszenario (-108,9 TWh). Im Jahr 2050 ist das Niveau der thermischen Stromerzeugung dagegen nur wenig verändert (44,9 TWh bzw. -3,7 TWh).

Der Nettoimport in der deutschen Marktzone steigt insbesondere im Jahr 2030 deutlich um +68,8 TWh auf 80,9 TWh an. In den Jahren folgenden Jahren liegt der Nettoimport mit 100,8 TWh (2040) bzw. 130,2 TWh (2050) auf einem ähnlichen Niveau wie im Netzrestriktions-szenario.

Abbildung 101: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitäts Optionen aus Sicht des Strommarktes

Der Einsatz von Pumpspeichern steigt in der Modellregion in den Jahren 2030 und 2040 deutlich um +13,2 TWh (+ 114,8 %) bzw. +17,1 TWh (+ 106,2 %) gegenüber dem Netzrestriktions-szenario, was den steigenden Bedarf an Flexibilität zeigt. Im Jahr 2050 liegt der Einsatz von Pumpspeichern dann mit 31,3 TWh auf einem vergleichbaren Niveau wie im Netzrestriktions-szenario (32,8 TWh). In der deutschen Marktzone zeigt sich eine analoge Entwicklung (2030: + 1,3 TWh; 2040: + 3,2 TWh; 2050: -0,1 TWh). Der Einsatz alternativer Stromspeicher steigt in den Jahren 2040 und 2050 ebenfalls auf 1,7 TWh (zuvor 0 TWh) bzw. 1,4 TWh (+0,4 TWh) an. Der Einsatz findet dabei nicht nur erstmals schon in 2040 statt, sondern auch in drei Zonen statt nur

in ITSI. Insgesamt werden 1,3 GW neuer Speicherkapazitäten endogen zugebaut, und zwar 0,4 GW in BENL, 0,2 GW in IB und 0,7 GW in ITSI (alle 2040).

Der Einsatz von verbrauchsseitiger Flexibilität ändert sich im gesamten Spektrum der Optionen. So kommt der Fuel-Switch von O-Lkw in den Jahren 2030 und 2040 mehr zum Einsatz. Da die Grenzkosten der Stromerzeugung aufgrund der gestiegenen CO₂-Preise (s. u.) höher sind als im Netzrestriktionsszenario, liegen die Opportunitätskosten des Fuel-Switch häufiger unter diesen Grenzkosten der Erzeugung, sodass der Antrieb der O-Lkw häufiger auf das in diesen Situationen günstigere PtL umgestellt wird. Aus der gleichen Logik heraus kommt im Jahr 2030 auch die freiwillige Lastreduktion mehr zum Einsatz. Der maximale Einsatz der Lastreduktion in der deutschen Marktzone liegt mit 808 MW allerdings nur minimal über dem Wert im Netzrestriktionsszenario (806 MW).

Unter den Flexibilitätsoptionen, die in erster Linie in Überschusssituationen mit niedrigen Preisen eingesetzt werden, führt die zusätzliche EE-Erzeugung aus EE ebenso zu Steigerungen ihres Einsatzes. So steigt der Stromverbrauch von dezentraler PtH in den Jahren 2030 und 2040 (2030: +1,4 TWh; 2040: +5,7 TWh) deutlich, wobei im Jahr 2040 die verfügbaren Potenziale weitgehend ausgeschöpft werden. Im Jahr 2050, in dem sich die finanzielle Gutschrift aus dem PtG-Weltmarktpreis ableitet und der Einsatz nicht mehr mit einer CO₂-Gutschrift verbunden ist, liegt der Stromverbrauch von dezentraler PtH mit +0,2 TWh nur knapp über dem Netzszenario.

Der Marker für die endogene PtG-Produktion wird bereits ab 2040 statt erst im Jahr 2050 in allen Zonen zugebaut. In ausgewählten Marktzone wird der Marker bereits im Jahr 2030 genutzt, und zwar wie im Netzrestriktionsszenario in Skandinavien und Großbritannien und Irland, sowie zusätzlich auch auf der iberischen Halbinsel.

Im Bereich der großen PtH gibt es ab 2030 signifikante Zuwächse im Stromverbrauch. Im Jahr 2030 liegt der Stromverbrauch von großer PtH in der Modellregion bereits bei 66,5 TWh und damit um +63,3 TWh höher als im Netzszenario. Im folgenden Jahr stieg der Stromverbrauch sogar auf 233,3 TWh (+197,8 TWh), bevor er im Jahr 2050 wieder auf 172,1 TWh zurückgeht. Damit liegt der Einsatz der großen PtH aber immer noch um +5,3 TWh höher als im Netzrestriktionsszenario. Analog dazu stieg der Stromverbrauch der großen PtH in der deutschen Marktzone in den Jahren 2030 und 2040 von 0 bzw. 3,9 TWh im Netzrestriktionsszenario auf 10,7 TWh (2030) und 37,6 TWh (2040) im Szenario mit ambitioniertem Klimaschutz. Im Jahr 2050 beträgt der Anstieg lediglich +0,8 TWh auf dann 29,2 TWh.

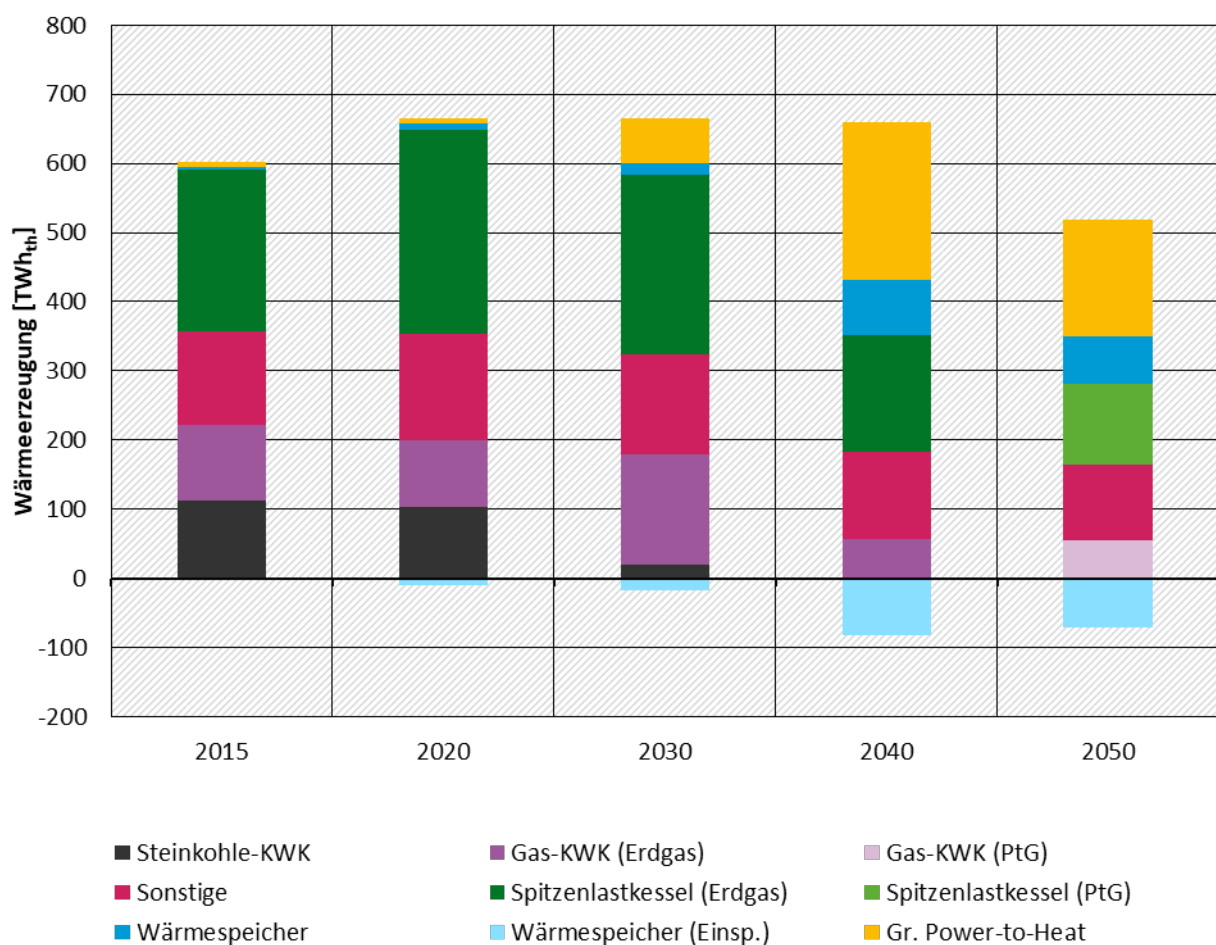
Insgesamt steigt der Stromverbrauch im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario demnach deutlich an. Da die EE-Erzeugung allerdings in noch größerem Maße steigt, ergibt sich ein positiver Gesamteffekt auf die EE-Anteile. In der Modellregion liegt der EE-Anteil bereits im Jahr 2030 bei 71,6% (+15,1%Pkte), im Jahr 2040 bei 92,9% (+12,1%Pkte) und im Jahr 2050 bei 96,3% (+0,2%Pkte). In der deutschen Marktzone steigt der EE-Anteil bis 2030 auf 64,7% (+10,7%Pkte) und bis 2040 auf 77,8% (+20,4%Pkte). Zum Jahr 2050 geht der EE-Anteil wie bereits im Netzrestriktionsszenario leicht zurück auf 75%, liegt damit aber immer noch um +1,3%Pkte höher als im Vergleichsfall.

Wärmeerzeugung

Im Wärmesektor gibt es durch die ambitionierteren CO₂-Minderungspfade ebenso deutliche Veränderungen im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario. In den Jahren 2030 und 2040 wird, wie schon oben auf der Stromverbrauchsseite beschrieben, deutlich mehr große PtH (2030: +62 TWh_{th}; 2040: + 193,9 TWh_{th}) in der Modellregion eingesetzt, die vor allem Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen (-89,4 TWh_{th}) ersetzt. Trotz alledem wird im Jahr 2030 noch ein Großteil der Wärmeerzeugung durch Spitzenlastkessel bereitgestellt, deren Wärmeerzeugung in 2030 sogar

um +27,7 TWh_{th} anwächst. Im Jahr 2040 geht die thermische Erzeugung von KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln in der Modellregion dann um -190,5 TWh_{th} zurück, während stattdessen große PtH (+168,8 TWh_{th}) in Kombination mit Wärmespeichern (+66,0 TWh_{th}) einen deutlich größeren Anteil an der Versorgung übernehmen. Im Jahr 2050 sind die Ergebnisse bzgl. der Nutzung von großer PtH und Wärmespeichern gegenüber dem Netzrestriktionsszenario wieder recht ähnlich (große PtH: +5,3 TWh_{th}; Wärmespeicher: +4,9 TWh_{th}). Die verbleibende Erzeugung aus KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln wird komplett auf CO₂-freies PtG umgestellt und sinkt gegenüber dem Netzszenario nochmal leicht um -5,2 TWh_{th}. In der deutschen Marktzone wiederholen sich die europäischen Muster des steigenden Einsatzes von großer PtH und Wärmespeichern, die thermische Wärmeerzeugung ersetzen. Abbildung 102 zeigt die Entwicklung der Wärmeerzeugung in der Modellregion im ambitionierten EU-Klimaschutzszenario.

Abbildung 102: Wärmeerzeugung in der Modellregion im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



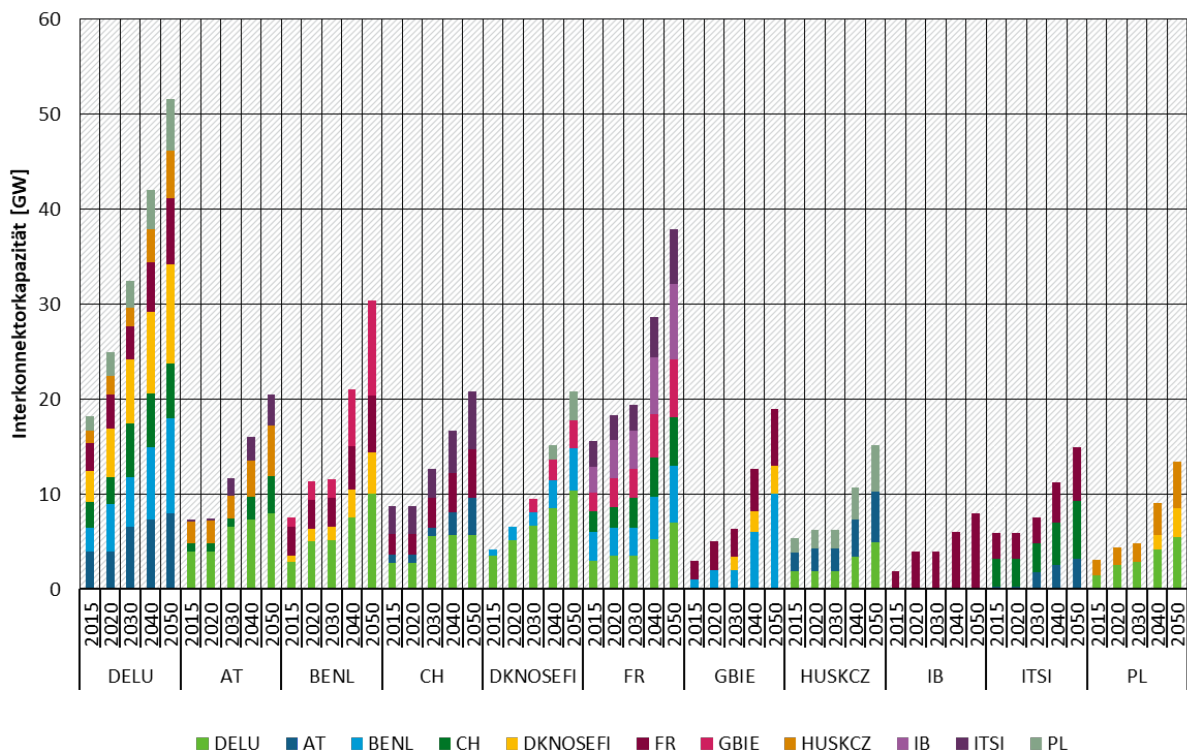
Quelle: Eigene Berechnungen.

