

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 2: Modelle und Modellverbund

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie



Projektteam

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

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

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

Technische Universität Wien: Michael Hartner, Lukas Kranzl

M-Five: Wolfgang Schade

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

Impressum

Benjamin Pfluger	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) Breslauer Straße 48 76139 Karlsruhe Benjamin.Pfluger@isi.fraunhofer.de
Bernd Tersteegen	Consentec GmbH Grüner Weg 1 52070 Aachen tersteegen@consentec.de
Bernd Franke	ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH Wilckensstraße 3 D-69120 Heidelberg, Deutschland bernd.franke@ifeu.de
Hintergrundbild Deckblatt	© shutterstock.com / vs148
Veröffentlicht	September 2017

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Modellierung der Nachfragesektoren	5
2.1	Verkehrssektor.....	5
2.2	Industriesektor	12
2.3	GHD-Prozesse.....	18
2.4	Raumwärme und Warmwasser	20
2.5	Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung	27
3	Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung	30
3.1	Modellierungsansatz und Modellbeschreibung.....	30
3.1.1	Die Zielfunktion der Optimierung.....	30
3.1.2	Stützjahre, zeitliche Auflösung und Abdeckung.....	33
3.1.3	Betrachtete Energiesysteme	33
3.1.4	Geographische Auflösung und Abdeckung	34
3.1.5	Die zentralen Nebenbedingungen.....	38
3.2	Entwicklungen der stündlichen Last	40
3.3	Technologische Annahmen zur Stromerzeugung und Speicherung in den Szenarien	41
3.3.1	Konventionelle Kraftwerke	42
3.3.2	Abgebildete Wärmenachfrage.....	46
3.3.3	Stromspeichertechnologien.....	48
3.3.4	Technoökonomische Annahmen zu endogen ausgebauten EE-Technologien	52
3.3.5	Annahmen zu exogen vorgegeben EE-Technologien.....	70
3.4	Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze	77
3.4.1	Übertragungsnetz	78

3.4.2	Verteilungsnetze.....	85
3.5	Auswertungsgrößen	90
3.6	Blockscharfe Kraftwerkseinsatzsimulation (OptEK)	91
4	Modelle zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs in Deutschland	95
4.1	Übertragungsnetz.....	95
4.1.1	Generierung stündlicher Lastflussdatensätze	96
4.1.2	Ermittlung von Netzengpässen im Übertragungsnetz	99
4.1.3	Netzausbaumethodik.....	101
4.1.4	Generelle Annahmen und Kostenansätze	104
4.2	Verteilungsnetze.....	107
4.2.1	Einführung und grundsätzliche Annahmen zur Modellierung.....	107
4.2.2	Modellierung der Versorgungsaufgabe	109
4.2.3	Teilgebietsansatz.....	110
4.2.4	Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe	111
4.2.5	Ergebnisse: Netzmengen	116
4.2.6	Kostenansätze.....	116
4.3	Kostenbezogene Auswertungsgrößen.....	117
5	Literatur.....	120

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Strukturdiagramm des Modellierungsansatzes	2
Abbildung 2:	Modellierungsansatz zur Abschätzung des Endenergieverbrauchs im Verkehr	9
Abbildung 3:	Überblick des Modells FORECAST-Industry.....	14
Abbildung 4:	Hierarchische Struktur des Modells FORECAST- Industry	15
Abbildung 5:	Disaggregierte Beschreibung des Gebäudebestands im Modell Invert/EE-Lab	21
Abbildung 6:	Modellstruktur Invert/EE-Lab	24
Abbildung 7	Kosten-Potenzial-Kurven für Nahwärme, <i>Basisszenario</i>	26
Abbildung 8:	Struktureller Aufbau des Moduls zur Berechnung des Endenergieverbrauchs von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimatisierung	27
Abbildung 9:	Modellierungsansatz zur Abschätzung des Endenergieverbrauchs von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimatisierung	29
Abbildung 10:	Regionenzuschnitt im Optimiermodell <i>Enertile</i>	36
Abbildung 11:	Gittergröße der Potenzialanalyse in km ²	53
Abbildung 12:	Spannbreite Kosten der Onshore-Windenergie	63
Abbildung 13:	Ergebnisse Optimierung der Nabenhöhe.....	64
Abbildung 14:	Ergebnisse Optimierung spezifischen Generatorleistung in 2050 in W/m ²	65
Abbildung 15:	Spannbreite Kosten der Offshore-Windenergie	67
Abbildung 16:	Beispiel Stromerzeugungskosten Norddeutschland.....	69
Abbildung 17:	Beispiel Stromerzeugungskosten Süddeutschland	69
Abbildung 18:	Erweitertes Stufenmodell zur Abbildung von Netzausbau und -kosten an einer Grenze.....	81
Abbildung 19:	Beispielhafte Darstellung eines möglichen Regionenzuschnittes in Deutschland	84
Abbildung 20:	Ausschnitt aus dem europäischen Netzmodell	96

Abbildung 21: Gegenüberstellung überlasteter Leitungen mit auszubauenden Leitungen	101
Abbildung 22: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse	110

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wichtige Parametrierung und Segmentierung von ASTRA-L: Personenverkehr	10
Tabelle 2:	Wichtige Parametrierung und Segmentierung von ASTRA-L: Güterverkehr.....	11
Tabelle 3:	Struktur der Subsektoren in FORECAST-Industry entsprechend WZ 2003	16
Tabelle 4:	Prozessstruktur des Modells FORECAST-Industry.....	17
Tabelle 5:	Im Modell abgebildete Region außerhalb Deutschlands	35
Tabelle 6:	Kostenannahmen konventionelle Kraftwerke	44
Tabelle 7:	Zubauoptionen des Modells für KWK-Anlagen	47
Tabelle 8:	Zubauoptionen des Modells für Heizkessel.....	47
Tabelle 9:	Pumpspeicherleistung und -speichervolumen in Europa.....	49
Tabelle 10:	Kostenannahme bei Speicher-Dummies.....	50
Tabelle 11:	Übersicht Landnutzungsfaktor für erneuerbare Energien.....	54
Tabelle 12:	Jährliche Kostenreduktion von Photovoltaikanlagen nach Komponenten	56
Tabelle 13:	Investitions- und Betriebskosten der abgebildeten Photovoltaikanlagen	56
Tabelle 14:	Kostenannahmen CSP	57
Tabelle 15:	Optimierungsbereich der Nabenhöhe im Erzeugungsmodell.....	58
Tabelle 16:	Optimierungsbereich der Generatorleistung pro Rotorfläche in dieser Studie.....	59
Tabelle 17:	Spezifische Nennleistung der Windenergie in der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“	59
Tabelle 18:	Kostenkomponenten Windenergieanlagen	60
Tabelle 19:	Kostentreiber Windenergieanlagen.....	61
Tabelle 20:	Kostentreiber Projektkosten Windenergie.....	62

Tabelle 21:	Installierte Leistung und Erzeugung Speicherwasserkraftwerke	72
Tabelle 22:	Erzeugung der Laufwasserkraftwerke	73
Tabelle 23:	Installierte Leistung und Erzeugung für Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas.....	76
Tabelle 24:	Bandbreiten des möglichen Netzausbaus an einer fiktiven Grenze	83
Tabelle 25:	Angenommene Blockgröße der Kraftwerke	93
Tabelle 26:	Angenommene Beschränkungen des Kraftwerkseinsatzes	94
Tabelle 27:	Spezifische Kostenansätze auf der Übertragungsnetzebene.....	106
Tabelle 28:	Heutiger Netzbestand – ungefähre Angaben.....	116
Tabelle 29:	Spezifische Kostenansätze Betriebsmittel im Verteilungsnetz	117

Abkürzungsverzeichnis

AC	Dreh-/Wechselstrom (alternating current)
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BECCS	Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und Speicherung (Bioenergy with CCS)
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge (Battery electric vehicle)
BZ	Brennstoffzellen
CCS	CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (Carbon capture and storage)
CH ₄	Methan
CNG	Compressed natural gas
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSP	Konzentrierende Solarthermie (Concentrated solar power)
DC	Gleichstrom (direct current)
DRI	Direktreduziertes Eisen (Direct-reduced iron)
DSM	Management der Stromnachfrage (Demand side management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäusern
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EU	Europäische Union
EUA	EU-ETS Emissionszertifikat (EU Allowance)
(EU) ETS	(European Union) Emission Trading Scheme
EUR	Euro
geNA	geringerer Netzausbau
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
HöS	Höchstspannung
HöS/HS	Höchst-/Hochspannung
HS	Hochspannung
HS/MS	Hoch-/Mittelspannung
HSL	Hochstromleiterseil
HTL	Hochtemperaturleiterseil
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen

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

1 Einleitung

In diesem Projekt wird die wissenschaftliche Basis für ein langfristiges Leitbild für den klima- und energiepolitischen Transformationsprozess in Deutschland erarbeitet. Darüber hinaus sollen Impulse und Input für politische Initiativen und Maßnahmen geliefert werden. Grundlage hierfür bilden modellbasierte Berechnungen für das gesamte Energiesystem. Der Zeithorizont dieser Berechnungen reicht bis 2050. Die wesentlichen Erkenntnisse aus den Berechnungen entstehen durch den Vergleich verschiedener Szenarien, mit denen die wesentlichen Entwicklungsoptionen für das Energiesystem abgebildet werden.

Um das Energiesystem in seiner Gänze modellieren zu können, bedarf es eines methodisch ausgereiften und flexiblen Instrumentariums. Die zentrale Herausforderung ist dabei, dass die Beantwortung der zentralen Frage „Wie kann die Energiewende kosteneffizient gelingen?“ eine äußerst detaillierte Abbildung des Umwandlungssektors erfordert, jedoch auch die Wechselwirkungen mit anderen Sektoren konsistent erfasst werden müssen. Alle Sektoren entfalten zum einen direkte Wechselwirkungen mit dem Umwandlungssektor, zum anderen muss auch die Erfüllung der betrachteten, insbesondere klimapolitischen Ziele immer sektorübergreifend untersucht werden. Bei der Stromerzeugung macht die in allen Szenarien hohe Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien (EE) eine stündliche Auflösung notwendig, um den Flexibilitätsbedarf, insbesondere im Stromsystem, sachgerecht abzubilden. Sowohl für eine realistische Erfassung der Potenziale EE als auch für die sachgerechte Abbildung der Stromnetze ist zudem eine hohe räumliche Auflösung notwendig. Gleichzeitig ist als geographischer Betrachtungsbereich wenigstens der europäische Stromverbund zu betrachten, um etwa das Potenzial eines großräumigen Ausgleichs fluktuierender EE abzubilden.

In der Summe führen diese Anforderungen dazu, dass ein Verbund aus detaillierten Modellen gekoppelt zum Einsatz kommen muss. Darüber hinaus erfordert eine umfassende Modellierung auch sachgerechte Vereinfachungen bzw. Näherungen für ausgewählte Unterasspekte, um zum einen Scheingenauigkeiten zu vermeiden und zum anderen die Aufgabenstellung in einer handhabbaren und am Ende verständlichen, nachvollziehbaren und damit interpretierbaren Form zu bewältigen.

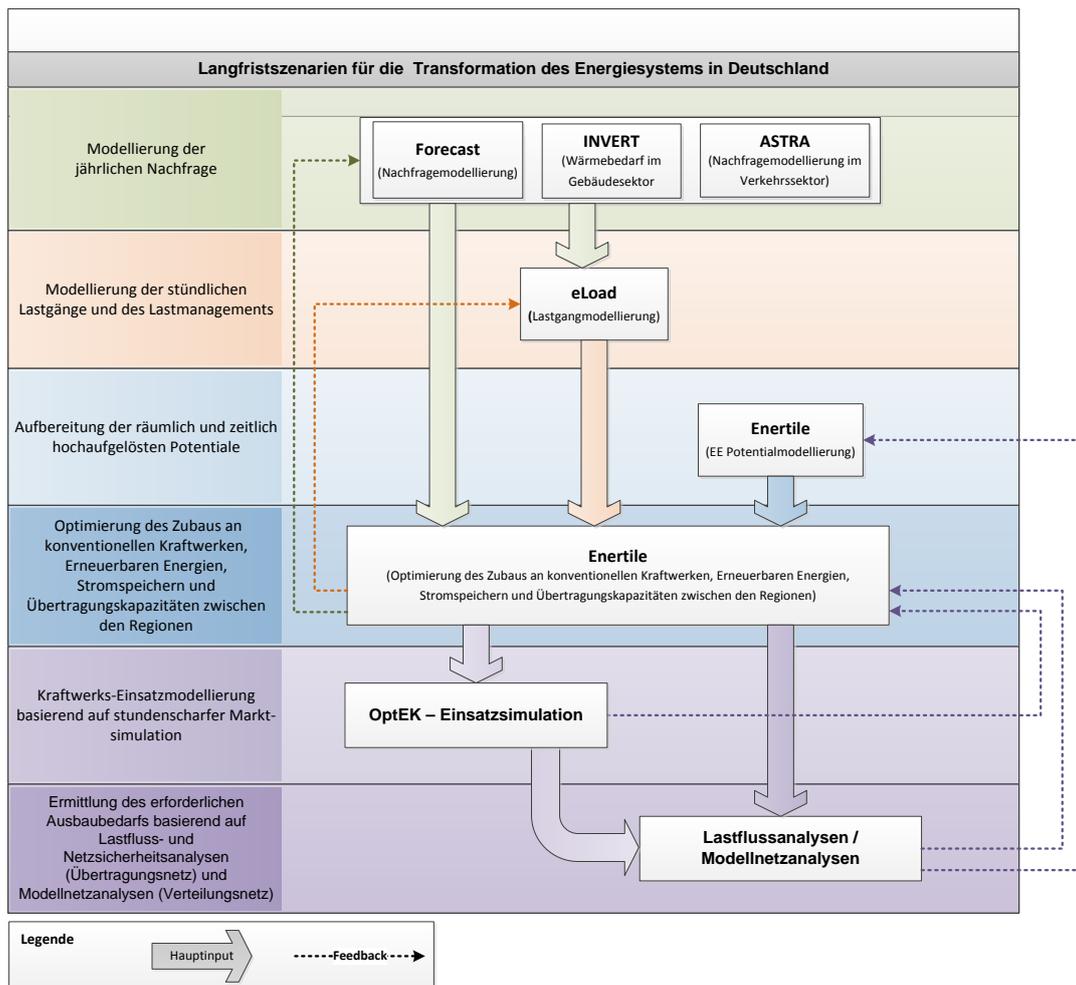


Abbildung 1: Strukturdiagramm des Modellierungsansatzes

Die zentralen Elemente des Modellierungsansatzes sind in Abbildung 1 dargestellt. Der Einsatz der Modelle erfolgt in einer Kaskade, die mehrfach iteriert wird. Im Zentrum steht die zeitlich und räumlich hochaufgelöste Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung.

1. Zunächst erfolgt die Modellierung der **jährlichen Nachfrage** in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr mit Bottom-up-Simulationsmodellen. Über Iterationen werden dabei Kosten der Strom- und Wärmeversorgung der nachgelagerten Modelle berücksichtigt.
2. Danach werden aus bestimmten jährlichen Energienachfrageergebnissen für ihre Verwendung in der Optimierung **stündliche Nachfragezeitreihen** berechnet. Die Modellierung der stündlichen Lastgänge erfolgt dabei für die gesamte Stromnachfrage und für die in der Optimierung berücksichtigten Teile der Wärmenachfrage.

3. Danach erfolgt die räumlich und zeitlich hochaufgelöste Berechnung der **Potenziale erneuerbarer Energien** im Stromsektor. In späteren Iterationen werden dabei ggf. auch zusätzliche Kosten des erforderlichen Netzausbaus berücksichtigt.
4. Im nächsten Schritt erfolgt die **Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung**. Dabei wird der Zubau an konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen, erneuerbaren Energien, Stromspeichern, Power-to-Heat-Anlagen und Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen berechnet; des Weiteren werden auch der zeitliche Einsatz von Wärmepumpen sowie die Ladevorgänge der Elektromobilität optimiert.
5. Die Ergebnisse der Optimierung werden dann mittels einer detaillierten, **netzknottenscharfen Kraftwerkseinsatzmodellierung**, basierend auf einer stundenscharfen Marktsimulation, validiert.
6. Schließlich erfolgt die **Ermittlung des Netzausbaubedarfs**¹, basierend auf Lastfluss- und Netzsicherheitsanalysen (Übertragungsnetz) und Modellnetzanalysen (Verteilungsnetz). Die Ergebnisse finden dann Eingang in die nächste Iteration der Optimierung.

Die zur Berechnung der Nachfrageseite eingesetzten Modelle unterscheiden sich grundsätzlich von den im Umwandlungssektor angewandten Modellen: Bei den Nachfragemodellen handelt es sich um detaillierte, sektorale **Bottom-up-Simulationsmodelle**. In diesen werden die Entscheidungen aus der Akteursperspektive betrachtet, da dort neben Kostengesichtspunkten zumeist noch weitere Aspekte mit eingehen, die Abweichungen vom reinen technoökonomischen Optimum bewirken. So kann z. B. die Entscheidung für den Kauf einer Anlage zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme stärker durch das Bestreben nach kleinstmöglichen Eingriffen in etablierte Prozessabläufe und durch eine kurze Amortisationszeit geprägt sein als durch die langfristige Kostenminimierung. Dennoch wird durch die Modelliteration versucht, durch den angenommenen Maßnahmenmix ein möglichst kostengünstiges Gesamtsystem und eine zweckmäßige Verteilung knapper Ressourcen (z. B. Biomasse und Dachflächen) zu erreichen.

¹ Grundsätzliches Ziel der Untersuchungen ist es, Veränderungen in den Anforderungen an die Übertragungsnetze durch eine Zunahme der kostenoptimalen Transportkapazitäten zu ermitteln. Zur Quantifizierung dieser Veränderung und deren Kostenbewertung wird die Zunahme an zusätzlicher Transportkapazität in den vorliegenden Untersuchungen in Kilometern gemessen, die sich an Netzausbau- und -verstärkungsbedarf ergeben, wenn dieser zusätzliche Bedarf an Transportkapazität mit den heute im Übertragungsnetz verwendeten Technologien umgesetzt würde. Neue Netztechnologien könnten langfristig grundsätzlich dazu führen, dass zusätzliche Transportkapazität auch auf anderem Wege bereitgestellt werden könnte, d. h. teilweise ohne den hier errechneten Bedarf an neuen oder verstärkten Stromkreisen und Trassen.

Die Bereitstellung der nachgefragten Energie hingegen wird durch den Einsatz von **Optimiermodellen** weitestgehend endogen technoökonomisch optimiert. Hierbei steht schon im jeweiligen Modelllauf die Frage im Vordergrund, welches technische Gesamtkonzept die nachgefragte Energie zu den geringsten Kosten bereitstellt. Mit welchen Maßnahmenbündeln (z. B. hinsichtlich der Fördersysteme oder der Marktgestaltung) die so ermittelte Lösung umgesetzt werden kann, wird dabei ausgeklammert.

Die Modellierung ist eingebettet in eine übergreifende ökonomische Analyse, welche insbesondere gesamtwirtschaftliche bzw. ökonomische Wirkungszusammenhänge des EE-Ausbaus und der klimafreundlichen Transformation der Energieversorgung untersucht. Außerdem erfolgt eine umfassende Analyse der Auswirkungen des EE-Ausbaus auf die Umwelt und eine vergleichende Bewertung der ökologischen Nachhaltigkeit der untersuchten Szenarien, die im Modul U „Ökologische Evaluierung der Szenarien“ detailliert dargestellt wird.

2 Modellierung der Nachfragesektoren

2.1 Verkehrssektor

Die Modellierung des Verkehrs ist auf drei Säulen verteilt, die die unterschiedlichen Nachfragebedingungen der Verkehre auf deutschem Territorium und der internationalen Verkehre im Luftverkehr und der Seeschifffahrt berücksichtigen. Die drei Säulen sind:

1. Säule: bodengebundener Verkehr auf deutschem Territorium
2. Säule: Luftverkehr
3. Säule: Seeschifffahrt

Sie werden in den folgenden drei Abschnitten getrennt dargestellt.

Bodengebundener Verkehr in Deutschland

Die **erste Säule**, der bodengebundene Verkehr auf deutschem Territorium, nutzt *ASTRA-L*, welches eine Weiterentwicklung des z. B. im Projekt „Klimaschutzszenarien 2050 (KS2050)“ verwendeten Modells *ASTRA-D* ist. Das Modell ist ein integriertes Verkehr-Ökonomie-Umwelt-Modell, bei dem die zentralen Treiber des Verkehrs, d. h. Bevölkerung und sektorale Produktion, direkt mit einem dreistufigen Verkehrsmodell und einem tief-segmentierten Flottenmodell gekoppelt sind und so auch Rückkoppelungen vom Verkehr auf die Ökonomie ermöglichen. *ASTRA-L* vereinigt einen Top-down-Modellierungsansatz, bei dem aus den Treibern **Bevölkerung** mit Alterskohorten und **Ökonomie** mit sektoraler Wertschöpfung und Beschäftigung auf nationaler Ebene mit einem Bottom-up-Ansatz der Verkehrsmodellierung die Verkehrserzeugung abgeleitet wird. Der Bottom-up-Ansatz basiert auf einer regionalen Differenzierung in die 39 NUTS-2-Regionen Deutschlands² sowie in verschiedene Fahrtzwecke und Fahrtweiten für den Personen- und Güterverkehr, die mit den jeweilig verfügbaren Verkehrsmitteln abgewickelt werden können.

² NUTS = *Nomenclature des unités territoriales statistiques* bezeichnet die Systematik zur Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen europäischen Statistik. NUTS-2-Regionen sollen eine Bevölkerung von 800 Tausend bis 3 Millionen Menschen aufweisen und entsprechen in Deutschland meist Regierungsbezirken (z. B. in Baden-Württemberg und Bayern) bzw. Stadtstaaten oder kleineren Flächenländern.

Als Methodik kommt in ASTRA-L die Systemdynamik-Modellierung (engl.: System Dynamics) zum Einsatz, die bereits seit den siebziger Jahren erfolgreich zur Abbildung sozio-technischer Systeme und deren langfristiger Entwicklung genutzt wird, z. B. in „The Limits to Growth“ [Meadows et al. 1972]. Bei Systemdynamikmodellen handelt es sich um Simulationsmodelle, die zunehmend auch für komplexe betriebswirtschaftliche Anwendungen [Sterman 2000] sowie auch für die integrierte Analyse von Politiken und Szenarien im Verkehrssektor auf europäischer Ebene angewendet werden [IWW et al. 2013], [Krail 2009] und [Schade 2005].

Die Systemdynamik-Modellierung ist nicht eingeschränkt in der Wahl der nutzbaren mathematischen Funktionen, im Gegensatz z. B. zur Ökonometrie, die Anforderungen an die Zerlegbarkeit und Linearisierung der verwendeten Funktionen eines ökonometrischen Modells stellt. Damit lassen sich in Systemdynamikmodellen jeweils die passendsten Funktionen für unterschiedliche zu modellierende Wissensgebiete einsetzen. Für den Verkehrsbereich in ASTRA-L sind das vor allem Discrete-Choice-Modelle, die Wahlentscheidungen der Verkehrsnutzer und Konsumenten basierend auf Kostenfunktionen und Präferenzen abbilden. Modelliert werden mit Discrete-Choice-Modellen in ASTRA-L z. B. die Modalwahl und der PKW-Kauf mit der Differenzierung in verschiedene Antriebe und Segmente [Schade 2005; Scheu 2013; Schade und Krail 2015; Krail und Schade 2014].

Eine große Stärke von Systemdynamikmodellen wie ASTRA-L ist die Möglichkeit zur direkten und umfassenden Abbildung von politischen Maßnahmen. Dies gelingt dadurch, dass sowohl die politisch beeinflussbaren Stellgrößen (Hebel) zur Abbildung der Maßnahmen als auch die sich ergebenden Wirkungspfade explizit im Modell implementiert sind. Als Beispiel soll hier die Mineralölsteuer angeführt werden:

Eine Erhöhung bzw. strukturelle Änderung der Mineralölsteuer wirkt sich auf die verschiedenen in ASTRA-L mit ihren einzelnen Kostenbestandteilen modellierten Kraftstoffpreise aus, beeinflusst so die Kaufentscheidung für PKW und I-NFZ hinsichtlich der Antriebstechnologie, verändert die Verkehrsnachfrage über eine Änderung der Verkehrsträger-Wahlentscheidung (Modalwahl), da die relativen Kosten aller Verkehrsträger im Personen- und Güterverkehr beeinflusst werden, verändert das Konsumbudget der Haushalte und deren Ausgabenstruktur, passt die Lieferbeziehungen zwischen den Sektoren innerhalb der Input-Output-Tabelle im ökonomischen Modell von ASTRA-L an, verändert den Außenhandel bzgl. der Mineralölimporte und modifiziert die Staatseinnahmen sowohl hinsichtlich der Mine-

ralölsteuereinnahmen durch die geänderten Steuersätze und die geänderte Nachfrage, aber auch die Einnahmen aus der Kfz-Steuer durch das geänderte Kaufverhalten für PKW.

Luftverkehr

Die **zweite Säule** der Verkehrsmodellierung bildet den **Luftverkehr** ab. Für den Luftverkehr wurde das *Referenzszenario* aufgesetzt auf den verkehrlichen Annahmen des Aktuelle-Maßnahmen-Szenarios (AMS) des Projektes Klimaschutzszenarien 2050 [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014]. Diese unterscheiden für den Personenluftverkehr den nationalen und den internationalen Verkehr, während für den Güterluftverkehr nur die internationalen Verkehre berücksichtigt werden, da nationale Verkehre keinen nennenswerten Umfang erreichen³. Für die drei Luftverkehrsarten wird jeweils eine spezifische Entwicklung der Energieeffizienz erwartet. Diese unterscheidet sich für die Nachfragemodellierung im *Referenz-* und *Basisszenario*. Das *Basisszenario* wird unter Berücksichtigung der unterstellten Maßnahmen und mit verbesserter Entwicklung der Effizienz abgeleitet. Damit ergibt sich für beide Szenarien eine Trajektorie der Endenergienachfrage bis 2050. Abschließend wird verkehrsträgerübergreifend eine Zuordnung der verfügbaren Biomasse (siehe Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“, Kapitel 5, „Biomassepotenzial“) vorgenommen unter Berücksichtigung der technischen Nutzbarkeit für einen Verkehrsträger, der Zahlungsbereitschaften der verschiedenen Verkehrsträger und der verfügbaren Alternativen zur CO₂-Reduktion eines Verkehrsträgers⁴.

Im Luftverkehr entfällt auf den nationalen Anteil (d. h. innerdeutsche Flüge und Anteile über deutschem Territorium von/nach deutschen Flughäfen ausgehenden Flügen, Abgrenzung nach Kyoto-Protokoll) nur ein kleiner Teil der Verkehrsleistung von rund 5 %. Betrachtet man den Endenergieverbrauch des Luftverkehrs, dann liegt der nationale Anteil mit 7 % etwas höher, da sowohl bei den innerdeutschen Flügen als auch bei den von Deutschland in andere Länder abgehenden

³ Nationaler Güterverkehr erreicht, bezogen auf das Gewicht, nur ca. 4 % der national transportierten „Masse“ aus Personen und Gütern. Häufig erfolgt der Transport auch als Zuladung zum Personentransport.

⁴ Als Beispiel sei hier genannt, dass sich die internationale Luftfahrt auf Klimaschutzziele für den Luftverkehr geeinigt hat (z. B. Carbon Neutral Growth ab 2020). IATA/ICAO/ACI etc. unterstützen alle diese Ziele. Ein wichtiger Bestandteil ist eine Biokraftstoffstrategie. Z. B. <http://www.iata.org/whatwedo/environment/Pages/alternative-fuels.aspx>

Flügen der Anteil der Startphase, in der der höchste Energieverbrauch anfällt, deutlich stärker ins Gewicht fällt als bei Flügen über längere Strecken.

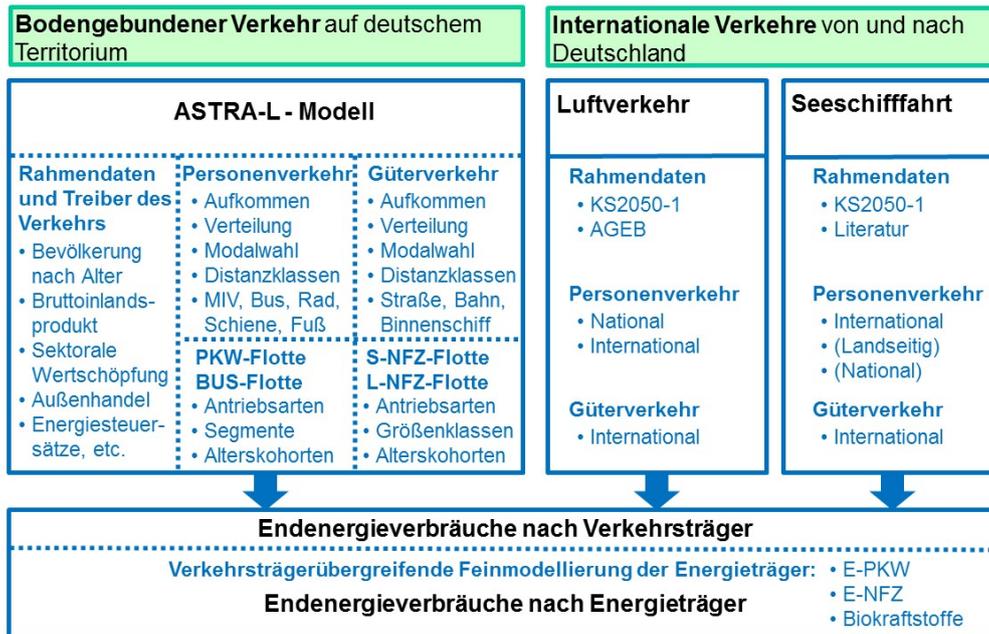
Seeschifffahrt

Die **dritte Säule** der Modellierung des Verkehrssektors ist die **Seeschifffahrt**. Hier wird ebenfalls für das *Referenzszenario* auf den verkehrlichen Annahmen des AMS-Szenarios des Projektes Klimaschutzszenarien 2050 [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] aufgesetzt. Diese liefern eine Trajektorie für den internationalen Güterverkehr mit Seeschiffen. In diesem Projekt wurde geprüft, ob auch der Personenschiffsverkehr von Bedeutung ist. Ohne Kreuzfahrtschiffe lässt sich ein energetischer Verbrauch von rund 0,2 PJ durch die Personenschifffahrt in Deutschland abschätzen. Der Endenergieverbrauch der Kreuzfahrtschiffe konnte noch nicht abgeschätzt werden. Deshalb wird in diesem Projekt ausschließlich der internationale Seegüterverkehr berücksichtigt.

Im *Basisszenario* wird unter Berücksichtigung von Veränderungen des Außenhandels und der Energieeffizienzmaßnahmen im Schiffsverkehr eine neue Trajektorie des Endenergieverbrauches abgeschätzt. Abschließend wurde auch die Seeschifffahrt in die verkehrsträgerübergreifende Zuordnung der verfügbaren Biomasse integriert. Auch hier wurden die Kriterien technische Nutzbarkeit, Zahlungsbereitschaft und verfügbare CO₂-freie/arme Alternativen angewendet, um die Zuordnung zu leisten.

Zusammenfassung

Die folgende Abbildung 2 stellt die drei Säulen der Verkehrsmodellierung und die abschließende Feinmodellierung der Energieträger im Verkehr zusammenfassend dar.



Quelle: M-Five

Erläuterungen: AGEB: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., KS2050: Projekt Klimaschutzszenarien 2050 [Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014], PKW: Personenkraftwagen, L-NFZ: leichte Nutzfahrzeuge (kleiner 3,5 t zulässiges Gesamtgewicht), S-NFZ: schwere Nutzfahrzeuge, E-PKW bzw. E-NFZ: elektrisch angetriebene PKW bzw. NFZ.

Abbildung 2: Modellierungsansatz zur Abschätzung des Endenergieverbrauchs im Verkehr

Tabelle 1 gibt einen Überblick über zentrale Elemente der Segmentierung und Parametrierung des Personenverkehrsmodells in ASTRA-L. Die PKW-Segmente dienen auch der Einordnung der Größenklassen und der Energieverbräuche der PKW-Flotte. Die Fahrtzwecke beeinflussen das Wahlverhalten der Verkehrsnutzer für Zielwahl und Modalwahl. Die Unterteilung der Nachfrage nach Distanzklassen spielt insbesondere eine Rolle für die Modalwahl. Beispielsweise spielt für Wege über 2 km Entfernung der Anteil des Zufußgehens keine signifikante Rolle mehr.

Tabelle 1: Wichtige Parametrierung und Segmentierung von ASTRA-L: Personenverkehr

PKW-Segmente	PKW-Antriebe	Bus-Antriebe	Fahrt-zwecke	Verkehrsmittel	Distanz-klasse
Mini	Benziner	Diesel	Pendeln	PKW	<2 km
Klein	Diesel	Hybrid	Geschäft	Bus	2-10 km
Kompakt	Gas (CNG)	Gas (CNG)	Privat	Bahn	>10 km Intra-NUTS-II
Mittelklasse	Autogas (LPG)	Elektrisch	Freizeit	Zu Fuß	Zwischen NUTS-II
Oberklasse	Hybrid (D/B)	H ₂ -Brennstoffzelle		Fahrrad	
Gelände- und Sportwagen	Plug-in hybrid (D/B)				
Vans	Batterie				
	E85				
	Wasserstoffbrennstoffzelle				

Für den Güterverkehr liefert Tabelle 2 den Überblick über Segmentierung und Parametrierung. Für leichte Nutzfahrzeuge (L-NFz mit zul. Gesamtgewicht <3.5 t) stehen dieselben Antriebsarten zur Verfügung wie bei PKW. Die schweren Nutzfahrzeuge werden in ASTRA-L noch als Diesel modelliert und in den nachgelagerten Modellen in weitere Antriebsarten (LNG, Strom) differenziert. Neben den LKW werden Bahn und Binnenschiff als Verkehrsmittel genutzt und drei Güterklassen unterschieden. In der Erzeugung und Verteilung des Verkehrs wird der Güterverkehr des Sektors Einzelhandel separat modelliert.

Tabelle 2: Wichtige Parametrierung und Segmentierung von ASTRA-L: Güterverkehr

LKW-Segmente	L-NFz-Antriebe	S-NFz-Antriebe	Güterklassen	Verkehrsmittel	Distanzklasse
<3,5 t zul. GG	Benziner	Diesel	Massengut	L-NFz	Intra NUTS-II
3,5 bis 12 t zul. GG	Diesel	(LNG)	Stückgut	M-NFz	Zwischen NUTS-II
>12 t zul. GG	Gas (CNG)	(Strom)	Container	S-NFz	Ex- und Importverkehr von/nach NUTS-II
	Autogas (LPG)		(Einzelhandel)	Bahn	Transitverkehr
	Hybrid (D/B)			Binnenschiff	
	Plug-in hybrid (D/B)				
	Batterie				
	E85				
	H ₂ -Brennstoffzelle				

2.2 Industriesektor

Das Modell *FORECAST-Industry* gehört zur Gruppe der nachfrageseitigen Bottom-up-Modelle. Mit Hilfe von Energienachfragemodellen lassen sich Möglichkeiten und Potenziale zur Verbesserung der Energieeffizienz und zum Einsatz von alternativen Technologien und ihre Auswirkungen auf den langfristigen Energieverbrauch simulieren. Das Modell bildet die Technologiestruktur der Industrie ab und berechnet Energieverbrauch und Emissionen sowie Kosten und Wirkungen von Einsparmaßnahmen auf Prozessebene. Hierzu greift das Modell auf statistische Daten, Veröffentlichungen und Expertenschätzungen zurück.

FORECAST-Industry ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden.

Eine große Herausforderung bei der Bottom-up-Modellierung der Industrie ist die hohe Vielfalt an unterschiedlichen Prozessen und Unternehmen, welche technologisch im Modell abgebildet werden müssen. Entsprechend orientiert sich die Struktur des Modells zum einen an der Struktur des Industriesektors, wobei möglichst homogene Bereiche (z. B. Raumwärme) zusammengefasst werden, und zum anderen an der Datenverfügbarkeit. Bezüglich der Technologiestruktur können die Technologiefelder/Module

- energieintensive Prozesse,
- Elektromotorsysteme (und Beleuchtung),
- Raumwärme,
- Industrieöfen (Brennstoffwechsel) und
- Warmwasser- und Dampferzeugung und Verteilung

unterschieden werden (siehe auch Abbildung 3 zur grundlegenden Struktur des Modells):

Energieintensive Prozesse bilden die Struktur der energieintensiven Subsektoren auf Prozessebene ab – als Beispiel kann der Hochofenprozess bei der Stahlherstellung genannt werden. In diesem Modul wird die Diffusion von Effizienztechniken basierend auf ihrer Amortisationsdauer simuliert. Annahmen und Methodik sind ausführlich in [Fleiter et al. 2013; Fleiter et al. 2012] dargelegt.

Elektromotorsysteme und Beleuchtung finden Anwendung in sämtlichen Branchen und verschiedenen Prozessen. Elektromotoren werden z. B. sowohl in der

Papierherstellung als auch in der Stahlherstellung eingesetzt. Beiden Technologiegruppen sind Einsparmaßnahmen zur Effizienzverbesserung zugeordnet, in der Regel in der Form neuer Technologien oder organisatorischer Maßnahmen.

Der **Raumwärmebedarf** wird über Flächenkennwerte je Subsektor berechnet. Dies beruht auf einem Bestandsmodell, in dem die Kapitalumwälzung anhand der Altersstruktur modelliert wird. Es werden die beiden Bereiche Gebäudehülle und Heizungssystem unterschieden. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [Biere 2015].

Der Wärmebedarf in **Industrieöfen** findet vorwiegend im Temperaturniveau über 500 °C statt und beruht auf den Berechnungen des Prozessmoduls. In diesem Modul wird der Brennstoffwechsel je Subsektor simuliert, wobei Parameter wie die Energiepreise, der CO₂-Preis sowie die historischen Trends berücksichtigt werden (der Ansatz ähnelt dem in [Kesicki und Yanagisawa 2015]).

Warmwasser- und Dampferzeugung und -verteilung werden in einer Vielzahl von Prozessen, vor allem in der chemischen Industrie, der Papier- und der Nahrungsmittelindustrie benötigt. Aufgrund der Ähnlichkeit der technischen Systeme wird die Dampferzeugung in *FORECAST-Industry* im Sinne einer Querschnittstechnik modelliert. Dabei wird sowohl ein Effizienzfortschritt bei den häufig schlecht gedämmten Dampfsystemen als auch eine Bestandsmodellierung der Dampferzeuger berücksichtigt. Der technische Wandel wird anhand von alternativen Wärmeerzeugern abgebildet, deren Einsatz mittels „discrete choice“-Methoden simuliert wird (siehe z. B. [Jaccard 2005]). Eine umfassende Beschreibung des Moduls findet sich in [Biere 2015].

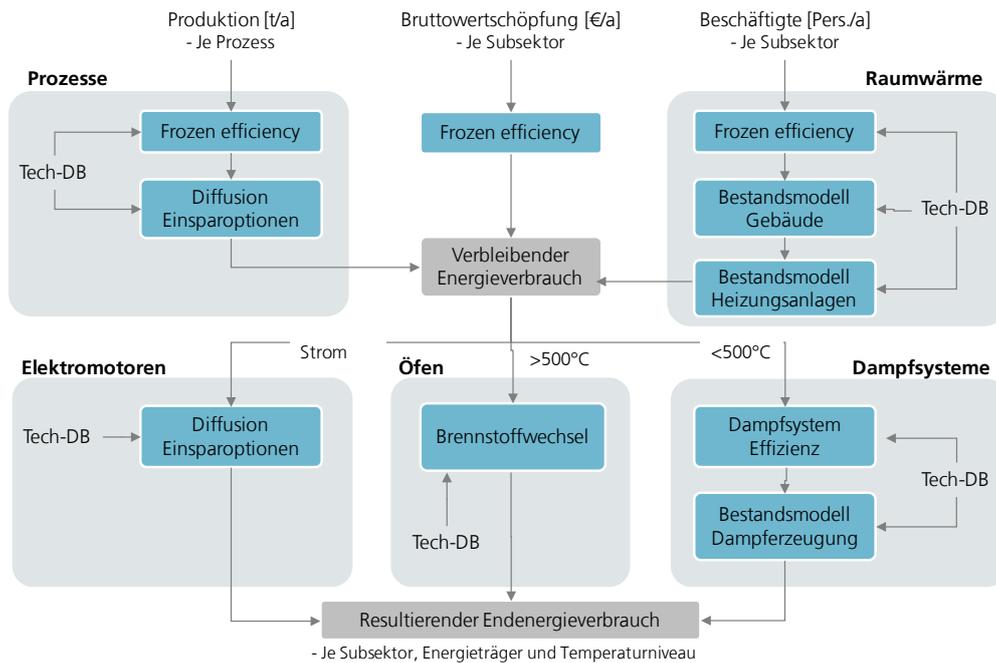


Abbildung 3: Überblick des Modells FORECAST-Industry

Das Modell basiert auf einem Bottom-up-Mengengerüst zur Berechnung des Energiebedarfs der Prozesse sowie des Raumwärmebedarfs. Auf Ebene der Prozesse wird über die physikalische Produktion (in Tonnen) je Prozess und dessen spezifischen Energieverbrauch der absolute Energiebedarf je Prozess als Bottom-up-Energieverbrauch berechnet. Der Raumwärmebedarf wird über Kennwerte zum Energiebedarf je m² Fläche je Subsektor berechnet. Für die Simulation der Energieverbrauchsentwicklung wird die Restgröße aus dem ermittelten Bottom-up-Energieverbrauch je Subsektor mit dem in den Energiebilanzen ausgewiesenen Energiebedarf je Subsektor abgeglichen und die Restgröße anhand der Bruttowertschöpfung des Subsektors fortgeschrieben. Die nachgelagerten Module (Elektromotoren, Öfen, Dampfsysteme) basieren auf der Hochrechnung dieser beiden Bottom-up-Module.

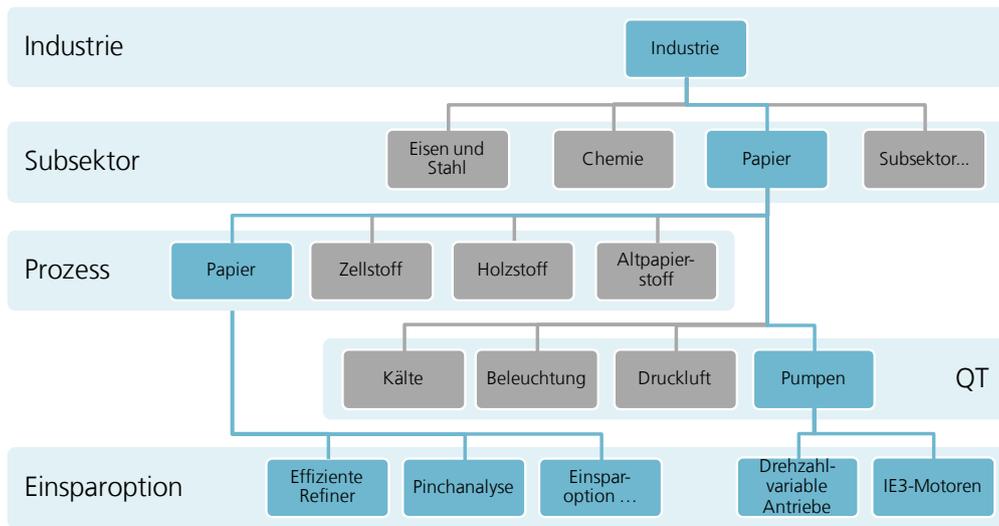


Abbildung 4: Hierarchische Struktur des Modells FORECAST-Industry (Modul Prozesse)

Die Branchenstruktur des Industriemodells orientiert sich an der Einteilung der Energiebilanzen nach AG-Energiebilanzen. Sie umfasst entsprechend der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 2003 (WZ 2002) (WZ 2003) die beiden Sektoren „Verarbeitendes Gewerbe“ (WZ 2003 Nr. „C“) und Teile des Sektors „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ (WZ 2003 „B“), die nicht der Energiegewinnung dienen (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Struktur der Subsektoren in FORECAST-Industry entsprechend WZ 2003

Bezeichnung	WZ 2003
Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	10.30, 12, 13, 14
Ernährung und Tabak	15, 16
Papiergewerbe	21
Grundstoffchemie	24.1
Sonstige chemische Industrie	24 ohne 24.1
Gummi- u. Kunststoffwaren	25
Glas u. Keramik	26.1, 26.2, 26.3
Verarbeitung v. Steine u. Erden	26 ohne 26.1, 26.2 und 26.3
Metallerzeugung	27.1
NE-Metalle, -gießereien	27.4, 27.5
Metallbearbeitung	27 ohne 27.1, 27.4 u. 27.5 einschl. 28
Maschinenbau	29
Fahrzeugbau	34, 35
Sonstige Wirtschaftszweige	Restl. Nummern von C

Auf Ebene der **Prozesse** wird über die Tonnenproduktion je Prozess und dessen spezifischen Energieverbrauch der absolute Energiebedarf je Prozess berechnet. Die Tonnenproduktion ist direkter an den Energieverbrauch gekoppelt als die Wertschöpfung, da z. B. eine Erhöhung der Wertschöpfung nicht zwangsläufig eine für den Energieverbrauch relevante Produktionssteigerung widerspiegeln muss [Herbst et al.]. Im Modell *FORECAST-Industry* werden 64 der energieintensivsten Produkte bzw. Prozesse separat anhand ihrer jährlichen Tonnenproduktion abgebildet (siehe Tabelle 4). Diese energieintensiven Produkte machen mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs der Industrie aus. Der verbleibende Energieverbrauch je Branche, der auf eine sehr viel größere Anzahl von Prozessen und Anlagen zurückzuführen ist, wird anhand der Wertschöpfung und der Raumwärme fortgeschrieben.