Netzausbau und europäischer Stromaustausch

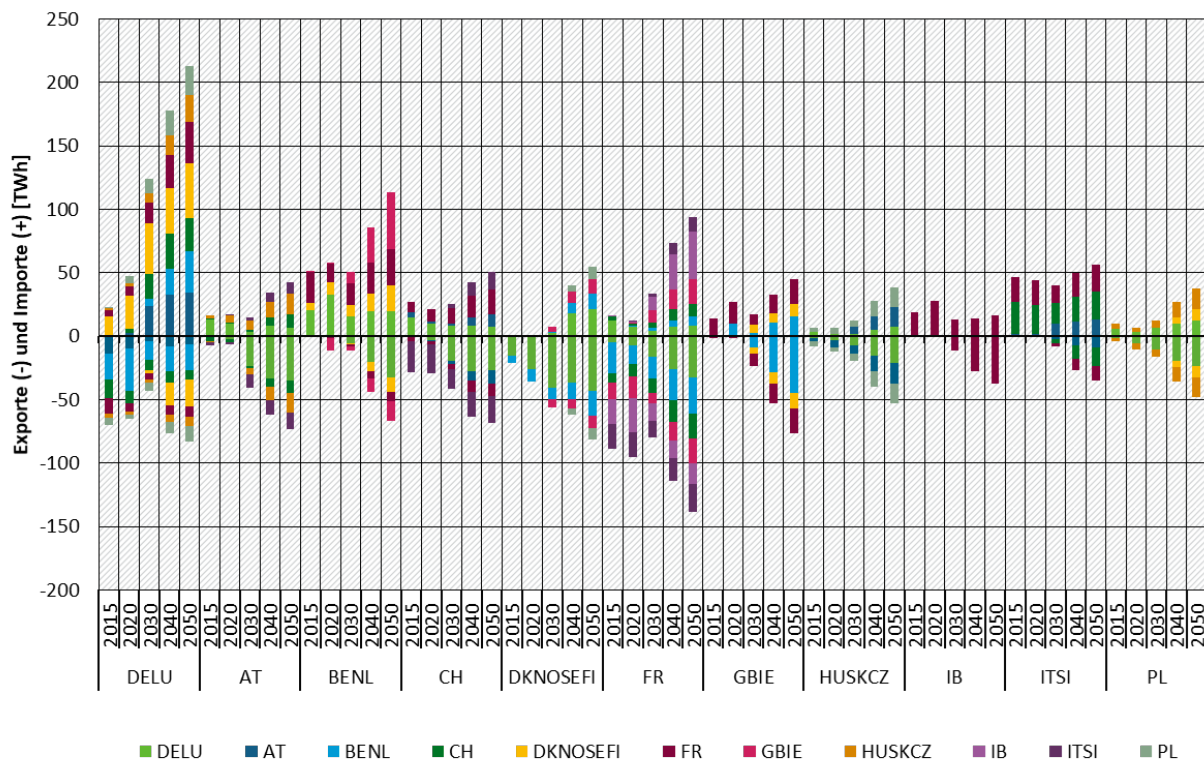
Das Stromnetz verändert sich gegenüber dem Netzrestriktionsszenario kaum, da es bereits im Netzrestriktionsszenario (innerhalb der begrenzten Potenziale) fast vollständig ausgebaut wurde. Im ambitionierten EU-Klimaschutzszenario werden lediglich vereinzelt Netzausbauten von 2050 auf 2040 vorgezogen. Die Abbildung 103 zeigt die Importkapazitäten im ambitionierten EU-Klimaschutzszenario. Der grenzüberschreitende Austausch nimmt in den Jahren 2030 und 2040 gegenüber dem Netzrestriktionsszenario mit +74,2 TWh (+26,9 %) bzw. +144,3 TWh

(+31,3%) deutlich zu. Das Stromnetz stellt somit zusätzliche Flexibilität bereit, um die EE-Erzeugung zu integrieren. Im Jahr 2050 liegt der grenzüberschreitende Austausch mit 761,2 TWh in einer vergleichbaren Größenordnung wie im Netzrestriktionsszenario. Wie schon oben erwähnt, steigt der Nettoimport der deutschen Marktzone im Jahr 2030 um +68,8 TWh. Dies liegt einerseits an einem um +52,4 TWh höheren Import, andererseits werden auch -16,4 TWh weniger Strom in benachbarte Marktzone exportiert. In den Jahren 2040 und 2050 verändert sich der Nettoimport im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario lediglich im einstelligen TWh-Bereich (2040: 100,8 TWh; 2050: 130,2 TWh). In Abbildung 104 ist der Stromaustausch im ambitioniertesten EU-Klimaschutzszenario zusammengefasst.

Abbildung 103: Interkonnektorkapazitäten im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 104: Stromaustausch im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz

Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

Der CO₂-Preis steigt im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz wie zu erwarten an, da eine größere relative Knappheit des CO₂-Budgets zu höheren Preisen führt. Im Jahr 2030 liegt der CO₂-Preis um +72,27 €/tCO₂ über dem Netzrestriktionsszenario, also bei 98,61 €/tCO₂. Bereits im Jahr 2040 führen die höheren CO₂-Minderungsanforderungen dazu, dass auch die niedrigeren Emissionen aus Erdgas das CO₂-Budget übersteigen und bereits zu diesem Zeitpunkt PtG eingesetzt werden müsste, wenn die vorgegebene Emissionsminderung im Bereich der modellierten Strom- und Wärmeerzeugung erbracht werden soll. Wird PtG eingesetzt, dann wird der CO₂-Preis durch PtG getrieben.⁶¹ Im Jahr 2050 wird die verbleibende Erzeugung in Gaskraftwerken dann komplett auf PtG umgestellt.

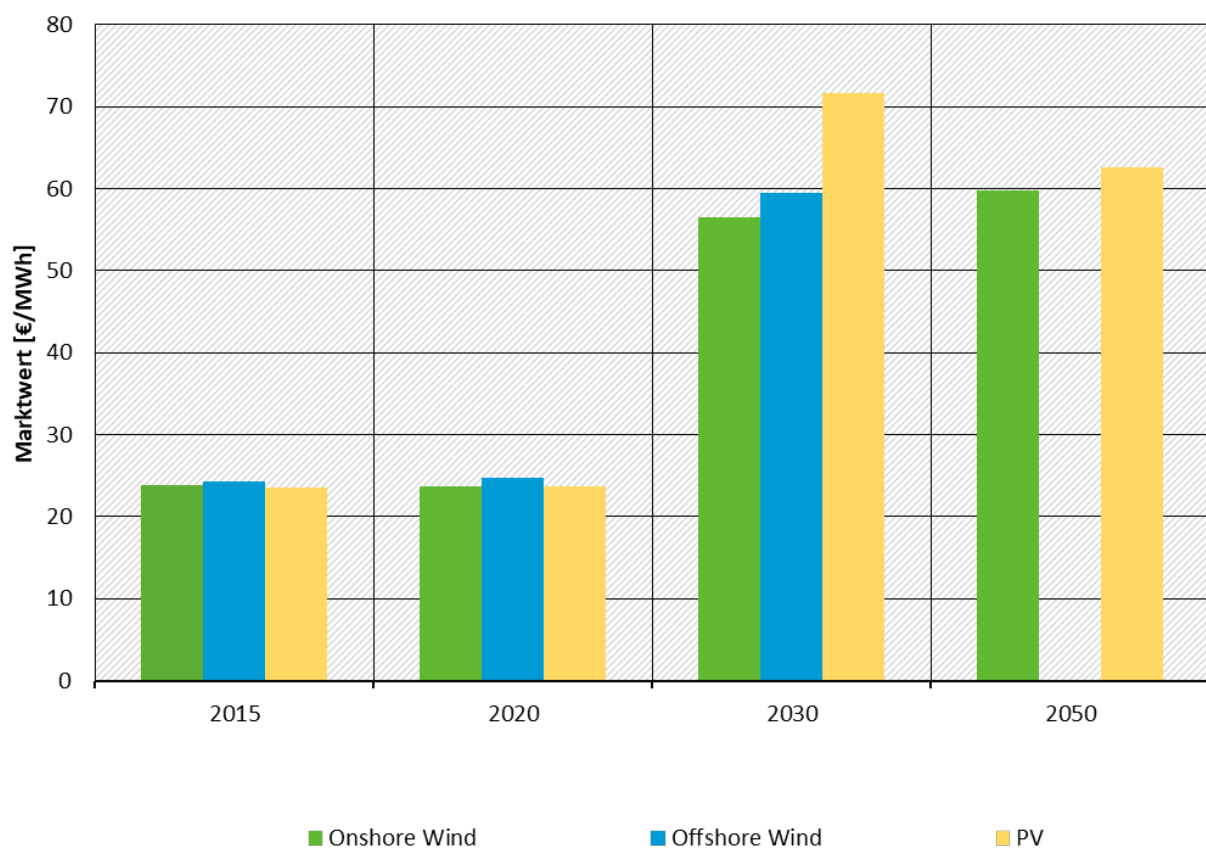
Die Strompreise steigen im Jahr 2030 angesichts der höheren CO₂-Preise im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario an. Der durchschnittliche (ungewichtete) Preisanstieg über alle Marktzone liegt in 2030 bei +11,16 €/MWh gegenüber dem Netzrestriktionsszenario. Im Jahr 2050 ist das Preisniveau ähnlich dem Netzrestriktionsszenario und unterscheidet sich im (ungewichteten) Mittel nur um +0,63 €/MWh. In der deutschen Marktzone zeigt sich das gleiche Muster, wobei der Preisanstieg in 2030 gegenüber dem Netzrestriktionsszenario mit +16,55 €/MWh (72,07 €/MWh) höher ausfällt als im Mittel über alle Marktzone. Im Jahr 2050 ist das Niveau der durchschnittlichen Strompreise in der deutschen Marktzone wieder ähnlich dem Netzrestriktionsszenario und unterscheidet sich nur um +0,96 €/MWh (89,38 €/MWh), trotz ambitionierterer Emissionsminderungen in der Modellregion.

⁶¹ S. Abschnitt 5.7.3.

Die absoluten EE-Marktwerte im ambitionierten EU-Klimaschutzszenario steigen bis 2030 gegenüber dem Netzrestriktionsszenario aufgrund der höheren Strompreise an. Der absolute Marktwert für Onshore liegt in der deutschen Marktzone in 2030 bei 56,54 €/MWh (+8,93 €/MWh). Im Jahr 2050 liegt der absolute Marktwert für Onshore bei 59,86 €/MWh und liegt damit auf einem ähnlichen Niveau wie im Netzrestriktionsszenario. Der absolute Marktwert für PV weist ein ähnliches Muster auf (2030: 71,73 €/MWh bzw. +18,49 €/MWh; 2050: 62,56 €/MWh bzw. -0,63 €/MWh).

Abbildung 105 zeigt die absoluten Marktwerte für die deutsche Marktzone im ambitionierten EU-Klimaschutz.

Abbildung 105: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Szenario mit ambitioniertem EU-Klimaschutz



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die relativen Marktwerte für Onshore sinken in der deutschen Marktzone im Jahr 2030, das sich durch eine starke Zunahme der Winderzeugung auszeichnet, um -7,3 %Pkte gegenüber dem Netzrestriktionsszenario. Im Jahr 2050 liegt der relative Marktwert von Onshore mit 67,0% knapp über dem Wert des Netzrestriktionsszenarios. Der relative Marktwert für PV liegt im Jahr 2030 mit +3,6%Pkte leicht über dem Netzrestriktionsszenario, da PV von den Veränderungen in der Preisstruktur profitiert. Im Jahr 2050 liegt der relative Marktwert von PV dann bei 70,0% und damit auf einem ähnlichen Niveau wie im Vergleichsszenario.

7.10 Kapazitätsmärkte

Wie in Kapitel 4 beschrieben, unterscheidet sich das Kapazitätsmarktszenario vom Netzrestriktionsszenario dahingehend, dass nationale Kapazitätsmärkte statt Energy-Only-Märkte unterstellt werden. Das führt dazu, dass in jeder Marktzone eine explizite Nachfrage nach gesicherter Leistung bzw. ein sogenanntes Kapazitätsziel besteht. Dieses Ziel muss von konventionellen Technologien und Speichern erfüllt werden (s. Kapitel 5.2.1.2). Erneuerbare Energien (exkl. gr. Wasserkraft), Lastflexibilität und Anbieter aus dem Ausland können annahmegemäß nicht zur Deckung des Kapazitätsziels beitragen.