Tabelle 4: Prozessstruktur des Modells FORECAST-Industry

Steine-Erden	Nicht-Eisen-Metalle	Grundstoffchemie
Klinker Brennen (trocken)	Aluminium primär	Adipinsäure
Klinker Brennen (halbtrocken)	Aluminium sekundär	Ammoniak
Klinker Brennen (feucht)	Aluminium Strangpressen	Calciumcarbid
Aufbereitung von Kalkstein	Aluminium Gießereien	Industrieruß
Gips	Aluminium Walzen	Chlor, Diaphragma
Zementmahlen	Kupfer primär	Chlor, Membran
Kalkmahlen	Kupfer sekundär	Chlor, Amalgan
Ziegel	Kupferbearbeitung	Ethylen
Kalkbrennen	Primärzink	Methanol
	Sekundärzink	Salpetersäure
		Sauerstoff
		Polycarbonat
		Polyethylen
		Polypropylen
		Polysulfone
		Soda
		TDI
		Titandioxid
Ernährungsgewerbe	Metallerzeugung	Papiergewerbe
Zucker	Sintern	Papier
Molkerei	Oxygenstahl – Hochofen	Zellstoff-Verfahren
Bierbrauen	Elektrostahl – EAF	Holzstoff-Verfahren
Fleischverarbeitung	Walzstahl	Altpapierstoff
Backwaren	Koksofen	
Stärke	Schmelzreduktion	
	Direkte Reduktion	
Glas	Keramik	Kunststoffverarbeitung
Behälterglas	Haushalts- und Sanitärkeramik	Extrusion
Flachglas	Technische Keramik	Spritzgießen
Glasfasern	Fliesen, Platten, Feuerfestkeramik	Blasformen
Übriges Glas		

2.3 GHD-Prozesse

Der GHD-Sektor umfasst die Branchen Handel, Gastgewerbe, IKT, Finanzwesen, Gesundheitswesen, Schulen, öffentliche Verwaltung und andere Dienstleistungen. Um die Energienachfrage der Prozesse im GHD-Sektor auf der Stufe Endenergie, Nutzenergie bzw. Energiedienstleistungen zu berechnen, kommt das Modell *FORECAST-Tertiary* zum Einsatz. Der Endenergiebedarf von GHD-Prozessen umfasst im Wesentlichen die Energieanwendungen Beleuchtung, IKT in Büros und Datencentern, Lüftung und Klimatisierung, Aufzüge, andere Gebäudestromverbraucher, Kochen, Waschen und Kühlen bzw. Gefrieren. Der gebäudespezifische Energieverbrauch des Sektors wird in Abschnitt 2.4 behandelt.

Im Modell wird der jährliche Energiebedarf bottom-up anhand von spezifischen, zeitabhängigen Kennwerten und Treibern ermittelt. Dabei ist die Energienachfrage das Summenprodukt aus spezifischer Energienachfrage pro „Energietreiber“ und der Quantität des entsprechenden „Treibers“. Die Energietreiber werden unterteilt in „Globaltreiber“ (wie z. B. Anzahl Angestellte pro Wirtschaftssektor oder m² Flächenbedarf pro Angestelltem) und „Energiedienstleistungstreiber“ (wie z. B. Anzahl Computer pro Angestelltem oder Anteil gekühlter Raumfläche). Entsprechend wird die spezifische Energienachfrage pro Energiedienstleistungstreiber als Produkt aus der installierten Leistung (z. B. in Watt pro Computer) und der jährlichen Nutzungsdauer (in Stunden) berechnet. *FORECAST-Tertiary* errechnet die Nachfrage für verschiedene Energiedienstleistungen (z. B. Stromnachfrage für Beleuchtung), Subsektoren der Wirtschaft und Regionen für ein spezifisches Jahr [Jakob et al. 2011].

Die Endenergienachfrage im Sektor GHD wird für das Basisjahr 2010 anhand der aktuellsten statistischen Daten kalibriert, im Wesentlichen aus Eurostat-Daten, der länderspezifischen Energiebilanzen und der Datenbank ODYSSEE⁵.

Für die Ermittlung der zukünftigen Energienachfrage werden Trends zum wirtschaftlichen Fortgang der modellierten Regionen berücksichtigt sowie Annahmen zum Einsatz und der Entwicklung von Energiesparoptionen getroffen. Diese Optionen können sowohl auf die Reduktion der installierten Leistung als auch auf eine Verringerung der Nutzungszeiten abzielen. Berücksichtigt werden Technologien sowie Anwendungsmethoden wie z. B. effiziente Beleuchtungsmethoden (LED),

⁵ Aus einem EU-Forschungsprojekt hervorgehend, stellt die ODYSSEE-Datenbank verschiedene Energieeffizienzindikatoren und -daten zur Verfügung, welche in Ergänzung in die Modellierung mit einbezogen werden. Detaillierte Infos zur ODYSSEE-Datenbank unter www.odyssee-mure.eu.

Klima- und Lüftungsgeräte, Kühlgeräte, Pumpen, IKT-Technologien, Wärmepumpen, Schaltuhren und Bewegungssensoren sowie Gebäude- und Energiemanagement-Systeme. Dazu werden die vorhandenen Daten von Geräten und Anwendungen sowie zum Gebäudebestand in Bezug zu (meist) physischen Treibern gesetzt. Die Daten stammen aus Normen und Standards zum Energieverbrauch in Betriebsgebäuden, aus Markt- und Potenzialstudien sowie aus Studien und Vorstudien zur EU-Ökodesign-Richtlinie zu energieverbrauchenden Produkten. Zusätzlich wird die dynamische Entwicklung und Verbreitung von Technologien in Form von Diffusionskurven anhand von bestehenden Entwicklungsreihen abgeschätzt bzw. fortgeführt.

Die Modellentscheidung, welche Technologien eingesetzt werden, um den Energiebedarf zu reduzieren, basiert auf wirtschaftlichen und technologischen Kennwerten der Technologierepräsentanten, einschließlich maximal möglicher Diffusionswerte zur Marktdurchdringung. Dazu werden spezifische Investitionen, Betriebskosten und eingesparte Energiekosten unter Berücksichtigung von spezifischen Diskontsätzen verwendet.

Prozesswärme und Treibstoffe werden für den GHD-Sektor nicht explizit in FORECAST-Tertiary modelliert, sondern anhand von zwei ad-hoc-Modellen ermittelt. Prozesswärme wird als Differenz zwischen der Energiebilanz und einem Gebäudemodell berechnet und anhand von Kennzahlen fortgeschrieben. Treibstoffe, z. B. für internen Verkehr, Palettentransport in Flughäfen etc., sind nicht explizit modelliert, sondern die bestehenden Datenreihen werden anhand der Energiebilanz unter Verwendung der Trends eines Verkehrsmodells fortgesetzt.

2.4 Raumwärme und Warmwasser

Die Entwicklung der Szenarien für den jährlichen Energiebedarf für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden basiert auf der Anwendung des Modells *INVERT/EE-Lab*. Die Datengrundlage des Modells stützt sich auf eine detaillierte, stark disaggregierte Beschreibung des Gebäudebestands. Diese beruht für Wohngebäude im Wesentlichen auf Basisdaten aus [Diefenbach und Born 2013] sowie für Nichtwohngebäude auf abgeleiteten Daten aus [Schlomann et al. 2011]. Dabei werden sowohl unterschiedliche Nutzungsformen, (z. B. Wohngebäude oder unterschiedliche Nutzungen von Nichtwohngebäuden), Größen (z. B. Einfamilienhäuser oder Mehrfamilienhäuser), Bauperioden sowie historisch durchgeführte Sanierungsstufen unterschieden. Abbildung 5 zeigt, dass durch die Verschneidung von Nutzungsformen, Größen, Bauperioden sowie Sanierungszuständen 285 Gebäudeklassen an Wohngebäuden sowie 70 Gebäudeklassen an Nichtwohngebäuden resultieren. In jeder dieser Gebäudeklassen werden wiederum verschiedene Technologien zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung unterschieden, woraus sich über 4.500 Gebäudesegmente ergeben, über die der deutsche Gebäudebestand beschrieben wird. Der berücksichtigte Technologiemix umfasst dabei alle relevanten Wärmeverteilsysteme (Einzelöfen und Systeme ohne zentrale Wärmeverteilung im Gebäude), Heizsysteme (wie Brennwert- und Niedertemperaturkessel, Wärmepumpen, Solarkollektoren etc.). Dabei erfolgt eine Unterscheidung nach Energieträger bzw. Energieform, also nach fossilen Energieträgern wie Erdgas, Erdöl und Kohle, nach erneuerbaren Energieträgern wie unterschiedlichen Biomassebrennstoffen, Umweltwärme und Solarthermie sowie nach Strom und netzgebundener Wärme⁶.

⁶ Die INVERT/ EE-Lab Datenbank umfasst techno-ökonomischen Daten für Wärmeerzeuger für Europa, die laufend aktualisiert werden. Für Deutschland basiert die Datenbasis insbesondere auf den Analysen der „Integrierten Wärme- und Kältestrategie“ [Dengler et al. 2011] [Henning et al. 2013], der „Wissenschaftliche Analyse des Wärme- und Kältemarkts und Vorbereitung des Erfahrungsberichts zum EEWärmeG [Offermann et al. 2015], der Baupreisdatabank [sirAdos 2016] und dem EU Projekt Entranze [Kockat und Rohde] und [Sebi et al. 2013]. Eine detaillierte Darstellung der Technologiedaten ist in [Steinbach 2016] sowie [Fleiter et al. 2016] zu finden.

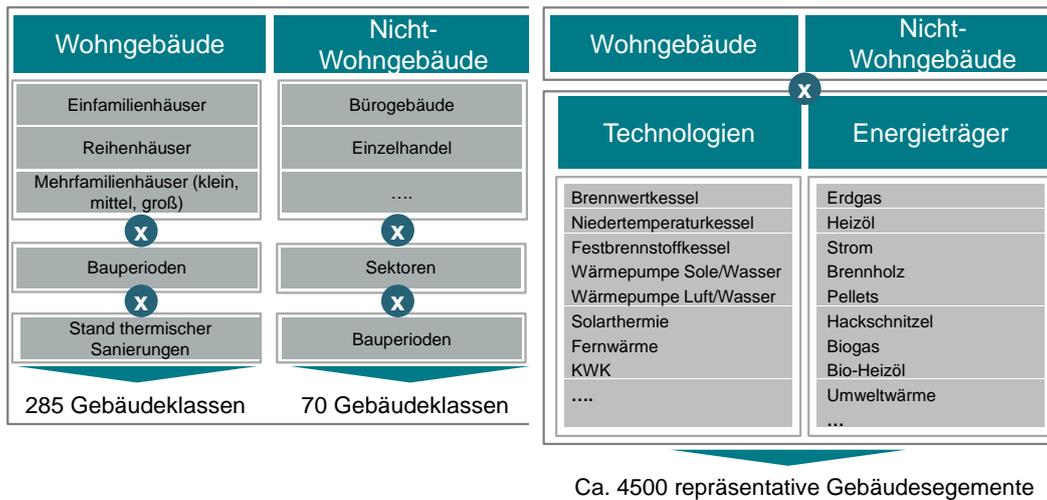


Abbildung 5: Disaggregierte Beschreibung des Gebäudebestands im Modell Invert/EE-Lab

Basierend auf dieser disaggregierten Beschreibung des Gebäudebestands erfolgt die Ermittlung des Wärmebedarfs. Die bottom-up berechneten Energieverbräuche werden auf Basis von Energiebilanzdaten auf das Basisjahr 2012 kalibriert. Die energetische Berechnung des Wärmebedarfs ist in *INVERT/EE-Lab* durch eine physikalische bzw. thermodynamische Abbildung von Gebäuden implementiert. Die Berechnung des Endenergiebedarfes basiert auf der Norm EN 13790.

Mittels Altersverteilungen wird jener Anteil der Gebäudekomponenten (Gebäudetechnik oder Elemente der Gebäudehülle) identifiziert, der aufgrund des Erreichens der technischen Lebensdauer erneuert werden muss. Die Sanierungsrate ist somit ein Ergebnis des Alters des Gebäudebestands, historisch durchgeführter Sanierungsaktivitäten sowie der technischen Lebensdauern von Gebäudekomponenten, wobei letztere über Weibull-Verteilungen modelliert werden. Im Sanierungsfall stehen den Gebäudeeigentümern unterschiedliche Sanierungspakete zur Verfügung. Diese Sanierungspakete umfassen grundsätzlich immer eine Erneuerung sämtlicher Komponenten der Gebäudehülle, d. h. Fenster, Dach bzw. oberste Geschossdecke, Kellerdecke und Fassade. Sie unterscheiden sich allerdings hinsichtlich der Dämmstärken bzw. der thermischen Qualität der Fenster. Je nach Gebäudekategorie ergibt sich daraus eine Reduktion des Heizwärmebedarfs im *Referenzszenario* von 38 % - 55 % und im *Basisszenario* von 50 % - 60 % nach Sanierung. Die im Mittel erzielte Sanierungstiefe ergibt sich aus der Wirtschaftlichkeit dieser Sanierungspakete und der sich daraus ergebenden Entscheidungen

von Gebäudeeigentümern. Für eine genaue Darstellung des Investitionsentscheidungsalgorithmus sei auf [Steinbach 2015] und [Müller (2015)] verwiesen. Dabei werden Lebenszykluskosten der Sanierungsmaßnahmen ermittelt, die auch die Einsparung an Energiekosten berücksichtigen. Ordnungsrechtliche Vorgaben (z. B. Baunormen) können im Modell in unterschiedlicher Form innerhalb der einzelnen Sanierungspakete definiert werden. Die aus dem Modell resultierenden Sanierungsraten sowie Sanierungstiefen sind in den Berichtsmodulen mit den Szenarien dokumentiert. Die thermisch relevanten Sanierungsraten liegen je nach Gebäudekategorie und Szenario im Jahr 2050 zwischen 1,6 % und über 3 %. Diese Sanierungsraten sind als äquivalente Vollsanierungsraten zu interpretieren, d. h. dass sämtliche Gebäudekomponenten erneuert werden.

Die mittleren Lebensdauern, die für verschiedene Gebäudekomponenten modelliert wurden, liegen für Gebäude je nach Nutzungstyp und Bauperiode im Bereich von 60 bis über 150 Jahren, für einzelne Gebäudekomponenten (beispielsweise Fenster, Dach oder Fassaden) im Bereich von 40 bis über 80 Jahren und für Heizsysteme und Gebäudetechnik bei 25 bis 40 Jahren.

Für die zu tauschenden bzw. zu sanierenden Gebäudekomponenten wird nun die Investitionsentscheidung von Eigentümern modelliert. Basisalgorithmus dafür ist ein stochastischer, nicht rekursiver, myopischer, betriebswirtschaftlicher sog. Nested-Logit-Ansatz, der im Fall von Investitionsentscheidungssituationen die Nutzenfunktion von Akteuren, also den Gebäudeeigentümern und damit den Investoren, maximiert (siehe Abbildung 6)⁷. Das bedeutet, dass sich Entscheidungen von Akteuren sowohl hinsichtlich der getätigten Sanierungsaktivitäten als auch der Heizsystemwahl endogen aus dem Modell ergeben. Der gewählte Logit-Ansatz bewirkt, dass denjenigen Technologien, die hinsichtlich ökonomischer und weiterer Kriterien (z. B. Komfort von Heizsystemen bzw. Präferenz für nachhaltige Energiesysteme) für Akteure attraktiver sind, höhere Marktanteile im Modell zugewiesen werden als weniger attraktiven Technologien. Dies ermöglicht auch die explizite Modellierung politischer Instrumente sowie der Wirkungen von Energiepreisen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Ressourcenpotenziale-Beschränkungen zu berücksichtigen. Dies wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit insbesondere für Biomasse umgesetzt.

⁷ Zur genaueren Methodik siehe z. B. [Müller 2015] und [Steinbach 2016] sowie www.invert.at.

In der Praxis zeigt sich nach Sanierungsmaßnahmen häufig, dass die tatsächliche, ex post gemessene Energieeinsparung hinter der ex ante berechneten zurückbleibt, da sich nach Sanierung in den Gebäuden ein höheres Temperaturniveau einstellt, das die Nutzer auch als Komfortgewinn erleben. Dieser sog. Rebound-Effekt ist im Modell berücksichtigt, indem eben dieser empirisch nachweisbare Anstieg⁸ der effektiven Innenraumtemperaturen nach einer thermischen Gebäudesanierung im Modell implementiert ist. Insofern stellt das Modell eine realitätsnahe Abschätzung der Wirkung von Sanierungsmaßnahmen ab.

Die Rahmenbedingungen in den Szenarien (z.B. *Referenz-* und *Basisszenario*) werden in konkrete politische Rahmenbedingungen übersetzt und im Modell implementiert. Daraus ergeben sich im Modell jeweils unterschiedliche Investitionsentscheidungen der Akteure. Diese wiederum führen in den Szenarien zu verschiedenen Sanierungszuständen und damit Wärmebedarf des Gebäudesektors, der wiederum mit unterschiedlichen Technologien gedeckt wird.

⁸ Siehe z. B. [Loga et al. 2003].

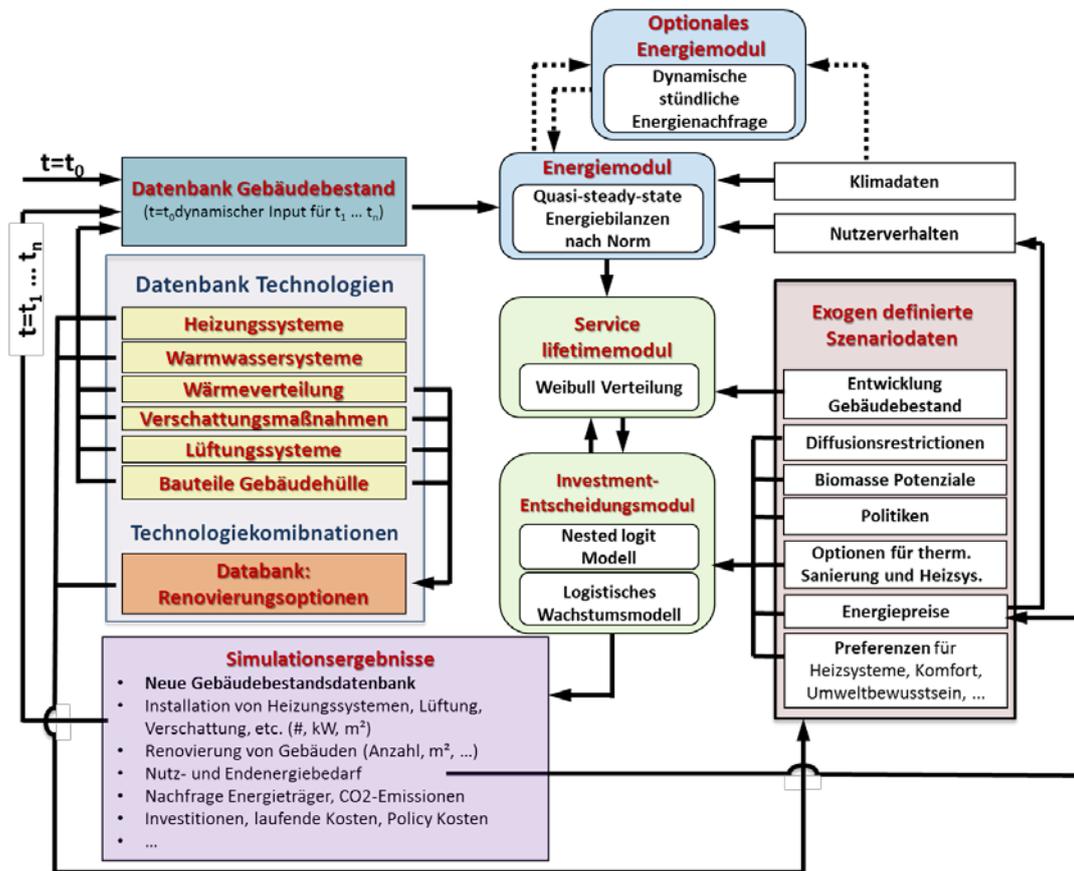


Abbildung 6: Modellstruktur Invert/EE-Lab⁹

Für verschiedene Energieträger werden Potenzialbeschränkungen berücksichtigt. Dies gilt insbesondere für Biomasse (siehe Berichtsmodul 1 „Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter“, Kapitel 5, „Biomassepotenzial“) sowie netzgebundene Wärme.

Hinsichtlich des möglichen Ausbaupotenzials von Nahwärme bestehen Unsicherheiten bzw. unterschiedliche Sichtweisen in der Literatur, siehe beispielsweise [Henning et al. 2013] und [Nitsch et al. 2010]. Während Fernwärme auf die größeren Ballungszentren mit hoher Wärmedichte beschränkt ist, stellt sich die Frage, welche Rolle Wärmenetze in Regionen außerhalb dieser Ballungsräume zukommen kann. Daher erfolgt im Rahmen dieses Projekts eine detaillierte, räumlich hochaufgelöste Analyse des wirtschaftlichen Nahwärmepotenzials¹⁰, welches

⁹ Weitere Informationen zum Modell finden sich unter anderem in [Müller 2015] oder [Kranzl et al. 2014] und auf www.invert.at.

¹⁰ Diese Analyse wurde durch GEF Ingenieur AG durchgeführt.