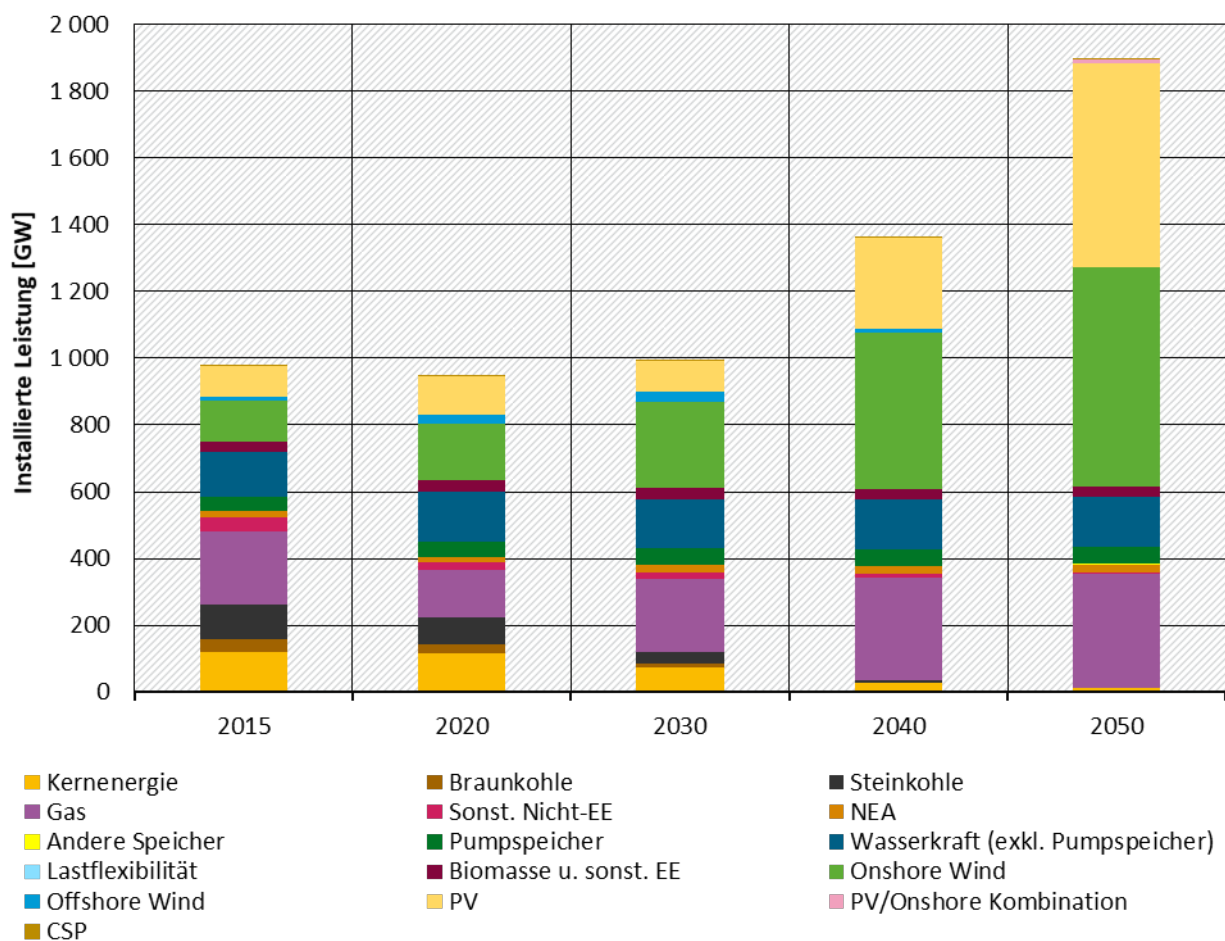
Kosten

Die zusätzliche Nachfrage nach gesicherter Leistung führt zu höheren Gesamtsystemkosten gegenüber dem Netzrestriktionsszenario, was bereits anhand des Kostenvergleichs in Kapitel 0 deutlich wurde. Der Barwert der Gesamtkosten liegt im Kapazitätsmarktszenario bei 3.268 Mrd. € und damit um +2,2 % über dem Netzrestriktionsszenario. Der Kostenunterschied geht in erster Linie auf die höheren Investitions- und fixen Betriebs- und Wartungskosten (FOM-Kosten) für konventionelle Stromerzeugungstechnologien zurück. Die Gesamtkosten pro Jahr unterscheiden sich vom Netzrestriktionsszenario ab 2020 und liegen dann um +1,3% (2020) bis +3,9% (2050) höher als im Netzrestriktionsszenario.

Stromerzeugungskapazitäten

Das zusätzliche Kapazitätsziel führt zu einem Anstieg der installierten Leistung in der Modellregion im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario. Im Jahr 2020 liegt die Leistung von konventionellen und Speichertechnologien in der Modellregion um +55,3 GW (+15,9 %) höher, im Jahr 2030 um +90,4 GW (+31,0 %) und im Jahr 2040 um +153,5 GW (+68,2 %). Die Leistung dieser Technologien erreicht im Jahr 2050 236,0 GW und liegt damit +157,1 % höher als im Netzrestriktionsszenario. Den Großteil dieser zusätzlichen Erzeugungsleistung stellen Gasturbinen bereit, deren Leistung im Jahr 2050 schließlich um +202,1 GW höher liegt als ohne Kapazitätsmärkte. Daneben werden Netzersatzanlagen ebenfalls in größerem Umfang zugebaut (2020: +15,7 GW; 2030: +23,5 GW; 2040: +25,3 GW; 2050: + 16,1 GW). Gasturbinen und Netzersatzanlagen zählen zu den Spitzenlasttechnologien mit relativ geringen Investitions- und FOM-Kosten und höheren variablen Kosten. Sie sind somit die erste Wahl für die Deckung des Kapazitätsziels bei einem nur geringfügigen Einsatz zur Stromerzeugung. Im Jahr 2050 steigt außerdem die Leistung alternativer Stromspeicher um +3,2 GW. In Einzelfällen wird die Leistung von Kohlekraftwerken leicht reduziert (2030: -0,7 GW; 2040 -3,2 GW), weil diese Kraftwerke aufgrund des Überangebots an günstigem Stroms in der Modellregion ihre relativ hohen Fixkosten nicht mehr decken können und das Kapazitätsziel günstiger durch Kraftwerke mit niedrigeren Fixkosten erfüllt werden kann.

Die EE-Kapazitäten verändern sich gegenüber dem Netzrestriktionsszenario nicht signifikant: Die jährlichen Veränderungen liegen im Bereich von weniger als 10 GW (2020: 0 GW; 2030: -9,7 GW; 2040: -1,7 GW; 2050 +5,0 GW). Im Jahr 2050 sind insgesamt 658 GW Windenergie, 608 GW PV und 1 GW CSP installiert, sowie 12,5 GW der kombinierten Wind- und PV-Anlagen in Nordafrika. Abbildung 106 zeigt die Entwicklung der installierten Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Zeitverlauf.

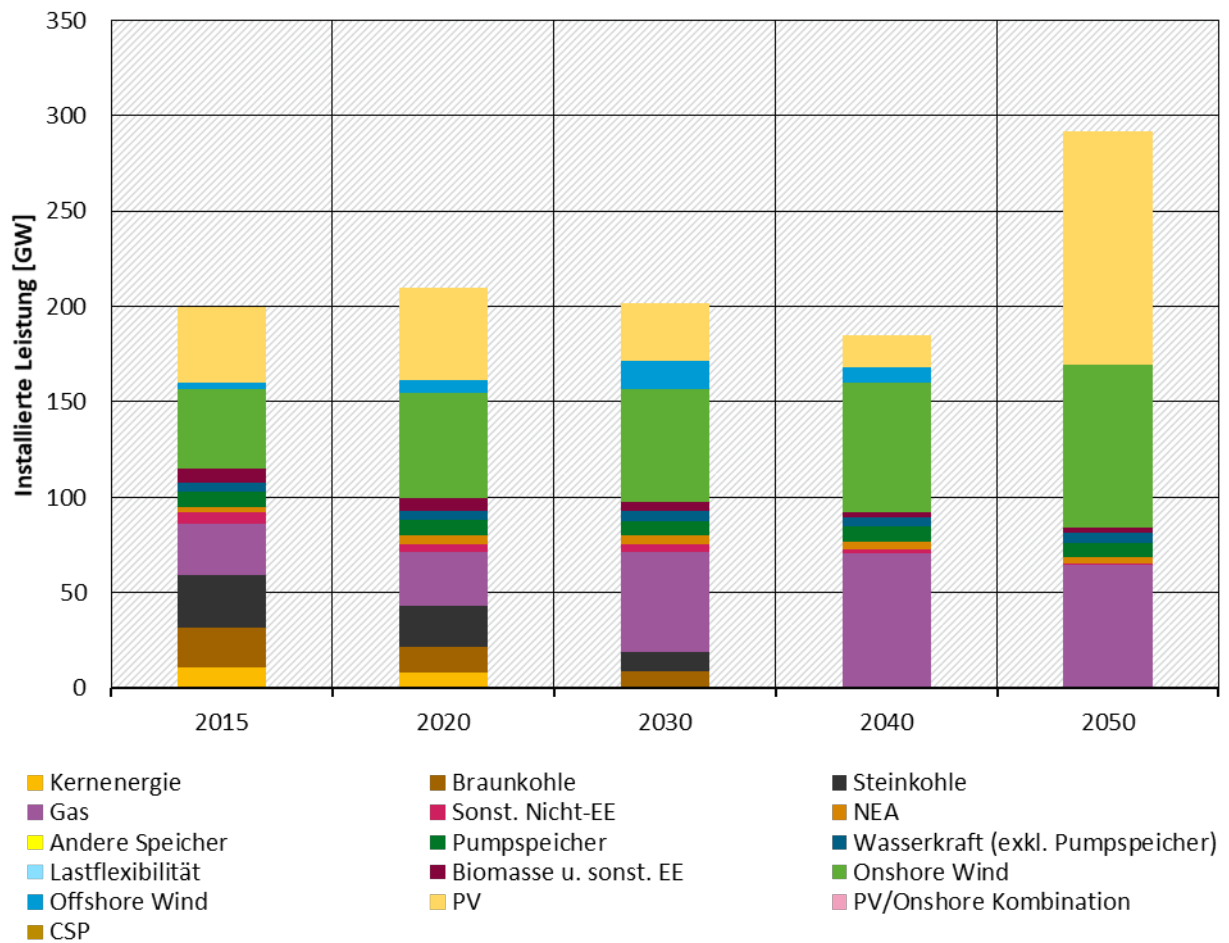
Abbildung 106: Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

In der deutschen Marktzone wird wie auf der europäischen Ebene zusätzliche konventionelle Erzeugungsleistung zugebaut. Die installierte konventionelle Erzeugungsleistung liegt mit +18,1 GW in 2020, +22,6 GW in 2030, +26,1 GW in 2040 und +24,6 GW in 2050 in jedem Jahr über der jeweiligen Leistung im Netzrestriktionsszenario. Dabei werden in der deutschen Marktzone wie in Europa insbesondere Gasturbinen und Netzersatzanlage zugebaut. In den Jahre 2020-2040 beläuft sich die konventionelle Erzeugungsleistung inkl. großer Wasserkraft und Pumpspeicher jeweils auf rund 90 GW, während sie im Jahr 2050 aufgrund des niedrigeren Kapazitätsziels auf 81,4 GW zurückgeht.