über eine Schnittstelle im Modell *Invert/EE-Lab* berücksichtigt wurde. Um die Potenziale für Nahwärmenetze räumlich hoch aufgelöst analysieren und darstellen zu können, wurde ein mehrstufiges, GIS-basiertes Verfahren angewendet. Das GIS-Verfahren ermöglicht eine hohe Auflösung der räumlichen Informationen und somit einer detaillierten, regionalen Verortung des Wärmebedarfs. Das Verfahren wurde auf Grundlage des bereits vorhandenen Datenmodells des digitalen Wärmeatlas Deutschland¹¹ entwickelt. Die hierin enthaltenen Gebäudeinformationen dienen in einem ersten Schritt der szenariobasierten Wärmebedarfsmodellierung. Darauf aufbauend werden sog. Wärmedichtekarten als Rasterkarten erstellt, die die Basis der Potenzialanalyse darstellen. Damit eine realistische Abbildung des Wärmenetzpotenzials durchgeführt werden kann, wurde vorab eine Bereinigung des Datenmodells durchgeführt, indem der derzeitige Fernwärmebestand ermittelt und extrahiert wurde. Die somit erfassten Gebiete erlauben eine Unterscheidung zwischen bereits mit Fern- und Nahwärme versorgten Gebieten und Regionen mit zusätzlichem technischen Ausbaupotenzial, welche in einer weiteren Betrachtung hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit analysiert werden. Der Mix an Wärmeerzeugern in Wärmenetzen wird in diesem Projekt nicht durch *Invert/EE-Lab*, sondern im Rahmen des Modells *Enertile* modelliert, um die Wechselwirkungen mit dem Stromsystem zu berücksichtigen (siehe Kapitel 3).

Die Wärmedichtekarte wurde zunächst um die Rasterzellen bereinigt, die sich aufgrund ihrer Lage, Bebauungs- und Wärmedichte mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht für ein Wärmenetz eignen. Der veranschlagte Grenzwert liegt hier bei ≤ 1 GWh/km²a. In erster Linie handelt es sich dabei um Randgebiete von Kommunen mit einer sehr kleinen Bebauungsdichte. Die übrigen Rasterzellen werden analog zur Fernwärmebestandsanalyse anhand ihrer räumlichen Lage zu Clustern zusammengefasst. Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt anschließend auf dieser Cluster-Ebene. Dabei werden die nötigen Netzinvestitionskosten, die sich je nach Wärmedichte ergeben, beim Vergleich mit einer dezentralen, objektbezogenen Wärmeversorgung berücksichtigt.

Aus diesen Analysen wurden Kosten-Potenzial-Kurven für Nahwärme abgeleitet, die in der folgenden Abbildung für das *Basisszenario* dargestellt sind. Aus diesen Kosten-Potenzial-Kurven ergeben sich die Kosten der Nahwärme je nach Ausschöpfung der Potenziale. Das maximal sich aus den Kurven ergebende Potenzial

¹¹ Der digitale Wärmeatlas Deutschland wurde im Jahr 2013 im Rahmen eines Kooperationsprojektes zwischen der GEF Ingenieur AG, der geomer GmbH und der casas-Geo Data + Services GmbH erstellt. Die Verwendung der Daten im Rahmen dieser Untersuchung ist unter Einhaltung der Nutzungsbedingungen möglich.

kann im Modell nicht überschritten werden. Die Abnahme der Potenziale sowie der Anstieg des Nahwärmepreises im Zeitverlauf ergeben sich einerseits aufgrund der durch Gebäudesanierungen sinkenden Wärmedichten und andererseits aus steigenden Energiepreisen.

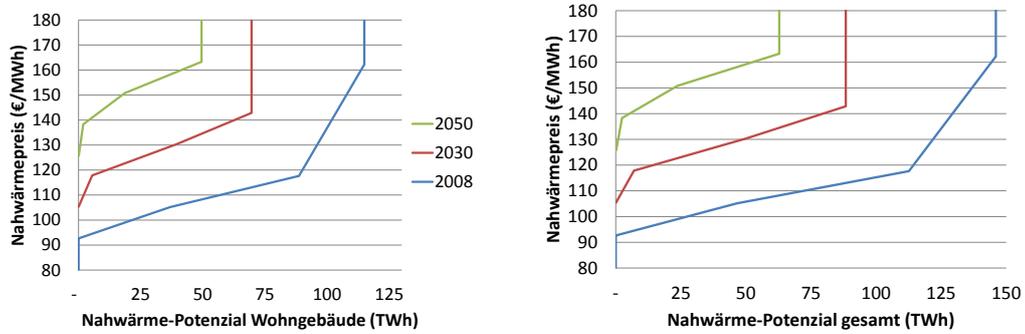


Abbildung 7 Kosten-Potenzial-Kurven für Nahwärme, *Basisszenario* (links: Wohngebäude, rechts: gesamt)

2.5 Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung

Die Berechnung des Endenergiebedarfs der Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimageräte in den privaten Haushalten erfolgt mit dem Modell FORECAST-Residential. Das Modell setzt sich neben einem Modul für die Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung auch aus Modulen für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung sowie einem Modul für die Berechnung der Stromnachfrage durch Elektromobilität zusammen. Im Rahmen dieser Studie kommt ausschließlich das Modul zur Berechnung der Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung zum Einsatz. Die Wärmebereitstellung im Haushaltssektor für den Warmwasser- und Raumwärmebedarf wird mittels des Modells INVERT/EE-Lab (siehe Abschnitt 2.4) und die Elektromobilität anhand des Modells ASTRA-L (siehe Abschnitt 2.1) berechnet.

Das Modul zur Berechnung der Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimatisierung ist differenziert nach Energieanwendungen (z. B. Fernseher), die wiederum unterschieden werden nach Technologien (z. B. LCD) und nach verschiedenen Effizienzklassen (z. B. A+++). In Abbildung 8 ist ein Überblick über den strukturellen Aufbau des Moduls dargestellt.

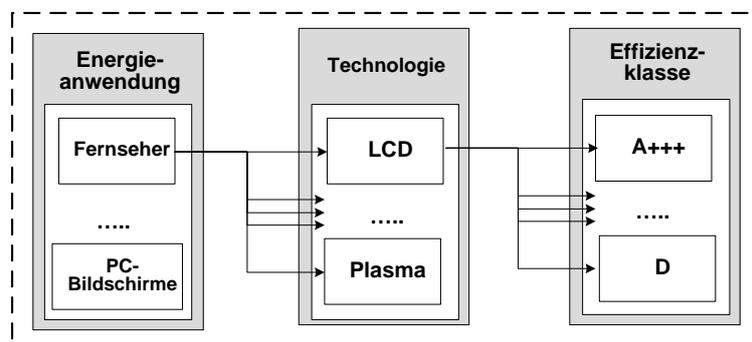


Abbildung 8: Struktureller Aufbau des Moduls zur Berechnung des Endenergieverbrauchs von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimatisierung

Das verwendete Modul von FORECAST-Residential setzt sich aus folgenden Gruppen von Energieanwendungen zusammen:

- Große elektrische Haushaltsgeräte (darunter: Kühl- und Gefriergeräte, Spülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner, Herde)
- Endgeräte der Informations- und Kommunikationstechnologien IKT (darunter: Desktop-Computer, PC-Bildschirme, Laptops, Fernseher, Set-Top-Boxen, Modem/Router)
- Beleuchtung
- Klimageräte
- Elektrische Kleingeräte (darunter: Kaffeemaschinen, Staubsauger, Dunstabzugshauben, Haartrockner, Bügeleisen, Mikrowelle)
- Sonstige elektrische Anwendungen: Diese Kategorie stellt ein Restaggregat dar, das alle in den übrigen Bereichen noch nicht berücksichtigten elektrischen Anwendungen in den privaten Haushalten umfasst. Diese Kategorie beinhaltet sowohl eine Vielzahl an weiteren elektrischen Kleingeräten (u. a. Mikrowellenherde, Rasierer) als auch die Stromnachfrage von potenziell neuen Geräten, die bis 2050 neu in den Markt diffundieren.

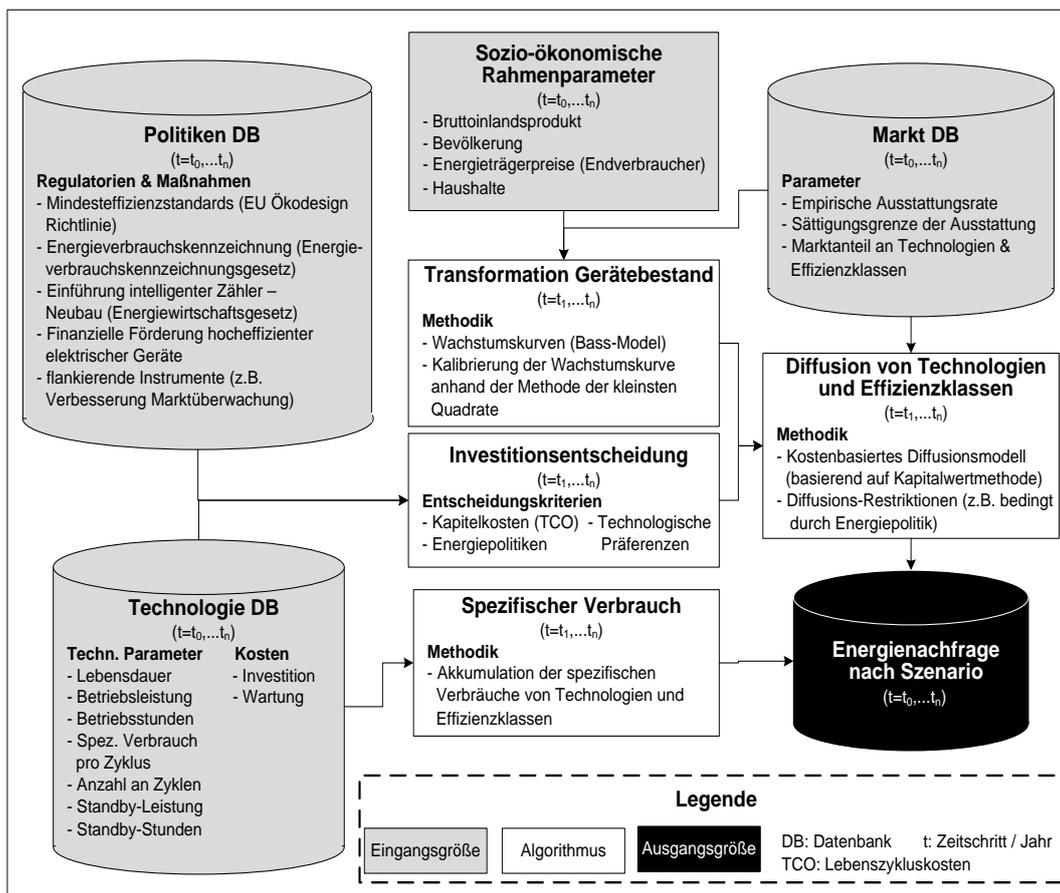
Die Endenergienachfrage für Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Klimageräte wird über ein Bestandsmodell berechnet. Für die Kalibrierung des Bestandsmodells werden hierzu in einem vorgelagerten Schritt empirische Zeitreihen für die jahresspezifische Anzahl an Technologien und deren spezifischer Verbrauch geschätzt. Die Projektion des Technologiebestandes erfolgt mittels einer logistischen Funktion basierend auf der empirischen Bestandsentwicklung und einer geschätzten Sättigungsgrenze. Bei Technologien, die in Konkurrenz zueinander stehen (z. B. Desktop-Computer und Laptops), werden diejenigen logistischen Modelle gekoppelt, die in Rivalität miteinander stehen. Die Dynamik der Bestandsumwälzung ist determiniert anhand von technischen Lebensdauern mit normalverteilter Ausfallwahrscheinlichkeit.

Um den Marktanteil neuer Technologien bzw. Effizienzklassen in den unterschiedlichen Szenarien zu berechnen, erfolgt eine Wirtschaftlichkeitsbewertung mittels der Kapitalwert- und Annuitätenmethode, die folgende Kostenkategorien berücksichtigt:

- Spezifische Investitionen unter Berücksichtigung von technologischem Lernen
- Stromkosten und Wartungs- und Betriebskosten

Dieser Aufbau gilt grundsätzlich für alle berücksichtigten Gruppen von Energieanwendungen, mit Ausnahme des Restaggregats der sonstigen elektrischen Anwendungen. Bei dieser Gruppe lässt sich dieser Ansatz aufgrund der begrenzten Datengrundlage nicht durchführen. Die Stromnachfrage im Basisjahr wird für die sonstigen elektrischen Anwendungen daher als Differenz zur Stromnachfrage laut der Energiebilanz (ohne den Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser) ermittelt und für die Zukunft anhand einer abgeschätzten Entwicklung fortgeschrieben.

Die jährliche Endenergienachfrage aller Geräte errechnet sich demzufolge aus dem spezifischen Verbrauch (basiert entweder auf den Betriebsstunden, bspw. bei Fernsehern, oder auf der Anzahl an Zyklen pro Jahr, bspw. bei Spülmaschinen), der durchschnittlichen Ausstattungsrate (bei der Beleuchtung entspricht dies dem Anteil der Beleuchtungspunkte pro Wohneinheit) und der Anzahl der privaten Haushalte, ergänzt um die Stromnachfrage für sonstige elektrische Anwendungen.



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 9: Modellierungsansatz zur Abschätzung des Endenergieverbrauchs von Haushaltsgeräten, Beleuchtung und Klimatisierung

3 Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung

3.1 Modellierungsansatz und Modellbeschreibung

Das zentrale Modell zur Abbildung des Stromsystems in dieser Studie ist das Modell *Enertile*. Dabei handelt es sich um ein Optimiermodell, welches die Kosten der Erzeugung, Übertragung und Speicherung von Strom über einen langen Betrachtungshorizont für Europa und darüber hinaus minimiert. Dabei wird sowohl der Ausbau der Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen als auch deren stündlicher Einsatz betrachtet und optimiert. Eine Beschreibung des Modells findet sich in [Pfluger 2013], die Weiterentwicklungen des Modells werden auf www.enertile.eu dokumentiert.

Enertile ist kein explizites Marktmodell, es beinhaltet keine Abbildung eines konkreten Strommarktdesigns, der einzelnen Strommärkte und seiner Mechanismen. Dies wäre aufgrund des langen Zeithorizonts der Betrachtungen aber auch nicht zweckmäßig, da dazu Vorgaben zu allen relevanten Änderungen der Marktregeln in Europa bis zum Jahr 2050 vorgegeben werden müssten. Die gefundene Lösung wäre dann auch nur für diese Vorgaben gültig, bei anderen Mechanismen würde sich eine ggf. stark unterschiedliche Lösung einstellen. Das Modell sucht die günstigste technologische Lösung¹². Die Frage, mit welchem Marktdesign man diese am besten umsetzt, muss nachgelagert angegangen werden.

3.1.1 Die Zielfunktion der Optimierung

Die zu minimierende Zielfunktion des Modells enthält alle Kosten, die im Modell anfallen, um die weiteren Nebenbedingungen zu erfüllen. Die wichtigste Nebenbedingung ist dabei, dass die Stromnachfrage überall und zu jeder Zeit gedeckt wird. Dabei fallen an verschiedenen Stellen des Systems Kosten an: Wenn in einem Kraftwerk Brennstoff verfeuert wird, wenn Windenergieanlagen errichtet werden oder wenn Kuppelkapazitäten zwischen den Regionen ausgebaut werden, entstehen im Modell Kosten. Welche Kosten für die einzelnen Optionen anfallen, ist ein vorzugegebenes Eingangsdatum der Optimierung und wird in den Beschreibungen der Technologien jeweils dargestellt.

Die Fokussierung der Zielfunktion auf monetäre Kosten hat den Vorteil, dass die gefundene Lösung einfach interpretierbar ist. Sie ist die ökonomisch günstigste

¹² Diese Lösung ist normalerweise dem Marktergebnis sehr nahe, allerdings werden gewisse Verzerrungen wie beispielsweise eine suboptimale Allokation von Interkonnektorleistungen nicht abgebildet.

Lösung unter Berücksichtigung aller Nebenbedingungen. Jede alternative Lösung, die von den gleichen Kostenparametern ausgeht und die gleichen Nebenbedingungen erfüllt, ist mit höheren Kosten verbunden.

Generell werden die Investitionen zu Kapitalkosten annuisiert, um sie mit Kosten aus dem laufenden Betrieb vergleichen zu können. In jedem berücksichtigten Jahr fallen die Kapital- sowie Betriebskosten der vom Modell gebauten Infrastrukturen an. Es findet jedoch keine weitere Abzinsung statt, d. h. Kosten in 2020 sind in der Zielfunktion genauso hoch gewichtet wie Kosten in 2050; es findet keine Minimierung des Barwerts für ein bestimmtes (arbiträres) Basisjahr statt. Um einen fairen Wettbewerb der Technologien untereinander zu erzielen, wurde für alle Infrastrukturoptionen der gleiche *Zinssatz* von 7 % zur Annuisierung angenommen. Dieser Zinssatz stellt bewusst eine Mischkalkulation zwischen den hohen Renditeerwartungen für Großkraftwerke und den niedrigeren Verzinsungen und Renditen für erneuerbare Energien und Stromnetze sowie zwischen der Akteursperspektive und öffentlichen Investitionen dar (siehe folgende Infobox).¹³

¹³ Zu Zweck und Auswirkungen unterschiedlicher Zinsannahmen vgl. [Steinbach 2016].

Warum haben wir einen einheitlichen Zinssatz gewählt?

In der Realität hängt der kalkulatorische Zinssatz einer Investition von vielen verschiedenen Faktoren ab, unter anderem der Risikobewertung der Investoren und Fremdkapitalgeber. Eine sehr sichere Investition hat dabei geringere Risikoaufschläge als eine hochriskante Anlage. Daraus folgend waren in der Vergangenheit z. B. die Renditen bei erneuerbaren Energien in Deutschland durch die hohe Sicherheit des EEG niedriger als bei konventionellen Kraftwerken. Bei den stark regulierten Stromnetzen werden ebenfalls niedrigere Renditen erwirtschaftet.

Würden wir dies im Modell abbilden, würden wir den Vergleich zwischen den Technologien stark verzerren: Konventionelle Kraftwerke würden allein dadurch teurer, dass sie derzeit höhere Kapitalkosten haben. Das Modell würde schon allein dadurch stärker auf erneuerbare Energien setzen, dass die dabei erzielbaren Renditen aufgrund des durch die Förderung niedrigeren Risikos geringer ausfallen. Die Bewertung des Risikos würde dabei immer in gewisser Weise eine Momentaufnahme der Markt- und Regulierungssituation darstellen; technisch gibt es keinen Grund, warum eine Erdgasverstromung betriebswirtschaftlich riskanter sein sollte als eine Biogasverstromung.

Die unterschiedlichen Renditeanforderungen hätten somit einen starken Einfluss auf die Ergebnisse und würden in der Optimierung bestimmte Technologieoptionen gegenüber anderen begünstigen. Diese Begünstigung hätte ihre Ursache aber nicht in einer gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit – was aber eigentlich im Fokus unserer Untersuchungen steht – sondern wäre Resultat bestimmter Annahmen zu den (regulatorischen) Rahmenbedingungen, aus denen nämlich gerade die unterschiedlichen Renditeanforderungen resultieren. Ähnlich wie weiter oben bereits im Zusammenhang mit der Abbildung unterschiedlicher Strommarktdesigns diskutiert, ist es nicht Ziel dieser Studie, die Wirkungen unterschiedlicher regulatorischer Rahmenbedingungen zu untersuchen, sondern gerade von konkreten Annahmen hierzu zu abstrahieren. Vielmehr sollen in den Langfristszenarien aus technisch-systemischer Sicht kostenoptimale Transformationspfade für das Energiesystem identifiziert werden. Auf dieser Grundlage sollte dann ein geeigneter regulatorischer Rahmen entwickelt werden.

3.1.2 Stützjahre, zeitliche Auflösung und Abdeckung

In Rahmen dieser Studie wird die Zukunft anhand von sog. „Stützjahren“ exemplarisch betrachtet. Die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 werden im Detail abgebildet und in einem einzigen Modelllauf gemeinsam optimiert. Dies bedeutet, dass das Modell die Folgen einer Entscheidung im Jahr 2020 in den Folgestützjahren berücksichtigen muss. Die Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen den Technologien und Stützjahren werden voll erfasst und die gefundene Lösung ist somit über den gesamten Zeitraum kostenminimal. Unvermeidbare Nachteile dieses Vorgehens sind eine gewisse Unschärfe für die nicht explizit abgebildeten Jahre, z. B. 2025, sowie in Kombination mit der zeitlichen, räumlichen und technologischen Auflösung ein immenser Rechenbedarf.

Die zeitliche Auflösung und Abdeckung eines Stromsystemmodells ist insbesondere dann von hoher Bedeutung, wenn es um Analysen von Systemen mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien geht. *Enertile* setzt dabei durchgehend auf eine stündliche Auflösung und modelliert alle 8.760 Stunden jedes Stützjahres. Diese Kombination ermöglicht es, sowohl die Herausforderungen, aber auch die neuen Möglichkeiten von fluktuierenden erneuerbaren Energien realitätsgetreu abzubilden. Dadurch, dass die Jahre vollständig abgebildet werden, werden extreme Wetterereignisse wie z. B. lange Flauten sichtbar und erfordern vom Modell angemessene Maßnahmen wie den Ausbau verschiedener Flexibilitätsoptionen. Auf der anderen Seite wird aber auch erkennbar, ob und wie häufig während Schwachwindphasen in Nachbarregionen ein Überangebot an EE vorhanden ist, welches dann zur überregionalen Ausregelung eingesetzt werden kann. Für das Modell stellen gerade die Extremsituationen eine Herausforderung dar; um aber die ökonomisch beste Antwort darauf zu bestimmen, ist die Häufigkeit von bestimmten Situationen von großer Bedeutung. Wenn in den Schwachwindphasen häufig Überschussstrom in anderen Regionen vorhanden ist, stellt z. B. Netzausbau vermutlich die günstigste Option dar. Ist dies selten der Fall, könnte der Bau von Gasturbinenkraftwerken sich als günstiger darstellen. Diese Effekte werden im Modell voll berücksichtigt.

3.1.3 Betrachtete Energiesysteme

Im Wesentlichen konzentriert sich die Optimierung in *Enertile* auf den Stromsektor, wobei die Erzeugung und der überregionale Transport von Strom im Fokus stehen. Die Stromnachfrageentwicklungen werden großteils exogen vorgegeben; das Modell hat jedoch in einigen Teilkomponenten die Möglichkeit, DSM zu nutzen und so manche Formen der Stromnachfrage zeitlich zu verschieben. In dieser Studie ist

dies bei der Steuerung der Wärmepumpen und beim Laden der Elektrofahrzeuge in gewissem Umfang der Fall. Den Möglichkeiten bei DSM sind dabei durch exogen vorgegebene Randbedingungen Grenzen gesetzt.

Darüber hinaus sind auch die Teile der Wärmenachfrage im Modell abgebildet, die in einer Beziehung zur Stromnachfrage stehen. Dies ist insbesondere dort der Fall, wo KWK eine große Rolle spielt oder spielen könnte, also in Nah- und Fernwärmenetzen sowie bei Teilen der industriellen Wärmenachfrage (besonders im Temperaturniveau 100 bis 500 °C). Auch hier sind nicht alle Wärmenetze und Industrienachfragen einzeln abgebildet, sondern zu bestimmten Modellnetzen zusammengefasst. In den Modellnetzen muss das Modell entscheiden, wie es die Wärmenachfragen kosteneffizient deckt: Es kann entweder eine reine Wärmeerzeugung wählen oder KWK-Anlagen nutzen. Alternativ dazu können auch Power-to-Heat-Anlagen ausgebaut und genutzt werden, was jedoch erst bei hohen EE-Anteilen relevant wird. Zudem stehen dem Modell auch in den Wärmesystemen Speicher als Option zur Verfügung.

3.1.4 Geographische Auflösung und Abdeckung

Die Frage, welcher geographische Raum in einem Modell in welcher Auflösung abgebildet wird, wird durch steigende EE-Anteile bedeutsamer. Obwohl in dieser Studie Deutschland im Fokus steht, haben besonders im Stromsektor die Entwicklungen in ganz Europa (und teilweise darüber hinaus) starken Einfluss. In Zeiten, in denen in Deutschland die Einspeisung aus EE niedrig ist, ist möglicherweise in Nachbarregionen ein Stromüberschuss vorhanden. Umgekehrt ist in Zeiten, in denen in Deutschland das Angebot die Nachfrage übersteigt, ein Export in Nachbarländer oft die ökonomisch beste Option.

In den Szenarien dieser Studie wird immer mindestens Europa als System betrachtet; für bestimmte Szenarien wird zusätzlich noch die MENA-Region (engl.: Middle East and North Africa) mit abgebildet (siehe Tabelle 5). Dies ist z. B. im *restriktionsarmen Szenario* der Fall, in dem u. a. untersucht wird, welche Rolle Stromexporte aus der MENA-Region nach Europa spielen können und aus Gründen der Vergleichbarkeit auch im *Referenzszenario*. In den übrigen Szenarien wird nur Europa betrachtet.

Tabelle 5: Im Modell abgebildete Region außerhalb Deutschlands

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



Abbildung 10: Regionenzuschnitt im Optimiermodell *Enertile*

Die regionale Auflösung in *Enertile* unterscheidet sich nach den betrachteten Aspekten. Für die Potenziale der EE wird ein sehr feines Gitter betrachtet, bei dem jede einzelne sog. „Kachel“ eine Kantenlänge von etwa 7 km mal 7 km hat. Die Modellierung des EE-Potenzials ist in Abschnitt 3.3.4 dargestellt.

Für die übrigen Fragestellungen werden die oben genannten Regionen betrachtet, innerhalb derer keine weitere regionale Differenzierung vorgenommen wird. Innerhalb einer Region ist aus Modellsicht ein unbegrenzter Stromaustausch möglich, da Netzrestriktionen innerhalb von Regionen nicht betrachtet werden. Dies bedeutet, dass es innerhalb der Region aus Sicht der Optimierung zunächst irrelevant ist, wo eine Stromnachfrage entsteht und wo ein Kraftwerk errichtet wurde.¹⁴ Diese Informationen sind erst in den nachgelagerten netzknotenscharfen Berechnungen relevant, wo die Restriktionen des Übertragungsnetzes detaillierter berücksichtigt werden.

Für diese Studie wurde Deutschland je nach Szenario in mindestens sechs Regionen abgebildet. Der Zuschnitt erfolgte dabei unter Netzgesichtspunkten (siehe

¹⁴ In der Stromsystemmodellierung wird diese Form der Abbildung als „Kupferplatte“ bezeichnet.

Kapitel 4) und soll sicherstellen, dass die technischen Restriktionen der Stromnetze nicht unzulässig stark vernachlässigt werden. Andernfalls könnte *Enertile* eine Lösung als kostenoptimal aus Gesamtsystemsicht ermitteln, die sich unter Berücksichtigung der Stromnetz Aspekte als suboptimal erweist. Dies wäre z. B. der Fall, wenn der aus *Enertile* resultierende Erzeugungsmix einen so erheblichen Netzausbaubedarf mit entsprechenden Kosten verursacht, dass aus Gesamtsystemsicht (Erzeugung *und* Netze) eigentlich eine andere Lösung vorzugswürdig wäre. Die Verknüpfung von *Enertile* mit den Modellen für das Übertragungs- und Verteilungsnetz ist in Abschnitt 3.4 näher beschrieben. Andere Länder werden dabei entweder einzeln abgebildet oder, insbesondere bei kleinen oder weit entfernten Ländern, zusammengefasst.

Um einen sinnvollen Regionenzuschnitt bestimmen zu können, gilt es, regionenspezifische Unterschiede in Deutschland herauszuarbeiten. Diese Unterschiede können bereits heute vorliegen oder sich über den Optimierungszeitraum entwickeln. Neben der Berücksichtigung des heute bestehenden Übertragungsnetzes und der aktuellen Netzengpässe sind insbesondere charakteristische Differenzen in den Nachfrage- und Einspeiseentwicklungen zu berücksichtigen. Ansatzpunkte hierfür liefern günstige Windpotenziale in küstennahen Regionen, ein hohes Angebot an Globalstrahlung im Süden sowie die geografische Entwicklung des Stromverbrauchs über den Zeitverlauf. Je nach Szenarioannahmen können sich diese regionenspezifischen Unterschiede unterschiedlich stark ausprägen, weshalb es notwendig sein kann, für bestimmte Szenarien unterschiedliche Netzregionen zu bestimmen.¹⁵

Innerhalb der abgebildeten Regionen, sowohl in Deutschland als auch außerhalb, müssen angesichts rechentechnischer Restriktionen viele Systemkomponenten aggregiert betrachtet werden. So ist z. B. eine Einzelabbildung der vielen hundert Großkraftwerke in Europa nicht möglich, wenn zeitgleich auch der Ausbau der Erzeugungstechnologien und anderer Infrastrukturen optimiert werden soll. Daher werden die Kraftwerke anhand ihrer Wirkungsgrade zu mehreren Aggregaten nach Brennstoff und Umwandlungseffizienz zusammengefasst. Im Modelllauf werden dann nur die Aggregate betrachtet. Beim Ausbau der Technologien wird analog verfahren, d. h. es wird über eine Erhöhung der installierten Leistung in bestimmten Technologien entschieden, nicht jedoch über Investitionsentscheidungen in einzelne Kraftwerksblöcke. Erst in den nachgelagerten Betrachtungen zu den Übertragungsnetzen werden die errechneten Leistungen des Kraftwerksausbaus

¹⁵ Im Wesentlichen werden in den Szenarien aber sechs Regionen innerhalb Deutschlands betrachtet.

dann in konkrete Kraftwerke mit klar definierten Positionen innerhalb des Stromnetzes umgewandelt.

Im Modell wird, wie bereits dargelegt, zwischen verschiedenen Arten von Stromnachfrage unterschieden. Die Regionalisierung der Nachfrage, also die Verteilung der Gesamlast Deutschlands, wird durchgeführt anhand der Methodik, die im Projekt „Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)“ [IAEW 2012] entwickelt wurde. Dabei wird die Last mithilfe von demographischen und ökonomischen Daten auf die Regionen und Netzknoten verteilt. Bei der regionalen Verteilung der Nachfrage werden im Rahmen dieses Projekts keine durch Demographie oder industriellen Strukturwandel getriebenen räumlichen Verschiebungen antizipiert. Die neuen Verbraucher Wärmepumpen und Elektromobilität im Bereich der PKW und leichten Nutzfahrzeuge werden den Regionen und Netzknoten anhand der Einwohnerverteilung zugewiesen.

3.1.5 Die zentralen Nebenbedingungen

Das Optimiermodell hat die Aufgabe, die Kosten der Stromversorgung (und der oben dargestellten Wärmeversorgung) zu minimieren. Dabei müssen gewisse Nebenbedingungen eingehalten werden.

1. Die Strom- und Wärmenachfrage muss gedeckt werden.

In jeder Stunde müssen in jeder abgebildeten Region Angebot und Nachfrage ausgeglichen werden. Dafür steht dem Modell eine begrenzte Anzahl an Möglichkeiten zur Verfügung: Stromerzeugung aus konventionellen oder erneuerbaren Erzeugern, Nutzung von Speichern, Stromtransport aus anderen Regionen sowie in gewissem Umfang eine zeitliche Verschiebung der Nachfrage.

2. Der stündliche Einsatz einer Technologie wird von der installierten Leistung begrenzt.

Diese Bedingung gilt für alle Infrastrukturen, also Stromerzeuger, Interkonnektoren zwischen den Regionen, Speicher usw. Das Modell kann nur die Leistung nutzen, die entweder in dem Jahr bereits vorhanden ist, z. B. existierende Kraftwerke oder ausgebaute Leistungen aus vorherigen Jahren, oder Leistung, die es für dieses Stützjahr ausbaut. Das Modell wird dabei immer die Technologien ausbauen, die sich im Gesamtkontext des Systems als die kostengünstigste Option darstellen.

3. Die Lebensdauern der Technologien werden berücksichtigt.

Für die Leistung, die für das Stützjahr „2030“ zugebaut wird, wird angenom-

men, dass ein linearer Zubau zwischen 2020 und 2029 erfolgt. Hat die Technologie eine Lebensdauer von 25 Jahren, wird die Leistung dementsprechend in 2030 und 2040 vollständig zur Verfügung stehen, in 2050 jedoch nur noch die halbe Leistung, nämlich diejenige Leistung, die zwischen 2025 und 2029 in Betrieb genommen wurde. Das Modell kann keinen endogenen Rückbau betreiben. Für die zu errichtenden, optimierten Infrastrukturen würde das Modell diese Option aber ohnehin versuchen zu vermeiden, da die Kosten für Wartung und Instandhaltung, die bei einem Rückbau eingespart werden können, zumeist nicht die Opportunitätskosten durch eine verkürzte Lebensdauer aufwiegen können. Eine Technologie, die deutlich vor Ende ihrer Lebensdauer kaum noch genutzt würde, wird vom Modell aus Kosten-Nutzen-Erwägungen nicht gebaut.¹⁶

4. CO₂-Emissionen werden über Preise oder Obergrenzen berücksichtigt.

Enertile verfügt grundsätzlich über zwei unterschiedliche Möglichkeiten, CO₂-Emissionen aus dem Energieeinsatz zu berücksichtigen. Entweder wird ein CO₂-Preis exogen vorgegeben, welcher dann bei dem jeweiligen Brennstoffeinsatz Kosten in der Zielfunktion verursacht. Alternativ dazu kann auch die maximal emittierbare CO₂-Menge für einzelne Jahre vorgegeben werden. In ihrer Wirkung sind die beiden Varianten letzten Endes identisch: Werden die Gesamtemissionen aus einem Lauf mit Preisvorgabe in einem neuen, ansonsten identischen Lauf ohne CO₂-Preise als Obergrenze festgelegt, stellt sich bezüglich Ausbau und Einsatz aller Optionen das gleiche Ergebnis ein.

In diesem Projekt werden in den meisten Szenarien CO₂-Preise vorgegeben. Dieser Ansatz erleichtert die Kopplung mit den Modellen für die Nachfragesektoren, bei der unter anderem sichergestellt werden soll, dass die Anstrengungen zur Erreichung der klimapolitischen Ziele sektorübergreifend vergleichbar sind. In bestimmten Szenarien werden jedoch die CO₂-Emissionen explizit begrenzt, um zu ermitteln, wie unter unterschiedlichen Randbedingungen die gleiche Emissionsreduktion erreicht werden kann.

5. Mögliche Verschiebungen durch Nachfragemanagement sind begrenzt.

Die Grenzen, innerhalb derer bestimmte Teile der Nachfrage verschoben werden können, unterscheiden sich je nach Technologie. Beim Laden der Elektromobile wird davon ausgegangen, dass die Hälfte der Nutzer bereit ist, an DSM teilzunehmen. Anhand von Fahrprofilen wird ermittelt, wann die letzte Fahrt endet und die nächste Fahrt beginnt. Innerhalb der Standzeit kann der

¹⁶ Wie bereits dargestellt, stellt das Modell keine Markt Betrachtungen an. Wie beispielsweise die Einkommensströme eines Gaskraftwerks im Jahr 2050 aussehen und wie damit der Betrieb finanziert wird, muss nachgelagert betrachtet werden. Das Modell entscheidet nur, ob es aus Systemkostensicht sinnvoll ist, Gaskraftwerke zu bauen und einzusetzen.

Ladevorgang verschoben werden, der PKW muss jedoch bis zum Antritt der nächsten Fahrt wieder vollständig geladen sein. Die andere Hälfte der Nutzer lädt ihr Fahrzeug sofort bei Erreichen einer Lademöglichkeit.

Die zeitlichen Verschiebemöglichkeiten im Bereich der Wärmepumpen sind durch die damit verknüpften Wärmenachfrageprofile (Heizen und Warmwasser) und den unterstellten Speicher von zwei Volllaststunden begrenzt. Lastverzicht wird in diesem Modellierungsansatz nicht berücksichtigt, da ggf. ein inkonsistentes Bild mit der Modellierung z. B. des Industriesektors entstehen würde. In der Realität steht Lastverzicht langfristig in der Konkurrenz zu Spitzenlastkapazitäten wie z. B. Gasturbinen.

6. Zusätzliche Nebenbedingungen können vorgegeben werden.

Dem Modell können für alle Komponenten Vorgaben gemacht werden, z. B. um politische Zielvorgaben oder technologische Beschränkungen zu berücksichtigen. Diese führen dann ggf. zu Abweichungen vom reinen Kostenoptimum. Alle Vorgaben, die in den Szenarien getroffen sind, werden in den Beschreibungen der Szenarioparametrierungen in den jeweiligen Berichtsmodulen zu den einzelnen Szenarien dargestellt.

3.2 Entwicklungen der stündlichen Last

Während die nachfrageseitigen Simulationsmodelle die Strom- und Wärmenachfragen als jährliche Summen berechnen, sind für das Optimiermodell stündliche Nachfrageprofile maßgeblich. Für die Modellierung des zukünftigen stündlichen Lastverlaufs kommt daher das Modell eLOAD zum Einsatz.

Grundlage für die Projektion der Last stellt die deutsche Systemlastkurve des Jahres 2010 dar. Diese wurde der Datenbank des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber [ENTSO-E 2013] entnommen. Aufbauend auf dieser historischen Lastkurve wird die zukünftige Transformation simuliert, indem die Lastverläufe jener Anwendungen neu gewichtet werden, welche eine substantielle Veränderung ihrer Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 aufweisen. Im Fall der Berechnungen für das *Basis-* und das *Referenzszenario* dieses Projekts sind dies über 30 einzelne Anwendungen und Prozesse aus allen Sektoren. Die dazugehörigen Lastprofile sind in einer Datenbank hinterlegt. Diese Datenbank umfasst mehr als 600 Profile von über 200 Anwendungen und Prozessen für mehr als 20 Länder.

Dabei wird den strukturellen Änderungen in der Jahresstromnachfrage derart Rechnung getragen, dass all jene Anwendungen und Technologien, welche einen überdurchschnittlich starken Zuwachs oder Rückgang über den Projektionszeit-

raum aufweisen, explizit in der Lastkurvenmodellierung berücksichtigt werden. Mittels synthetischer, anwendungsspezifischer Lastprofile werden für die relevanten Anwendungen für Basis- und die Projektionsjahre Lastkurven generiert. Die historische Systemlastkurve wird anschließend um die entsprechende Differenz korrigiert. Somit werden die zukünftigen Veränderungen in der Energienachfrage nicht nur anhand ihres Einflusses auf die jährliche Energienachfrage charakterisiert, sondern auch ihr Einfluss auf das Stromnachfrageprofil abgebildet.

Den Lastverläufen der Wärmepumpen und der Elektrofahrzeuge kommt eine besondere Bedeutung zu, da der Zeitpunkt der Stromnachfrage im Rahmen der Simulation des Kraftwerkseinsatzes optimiert wird (Lastverlagerung). Dabei dienen die mit eLOAD generierten Lastverläufe als Grundlage für die Optimierung. Der Lastverlauf der Wärmepumpen basiert auf einer Analyse der Lastprofile einer Vielzahl deutscher Energieversorger und Stadtwerke. Den Lastverläufen der Elektrofahrzeuge liegen Fahrzeugbewegungsdaten aus den Mobilitätsstudien „Mobilität in Deutschland 2008“ [BMVBS 2015] sowie dem Projekt „regional eco mobility 2030“ [REM2030 2015] zugrunde.

Abgesehen von Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und Elektrofahrzeugen wird nicht davon ausgegangen, dass eine intelligente Steuerung der Stromnachfrage stattfindet, sofern dies nicht bereits heute der Fall ist. Diese Einschätzung ist als konservative, vorsichtige Abschätzung zu verstehen; sie trägt den immer noch großen Unsicherheiten über die zukünftige Bedeutung der Nachfragesteuerung anderer Technologien Rechnung, z. B. im Bereich „Weißer Ware“. Würden hier große Flexibilitätspotenziale angenommen, würde dies ggf. den Bedarf in anderen Bereichen unterschätzen.

3.3 Technologische Annahmen zur Stromerzeugung und Speicherung in den Szenarien

In diesem Berichtsmodul werden zunächst die Annahmen vorgestellt, die grundsätzlich in allen Szenarien gelten. In bestimmten Szenarien wird die Parametrierung angepasst, z. B. durch den Ausschluss von CCS-Technologien oder Vorgaben zum Ausbau bestimmter EE-Technologien; die szenariospezifischen Vorgaben ergeben sich aus der im jeweiligen Szenario zu untersuchenden Fragestellung und werden in den jeweiligen Berichtsmodulen am Anfang dargelegt.

Parametrierung: Abwägungen zwischen Konsistenz und Aussagekraft

Bei der Parametrierung steht man als Modellierer häufig vor der Wahl, Parameter zwischen zwei Szenarien konstant zu halten oder jeweils anzupassen. Ein typisches Beispiel sind Brennstoffpreise: In der Realität werden sich in einem stark fossil geprägten Szenario durch die höhere Nachfrage höhere Preise für fossile Brennstoffe einstellen, während die Kosten für EE-Technologien durch die langsame Verbreitung nur langsam sinken. Diese Effekte aus Gründen der inhaltlichen Konsistenz zu berücksichtigen führt aber zu anderen Problemen: Bei einem Kostenvergleich zwischen einem fossil geprägten Szenario und einem erneuerbar geprägten Szenario unterscheiden sich die Kosten schon allein durch die unterschiedlichen Eingangsdaten. Obwohl dies ein realer Effekt ist, führt die in gewissem Maße willkürliche Vorgabe der Unterschiede dazu, dass eine Verzerrung entsteht, die die Aussagekraft des Szenarienvergleichs in manchen Aspekten reduziert. Darüber hinaus setzt man sich ggf. dem Vorwurf aus, die Vorteile von EE „schöngerechnet“ zu haben.

Wir haben daher identische Technologieannahmen zwischen den Szenarien gewählt. Dadurch ist das Delta der Kosten zwischen dem *Referenzszenario* und den Zielszenarien als eine obere Abschätzung zu interpretieren. In der Realität wäre eine weiterhin eher fossil geprägte Stromversorgung, die jedoch auch zu gewissen Anteilen EE enthält, eher teurer als hier angenommen, da sie nicht von den Lernraten der Erneuerbaren profitiert und mit höheren Brennstoffpreisen einhergeht.

3.3.1 Konventionelle Kraftwerke

Im Folgenden sind die Annahmen zu konventionellen Kraftwerken dargestellt. Das Optimiermodell nimmt die Berechnung der Wirtschaftlichkeit auf Basis der mittleren Werte zwischen den modellierten Jahren vor. Die Investitionen werden annuiert, so dass je MW installierter Leistung in jeder Zeitscheibe, in der noch die Kraftwerksleistung steht, Kapitalkosten in Höhe von $\frac{(1+i)^n}{(1+i)^n-1}$ mal der spezifischen Investition anfallen. Der Bau von CCS-Kraftwerken ist erst ab 2025 und auch nur im *restriktionsarmen Szenario* zugelassen. Alle Investitionen und Kosten sind in EUR₂₀₁₀ wiedergegeben. Zu den Kraftwerksparemtern findet sich in der Literatur ein erstaunlich breites Spektrum, insbesondere zu den spezifischen Investitionen. Bei der Parametrierung in diesem Projekt wurde stets versucht, einen „mittleren

Pfad“ innerhalb der möglichen Annahmen zu wählen, also weder übermäßig optimistische noch pessimistische Werte zu wählen.

Bei konventionellen Kraftwerken ohne CCS sind die Wirkungsgrade in der Literatur gut dokumentiert und die Bandbreite der angenommenen Werte relativ gering. Die in diesem Projekt gewählte Parametrierung bzgl. der Umwandlungseffizienz liegt hier leicht unterhalb der maximalen Wirkungsgrade bei Nennleistung, um die etwas niedrigeren Wirkungsgrade unter Teillast abzubilden. Bei Investitionen und Kosten ist die Bandbreite der genannten Werte in der Literatur deutlich höher. Auch hier wurden Werte in der Mitte des Spektrums gewählt.