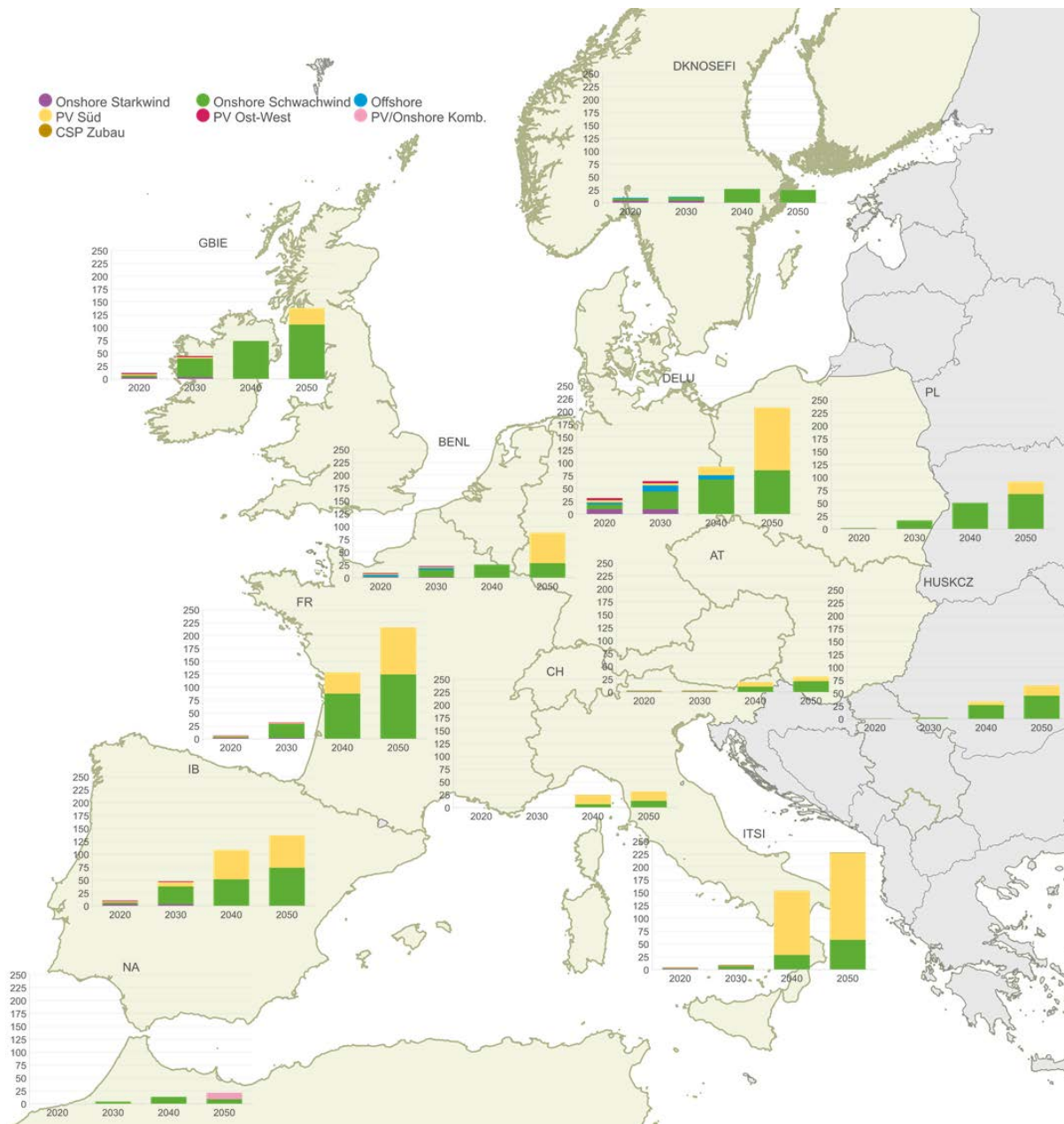
Die EE-Kapazitäten ändern sich in der deutschen Marktzone in den Jahren 2020-2050 im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario nicht signifikant. Im Jahr 2050 sind in der deutschen Marktzone 85,6 GW (+/- 0,0 GW) Windenergie und 122,4 GW (+2,9 GW) PV installiert. Abbildung 107 zeigt die Entwicklung der installierten Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland im Zeitverlauf.

Abbildung 107: Stromerzeugungskapazitäten in der deutschen Marktzone im Kapazitätsmarktszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 108 zeigt die kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten je Marktzone. Wie auch im Netzrestriktionsszenario werden in Europa endogen lediglich Onshore Schwachwindanlagen und nach Süden ausgerichtete PV-Anlagen zugebaut. In Nordafrika werden neben Onshore-Kapazitäten ab 2050 auch kombinierte Wind- und PV-Anlagen zugebaut.

Abbildung 108: Kumulierte Entwicklung der zugebauten EE-Kapazitäten in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario

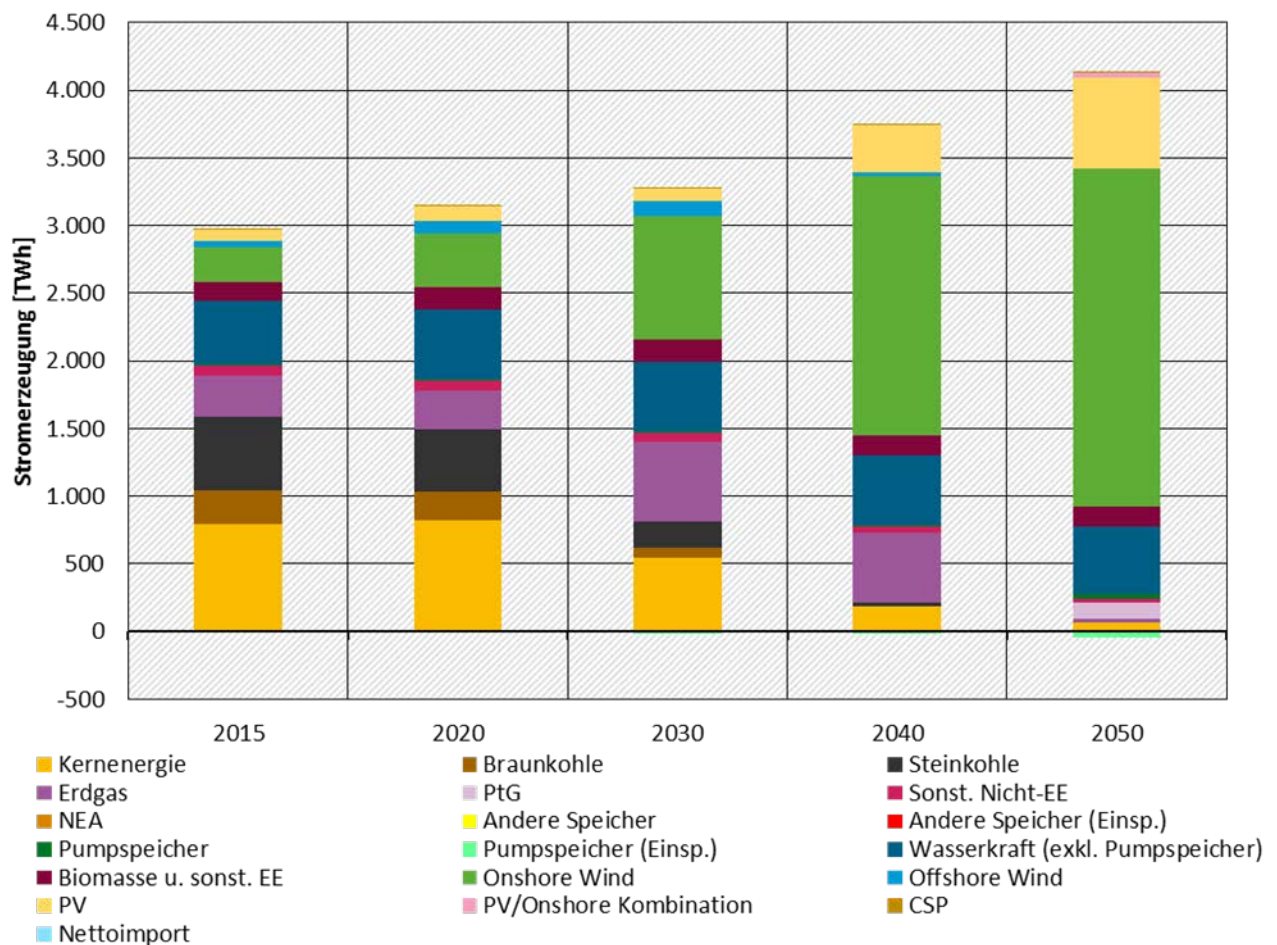
Quelle: Eigene Berechnungen.

Stromerzeugung

Die Stromerzeugung verändert sich gegenüber dem Netzrestriktionsszenario nur minimal. Die thermische Erzeugung steigt gegenüber dem Netzrestriktionsszenario leicht und liegt im Maximum im Jahr 2030 um +25 TWh höher, was einem Zuwachs von 1,7% entspricht. Im gleichen Maße sinkt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber dem Netzrestriktionsszenario. Es zeigt sich also, dass sich der Erzeugungsmix trotz des Kapazitätsziel nur minimal verändert. Das unterstreicht, dass das Kapazitätsziel in erster Linie Überkapazitäten anreizt, die zum überwiegenden Teil nicht zum Einsatz kommen. Angesichts des begrenzten CO₂-Budgets besteht auch kein Spielraum für zusätzliche fossile Erzeugung, sodass die erneuerbaren Energien die wesentliche Säule der Stromversorgung sind. Insgesamt werden im Jahr 2050 aus

Wind- und Solarenergie 3.215,9 TWh Strom produziert. Die Entwicklung der Stromerzeugung im Zeitverlauf ist für die Modellregion in Abbildung 138 dargestellt.

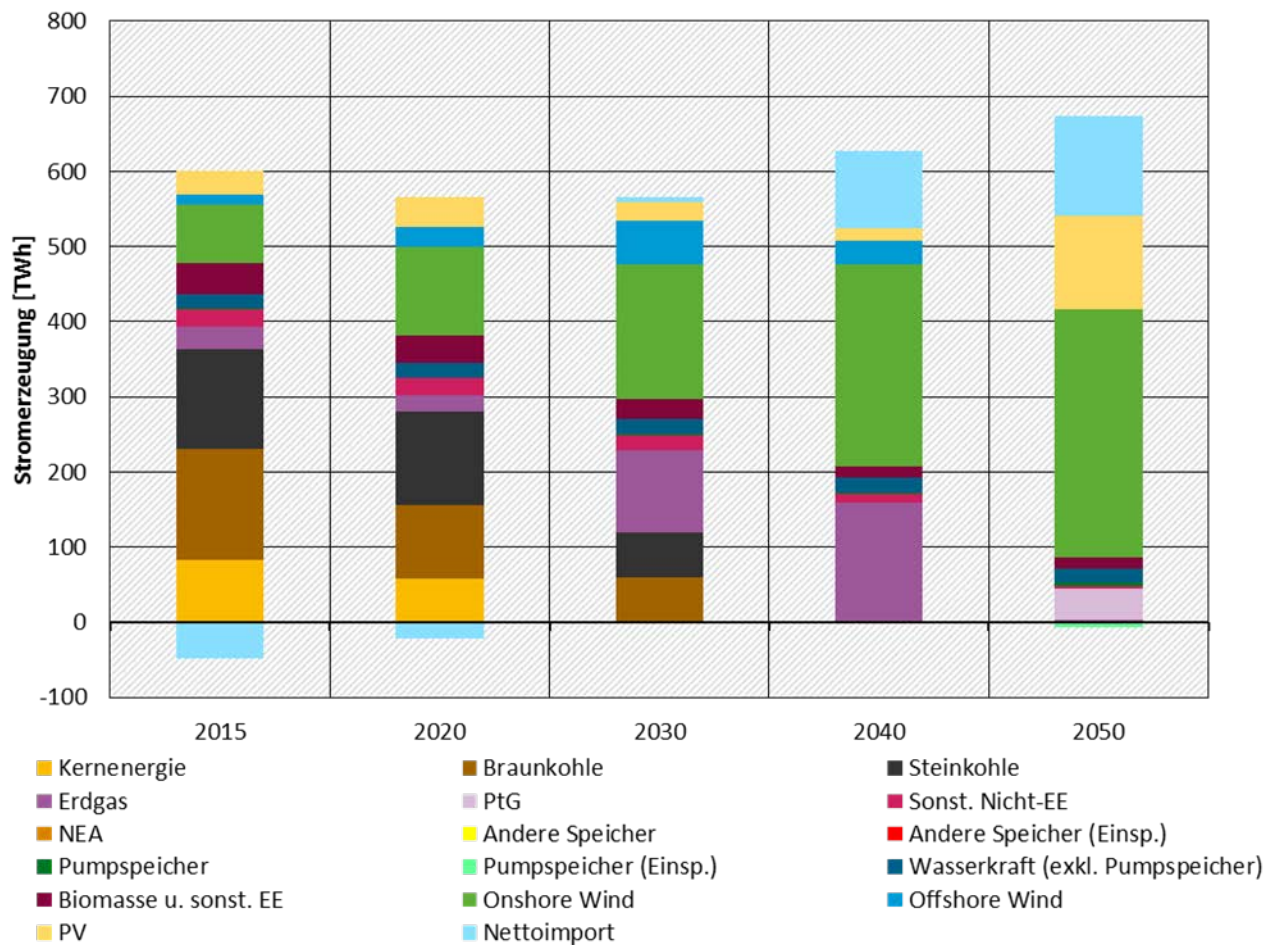
Abbildung 109: Stromerzeugung in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Die Gesamtstromerzeugung in der deutschen Marktzone unterscheidet sich gegenüber dem Netzrestriktionsszenario nur geringfügig (1% oder weniger). In den Jahren 2020-2040 liegt die thermische Stromerzeugung mit +3,1 TWh im Jahr 2020, +5,0 TWh im Jahr 2030 und +7,4 TWh im Jahr 2040 oberhalb des Netzrestriktionsszenarios. Im Jahr 2050 liegt die thermische Stromerzeugung mit 47,9 TWh um -0,7 TWh niedriger als im Netzrestriktionsszenario. Die Wind- und PV-Erzeugung liegt im Jahr 2050 bei 330 TWh bzw. 123,8 TWh, und damit in Summe +2,9 TWh über der entsprechenden Erzeugung des Netzrestriktionsszenarios.

Die Nettoimporte in der deutschen Marktzone sinken gegenüber dem Netzrestriktionsszenario leicht (2020: -3,0 TWh; 2030: -5,5 TWh; 2040: -3,6 TWh; 2050: -1,5 TWh), wobei heimische Erzeugung Stromimporte aus benachbarten Marktzone ersetzt. In Abbildung 110 ist die Entwicklung der Stromerzeugung der deutschen Marktzone dargestellt.