Tabelle 6: Kostenannahmen konventionelle Kraftwerke

Technologie	Baujahr	Elektr. Nettowirkungsgrad	Techn. Lebensdauer	CO ₂ -Abscheiderate	Spez. Investitionen	Wartung und Betrieb (fix)	Wartung und Betrieb (variabel)
		%	Jahre	%	[EUR/kW]	[EUR/(kW*a)]	[EUR/MWh]
Braunkohle	2014-2020	45,0	40	-	1900	57	1,5
	2021-2030	46,0	40	-	1900	57	1,5
	2031-2040	47,0	40	-	1900	57	1,5
	2041-2050	47,0	40	-	1900	57	1,5
Steinkohle	2014-2020	46,0	40	-	1700	42,5	1,5
	2021-2030	47,0	40	-	1700	42,5	1,5
	2031-2040	48,0	40	-	1700	42,5	1,5
	2041-2050	49,0	40	-	1700	42,5	1,5
Erdgas (GuD)	2014-2020	58,0	30	-	950	11,3	3
	2021-2030	59,0	30	-	925	11,3	3
	2031-2040	60,0	30	-	910	11,3	3
	2041-2050	61,0	30	-	900	11,3	3
Erdgas (Gasturbine)	2014-2020	40,0	30	-	450	7,5	2,7
	2021-2030	40,5	30	-	425	7,5	2,7
	2031-2040	41,0	30	-	410	7,5	2,7
	2041-2050	41,0	30	-	400	7,5	2,7
CCS Braunkohle	2021-2030	36,0	40	90 %	3800	114	1,5
	2031-2040	36,5	40	92 %	3600	108	1,5
	2041-2050	37,0	40	93 %	3500	105	1,5
CCS Steinkohle	2021-2030	37,0	40	90 %	3400	85	1,5
	2031-2040	38,0	40	93 %	3300	82,5	1,5
	2041-2050	39,0	40	95 %	3200	80	1,5
CCS Erdgas (GuD)	2021-2030	52,0	30	93 %	1500	22,5	4
	2031-2040	54,0	30	95 %	1400	21	4
	2041-2050	55,0	30	97 %	1350	20,3	4

Besonders groß ist die Spannweite der möglichen ökonomischen Annahmen bei CCS-Technologien, da diese derzeit noch nicht in kommerziellem Maßstab realisiert sind. Bei diesen Technologien sind daher sowohl die Investitionen als auch die tatsächlich erreichbaren Abscheideraten mit großen Unsicherheiten behaftet.

Kohlegefeuerte CCS-Kraftwerke haben in der ersten Zeitscheibe ihrer Verfügbarkeit einen Aufschlag von 100 % auf die spezifischen Investitionen der jeweiligen Nicht-CCS-Technologie. Der Bau der notwendigen Transport- und Speicherinfrastruktur ist darin enthalten. Eine weitere zentrale Größe ist die CO₂-Abscheiderate, die sich bei hohen CO₂-Preisen stark auf die variablen Kosten auswirkt.

Sollte CCS im Stromsektor eingesetzt werden?

Diese Frage kann im Rahmen dieser Studie natürlich nicht beantwortet werden. Neben den generellen Akzeptanzproblemen von CCS-Technologien sprechen gegen den Bau von CCS-Kraftwerken vor allem zwei Argumente: Zum einen ist CCS im Stromsektor nicht alternativlos; mit erneuerbaren Energien stehen bereits heute marktreife Alternativen zu Verfügung. Zum anderen sind die Speicherpotenziale für abgeschiedenes CO₂ begrenzt. Dieses Potenzial sollte daher möglicherweise entweder denjenigen Bereichen vorbehalten sein, in denen alternative Emissionsreduktionsoptionen nicht vorhanden oder aber deutlich teurer sind; dies ist in mehreren energieintensiven Industrieprozessen der Fall.

Für den Bau von CCS-Kraftwerken sprechen hingegen ebenfalls zwei Argumente: Ohne Kohlekraftwerke als „Keimzeile“ ist bisher nicht klar, wie die CCS-Infrastrukturen aufgebaut werden können bzw. wer dies vorantreibt. Die energieintensive Industrie zumindest scheint sich bisher im Bereich CCS nicht in einer Vorreiterrolle zu sehen. Des Weiteren kommen die meisten Szenarien des IPCC zu dem Schluss, dass negative Emissionen durch Biomasseinsatz mit CCS langfristig für das Erreichen des 2 °Grad-Ziels erforderlich sind. Folgt man dieser Argumentation, sollte aber vor dem Hintergrund beschränkter Potenziale ein möglicher CCS-Einsatz im Stromsektor auf Biomassekraftwerke beschränkt sein.

Der Ausschluss von CCS in den meisten Szenarien dieser Studie bedeutet dennoch nicht, dass CCS im Stromsektor insbesondere international keine wichtige Option sein kann; obwohl CCS im deutschen Stromsektor ersetzlich ist, könnte ein CCS-Einsatz dort die Diffusion von CCS auch in andere Sektoren und Länder durch technologisches Lernen und gemeinsam genutzte Transport- und Speicherinfrastrukturen vereinfachen und beschleunigen.

Im Gegensatz zum *restriktionsarmen Szenario* sind im *Basisszenario* und auch in den weiteren Zielszenarien CCS-Kraftwerke nicht zugelassen. Damit trägt das *Basisszenario* und die weiteren Zielszenarien den vielfach geäußerten Bedenken gegen den Einsatz der Technologie im Stromsektor Rechnung (siehe vorhergehende

Infobox). Nichtsdestotrotz wird CO₂-Abscheidung im Industriesektor auch in diesen Szenarien eingesetzt. Anders als im Stromsektor stehen hier bei manchen Prozessen keine geeigneten Alternativen mit vergleichbaren Kosten gegenüber.

3.3.2 Abgebildete Wärmenachfrage

Das Modell *Enertile* bildet den für die Optimierung der Stromerzeugung relevanten Teil der Wärmenachfrage in Form von Wärmenetzen ab. Im Rahmen dieses Projekts werden vier unterschiedliche Arten von Wärmenachfragen inkl. Wärmeprofilen abgebildet. Zunächst wird dabei unterschieden zwischen

- Nah- und Fernwärmenetzen und
- industrieller Wärmenachfrage.

Die jährliche Nachfrage dieser beiden Wärmenachfragen wird aus den Ergebnissen der nachfrageseitigen Simulationsmodelle ermittelt und für die stündliche Nachfrage mit unterschiedlichen Nachfrageprofilen versehen. Des Weiteren erfolgt eine Unterscheidung, ob Steinkohle als Brennstoff an dem jeweiligen Standort möglich ist. Hierbei wird im Wesentlichen davon ausgegangen, dass das technische Potenzial für Steinkohleeinsatz nicht abnimmt. Standorte in Meeresnähe oder an Flüssen können auch in Zukunft mit Steinkohle beliefert werden. In diesen vier Wärmenetztypen muss das Modell die Wärmenachfrage in jeder Stunde des Jahres decken. Dazu stehen zwei Kategorien von Wärmeerzeugern zur Verfügung: Gekoppelte Wärmeerzeuger (siehe Tabelle 7) also KWK-Anlagen und ungekoppelte Wärmeerzeuger (siehe Tabelle 8). Als Power-to-Heat-Anlagen sind nur Elektrodenheizkessel abgebildet. Auf eine Abbildung von Wärmepumpen und erneuerbarer Wärme musste an dieser Stelle verzichtet werden, da diese Technologien nur auf geringeren Temperaturniveaus effizient eingesetzt werden können. Dies erfordert eine genauere regionale Abbildung der Wärmenetze, die derzeit nicht möglich ist. Es kann erwartet werden, dass der Verzicht auf die Abbildung dieser Technologien zu etwas höherer KWK Erzeugung und fossiler Feuerung führt. Des Weiteren stehen dem Modell in den Wärmenetzen Kurzzeitwärmespeicher zur Verfügung.

Tabelle 7: Zubauoptionen des Modells für KWK-Anlagen

	Jahr	Wir- kungs- grad KWK	Le- bens- dauer	Strom- kenn- zahl	Wir- kungs- grad el	Investi- tion	W&B (fix)	W&B (varia- bel)
		-	a	-	-	EUR/kW _{el}	EUR/ kW	[EUR/ MWh] _{el}
KWK- Gas- turbine	2014- 2020	85 %	30	0,63	33 %	730	30	1,5
	2021- 2030	85 %	30	0,65	34 %	708	29	1,5
	2031- 2040	85 %	30	0,67	34 %	687	28	1,5
	2041- 2050	85 %	30	0,70	35 %	666	27	1,5
KWK GuD	2014- 2020	88 %	30	1,19	48 %	950	30	3
	2021- 2030	88 %	30	1,24	49 %	922	29	3
	2031- 2040	88 %	30	1,30	50 %	894	28	3
	2041- 2050	88 %	30	1,36	51 %	867	27	3
KWK Stein- kohle	2014- 2020	89 %	40	0,68	36 %	1800	45	1,5
	2021- 2030	89 %	40	0,70	37 %	1746	44	1,5
	2031- 2040	89 %	40	0,73	37 %	1694	42	1,5
	2041- 2050	89 %	40	0,75	38 %	1643	41	1,5

Tabelle 8: Zubauoptionen des Modells für Heizkessel

	thermische Leistung	Investi- tion	Lebens- dauer	Wir- kungs- grad	W&B fix
	MW	EUR/kW _{th}	a		EUR/kW
Kohle-Heizkessel	5	32	20	90 %	2,25
Gas-Heizkessel	5	54	20	94 %	2,17
Elektroheizkessel	10	100	20	95 %	5,54

Der Biomasseeinsatz in den jeweiligen Netzen wird nicht modellendogen ermittelt, sondern ex post festgelegt; zum einen erfolgt der Biomasseeinsatz nicht primär

nach der Kostenoptimalität im jeweiligen Sektor¹⁷, sondern unter Gesichtspunkten der übergreifenden Erreichung der nationalen energie- und klimapolitischen Ziele; zum anderen ist die verfügbare Menge potenzialbeschränkt und muss in den unterschiedlichen, in diesem Projekt eingesetzten Modellen iteriert werden.

3.3.3 Stromspeichertechnologien

Mit Stromspeichertechnologien ist es möglich, Stromüberschüsse in Stunden zu verlagern, in denen das Stromdargebot knapp ist. Stromspeicher nehmen in der Diskussion um die Integration erneuerbarer Energien eine bedeutende Rolle ein. Ob es jedoch einen „Speicherbedarf“ gibt, ist umstritten, insbesondere, da mit dem Begriff „Speicherbedarf“ häufig eine technische Notwendigkeit verbunden wird: Die Flexibilität, die Stromspeicher bereitstellen, kann auch durch andere Optionen realisiert werden. Als einfachste Lösung können Stromüberschüsse abgeregelt werden und die Unterdeckungen durch Spitzenlastkraftwerke gedeckt werden. Des Weiteren können bspw. DSM-Maßnahmen im Stromsystem oder eine stärkere Kopplung des Strom- und Wärmesektors ähnliche Funktionen – nämlich die Bereitstellung von Flexibilität – erfüllen wie Speichertechnologien. Welche Rolle Stromspeicher im engeren Sinne (also z. B. Pumpspeicher oder Batterien) in einem kosteneffizienten Stromsystem spielen sollen, gehört damit zu den Fragestellungen dieses Projekts.

Hinsichtlich der heute bereits existierenden Speicher werden im Modell *Enertile* die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (PSW) betrachtet. Speichertechnologien stellen in Stromsystemmodellen eine Herausforderung dar, da sie stets mit einem hohen Rechenaufwand verbunden sind. Durch die vielen intertemporalen Verbindungen zwischen den Variablen, welche die Rechenzeit stark erhöhen, kann in Modellen, die auch den Technologieausbau betrachten, nur eine begrenzte Anzahl an Speichertechnologien abgebildet werden. Daher werden die bestehenden PSW in jeder Region aggregiert betrachtet. Um die bereitgestellte Flexibilität nicht zu überschätzen, wird das aggregierte PSW als Tagesspeicher mit einer Speicherkapazität von acht Volllaststunden ausgestattet. Dies stellt eine vorsichtige Abschätzung dar, da viele Speicher über größere Speichervolumina verfügen. Würden diese jedoch abgebildet, stände die volle Pump- und Generatorleistung über einen zu langen Zeitraum zur Verfügung; in der Realität stehen nach langen Zeiträumen von Erzeugung unter voller Leistung nur noch die wenigen Anlagen

¹⁷ Dies lässt sich am besten am Gebäudesektor veranschaulichen: Ob z. B. für ein bestimmtes Wohnhaus Biomasse die günstigste Emissionsreduktionsoption darstellt, ist für eine Gesamtkostenminimierung irrelevant. Entscheidend ist, ob Biomasseinsatz den größten Nutzen bringt; hierfür sind die Opportunitätskosten maßgeblich.

mit sehr großen Speichervolumina zur Verfügung. Das Potenzial der Langzeitspeicher wird durch diese Parametrierung tendenziell unterschätzt. Die aus der installierten Leistung resultierenden Speichervolumina sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Im Modell abgebildete Pumpspeicherleistung und -speichervolumen in Europa

Region	Installierte Pump- bzw. Generatorleistung [MW]	Speichervolumen [GWh]
Balkan-Ost	610	4,9
Balkan-West	721	5,8
Baltikum	1.225	9,8
Belgien und Luxemburg	1.388	11,1
Bulgarien und Griechenland	1.871	15
Deutschland	7.446	59,6
Frankreich	6.863	54,9
Großbritannien und Irland	752	6
Iberische Halbinsel	9.540	76,3
Italien	2.701	21,6
Marokko	466	3,7
Niederlande	1.000	8
Norwegen	1.523	12,2
Österreich	5.353	42,8
Polen	1.788	14,3
Rumänien	1.150	9,2
Schweden	475	3,8
Schweiz	4.407	35,3
Slowakei	1.706	13,6
Slowenien	280	2,2
Tschechien	1.150	9,2
Türkei	1.600	12,8
Ungarn und Slowakei	300	2,4
Summe	54.314	434,5

Im Rahmen dieses Projekts wird die generelle Attraktivität von Speichern über sog. „Speicher-Dummies“ abgebildet: In allen Szenarien besteht in jeder Region die Möglichkeit, unbegrenzt Speicher-Dummies auszubauen, die in ihren Kosten und technischen Eigenschaften Pumpspeicherkraftwerken nachempfunden sind. Die Speicher-Dummies sind dabei mit Speicherreservoirs von acht Volllaststunden

ausgestattet. Modellrechnungen haben gezeigt, dass diese Modellierung als „Tagespeicher“ ökonomisch weiterhin am attraktivsten ist.

Die Annahme eines unbegrenzten Potenzials ist optimistisch, da die für PSW notwendigen Gegebenheiten überall beschränkt und in vielen modellierten Regionen in der Realität kaum oder gar nicht vorhanden sind. Mit den Speicher-Dummies soll jedoch nur aufgezeigt werden, ob zumindest für die günstigste Speicherform (siehe folgende Infobox) eine Nachfrage besteht. Sie zeigen einen von den weiteren Optionen im Modell nicht abgedeckten Flexibilitätsbedarf auf; dies kann entweder daran liegen, dass es keine adäquaten Flexibilitätsoptionen gibt oder dass diese zu teuer sind. Die Speicher-Dummies können daher auch als „Flexibilität-Dummies“ interpretiert werden. Erst wenn das Modell in einem Szenario die Speicher-Dummies ausbaut, muss eine detailliertere Parametrierung der Speicher oder weiterer, bisher nicht abgebildeter Flexibilitätsoptionen gewählt werden, die z. B. tatsächliche Potenzialbeschränkungen, neue, teurere Speichertechnologien oder weitere Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Wie sich über eine große Anzahl an Modellläufen herausgestellt hat, stellt der Ausbau von Speichertechnologien entgegen der an manchen Stellen geäußerten Erwartungen nur in Ausnahmefällen eine kosteneffiziente Form der Integration erneuerbarer Energien dar.

Zusätzlich ist die Optimierungsperspektive des Modells zu beachten, die sich auf Kosten aus Sicht des Gesamtsystems bezieht. So können unter bestimmten Voraussetzungen beispielweise günstige Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs bei PV-Anlagen aus Investorensicht ökonomisch attraktiv sein, während ihr Ausbau und Einsatz aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist.

Tabelle 10: Kostenannahme bei Speicher-Dummies

Technologie	Baujahr	Elektr. Nettowirkungsgrad	Techn. Lebensdauer	Spez. Investitionen	Wartung und Betrieb (fix)	Wartung und Betrieb (variabel)
	-	%	Jahre	[EUR/kW]	[EUR/(kW*a)]	[EUR/MWh]
Speicher-Dummies	2014-2020	80,0	40	1100	10	0
	2021-2030	80,0	40	1100	10	0
	2031-2040	80,0	40	1100	10	0
	2041-2050	80,0	40	1100	10	0

Bleiben Pumpspeicherkraftwerke die günstigsten Stromspeicher?

Diese Frage hängt neben den unsicheren technischen Entwicklungen natürlich vor allem vom Einsatzgebiet ab. Sollen z. B. 500 Mal pro Jahr oder häufiger mehrere Megawattstunden Strom eingespeichert und später wieder abgegeben werden, gibt es derzeit keine günstigere Technologie als große Pumpspeicherkraftwerke (siehe z. B. [Rundel et al. 2013]). Der Stand der Forschung bei adiabaten Druckluftspeichern legt nahe, dass diese mittelfristig ähnlich günstig werden könnten, sie weisen dabei jedoch einen niedrigeren Gesamtwirkungsgrad auf. Selbst wenn man ambitionierte Lernraten für Batteriespeicher unterstellt, dürfte diese Speichertechnologie auf absehbare Zeit im Hinblick auf die Gesamtsystemkosten keine wirtschaftliche Alternative zu den beiden zuvor genannten Technologien darstellen. Hierzu muss angemerkt werden, dass die Kosten von Batterien, insbesondere Lithium-Ionen-Batterien, in den letzten Jahren sehr schnell gesunken sind. Wie sich die Lernkurve zukünftig entwickelt, ist in dem dynamischen Umfeld schwer abzuschätzen, wird jedoch von einer Reihe von Studien untersucht (siehe z. B. [Schaufenster Elektromobilität 2016]). Im Vergleich ist hier eine Studie des amerikanischen „Department of Energy“ tendenziell optimistischer als die meisten Studien, da sie davon ausgeht, dass die Kosten bis 2025 auf 100 EUR/kWh sinken können.

Aber selbst wenn diese Kostensenkungen erreicht werden, sind Pumpspeicher aufgrund ihrer deutlich längeren Lebensdauer von ca. 40 Jahren weiterhin günstiger: Rechnet man die im Modell verwendeten spezifischen Investitionen (137,5 EUR/kWh) unter der Annahme eines Zinses von 7 % in jährliche Werte um, so kosten Pumpspeicher 10,3 EUR pro kWh und Jahr. Die gleiche Umrechnung für Lithium-Ionen-Batterien bei einer optimistischen Lebensdauer von 10 Jahren ergibt bei spezifischen Investitionen von beispielsweise 100 EUR/kWh jährliche Kosten von 14,2 EUR pro kWh. Erst bei spezifischen Investitionen von unter 72,4 EUR/kWh für das gesamte Speichersystem ist ein Batteriespeicher günstiger als die im Modell angenommenen Pumpspeicher.

Ob andere Speicherformen also langfristig günstiger werden als Pumpspeicherkraftwerke, lässt sich derzeit nicht abschließend beantworten; dass die Kosten alternativer Speichersysteme aber mittelfristig so deutlich unter die Kosten von Pumpspeicherkraftwerken sinken, dass durch ihre Vernachlässigung im Modell ein substantieller Fehler entsteht, scheint unwahrscheinlich.

3.3.4 Technoökonomische Annahmen zu endogen ausgebauten EE-Technologien

In diesem Abschnitt werden die Annahmen zu den EE-Technologien dargestellt, die vom Optimiermodell *Enertile* endogen ausgebaut werden. Dies betrifft die Technologien, die zum einen ein großes Potenzial und zum anderen niedrige Kosten aufweisen, also Wind- und Solarenergie. Der Anlagenbestand wird dem Modell vorgegeben, wesentliche Eingangsdaten dafür stammen aus dem EE-Anlagenregister (Stand Ende 2012¹⁸). Das Modell trifft Ausbauentscheidungen autark auf Grundlage der getroffenen technologischen und ökonomischen Annahmen sowie ggf. in den Szenarien angelegter Ausbauziele. Diese sind in den jeweiligen Berichtsmodulen dargelegt.

Die Berechnung der Potenziale für erneuerbare Energien erfolgt in fünf Schritten:

1. Bestimmung der nutzbaren Fläche
2. Bestimmung der installierbaren Leistung
3. Berechnung des möglichen Ertrags
4. Berechnung der spezifischen Erzeugungskosten
5. Aggregation der Potenziale innerhalb einer Region

Das Verfahren zur Bestimmung der nutzbaren Fläche ist methodisch für alle Erneuerbaren Technologien identisch. Daher wird dieser Schritt in diesem übergeordneten Abschnitt beschrieben. Die übrigen Schritte unterscheiden sich bei den jeweiligen Technologien und werden in den entsprechenden Unterabschnitten beschrieben.

Bestimmung der nutzbaren Fläche

Ausgangsbasis für die Modellierung der Potenziale erneuerbarer Energien ist ein Modellgitter, das über die gesamte modellierte Region gelegt wird. Dieses Modellgitter hat in Höhe des Äquators eine Kantenlänge von 10 km. Aufgrund der Form der Erde nimmt diese Kantenlänge mit zunehmender Entfernung vom Äquator ab. In Deutschland beträgt die Kantenlänge ca. 7 km. Auf Basis dieses Gitters werden verschiedene geographische Informationen und meteorologische Daten überlagert.

¹⁸ www.netztransparenz.de

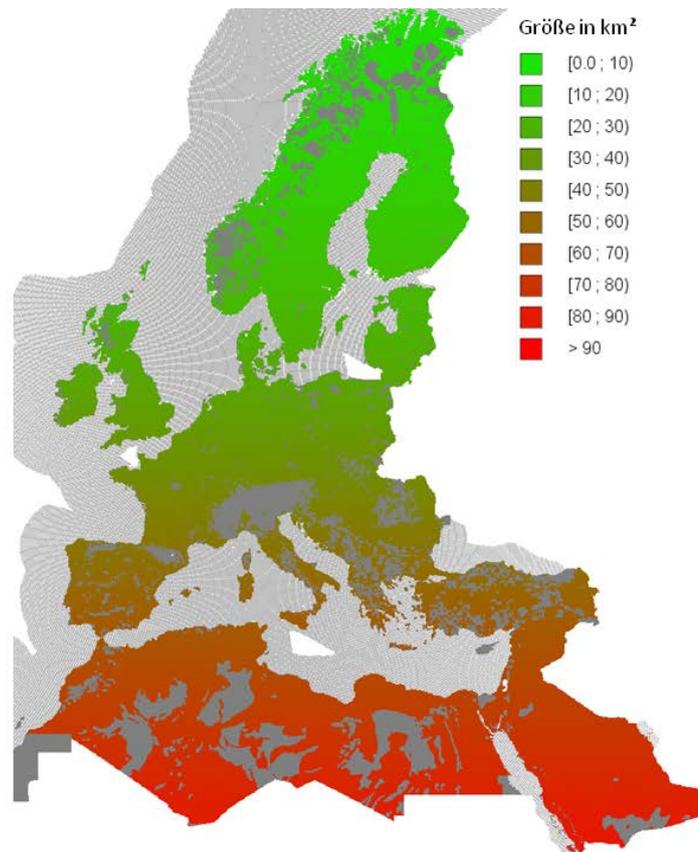


Abbildung 11: Gittergröße der Potenzialanalyse in km²

In einem ersten Schritt werden innerhalb der Flächenkacheln diejenigen Flächen herausgeschnitten, die für eine Nutzung der jeweiligen Technologie ungeeignet sind. Hierzu gehören z. B. bekannte Naturschutzgebiete, Dünen in der Sahara¹⁹ und Fläche mit sehr starkem Gefälle. Die verbleibende Fläche wird anhand der verfügbaren Landnutzungsdaten einer bestimmten Landnutzungskategorie zugeordnet. Für jede dieser Landnutzungsarten werden dabei Flächenanteile für die Nutzung erneuerbarer Stromerzeugung freigegeben. Eine Übersicht der Landnutzungsarten und der für erneuerbare Energien nutzbaren Flächenanteile findet sich in Tabelle 11.