Abbildung 110: Stromerzeugung und Nettoimport in der deutschen Marktzone im Kapazitätsmarktszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

Flexibilitätsoptionen aus Sicht des Strommarktes

Der Einsatz von Pumpspeichern verändert sich in der Modellregion gegenüber dem Netzrestriktionsszenario kaum. In den Jahren 2020 und 2030 geht der Einsatz von Pumpspeichern mit -2,0 TWh in 2020 und -1,3 TWh leicht zurück, ehe er in 2040 und 2050 mit +0,1 TWh und + 0,5 TWh geringfügig ansteigt. Im Jahr 2050 werden alternative Stromspeicher um +2,4 TWh mehr eingesetzt. In der deutschen Marktzone ist der Einsatz von Pumpspeichern und alternativen Speicher dagegen quasi unverändert (2020: -0,4 TWh; 2030: +/- 0 TWh; 2040: +/- 0 TWh; 2050: -0,1 TWh).

Der Einsatz der verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen sinkt tendenziell gegenüber dem Netzrestriktionsszenario. Der freiwillige Lastverzicht kommt durch die thermischen Überkapazitäten überhaupt nicht zum Einsatz, und der Fuel-Switch von O-LKW wird erst im Jahr 2050 genutzt, dann mit -3,4 TWh in deutlich geringerem Umfang als im Netzrestriktionsszenario. Der Einsatz bzw. Stromverbrauch der dezentralen PtH (2050: 6,5 TWh) und PtG-Produktionsanlagen (2050: 0,5 TWh) verändert sich gegenüber dem Netzrestriktionsszenario quasi nicht. Etwas größer ist die Veränderung im Bereich der großen PtH bzw. an der Schnittstelle zum endogen modellierten Wärmesektor. Der Stromverbrauch der großen PtH nimmt in 2020-2040 gegenüber dem Netzrestriktionsszenario leicht zu und liegt bei 10,5 TWh (+4,9 TWh) im Jahr 2030, 3,4 TWh (+0,1 TWh) im Jahr 2040 und 38,6 TWh (+3,1 TWh) im Jahr 2050.

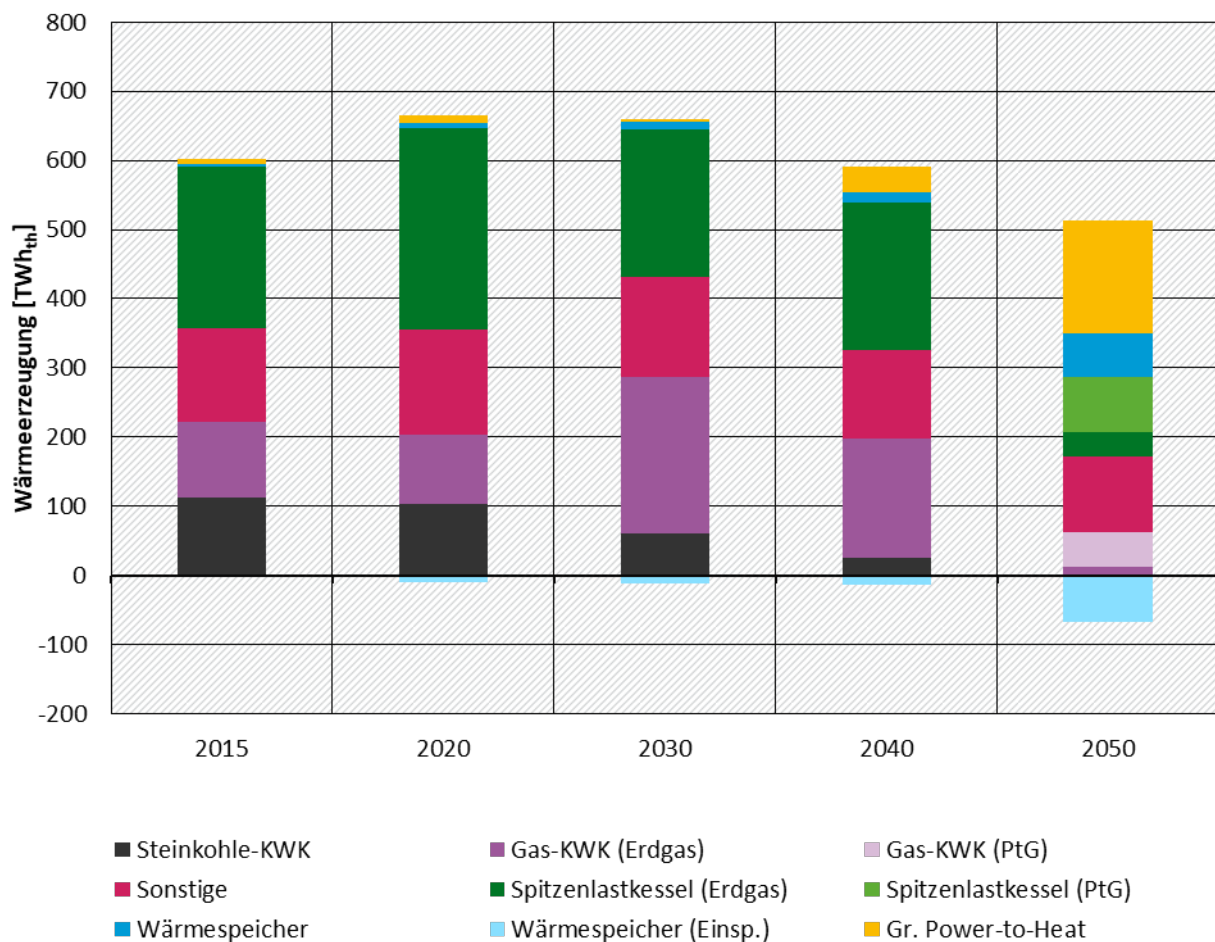
ßen PtH mit 166,4 TWh nur geringfügig unter dem Stromverbrauch der großen PtH im Netzrestriktionsszenario (-0,5 TWh).

Insgesamt ändern sich also die Stromverbräuche nur geringfügig gegenüber dem Netzrestriktionsszenario. Die EE-Anteile am Gesamtstromverbrauch fallen in der Modellregion in allen Jahren geringfügig niedriger aus als im Netzszenario (Veränderungen <1%Pkt). In der deutschen Marktzone bewegen sich die Veränderungen des EE-Anteils gegenüber dem Vergleichsszenario ebenfalls unter 1%Pkt.

Wärmeerzeugung

Schaut man sich die Ergebnisse im Wärmesektor an, dann wird deutlich, dass die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen und großer PtH gegenüber dem Netzrestriktionsszenario ansteigt. Die durch den Kapazitätsmarkt zusätzlich angereizte höhere Leistung von KWK-Anlagen übersetzt sich in eine höhere Wärmeerzeugung aus diesen Anlagen. Die große PtH profitiert insbesondere von den günstigeren Strompreisen (s. u.). Im Gegenzug sinkt die Nutzung der Spitzenlastkessel (2020: -8,2 TWh_{th}; 2030: -17,6 TWh_{th}; 2040: -3,7 TWh_{th}; 2050: -2,6 TWh_{th}). Abbildung 111 zeigt die jährliche Entwicklung der Wärmeerzeugung für die Modellregion. Die eben beschriebenen Muster eines geringeren Einsatzes von Spitzenlastkesseln (2020: -3,4 TWh_{th}; 2030: -7,1 TWh_{th}), der höheren KWK-Wärmeerzeugung (2020: +3,0 TWh_{th}; 2030: +6,8 TWh_{th}) und des gestiegenen Einsatzes der großen PtH (2020: +0,4 TWh_{th}; 2030: +0,1 TWh_{th}) wiederholen sich für die deutsche Marktzone in den Jahren 2020 und 2030. In den Jahren 2040 und 2050 unterscheidet sich die Wärmeerzeugung quasi nicht vom Netzrestriktionsszenario.

Abbildung 111: Wärmeerzeugung in der Modellregion im Kapazitätsmarktszenario

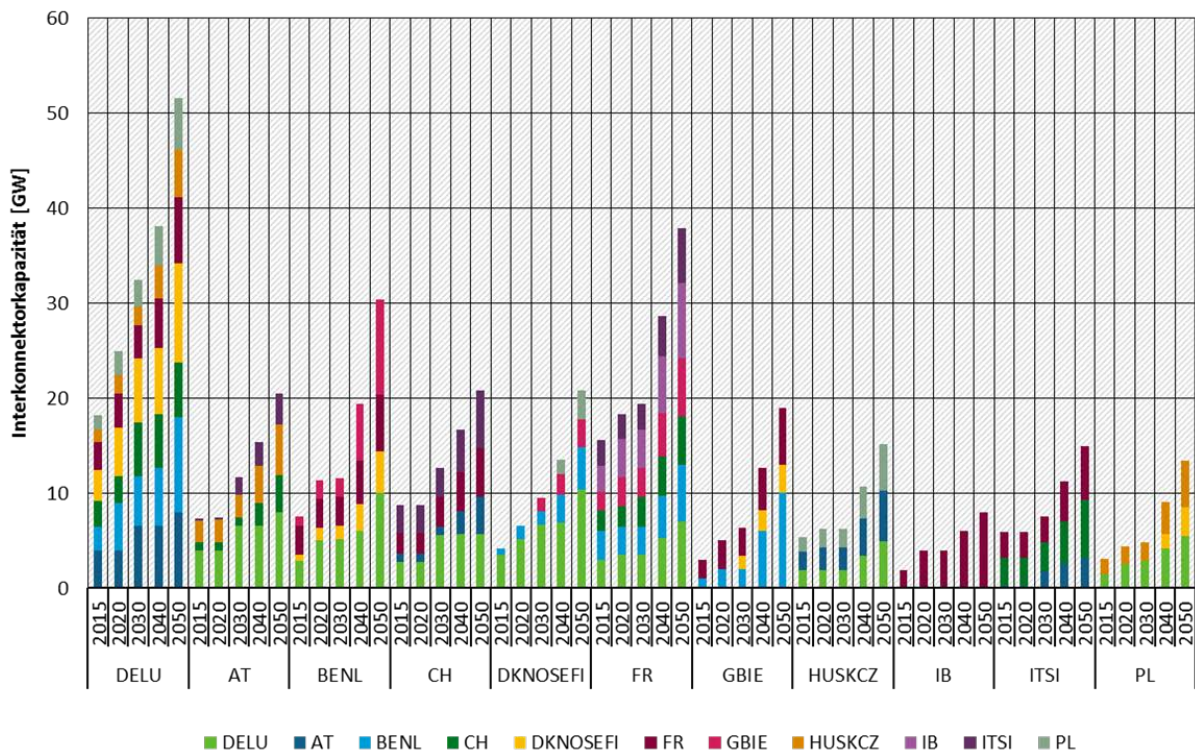


Quelle: Eigene Berechnungen.

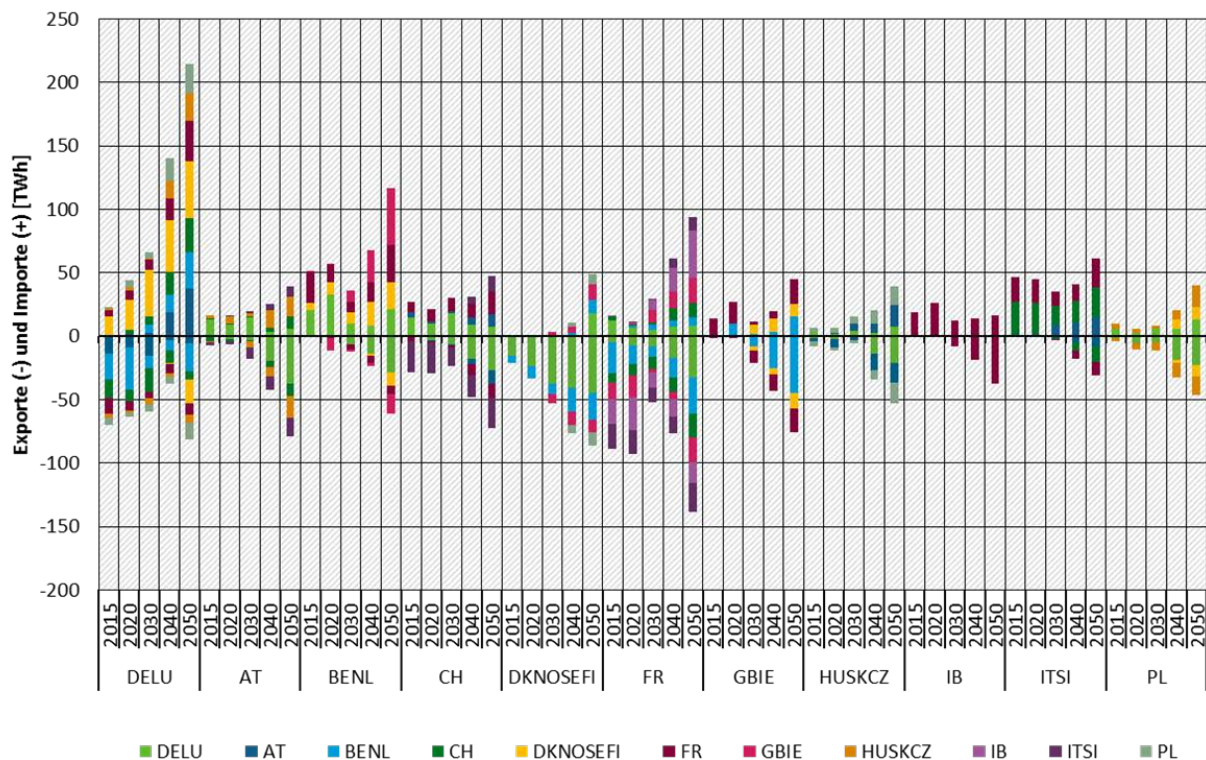
Netzausbau und europäischer Stromaustausch

Das Stromnetz als Flexibilitätsoption wird im Kapazitätsmarktszenario durch die nationalen Überkapazitäten etwas weniger genutzt als im Netzrestriktionsszenario. Im Kapazitätsmarktszenario werden Netzausbauten in Höhe von +3,2 GW aus dem Jahr 2040 in das Jahr 2050 verschoben, wobei das Stromnetz im Jahr 2050 bis zu den Potenzialgrenzen ausgebaut wird. Die resultierenden Importkapazitäten je Marktzone zeigt Abbildung 112. Der grenzüberschreitende Austausch von Strom (s. Abbildung 113) verändert sich in Relation zu den insgesamt übertragenen Mengen (2020: 259,2 TWh; 2030: 567,4 TWh; 2040: 451,5 TWh; 2050: 736,5 TWh) nur geringfügig und liegt in allen Jahren leicht unter dem Netzrestriktionsszenario (2020: -7,8 TWh; 2030: -8,7 TWh; 2040: -9,0 TWh; 2050: -3,6 TWh). Für die deutsche Marktzone gehen die Nettoimporte wie schon oben erwähnt zurück, bleiben aber ab 2030 weiterhin im positiven Bereich (Importe > Exporte; 2030: 6,5 TWh; 2040: 103,0 TWh; 2050: 132,6 TWh).