¹⁹ Die MENA-Region wird jedoch wie bereits dargelegt nur in ausgewählten Szenarien mitbetrachtet.

Tabelle 11: Übersicht Landnutzungsfaktor für erneuerbare Energien

Landnutzungsart	PV Freifläche	CSP	Wind-Onshore
Brachland	20 %	15 %	25 %
Anbauflächen	2 %	2 %	20 %
Wald	0 %	0 %	10 %
Grasland	3 %	2 %	25 %
Savanne	3 %	15 %	25 %
Buschland	3 %	15 %	25 %
Eisflächen	5 %	0 %	15 %
Bebaute Fläche	0 %	0 %	0 %
Wasserfläche	0 %	0 %	0 %
Feuchtgebiete	0 %	0 %	0 %

Im Bereich der PV-Aufdach wird angenommen, dass 20 % der überbauten Fläche für die Nutzung geeignet sind. Diese Abschätzung wurde für Deutschland mit einer detaillierteren Hochrechnung der geeigneten Dachflächen am Beispiel von Kartenauswertungen und Satellitendaten für das Land Nordrhein-Westfalen kontrolliert. Im Bereich der Offshore-Windenergie wurde eine Nutzung von 50 % der verfügbaren Meeresfläche mit Wassertiefen von weniger als 50 m angenommen. Insgesamt wird die verfügbare Fläche auf einer „Kachel“ für eine bestimmte Stromerzeugungstechnologie nach folgender Formel berechnet:

$$Verfügbare\ Fl. = \sum_{Landnutz.} Kachelgröße * Anteil_{Landnutz.} * Landnutzungsfaktor_{Landnutz.}$$

3.3.4.1 Photovoltaik

Im Rahmen dieses Projekts werden im Modell zwei Typen von Photovoltaikanlagen abgebildet. Es wird zwischen PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen unterschieden. Das Potenzial der Typen wird wie folgt berechnet.

Nach der Berechnung der verfügbaren Fläche wird das Potenzial der installierbaren Leistung berechnet. Im Bereich der PV-Freifläche wird dabei von einer installierbaren Leistung von 40 MW pro km² ausgegangen. Auf Basis der verfügbaren Fläche und dem spezifischen Flächenbedarf lässt sich die installierbare Leistung pro „Kachel“ berechnen:

$$Potenzial\ in\ MW = Verfügbare\ Fläche * Spezifischer\ Flächenbedarf$$

Im nächsten Schritt wird die mögliche Stromerzeugung der Technologie innerhalb der Flächenkachel berechnet. Hierzu werden die solaren Strahlungsdaten HELIOCLIM-3²⁰ in stündlicher Auflösung und einer regionalen Auflösung von 50 x 50 km den entsprechenden „Kacheln“ zugeordnet. Mit Hilfe eines eigenen Ertragsmodells wird dann für die PV-Freiflächen die mögliche Stromerzeugung einer optimal ausgerichteten Anlage bestimmt.

Die beeindruckenden Kostensenkungen, welche für Photovoltaik über die letzten Jahre erreicht wurden, machen eine Abschätzung des zukünftigen Verlaufs der Kosten schwierig. Ausgangspunkt für die Berechnungen ist der Zwischenbericht des Vorhabens zur „Solaren Strahlungsenergie“ des EEG-Erfahrungsberichts [Kelm et al. 2014]. Aus diesem wurden – differenziert nach Anlagentypen und Größenklassen – die Kosten und die Verteilung der Kosten auf die Komponenten herangezogen. Aus diesen wurden dann mit der folgenden Methodik zwei Anlagentypen, eine PV-Aufdach- und eine PV-Freiflächenanlage parametrisiert.

Für die Festlegung der spezifischen Investitionen und Betriebskosten wird für PV-Aufdachanlagen von einer durchschnittlichen Anlagengröße von 30 kW ausgegangen. Damit ist ein Mittelwert aus kleinen PV-Anlagen (Leistung ca. 5 kW_{Peak}) auf privaten Dächern und großen PV-Anlagen auf gewerblichen und öffentlichen Gebäuden (Leistung bis ca. 300 kW_{Peak}) gewählt, der auf den Daten des Anlagenregisters beruht. Diese PV-Dachanlagen kosteten Ende 2013 ca. 1.300 EUR/kW, was als Ausgangspunkt für die Lernkurve gewählt wird. Als durchschnittliche Größe der PV-Freiflächenanlagen wurde eine Leistung von 5 MW gewählt. Diese PV-Anlagen kosteten Ende 2013 ca. 1.000 EUR/kW. Analog zu konventionellen Kraftwerken handelt es sich hier um sog. „overnight cost“ für das Gesamtprojekt, d. h. Anlagenkosten zuzüglich Projektnebenkosten.

Die Kostenreduktionen der PV-Anlagen werden exogen vorgegeben. Hierbei wurden für die einzelnen Komponenten unterschiedliche Lernraten angenommen, welche in Tabelle 12 dargestellt sind.

²⁰ <http://www.soda-is.com/eng/helioclim/>

Tabelle 12: Jährliche Kostenreduktion von Photovoltaikanlagen nach Komponenten

Zeitraum	PV-Module	Wechselrichter, Unterkonstruktion, Kabel, Anschluss und Sonstiges
2014-2020	7,0 % p.a.	0,5 % p.a.
2021-2030	6,0 % p.a.	0,5 % p.a.
2031-2040	4,0 % p.a.	0,5 % p.a.
2041-2050	2,0 % p.a.	0,5 % p.a.

Als fixe Betriebskosten werden bis 2020 1,5 % der Investitionssumme pro Jahr veranschlagt. Dieser Wert steigt schrittweise bis auf 2 % im Jahr 2050 an.

Somit ergeben sich für die beiden Beispielanlagen die in Tabelle 13 dargelegten Kosten. Die spezifischen Investitionen reduzieren sich bis 2050 gegenüber 2014 bei PV-Aufdachanlagen um 40 %, bei PV-Freiflächenanlagen durch den höheren Anteil der schneller sinkenden Modulkosten an den Gesamtkosten sogar um 48 %. Es sollte beachtet werden, dass das Optimiermodell die Berechnung der Wirtschaftlichkeit auf Basis der mittleren Werte zwischen den modellierten Jahren vornimmt.

Tabelle 13: Investitions- und Betriebskosten der abgebildeten Photovoltaikanlagen

Jahr	PV-Freiflächenanlage (5 MW)		PV-Aufdachanlage (30 kW)	
	Spez. Invest. [EUR/kW]	Betriebskosten [EUR/(kW a)]	Spez. Invest. [EUR/kW]	Betriebskosten [EUR/(kW a)]
2014-2020	875	15	1173	19
2021-2030	715	14	1004	18
2031-2040	601	13	879	17
2041-2050	541	11	806	16

Am Ende dieses Prozesses können auf Basis der Kostendaten und geographischen Daten zentrale Informationen auf Ebene jeder einzelnen Kachel hinterlegt werden. Jede Kachel enthält Informationen zum verfügbaren Potenzial in MW, einer möglichen Vorbelegung durch bestehende Anlagen, der Volllaststunden der einzelnen Technologie, der spezifischen Erzeugungskosten und einem stündlichen Erzeugungprofil für das ausgewählte Wetterjahr.

3.3.4.2 Konzentrierende Solarthermie (CSP)

Konzentrierende Solarthermie ist in deutschen Breitengraden aufgrund der relativ niedrigen Sonneneinstrahlung ökonomisch nicht attraktiv. In südlicheren Breitengraden ist die Technologie trotz ihrer im Vergleich mit PV höheren Stromgestehungskosten aufgrund ihrer Flexibilität eine Option. Die optimale Größe des Speichers wird am jeweiligen Standort berechnet und liegt wie die Speicher-Dummies in der Größenordnung von Tagesspeichern (ca. acht Volllaststunden). Die Auslegung des Verhältnisses von Feld und Generator erfolgt standortspezifisch. Hierdurch kann es zu einer gewissen Varianz der Kosten kommen. Daher sind die spezifischen Investitionen in Tabelle 14 als Orientierungsgrößen zu verstehen.

Tabelle 14: Kostenannahmen CSP

Jahr	Lebensdauer [a]	Spez. Invest. [EUR/kW]	Wartung und Betrieb [EUR/(kW a)]
2014-2020	30	4.500	73,5
2021-2030	30	3.300	64,0
2031-2040	30	3.050	54,5
2041-2050	30	2.660	45,0

3.3.4.3 Wind-Onshore

Die Berechnung der nutzbaren Fläche auf einer einzelnen Kachel erfolgt für die Windenergie nach dem bereits beschriebenen Verfahren. Für die Windenergie ergeben sich jedoch zwei zentrale Besonderheiten. Der Flächenbedarf in Bezug auf die windtechnische „Verschattung“ richtet sich nach der Rotorfläche. Die optimale Rotorfläche hängt jedoch von den Bedingungen des Standortes ab. Aus diesem Grund erfolgen die Berechnungen zum verfügbaren Potenzial und den Stromerzeugungskosten auf einem detaillierteren Niveau. Die Stromerzeugung und die Kosten der Windenergie hängen von folgenden zentralen Faktoren ab:

- **Die Nabenhöhe der Anlage** bestimmt, wie stark die Anlage von den steigenden Windgeschwindigkeiten in größerer Höhe profitieren kann. Höhere Türme führen jedoch auch zu steigenden Kosten.
- **Das Verhältnis von Generatorleistung zu Rotorfläche** bestimmt die Auslegung der Anlage auf Energieertrag in Zeiten geringer oder hoher Windgeschwindigkeit. Je geringer die spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche ist, desto höher fallen die relativen Erträge in Zeiten schwacher Windgeschwindigkeiten aus. Im Gegenzug sinken die Erträge in Zeiten starker Windgeschwindigkeiten, da der Generator dann bereits

seine Nennleistung erzeugt. Die Rotorgröße und Generatorleistung sind zentrale Faktoren für die Kosten einer Windenergieanlage.

- **Die Effizienz einer Anlage** zeigt sich in der Anlagenkennlinie, wenn sie um die Effekte der Rotorgröße bereinigt wird.

Nabenhöhe und die spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche sind zwei zentrale Indikatoren, die sich in ständiger technologischer Entwicklung befinden. Insgesamt zeigte sich in der Vergangenheit ein Trend zu immer höheren Anlagen und eine Absenkung der Generatorleistung pro Rotorfläche zur verstärkten Energieerzeugung in Zeiten schwacher Windgeschwindigkeiten (sog. Schwachwindanlagen). Die Herausforderung im Rahmen dieser Studie besteht nun darin, die zukünftige Entwicklung dieser Faktoren bis zum Jahr 2050 abzubilden und gleichzeitig die zugeordneten Kosten zu projizieren.

Die Potenzialberechnung des Modells *Enertile* wird im Rahmen dieser Studie so eingesetzt, dass das Modell innerhalb bestimmter Grenzen die optimale Anlagenkonfiguration wählen kann. Die Wahl der Grenzen spiegelt dabei nicht nur die Grenzen der verfügbaren Technik wider, sondern soll auch die Gültigkeit der gewählten Kostenberechnung sicherstellen. So können im Einzelfall in der Realität ggf. andere Parameter technisch umsetzbar sein, die Kosten dürften in diesem Fall jedoch in den meisten Fällen deutlich höher ausfallen.

Bei der Nabenhöhe wählt das Modell in Schritten von zehn Metern die Anlagenkonfiguration mit den geringsten spezifischen Erzeugungskosten innerhalb des zugelassenen Korridors für jede räumliche Kachel aus. Die Auswahl der Parameter orientiert sich dabei an den Annahmen der „Studie zum kostenoptimalen Ausbau der Erneuerbaren Energien“ [Agora 2013]. Die maximal zugelassene Höhe steigt im Zeitverlauf bis auf 160 m an (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Optimierungsbereich der Nabenhöhe im Erzeugungsmodell

Zeitraum	Bereich der Nabenhöhe in m
2014-2020	90-140
2021-2030	90-150
2031-2040	90-160
2041-2050	90-160

Im Bereich der Effizienz wird zwischen Starkwindstandorten (IEC Klasse 1) und Schwachwindstandorten (IEC Klasse 2-4) unterschieden, da Starkwindanlagen

eine andere Charakteristik der Leistungskennlinie aufweisen und andere Anforderungen an die Anlagenauslegung gestellt werden. Für die Berechnungen des Windenergieoutputs wird deshalb die Anlagenkennlinie der Enercon E82/3000 für Starkwindstandorte und die Kennlinie der Enercon E82/2000 für die übrigen Standorte zugrunde gelegt. Die Anlagenkennlinie geht dabei in Form des relativen Outputs bezogen auf die Anlagenleistung in die Berechnung ein.

Im Bereich der spezifischen Generatorleistung pro Rotorfläche zeigt sich in der Vergangenheit eine Tendenz zu immer geringeren spezifischen Leistungen. Der Rotor wird also in Relation zum Generator größer. Im Rahmen der hier vorgenommenen Potenzialberechnungen wird im Modell eine Standortoptimierung in Schritten von 10 W/m² abgebildet. Dabei wird für jede Periode ein zulässiger Bereich vorgegeben. Dieser Bereich wird im Laufe der Zeit entsprechend der aktuell absehbaren Entwicklungstrends erweitert (siehe Tabelle 16).

Tabelle 16: Optimierungsbereich der Generatorleistung pro Rotorfläche in dieser Studie

Zeitraum	Schwachwindanlage [W/m ²]	Starkwindanlage [W/m ²]	Einheit
2013-2020	350-320	450-390	W/m ²
2021-2030	350-270	450-370	W/m ²
2031-2040	350-260	450-360	W/m ²
2041-2050	350-250	450-350	W/m ²

Als Vergleichsgröße sind in der folgenden Tabelle 17 die Annahmen der Agora Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass sich die Annahmen in einem ähnlichen Korridor bewegen.

Tabelle 17: Spezifische Nennleistung der Windenergie in der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“

Jahr	Schwachwindanlage		Starkwindanlage	
	Spezifische Nennleistung [W/m ²]	Nabenhöhe [m]	Spezifische Nennleistung [W/m ²]	Nabenhöhe [m]
2013	346	120	441	90
2023	289	140	382	110
2033	260	150	367	120

Quelle: [Agora 2013]

Die Berechnung des Anlagenoutputs an einem spezifischen Standort erfolgt dabei nach folgendem Berechnungsschema für jede Stunde bzw. Klasse der Weibullverteilung am betrachteten Standort:

1. Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe
2. Output der Windenergieanlage

$$P1 = \frac{A_{ref}}{A_1} * P_{ref}(vn)$$

P1=Leistung bezogen auf die installierte Anlagenleistung (Maximum 100 %)

P_{ref}=Leistung der Referenzanlage bezogen auf die installierte Anlagenleistung (Maximum 100 %)

A_{ref}=Spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche der Referenzanlage

A₁=Gewählte spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche der optimierten Anlage

Ein zentraler Schritt im Rahmen der Berechnung ist die Bestimmung der Kosten der jeweiligen Anlagenparametrisierung. Die Berechnung dieser Kosten wird dabei an das Verfahren der Agora-Studie angelehnt und ausgedehnt. Die Studie schätzt die Kostenbestandteile der Windenergieanlagen wie folgt ab: Der Turm einer Anlage ist für 26 % der Kosten einer Windenergieanlage verantwortlich. Die Kosten für den Turm werden dabei zu 80 % von der Nabenhöhe getrieben. Weitere 10 % davon entfallen jeweils auf den Rotordurchmesser und die Nennleistung. Der Anteil der Rotorblätter an den Gesamtkosten beträgt in dieser Rechnung 22 %. Alleinigster Kostentreiber ist dabei der Rotordurchmesser. Die restlichen Kostenkomponenten (z. B. Generator, Leistungselektronik usw.) erreichen einen Kostenanteil von 52 % und werden von der Nennleistung getrieben.

Tabelle 18: Kostenkomponenten Windenergieanlagen

Komponente	Anteil an Kosten in %	Anteil des Kostentreibers an den Kosten		
		Nennleistung	Rotordurchmesser	Nabenhöhe
Turm	26 %	10 %	10 %	80 %
Rotorblätter	22 %	0 %	100 %	0 %
Rest	52 %	100 %	0 %	0 %

Quelle: [IRENA 2012]

Eine Erhöhung der Kostentreiber wie z. B. eine Erhöhung der Nabenhöhe wirkt sich jedoch unterschiedlich auf die Kosten der einzelnen Komponenten aus. In der IRENA-Studie [IRENA 2012] werden die Kostentreiber dabei wie in Tabelle 19 abgeschätzt.

Tabelle 19: Kostentreiber Windenergieanlagen

Treiber	Kostentreiberfaktor
Leistung	1
Rotordurchmesser	2
Nabenhöhe	2

Quelle: [IRENA 2012]

Konkret lassen sich diese Zahlen am Beispiel der Erhöhung der Nabenhöhe wie folgt übersetzen: Eine Erhöhung der Nabenhöhe um 10 % muss mit dem Kostentreiberfaktor 2 und dem Anteil des Kostentreibers von 80 % multipliziert werden. Die Steigerung der Nabenhöhe erhöht also in diesem Beispiel die Kosten des Turmes der Windenergieanlage um 16 %. Die übrigen Kosten der Windenergieanlage bleiben unverändert, da Nabenhöhe nur die Turmkosten treibt.

Zusätzlich zu den Anlagen besteht ein Windenergieprojekt aus weiteren Projektnebenkosten, die über die Kosten der eigentlichen Anlagen hinausgehen. Die Projektnebenkosten werden als eine weitere Komponente hinterlegt, die linear in die Kostenberechnung eingeht. Die Startwerte für die Referenzanlage sind dabei aus dem EEG-Erfahrungsbericht-Vorhaben zur Windenergie abgeleitet [IE Leipzig 2014]. Für die Ausführung der Berechnung müssen diesen Projektnebenkosten noch ein entsprechender Kostentreiber (Rotor, Nabenhöhe, Leistung) und ein Kostentreiberfaktor zugeordnet werden. Diese Zuordnung ist in der Realität nicht immer ganz eindeutig. Hier wurde versucht, den besten Treiber aus den drei Kategorien zu wählen. Im gewählten Beispiel führt eine Verdopplung der spezifischen Leistung bei gleicher Anzahl der Anlagen zu einer Verdopplung der Kosten für Netzanbindung, sonstige Kosten und die interne Parkverkabelung. Im Falle einer Erhöhung der Anlagenleistung von 1 MW auf 2 MW würden also die Kosten der Netzanbindung von 79.000 EUR auf 158.000 EUR steigen.

Tabelle 20: Kostentreiber Projektkosten Windenergie

Kategorie	Treiber	Kostentreiber-faktor	Kosten Referenzanlage [EUR/kW]
Erschließung	Rotorfläche	1	63
Netzanbindung	Leistung	1	79
Kompensation	Rotorfläche	1	33
Planung & Genehmigung	Rotorfläche	1	44
Fundament	Nabenhöhe	1	58
Sonstige	Leistung	1	24
Interne Parkverkabelung	Leistung	1	24

Die Berechnung der Kosten einer Windenergieanlage erfolgt dabei nach folgender Formel:

$$Kosten = \sum_{\text{Komponenten}} \left(\sum_{\text{Treiber}} \left(\frac{p}{p_{\text{ref}}} - 1 \right) * kf * cc * scc \right)$$

P=Parameter (z. B. Rotorfläche)

pref=Parameter der Referenzanlage (z. B. Rotorfläche E82)

kf=Kostentreiberfaktor

cc=Komponentenkosten (z. B. Kosten Turm der Referenzanlage)

scc=Anteil der Treibergröße an den Komponentenkosten der Referenzanlage

Kostenannahmen

Die Referenzanlage für die Kostenparametrisierung basiert auf den Zubauzahlen des EEG-Erfahrungsberichtes für das Jahr 2013. Die Nabenhöhe beträgt 114 m und die Anlagenleistung ca. 2.500 kW bei einem Rotordurchmesser von 90 m. Die spezifischen Investitionen für die Kostenparametrisierung orientieren sich am EEG-Erfahrungsbericht und betragen 1.200 EUR/kW. Aufgrund der dynamischen Entwicklung der verschiedenen Anlagenparameter ist eine Abschätzung der Lernkurve der einzelnen Komponenten nur schwer möglich. In der Projektion bis 2050

findet ein gewisses technologisches Lernen durch die Freigabe höherer Nabelhöhen und vergrößerter Rotoren zu den heutigen Kostensätzen statt. Darüber hinaus wird eine jährliche Lernrate von 0,5 % auf die Basiskomponenten der Windturbine angenommen. Dadurch ergeben sich folgende Korridore für die spezifischen Gesamtinvestitionen der Windenergie; die obere Grenze springt jeweils in den Jahren, in denen im Modell Anlagentypen (Nabelhöhen, Rotor-Generator-Verhältnis) neu zugelassen werden.