Abbildung 112: Interkonnektorkapazitäten im Kapazitätsmarktszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 113: Stromaustausch im Kapazitätsmarktszenario

Quelle: Eigene Berechnungen.

CO₂-Preise, Strompreise und EE-Marktwerte

Im Kapazitätsmarktszenario steigt der CO₂-Preis durch die zusätzliche fossile Erzeugung in den Jahren 2030 und 2040 leicht an, und zwar in 2030 um +4,11 €/tCO₂ auf 30,45 €/tCO₂ und in 2040 um +8,38 €/tCO₂ auf 79,30 €/tCO₂. Die höhere thermische Erzeugung führt zu mehr Emissionen und damit zu einer größeren relativen Knappheit des CO₂-Budgets, was zu höheren CO₂-Preisen führt. Dagegen wird der Preis in 2050 wie gehabt durch den Einsatz von PtG in der Strom- und Wärmeerzeugung gesetzt.⁶²

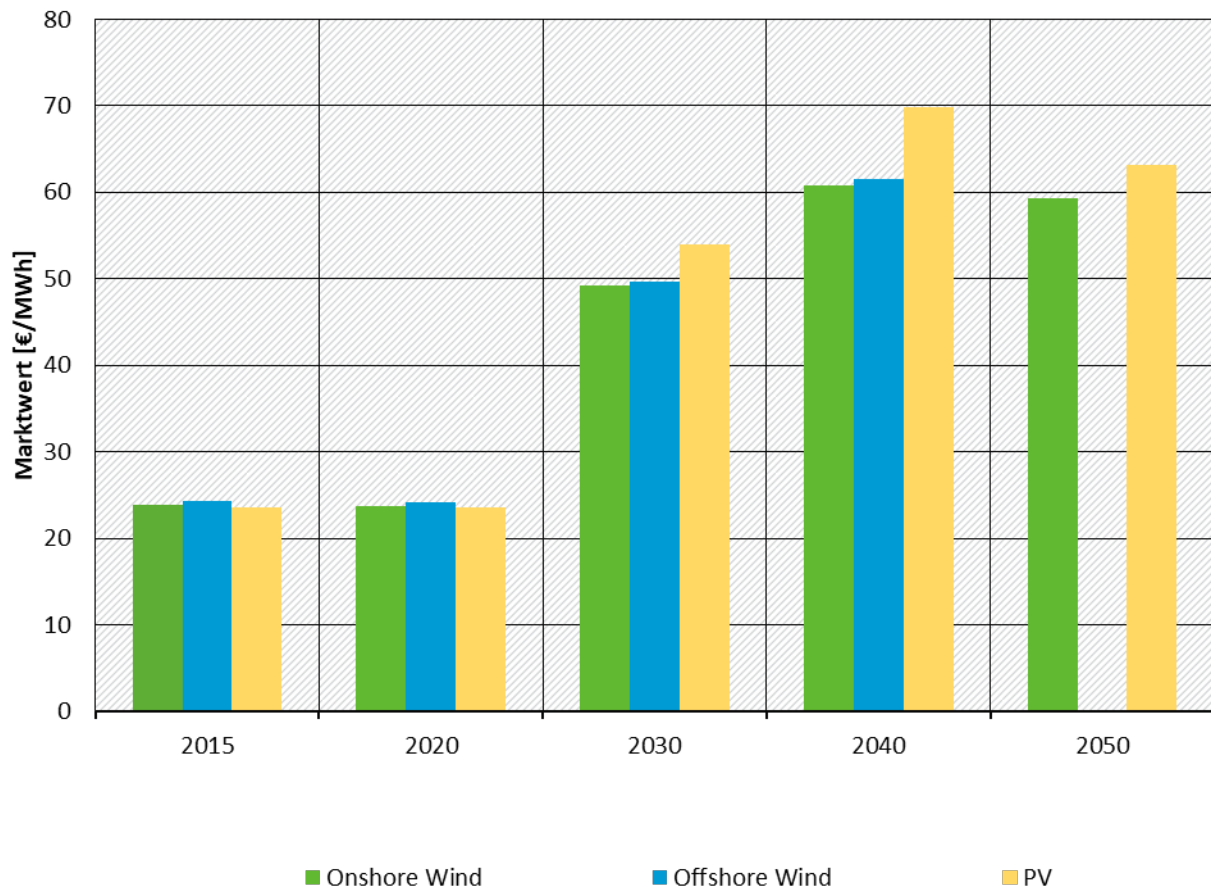
Die Strompreise sinken im Vergleich zum Netzrestriktionsszenario in den Jahren 2030-2050 in den meisten Zonen, was u. a. an den Überkapazitäten im Strommarkt liegt. Der durchschnittliche (ungewichtete) Preisrückgang über alle Marktzone liegt in diesen Jahren unter 2 €/MWh. In der deutschen Marktzone liegt der Rückgang der durchschnittlichen Strompreise bei -1,69 €/MWh im Jahr 2030 (53,83 €/MWh), bei -2,29 €/MWh in 2040 (68,79 €/MWh) und -0,74 €/MWh im Jahr 2050 (87,68 €/MWh).

Die absoluten Marktwerte in der deutschen Marktzone steigen für Onshore ab dem Jahr 2030 gegenüber dem Netzrestriktionsszenario an (2030: +1,66 €/MWh; 2040: +1,65 €/MWh; 2050: +0,27 €/MWh). Die Entwicklung des absoluten Marktwertes für PV folgt einem ähnlichen Muster wie bei Onshore, wobei die Veränderungen geringer ausfallen (2030: +0,68 €/MWh; 2040: +0,06 €/MWh; 2050: +/-0,00 €/MWh). Der absolute Marktwert für Onshore steigt zwischen 2030 und 2040 von 49,27 €/MWh auf 60,85 €/MWh an, ehe er im Jahr 2050 leicht auf 59,29 €/MWh absinkt. Dasselbe Muster sehen wir bei dem absoluten Marktwert für PV (2030:

⁶² S. Abschnitt 5.7.3.

53,92 €/MWh; 2040: 69,88 €/MWh; 2050: 63,19 €/MWh). Die Entwicklung der Marktwerte in der deutschen Marktzone zeigt Abbildung 114.

Abbildung 114: EE-Marktwerte in der deutschen Marktzone im Kapazitätsmarktszenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Der relative Marktwert von Onshore liegt im Jahr 2030 mit 91,5 % um +5,8 %Pkte bzw. im Jahr 2040 mit 88,5% um +5,2 %Pkte über dem relativen Marktwert im Netzrestriktionsszenario. Im Jahr 2050 sinkt der relative Marktwert für Onshore auf 67,6% und liegt damit nur noch um knapp +0,9%Pkte über dem Netzrestriktionsszenario. Der relative Marktwert von PV folgt einem ähnlichen Muster, jedoch sind die Unterschiede im Vergleich zum Netzscenario geringerer (2030: +4,3%Pkte; 2040: +3,4%Pkte). Dabei fällt auf, dass die relativen Marktwerte von PV in den Jahren 2030 und 2040 mit 100,2 % bzw. 101,6 % über 100% liegen. Wie bei Onshore fällt der relative Marktwert von PV dann in 2050 deutlich gegenüber 2040 und liegt bei 72,1%.

8 Zentrale Erkenntnisse und Fazit

Die Ergebnisse der Szenarien haben gezeigt, dass sich die analysierten Transformationspfade des Stromsystems durch große technologische Vielfalt, hohe Flexibilität und eine umfassende Nutzung der Vorteile des europäischen Strombinnenmarktes auszeichnen. Auch für sehr ambitionierte Klimaziele bestehen Lösungen für eine weitestgehend CO₂-freie und zugleich kostengünstige und sichere Versorgung.

Einschränkungen in wesentlichen Flexibilitätselementen wie bspw. im Netzausbau und administrative Vorgaben zur Steuerung der technologischen Entwicklung können allerdings durchaus merkbare Unterschiede für die Transformation machen. Das ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass intensive Wechselwirkungen zwischen den Systemelementen bestehen. Allerdings ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass sie auf einem Optimierungsmodell mit einer idealtypischen Repräsentation der Sektoren und - trotz aller Einschränkungen - signifikanten Optimierungsmöglichkeiten beruhen. Das bedeutet, dass die unerwünschten Nebenwirkungen und Zusatzkosten von suboptimalen Rahmenbedingungen in der Modellierung unterschätzt werden. Daher ist es für die Praxis umso wichtiger, die bestmöglichen Bedingungen für eine wettbewerbliche, hemmnisfreie Transformation der Energieversorgung zu schaffen.

Abschließend fassen wir an dieser Stelle die wichtigsten Erkenntnisse aus den Szenarioanalysen zusammen und orientieren uns dabei an den zu Projektbeginn formulierten Forschungsfragen:

- ▶ Zusammenspiel der Systemelemente im Laufe der Transformation: Wie sieht das Stromsystem der Zukunft bei ambitionierten CO₂-Zielen aus? Welche Rollen spielen die vielfältigen technologischen Optionen und die Sektorkopplung?
- Erneuerbare Energien sind die tragende Säule einer CO₂-freien Stromversorgung. Im Jahr 2050 liegen die Anteile erneuerbarer Energien (exkl. EE-PtG) am Nettostromverbrauch⁶³ der Modellregion für alle Szenarien bei 96-99%. Die großen Potenziale in Europa können in Kombination mit einem umfangreichen Ausbau des Stromnetzes effizient genutzt werden. Dementsprechend werden bevorzugt besonders ertragreiche Standorte und die Technologien mit den niedrigsten Stromgestehungskosten (insb. Schwachwindanlagen, später auch PV in Südrichtung) erschlossen. Die Stromerzeugung aus Windenergie liegt im Jahr 2050 in der Modellregion bei rund 2.500-2.900 TWh, für Solarenergie bei rund 590-730 TWh. Die technologische Diversität, also die Nutzung teurerer Anlagentypen zwecks Mischung unterschiedlicher Einspeisestrukturen (z. B. PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung), spielt dagegen kaum eine Rolle. Entscheidender ist – mit den verwendeten Kostenannahmen der EE- und Flexibilitätstechniken – die Nutzung der Flexibilitätspotenziale des Strombinnenmarktes über eine weiträumige Verteilung des eingespeisten Stroms und die Durchmischung der EE-Erzeugung an verschiedenen Standorten.
- Der Bedarf an konventionellen thermischen Erzeugungskapazitäten sinkt im Zeitverlauf. Ihre installierte Leistung wird insbesondere in den späten Phasen der Transformation

⁶³ Enthält alle Endverbräuche flexibler und inflexibler Konsumenten sowie inländische Netzverluste. Nicht enthalten sind Netzverluste des grenzüberschreitenden Austauschs, Speicherverluste und Kraftwerkseigenverbrauch.

deutlich reduziert und liegt im Jahr 2050 bei 100-380 GW in Summe über die Modellregion. CO₂-freies PtG kommt im Modelljahr 2050 in allen Szenarien zur Strom- und Wärmeerzeugung zum Einsatz. Langfristig wird PtG in allen Szenarien als ein wichtiger Baustein benötigt, um die erforderlichen Emissionsminderung in der modellierten Strom- und Wärmeerzeugung effizient zu erreichen. Auch im Jahr 2050 bleibt der Anteil der PtG-basierten Erzeugung an der Energieversorgung gering, da er mit relativ hohen Kosten verbunden ist bzw. der EE-Ausbau insbesondere von Windenergie und Photovoltaik i. d. R. eine günstigere Vermeidungsoption darstellt. In Summe über die Modellregion liegt die PtG-basierte Stromerzeugung im Jahr 2050 bei 36-142 TWh bzw. einem Anteil von 0,8-3,5% am Nettostromverbrauch⁶⁴. Wenn PtG zur Erfüllung der Emissionsanforderungen vom Modell eingesetzt wird, dann ist PtG die Grenzvermeidungstechnologie und der CO₂-Preis wird durch den PtG-Preis gesetzt.

- Neben dem Netz leisten insbesondere die vielfältigen Flexibilitätsoptionen an den Sektorgrenzen einen wesentlichen Beitrag zur EE-Integration und zur Absicherung der Versorgung. Diese (neuen) Verbraucher können ihre Last weitgehend am Strompreis ausrichten und zeitlich verschieben, senken oder erhöhen, ohne dass durch die Nutzung der teils beachtlichen Flexibilitätspotenziale die eigentlichen Anwendungszwecke der Technologien in den Wärme- und Verkehrssektoren beeinträchtigt werden. Ein sehr relevantes Beispiel ist die Nutzung großer Power-to-Heat-Anlagen (PtH) in der zentralen Wärmeversorgung, die nicht nur EE-Strom integriert, sondern in Kombination mit Wärmespeichern auch die Elektrifizierung des Wärmesektors vorantreibt und dort in großem Maße fossile Erzeugung ersetzt. Die integrierten bzw. in Wärme umgewandelten Strommengen liegen im Jahr 2050 je nach Szenario bei 166-178 TWh in Summe über die Modellregion. Klassische Stromspeicher werden dagegen nur wenig genutzt, da der doppelte Nutzen der Sektorkopplung - sowohl aus wirtschaftlichen als auch aus Klimaschutz-Gesichtspunkten - besonders attraktiv ist.
- Bedeutung des Stromnetzes und des europäischen Strombinnenmarktes: Welche Folgen für die Transformation hat ein eingeschränkter europäischer Netzausbau?
- Das Stromnetz stellt nicht nur wertvolle, sondern im Vergleich zu anderen Optionen auch relativ günstige Flexibilität aus dem europäischen Strombinnenmarkt bereit. Dementsprechend werden auch bei hohen Potenzialvorgaben (Szenarien Basis 1 und 2) die Möglichkeiten des Netzausbaus umfassend genutzt, und in den Szenarien mit eingeschränkten Netzausbaupotenzialen zeigt sich ausnahmslos eine 100%ige Ausnutzung der Potenziale im Jahr 2050. Wenn aufgrund der eingeschränkten Netzausbaupotenziale weniger Flexibilitätspotenziale des Strombinnenmarktes erschlossen werden können, werden zum einen mehr konventionelle Kapazitäten benötigt, um in Knappheitssituation anstelle von Importen die Nachfrage zu decken. Dementsprechend steigt die fossile Erzeugung und in späten Jahren der Einsatz des teuren PtG. Zum anderen gilt, dass mit weniger Netz mehr EE-Kapazitäten benötigt werden, um das gleiche Dekarbonisierungs-

⁶⁴ Enthält alle Endverbräuche flexibler und inflexibler Konsumenten sowie inländische Netzverluste. Nicht enthalten sind Netzverluste des grenzüberschreitenden Austauschs, Speicherverluste und Kraftwerkseigenverbrauch.

ziel zu erfüllen, weil auf weniger ertragreiche Standorte ausgewichen werden muss. Gleichzeitig geht die EE-Stromerzeugung spiegelbildlich zur steigenden konventionellen Erzeugung zurück. Die mit diesen Entwicklungen einhergehenden Veränderungen der räumlichen und technologischen Allokation von Leistung und Erzeugung sind per Definition aus Systemsicht weniger optimal, sprich teurer, als es mit höheren Netzkapazitäten der Fall wäre. Die Ergebnisse unterstreichen im Umkehrschluss den überaus großen Wert des Netzes als günstige und sehr effektive Flexibilitätsoption für die Dekarbonisierung der Stromversorgung.

- ▶ Dynamik von EE-Zielen und Fördersystemen: Wie verändert die gezielte Förderung erneuerbarer Energien die Ergebnisse? Welchen Einfluss hat das Förderdesign?
 - Die Implementierung von EE-Fördersystemen führt zusätzlich zum übergeordneten Ziel der Dekarbonisierung weitere Zielebenen ein. Fördersysteme drücken Präferenzen für eine bestimmte räumliche und/oder technologische Entwicklungen aus, die über die Perspektive einer möglichst kostengünstigen Emissionsminderung hinausgehen. Dementsprechend führen die EE-Zielvorgaben zu teils deutlich anderen Ergebnissen als die Szenarien ohne Fördersysteme. Im Vergleich zu einem in erster Linie Kosten- und CO₂-Preis-getriebenen Ausbau, der wie beschrieben mit einer gewissen regionalen und technologischen Konzentration einhergeht, steigen je nach Fördersystem die nationalen EE-Anteile deutlich, und ausgewählte EE-Technologien kommen früher (PV im EE-Szenario 2 mit nationaler technologieneutraler Förderung) oder sogar erstmals zum Zuge (Offshore im EE-Szenario 3 mit nationaler technologiespezifischer Förderung).
 - Die absoluten EE-Marktwerte sind im Jahr 2050 in allen Szenarien wesentlich höher als im Vergleichsjahr 2015. Dies resultiert aus dem insgesamt höheren Strompreisniveau.⁶⁵ Die Marktwerte der erneuerbaren Energien sind dabei in den Szenarien mit Fördersystemen in der Tendenz niedriger als in einem vergleichbaren Szenario ohne Fördersystem (Netzrestriktionsszenario). Auch die Strompreise fallen in den Szenarien mit EE-Fördersystemen bei lokal höheren EE-Anteilen tendenziell niedriger aus, da mehr günstige Erzeugung zur Verfügung steht. Hinsichtlich der Netto-Kosten der Förderung, die letztlich von den Endverbrauchern getragen werden, gibt es daher zwei gegenläufige Effekte: Während niedrigere Marktwerte den Förderbedarf in der Tendenz erhöhen, senken niedrigere Strompreise die Netto-Kostenbelastung.
- ▶ Ambitionierterer Klimaschutz: Welchen Unterschied machen nationale Vorreiter? Was passiert, wenn die CO₂-Ziele im Vergleich zu den anderen Szenarien früher und höher angesetzt werden?
 - Im Szenario mit Deutschland als Klimavorreiter, in dem durch das Umweltbundsamt eine heimische Mindesterzeugung und strengere CO₂-Minderungsvorgaben für die Emissionen in Deutschland (in Kombination mit einem um diese Mehrminderung reduzierten europäischen CO₂-Budget) vorgegeben sind, kommt es zu einem

⁶⁵ Zu beachten ist hier, dass sich die im Vergleich zu neueren Entwicklungen relativ hoch angesetzten Annahmen zu den PtG-Kosten auch auf das Strompreisniveau im Jahr 2050 auswirken. Dieser Effekt schlägt sich jedoch nur in moderatem Umfang auf die EE-Marktwerte durch, da die Stunden mit (direkt oder indirekt) durch PtG gesetzten Strompreisen einen deutlich unterproportionalen Einfluss auf die Marktwerte haben.

vorgezogenen EE-Ausbau, einem schnelleren Rückgang der konventionellen Erzeugung und einer früheren Elektrifizierung der zentralen Wärmeversorgung in der deutschen Marktzone. Durch die strengeren CO₂-Minderungsvorgaben sinken einerseits die kumulierten Emissionen der Modellregion in moderaten Umfang gegenüber dem Netzrestriktionsszenario, andererseits wirken sich diese Veränderungen auch steigernd auf die Gesamtsystemkosten aus. Der zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien führt allerdings auch – trotz ambitionierterer Emissionsminderungen in Deutschland – zu niedrigeren Strompreisen in der deutschen Marktzone.

- Im EU-Klimaschutz-Szenario, mit einem im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich ambitionierteren europäischen CO₂-Minderungspfad, beginnt die Transformation früher und in größeren Schritten. Besonders signifikant ist der insgesamt vorgezogene EE-Ausbau. In den frühen Jahren wird er u. a. durch einen schnelleren Ausstieg aus der kohlebasierten Strom- und Wärmeerzeugung begleitet, die stattdessen auf Erdgas umgestellt wird. Gleichzeitig beginnt die Elektrifizierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung frühzeitig. Das EU-Klimaschutz-Szenario führt unter allen Szenarien zu den geringsten kumulierten Emissionen. Es führt zugleich zu den höchsten Gesamtkosten. Dies ist hauptsächlich auf den vorgezogenen EE-Zubau infolge der höheren CO₂-Minderungsanforderungen zurückzuführen, der mit höheren spezifischen Kosten und in der Barwertbetrachtung mit einem größeren Gewicht einhergeht (frühere Jahre werden weniger stark abdiskontiert als spätere). Bei der Interpretation der Ergebnisse ist jedoch zu beachten, dass die Ergebnisse u. a. eng mit den Annahmen zur Höhe des jährlich vorgegebenen CO₂-Budgets und den PtG-Kosten verknüpft sind.
- ▶ **Marktdesign und Transformation: Welchen Unterschied macht das Strommarktdesign?** Das Strommarktdesign folgt in neun der zehn Szenarien den Grundsätzen eines Energy-Only-Marktes. Dieses Marktdesign ist besonders energiewendefreundlich, da es auch bei hohen EE-Anteilen die EE-Integration unterstützt, eine effiziente Flexibilisierung ermöglicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet. Im Gegensatz dazu sind Kapazitätsmärkte nicht bzw. deutlich eingeschränkt mit der angestrebten Transformation kompatibel. Sie führen u. a. zu konventionellen Überkapazitäten, die in einem nahezu CO₂-freien, EE-basierten Stromsystem nicht genutzt werden. Verdrängt werden demgegenüber andere Flexibilitätsoptionen wie flexible Lasten, die nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen dürfen oder können. Aus dem Kapazitätsmarkt folgen somit unerwünschten Pfadabhängigkeiten und die zweithöchsten Kosten unter allen Szenarien. Diese Ergebnisse unterstreichen, dass auch die Rahmenbedingungen des Marktdesigns einen deutlichen Unterschied für den Erfolg der Transformation machen können.

Die Erkenntnisse aus diesem Projekt geben demnach wichtige Hinweise auf Wechselwirkungen zwischen den Systemelementen und die Eigenschaften erfolgreicher Transformationspfade. Aus den Ergebnissen ergeben sich daher auch Implikationen für eine geeignete Energie- und Klimapolitik bzw. für ein geeignetes Markt- und EE-Förderdesign, die bereits an verschiedenen Stellen angeklungen sind. Diese Themen werden im Rahmen weiterführender Analysen im Schwesterprojekt „Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien“ aufgegriffen und vertieft.

9 Quellenverzeichnis

BFS (2017): Statistiken zum Elektrizitätsverbrauch und Bruttowertschöpfung von Wirtschaftszweigen der Schweiz aus dem Jahr 2013. Bundesamt für Statistik der Schweiz, 2017.

BMWi (2017): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.

BMWi/GIZ (2016): Erneuerbare Energien und Energieeffizienz in Marokko - Überblick über Rahmenbedingungen und Markteinstiegsmöglichkeiten. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Deutsche Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit GmbH, 2016.

BNEF (2020): Hydrogen Economy Outlook - Key messages. Bloomberg New Energy Finance, 2020.

Bukold, S. (2020): Blauer Wasserstoff – Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy, 2020.

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt: Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH, 2014.

Connect (2015): Leitstudie Strommarkt 2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH, mit Beiträgen von Consentec GmbH, Fraunhofer ISI, r2b energy consulting GmbH, 2015.

Connect (2018): Aufbereitung von COSMO-Wetterdaten zur Nutzung in Modellierungen und Analysen zu erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Connect Energy Economics GmbH, 2018.

Connect (in Veröffentlichung): Ein Strommarkt für die Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Connect Energy Economics GmbH, in Veröffentlichung.

Consentec (in Bearbeitung): Beitrag des Stromnetzes zum Klimaschutz. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Consentec GmbH, in Bearbeitung.

DWD (2014): Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD. Deutscher Wetterdienst, Offenbach, 2014.

EC (2011): Energy Roadmap 2050. Europäische Kommission, Brüssel, 2011.

EC (2013): Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050: Reference Scenario 2013. Europäische Kommission, 2013.

EC (2014): Natura 2000 data and maps. Europäische Kommission, 2014.
https://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/data/index_en.htm (17.06.2014).

EC (2016): EU Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions trends to 2050. Europäische Kommission, 2016.

Ecofys/IWES (2016): Systemischer Vergleich von Wärmeversorgungs-techniken in einem regenerativen Energiesystem. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Ecofys Deutschland GmbH, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, 2016.

EEA (2009): Europe's onshore and offshore wind energy potential. European Environment Agency, 2009.

EEA (2014): CORINE Land Cover. European Environment Agency, 2014.

EEA (2015a): EEA greenhouse gas data viewer. European Environment Agency, 2015.
<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer> (25.11.20015).

EEA (2015b): Trends and projections in Europe 2015. European Environment Agency, 2015.

- EEA (2016): Greenhouse gas inventories. European Environment Agency, 2016.
http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envvpj0sg/DEU_2016_2014_14012016_125421_started.xlsx/manage_document (15.01.2016).
- EEG (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066). Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz, 2014.
- EnBW (2020): Deutschlands größter Solarpark speist erste Kilowattstunde Strom ins Netz ein. Pressemitteilung. Energie Baden-Württemberg AG, 24.11.2020.
- ENTSO-E (2015): Ten Year Network Development Plan 2016. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2015.
- ENTSO-E (2016a): Mid-term Adequacy Forecast 2016. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2016.
- ENTSO-E (2016b): Historische Nachfragedaten aus dem ENTSO-E Country Package für das Jahr 2008. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2008.
- ENTSO-E (2017): Ten Year Network Development Plan 2018. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2017.
- EurObserv'ER (2016): The state of the renewable energies in Europe – Edition 2016. Observ'ER, 2016.
- Euroheat & Power (2015): Country by Country 2015. Euroheat & Power, 2015.
- Euroheat & Power (2018): Country Profiles. Euroheat & Power, 2018. <https://www.euroheat.org/knowledge-hub/country-profiles/> (10.07.2018).
- Eurelectric (2017): European Electricity Sector gears up for the Energy Transition. Eurelectric, 2017.
https://www.eurelectric.org/media/2128/eurelectric_statement_on_the_energy_transition_2-2017-030-0250-01-e.pdf (05.04.2017).
- Eurostat (2015): VGR Aggregate nach Industrie (bis zu NACE A*64). Statistisches Amt der Europäischen Union, 2015. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nama_10_a64&lang=de (10.06.2015).
- Eurostat (2017a): Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - Elektrizität - jährliche Daten. Statistisches Amt der Europäischen Union, 2017. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_105a&lang=de (17.11.2017).
- Eurostat (2017b): Komplette Energiebilanzen - jährliche Daten. Statistisches Amt der Europäischen Union, 2017. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_110a&lang=de.
- Fasihi, M., Bogdanov, D., Breyer, C. (2016): Techno- Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. In: Energy Procedia 99, 2016, S. 243–268.
- Fraunhofer ISI (2011): Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2011.
- GEBCO (2015): GEBCO's gridded bathymetric data set. GEBCO, 2015.
https://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/ (24.02.2015).
- Guidehouse et al. (2020): European Hydrogen Backbone – How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, Guidehouse und Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, 2020.
- IEA (2016): World Energy Outlook 2016. International Energy Agency, 2016.

- IEA (2017): World Energy Outlook 2017. International Energy Agency, 2017.
- IEA (2019): The Future of Hydrogen. International Energy Agency, 2019.
- Infas/DLR (2010): Mobilität in Deutschland 2008 – Tabellenband. infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung, 2010.
- IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006.
- IRENA (2017): Global Atlas for Renewable Energy. International Renewable Energy Agency, 2017. <https://www.irena.org/globalatlas> (10.03.2017).
- IRENA (2019): Hydrogen: A renewable energy perspective. International Renewable Energy Agency, 2019.
- IWES et al. (2014): Roadmap Speicher. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht, 2014.
- IWES et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Fraunhofer-Institut für Bauphysik, ifeu GmbH, Stiftung Umweltenergierecht, 2015.
- Ludwig, N., Bosch, S. (2014): Standortalternativen für die Windenergie – Berechnung des Ertragspotenzials auf Offenland- und Waldstandorten in Bayern. In: Raumforschung und Raumordnung, 2014, 72 (4), 293-308.
- Mathis, W., Thornhill, J. (2019): Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution. Bloomberg News, 21.08.2020.
- Öko-Institut (2014): eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Öko-Institut e.V., Berlin, 2014.
- Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050, 2. Modellierungsrunde. Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Berlin, 2015.
- Öko-Institut et al. (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Studie im Auftrag vom Umweltbundesamt. Öko-Institut e.V., Karlsruher Institut für Technologie, INFRAS AG, 2016.
- Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft - Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Öko-Institut e. V., 2017.
- PV Magazine (2020): Katars 800-Megawatt-Ausschreibung vergibt Zuschlag für knapp 1,42 Cent/Kilowattstunde. PV Magazine Deutschland, 23.01.2020.
- Renewables Now (2019): Portugal publishes full list of solar auction winners. Renewables Now, 08.08.2020.
- r2b (2014): Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. r2b energy consulting GmbH, 2014.
- Schneider, C., Samadi, S., Holtz, G., Kobiela, G., Lechtenböhrer, S., Witecka, W. (2019): Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende, 2019.
- STRATEGO (2017): STRATEGO: Multi-level actions for enhanced Heating & Cooling plans. Euroheat & Power, 2017. <https://www.euroheat.org/our-projects/stratego-multi-level-actions-enhanced-heating-cooling-plans/> (14.01.2017).
- UBA (2013): Potentiale der Windenergie an Land. Umweltbundesamt, 2013.

UBA (2010): Energieziel 2050 - 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Umweltbundesamt, 2010.

Vartiainen E., Masson G., Breyer C., Moser D., Román Medina E. (2020): Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. In: Prog Photovolt Res, Appl. 2020;28:439–453.

VGB (2015): Verfügbarkeit von Kraftwerken 2005 bis 2014. VGB Powertech e.V., 2015.

VGRdL (2013): Bruttowertschöpfung von Wirtschaftszweigen für Deutschland aus dem Jahr 2010. Statistische Landesamt Baden-Württemberg, Arbeitskreis Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder, 2013.

A Anhang

A.1 Ergebnisübersicht im Szenariovergleich

Tabelle 37: Barwert der Gesamtkosten 2015-2050

[Mrd. €]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Invest- & FOM-Kosten konv. u. sonst.	562	584	585	586	582	581	584	580	576	660
Invest- & FOM-Kosten EE	1.433	1.526	1.429	1.444	1.504	1.513	1.460	1.533	1.791	1.420
Invest- & FOM-Kosten Netz	72	74	35	35	34	34	34	35	35	34
Variable Kosten	1.090	915	1.148	1.134	1.097	1.094	1.129	1.100	1.127	1.154

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 38: Stromerzeugungskapazitäten 2050 in der Modellregion

[GW]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Kernenergie	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	92,2	83,5	127,2	126,9	124,0	121,9	125,4	122,2	119,9	343,1
Sonst. Nicht-EE	3,7	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,7	3,8	3,7	4,2
NEA	0,0	0,0	6,5	6,1	6,2	5,7	7,1	6,9	7,0	22,6
Andere Speicher	0,4	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,3	3,9
Pumpspeicher	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5
Wasserkraft (exkl. PSW)	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2
Lastflexibilität	7,7	9,4	14,1	14,2	14,0	14,1	14,4	14,1	16,1	0,0
Biomasse u. sonst. EE	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7
Onshore	692,1	723,9	651,7	654,0	660,0	673,2	656,5	659,9	657,6	658,3

[GW]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	1,7	0,0	1,9	0,0	0,0
PV	499,8	587,1	593,3	593,4	606,5	586,4	624,1	606,1	605,4	608,1
PV/Onshore Kombination	10,5	10,3	25,0	25,0	15,0	13,4	12,5	15,6	25,0	12,5
CSP	0,0	0,0	5,1	5,2	5,2	5,5	4,2	5,2	4,8	1,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 39: Stromerzeugungskapazitäten 2050 in der deutschen Marktzone

[GW]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	40,0	36,1	43,6	43,2	41,3	39,0	40,7	34,2	40,3	64,6
Sonst. Nicht-EE	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
NEA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6
Andere Speicher	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
Wasserkraft (exkl. PSW)	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Lastflexibilität	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,0
Biomasse u. sonst. EE	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Onshore	74,6	85,6	85,6	85,6	89,8	104,1	85,6	88,9	85,6	85,6
Offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
PV	95,6	123,9	119,6	118,5	148,1	105,3	122,1	150,5	128,2	122,4
PV/Onshore Kombination	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CSP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 40: Stromerzeugung 2050 in der Modellregion

[TWh]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Kernenergie	67	70	67	62	63	63	66	61	69	68

[TWh]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	17	13	21	0	0	0	0	0	0	21
PtG	59	36	120	142	135	133	139	136	132	124
Sonst. Nicht-EE	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
NEA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Andere Speicher	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3
Andere Speicher (Einsp.)	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-4
Pumpspeicher	27	31	33	35	43	36	49	35	31	33
Pumpspeicher (Einsp.)	-37	-41	-44	-47	-58	-48	-65	-47	-42	-44
Wasserkraft (exkl. PSW)	497	502	500	505	502	502	500	506	502	500
Biomasse u. sonst. EE	148	148	144	148	147	149	141	146	146	147
Onshore	2.699	2.853	2.478	2.462	2.500	2.527	2.473	2.486	2.477	2.495
Offshore	0	0	0	0	9	7	0	8	0	0
PV	587	682	659	667	672	650	720	680	661	677
PV/Onshore Kombination	35	34	71	87	47	42	41	49	79	40
CSP	0	0	14	14	14	15	11	14	13	4

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 41: Stromerzeugung 2050 in der deutschen Marktzone

[TWh]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	4	3	4	0	0	0	0	0	0	4
PtG	24	15	41	45	40	38	43	40	41	40
Sonst. Nicht-EE	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
NEA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

[TWh]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Andere Speicher	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Andere Speicher (Einsp.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pumpspeicher	3	4	5	5	6	5	5	6	5	5
Pumpspeicher (Einsp.)	-4	-5	-6	-6	-8	-6	-7	-7	-6	-6
Wasserkraft (exkl. PSW)	19	20	20	20	20	19	20	20	19	19
Biomasse u. sonst. EE	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Onshore	291	330	330	331	342	383	331	340	330	330
Offshore	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0
PV	97	125	121	120	150	106	124	153	130	124
PV/Onshore Kombination	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nettoimport	216	205	134	136	102	102	135	102	130	133

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 42: Einsatz von ausgewählten Flexibilitätsoptionen 2050 in der Modellregion

Zusätzlicher (+) oder reduzierter (-) Stromverbrauch

[TWh]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
dez. PtH (+)	7,0	7,6	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,6
gr. PtH (+)	170,9	177,7	166,8	168,4	167,8	168,4	167,9	167,7	172,1	166,4
O-LKW (-)	-14,9	-11,2	-19,0	-17,0	-18,2	-18,4	-17,0	-17,6	-18,8	-15,9
Lastflexibilität DSM (-)	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 43: Einsatz von ausgewählten Flexibilitätsoptionen 2050 in der deutschen Marktzone

Zusätzlicher (+) oder reduzierter (-) Stromverbrauch

[TWh]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
dez. PtH (+)	1,6	1,8	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,5
gr. PtH (+)	29,2	30,9	28,4	28,8	29,1	29,8	28,5	28,7	29,2	28,2
O-LKW (-)	-2,6	-2,1	-3,1	-2,8	-3,0	-3,2	-2,8	-2,8	-3,4	-2,5
Lastflexibilität DSM (-)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 44: Stromimportkapazitäten (= Exportkapazitäten) 2050

[GW]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
DELU	86,4	85,7	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
AT	25,9	25,4	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
BENL	52,3	52,2	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4
CH	32,5	32,0	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
DKNOSSEFI	38,7	38,7	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8
FR	60,7	60,6	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9	37,9
GBIE	38,0	38,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
HUSK CZ	25,5	26,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
IB	15,5	15,5	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
ITSI	29,9	29,9	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
PL	25,0	26,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 45: Stromaustausch 2050

	[TWh]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Import	DELU	328	318	215	245	230	240	244	230	213	214
	AT	52	49	39	53	57	61	52	57	42	39
	BENL	190	199	118	133	129	133	132	129	113	117
	CH	68	67	48	62	65	68	64	66	51	47
	DKNOSEFI	51	39	48	51	58	59	54	58	55	49
	FR	144	145	95	121	126	129	121	125	94	94
	GBIE	80	81	46	58	64	65	59	65	45	45
	HUSK CZ	54	59	39	48	54	56	49	54	38	39
	IB	25	25	16	24	25	25	25	24	16	16
	ITSI	113	116	60	70	69	70	68	69	57	62
	PL	60	60	40	46	45	47	45	45	37	40
Export	DELU	-112	-113	-81	-108	-128	-137	-109	-128	-83	-82
	AT	-91	-85	-79	-95	-89	-93	-97	-89	-73	-79
	BENL	-93	-87	-60	-76	-91	-94	-78	-91	-67	-61
	CH	-97	-90	-72	-88	-85	-89	-86	-83	-69	-73
	DKNOSEFI	-164	-186	-87	-93	-85	-84	-87	-86	-82	-86
	FR	-198	-189	-139	-163	-163	-167	-166	-162	-138	-138
	GBIE	-131	-133	-77	-85	-85	-85	-86	-84	-77	-76
	HUSK CZ	-82	-76	-53	-64	-57	-60	-64	-57	-53	-53
	IB	-66	-65	-38	-46	-46	-46	-47	-46	-38	-38
	ITSI	-50	-47	-33	-41	-41	-42	-42	-41	-35	-31
	PL	-81	-86	-47	-52	-53	-53	-53	-52	-48	-46

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 46: Basepreis und EE-Marktwerte 2050 in der deutschen Marktzone

[GW]	Basis 1	Basis 2	Netz	EE 1	EE 2	EE 3	EE 4	Vorreit. DE	Amb. EU-KS	KapM
Basepreis	78,52	79,28	88,42	84,20	79,48	79,57	82,14	80,39	89,38	87,68
Onshore	53,04	54,85	59,02	54,96	50,76	47,85	53,75	51,51	59,86	59,29
Offshore	-	-	-	-	-	61,46	-	-	-	-
PV	63,30	62,95	63,19	58,73	51,00	58,20	55,12	51,67	62,56	63,19

Quelle: Eigene Berechnungen.