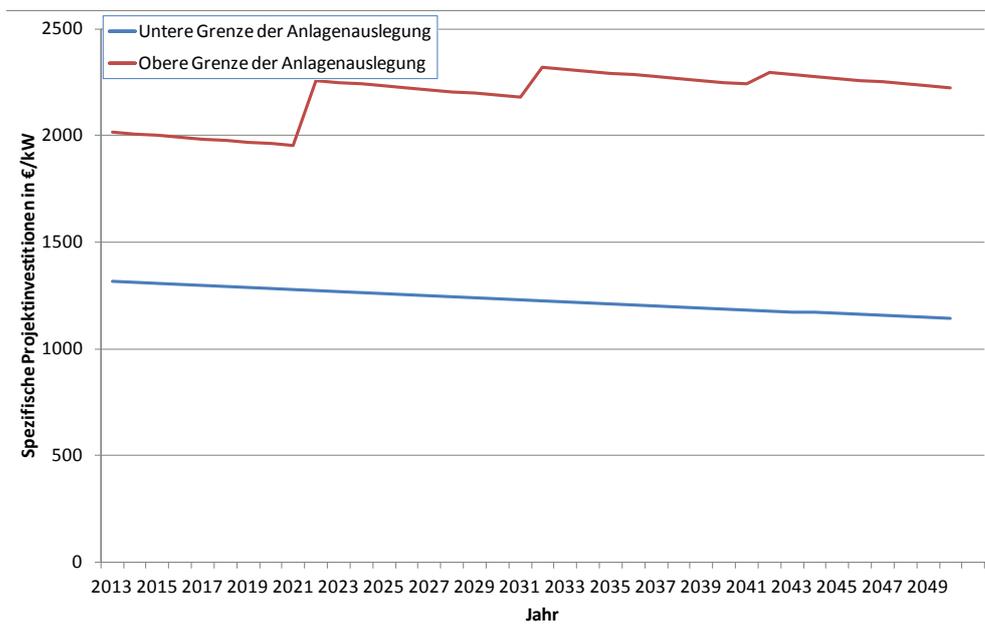


Abbildung 12: Spannbreite Kosten der Onshore-Windenergie

Die Kosten für Wartung und Betrieb werden mit 60 EUR/kW im Startjahr 2013 angenommen. Hier wird ebenfalls eine Absenkung von 0,5 % pro Jahr unterstellt.

Auf Basis dieser Kopplung von Kostentreiber und Anlagenauslegung können Nabenhöhe und spezifische Generatorleistung im Modell optimiert werden. In Abbildung 13 sind die Ergebnisse der Optimierung der Nabenhöhe für das Jahr 2020 und das Jahr 2050 dargestellt. Diese Ergebnisse sind für alle Szenarien ohne Variation der technischen Annahmen der Windenergie identisch²¹. Die Darstellung zeigt, dass das Modell in weiten Teilen des Binnenlandes die maximale Anlagenhöhe wählt und nur an guten Standorten und in Küstennähe niedrigere Turmhöhen als optimale Lösung ermittelt.

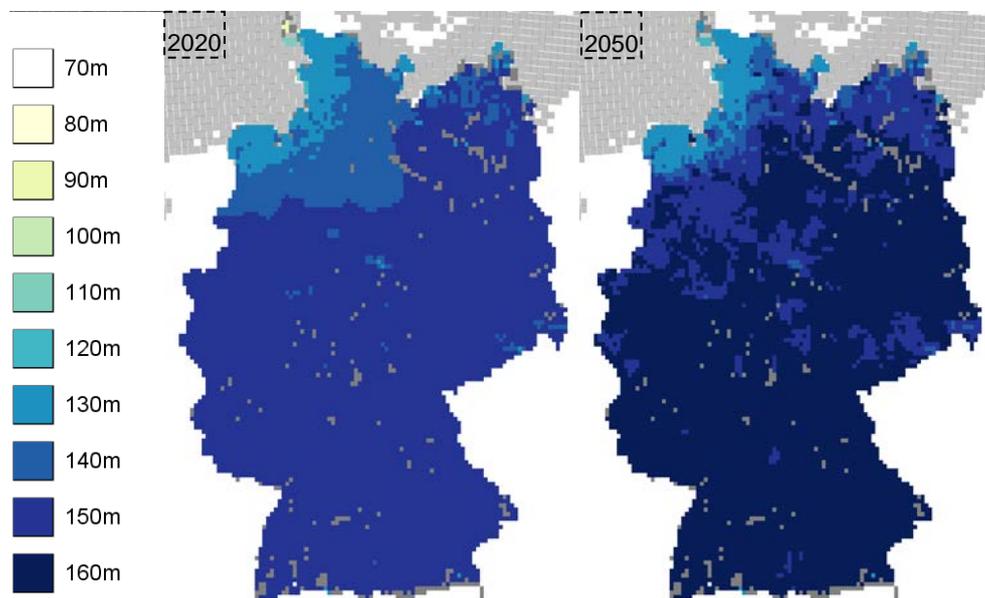


Abbildung 13: Ergebnisse Optimierung der Nabenhöhe

Die Ergebnisse der Optimierung der spezifischen Generatorleistung für das Jahr 2050 ist in Abbildung 14 für Deutschland dargestellt. Hier zeigt sich eine an den Windbedingungen orientierte Verteilung. An schwachen Standorten wird die minimale spezifische Generatorleistung von 250 W/m² gewählt. Bei steigender Standortgüte fällt die spezifische Generatorleistung höher aus.

²¹ Dies gilt für alle bisher gerechneten Szenarien.

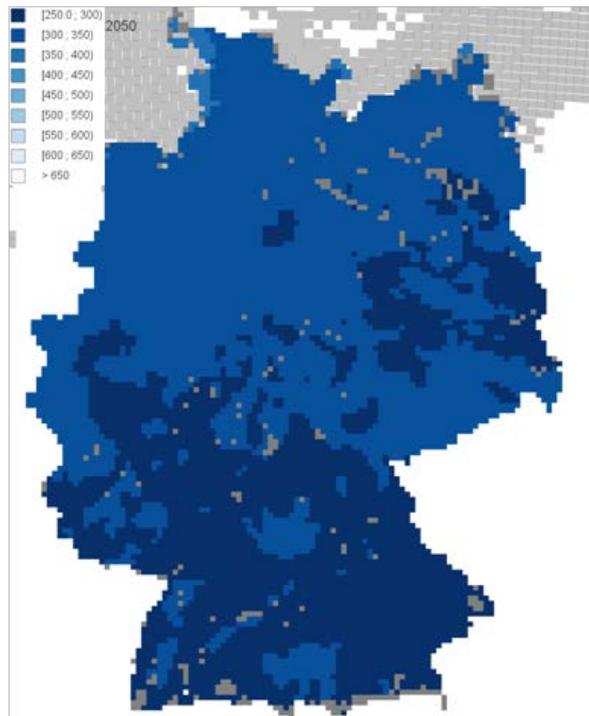


Abbildung 14: Ergebnisse Optimierung der spezifischen Generatorleistung in 2050 in W/m²

Nach Abschluss der Anlagenoptimierung kann der spezifische Flächenbedarf pro MW berechnet werden. Der spezifische Flächenbedarf einer Anlage wird dabei nach der Formel berechnet, die einer sinnvollen Abstandsregelung innerhalb eines Windparks entspricht. Hier wird häufig ein Abstand von 5 Rotordurchmessern zwischen den Anlagen und 9 Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung empfohlen, um den Parkeffekt zu reduzieren²². Da Flächen in der Realität nicht immer einer optimalen Geometrie folgen, wurde ein Korrekturfaktor von 90 % ergänzt.

$$\text{Spez. Flächenbedarf} = \frac{5 * \text{Rotorfläche pro MW} * 9 * \text{Rotorfläche pro MW}}{90 \%}$$

Auf Basis des spezifischen Flächenbedarfes und der verfügbaren Leistung kann dann das Potenzial für jede einzelne Kachel bestimmt werden.

$$\text{Potenzial in MW} = \text{Verfügbare Fläche} / \text{Spezifischer Flächenbedarf}$$

Die jährliche Stromerzeugung einer Anlage auf einer Kachel wird errechnet, indem jeder Kachel ein Gitterpunkt des Wetterdatensatzes COSMO-EU zugeordnet wird.

²² <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/wind-power%20web/de/tour/wres/park.htm>

Dieser Wetterdatensatz hat eine räumliche Auflösung von 7,5 x 7,5 km. Das längjährige Ertragspotenzial wird berechnet, indem die Weibullverteilung der Windenergie für einen Standort anhand der Wetterdaten 2007-2012 berechnet wird. Die Ertragsberechnung erfolgt für die getroffene Anlagenauslegung nach den klassischen Methoden der Ertragsberechnung inkl. Korrektur des Luftdrucks.

Das stündliche Lastprofil wird ebenfalls anhand des gewählten Wetterjahres für die gewählte Anlagenauslegung berechnet. Zur Berücksichtigung der langfristigen Standortqualität wird dieses Profil jedoch noch einmal korrigiert, um das langjährige Mittel des Ertrages zu erreichen. Bei dieser Korrektur wird großer Wert darauf gelegt, dass die Charakteristika der extremen Wetterlagen mit sehr starker oder sehr schwacher Einspeisung wenig beeinflusst werden.

Am Ende dieses komplexen und sehr rechenintensiven Prozesses enthält jede Kachel Informationen zum verfügbaren Potenzial in MW, einer möglichen Vorbelegung durch bestehende Anlagen, der Volllaststunden der einzelnen Technologie, der spezifischen Erzeugungskosten und dem stündlichen Erzeugungsprofil für das ausgewählte Wetterjahr.

3.3.4.4 Wind-Offshore

Die Verfahren zur Berechnung der Stromerzeugung der Offshore-Windenergie sind an die Berechnung der Onshore-Windenergie angelehnt. Aufgrund der deutlich homogeneren Windsituation im Offshorebereich und des geringeren Einflusses der detaillierten Anlagenauslegung auf die Gesamtkosten wird für die Windenergie auf See auf eine komplexe, standortabhängige Anlagenauslegung verzichtet. Folgende Parameter sind für die Kostenberechnung entscheidend:

- Unterstellte Referenzanlage: Repower 6.2M152
- Nabenhöhe: 110 m
- Maximale Wassertiefe: 50 m
- Maximale Küstendistanz: 200 km

In Anlehnung an den EEG-Erfahrungsbericht werden Anlagenkosten in Höhe von 1.500 EUR/kW für das Jahr 2013 angenommen. Die sonstigen Kosten z.B. für Netzanschluss und Genehmigungen bewegen sich im Bereich zwischen 1.300²³ und 3.000 EUR/kW. Die Gesamtkosten für die teuersten Standorte bewegen sich damit im Bereich von 4.500 EUR/kW und liegen damit im Korridor des aktuellen

²³ Die Kosten beziehen sich auf einen Standort mit 10 m Wassertiefe und 10 km Distanz zur Küste.

EEG-Erfahrungsberichtes. Die jährlichen Kosten für Wartung und Betrieb werden ebenfalls mit 4 % der Investition angenommen und decken damit ebenfalls den Korridor des Erfahrungsberichtes ab. Im Bereich der Anlagen wird analog zur Entwicklung bei Wind-Onshore eine jährliche Lernrate von 0,5 %/a unterstellt. Für die häufig deutlich höheren sonstigen Projektkosten wird anfangs von einer höheren Lernrate von 2 %/a ausgegangen, die dann im weiteren Verlauf nach 2030 auf 1,5 %/a und bis 2050 auf 1 %/a sinkt. Insgesamt ergibt sich damit folgender Korridor für die spezifischen Projektinvestitionskosten.

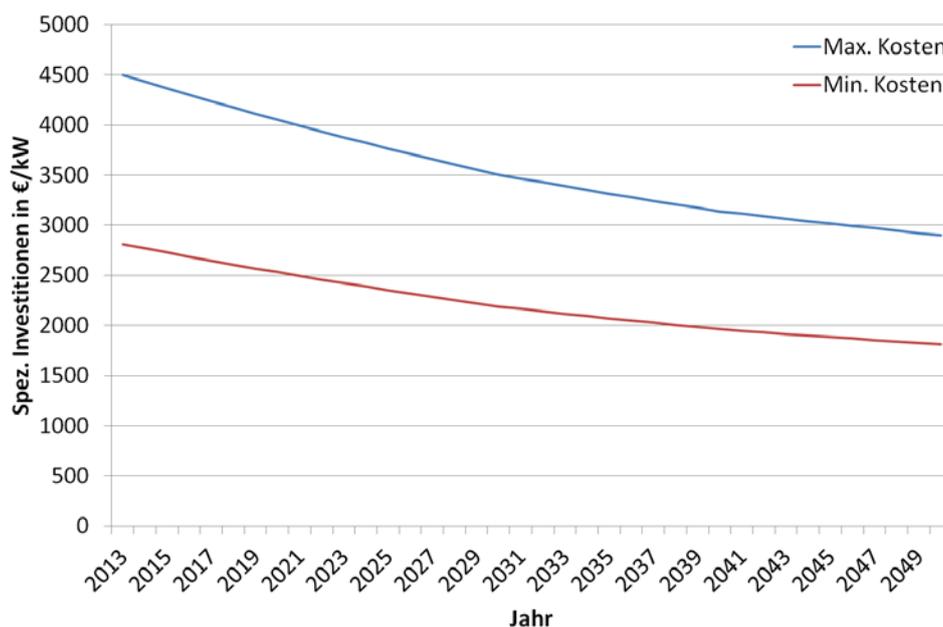


Abbildung 15: Spannbreite Kosten der Offshore-Windenergie

Die Berechnung der verfügbaren Potenziale und die komplexe Behandlung der Wetterdaten ist für Wind-Offshore identisch zu den Berechnungen für Wind-Onshore. Am Ende dieses Prozesses enthält jede Kachel Informationen zum verfügbaren Potenzial in MW, einer möglichen Vorbelegung durch bestehende Anlagen, den Volllaststunden der einzelnen Technologie, den spezifischen Erzeugungskosten und ein stündliches Erzeugungsprofil für das ausgewählte Wetterjahr.

3.3.4.5 Beispielhafte Ermittlung von Stromerzeugungskosten für verschiedene EE-Technologien in Deutschland

Als Ergebnis der Berechnungen ergeben sich Potenziale, Volllaststunden und Erzeugungskosten für die verschiedenen Technologien. Dieser sehr komplexe und

aufwändige Berechnungsprozess wird für jedes Szenario neu durchgeführt und benötigt erhebliche Ressourcen²⁴. Das Ergebnis dieser Berechnungen soll anhand einer Kachel in Norddeutschland und einer Kachel in Süddeutschland verdeutlicht werden. Dabei ist es wichtig zu beachten, dass es sich lediglich um Beispiele handelt, die nicht repräsentativ für ganze Regionen stehen. Beim Vergleich der Ergebnisse mit aktuellen Stromerzeugungskosten muss beachtet werden, dass das hier unterstellte langfristige Zinsniveau mit 7 % deutlich über den aktuellen Werten liegt.

Abbildung 16 zeigt die errechnete Entwicklung der Stromerzeugungskosten für PV und Windenergie im Binnenland Schleswig-Holsteins. Günstigste Stromerzeugungstechnologie in diesem Bereich ist die Windenergie. Die Stromerzeugungskosten erreichen im Jahr 2020 52 EUR/MWh und sinken bis 2050 auf 40 EUR/MWh. Die Stromerzeugungskosten der PV auf Freiflächen erreichen im Jahr 2020 ca. 92 EUR/MWh und sinken bis auf 58 EUR/MWh bis 2050. Die im Vergleich zur PV-Freifläche kleineren PV-Aufdachanlagen haben deutlich höhere Stromerzeugungskosten von 149 EUR/MWh im Jahr 2020, welche bis auf 105 EUR/MWh in 2050 sinken.

Ein anderes Bild zeigt sich bei der Darstellung der Stromerzeugungskosten an einem ausgewählten süddeutschen Standort, dargestellt in Abbildung 17. PV auf Freiflächen ist dort die Technologie mit den geringsten Stromerzeugungskosten. Im Jahr 2020 zeigen sich Stromerzeugungskosten von 80 EUR/MWh, welche bis zum Jahr 2050 auf 50 EUR/MWh absinken. Die Windenergie erreicht an diesem eher ungünstigen Standort Stromerzeugungskosten von 95 EUR/MWh. Die Kosten sinken bis 2050 auf 71 EUR/MWh. PV-Kleinanlagen auf Dächern erreichen in dieser Rechnung 2020 Stromerzeugungskosten von 129 EUR/MWh, die bis 2050 auf 92 EUR/MWh absinken.

²⁴ Die Berechnungszeit auf den leistungsstärksten Rechnern des Fraunhofer ISI liegt derzeit bei 10 h für die Potenzialberechnung.

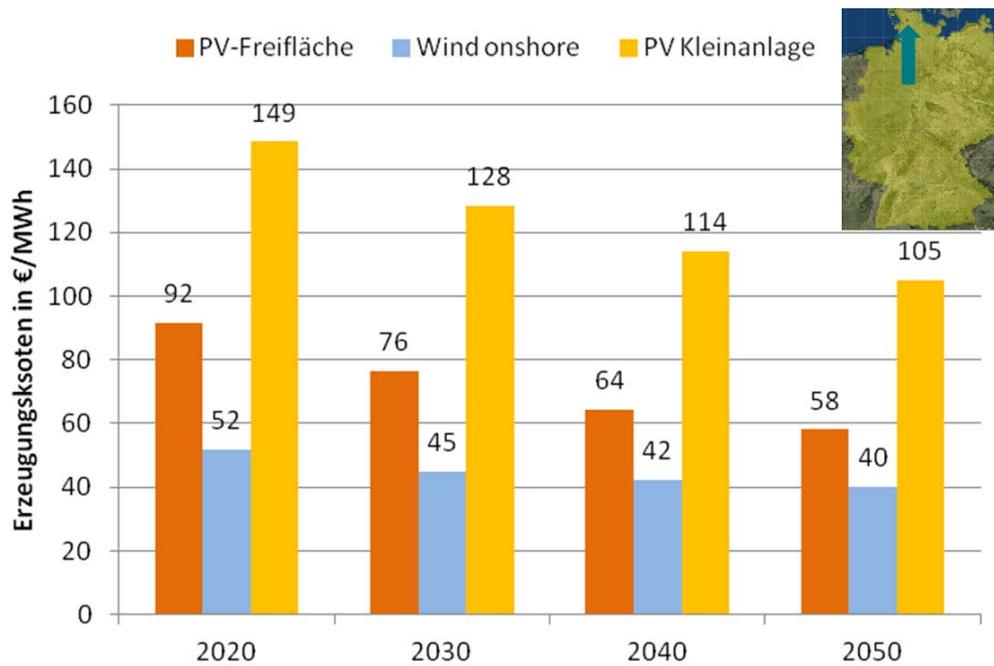


Abbildung 16: Beispiel Stromerzeugungskosten Norddeutschland

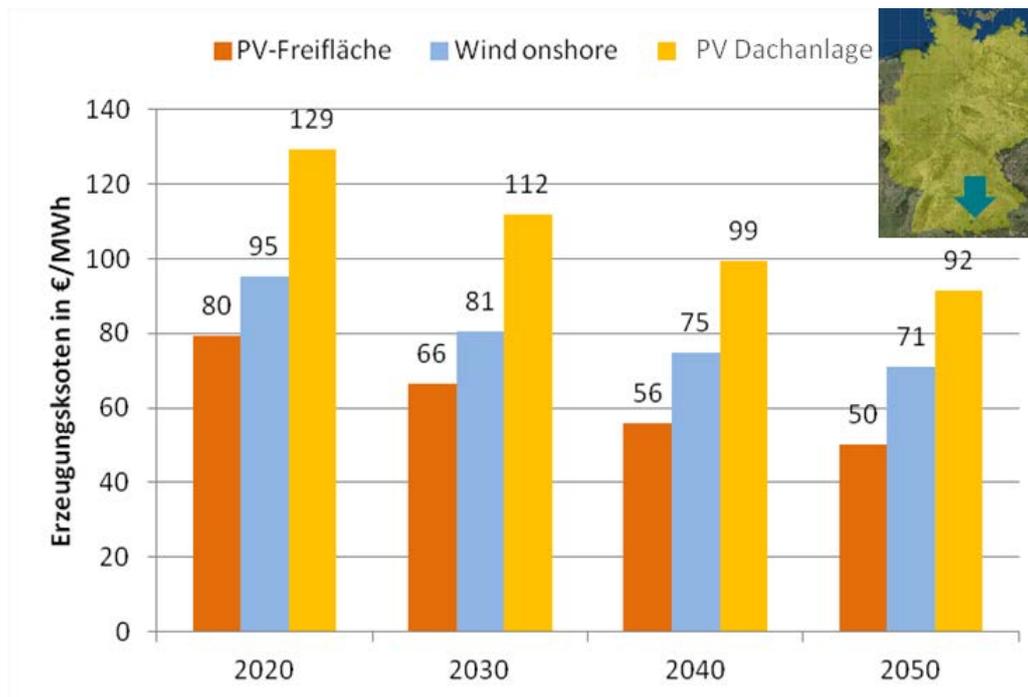


Abbildung 17: Beispiel Stromerzeugungskosten Süddeutschland

3.3.4.6 Aggregation und Disaggregation der EE-Potenziale

Die regionale Berechnung der Potenziale erfolgt auf Basis der Auflösung von mehr als 9.000 Kacheln in Deutschland bzw. mehr als 360.000 Kacheln in der Gesamtregion. Auf die Region Europa (ohne Türkei) entfallen dabei ca. 228.000 Kacheln. Für jede einzelne Kachel werden auf Basis der bereits dargelegten Methodik zur Verschneidung von Landnutzung und Wetterdaten Potenziale, Stromerzeugungskosten und Volllaststunden für die einzelnen Technologien berechnet. Aufgrund der hohen Anzahl von Variablen kann nicht jede einzelne Kachel in die Optimierung der Stromversorgung einbezogen werden. Aus diesem Grund werden innerhalb einer Region wie z. B. „DE 1“ Kacheln mit vergleichbaren Erzeugungskosten für eine Erzeugungstechnologie zu einer „Potenzialstufe“ zusammengefasst. Diese Potenzialstufe enthält folgende Informationen:

- Summe des Erzeugungspotenzials der einzelnen Kacheln,
- durchschnittliche Volllaststunden der Kacheln,
- durchschnittliche Erzeugungskosten der Kacheln und
- das aggregierte Wetterprofil der einzelnen Kacheln.

Die resultierenden Potenzialstufen in einer Region werden dann im Rahmen der Systemoptimierung durch das Modell ausgebaut. Die Ergebnisse der Optimierung werden in einem nachgelagerten Schritt wieder disaggregiert. Als Ergebnis der Optimierung ist bekannt, wie hoch die ausgebaute Leistung jeder Potenzialstufe in jedem einzelnen Stützjahr ist. In den weiteren Auswertungen wird diese Potenzialausschöpfung auf die einzelnen Kacheln der Potenzialstufe entsprechend ihres Anteils am Gesamtpotenzial heruntergebrochen und somit die installierte Leistung pro Kachel bestimmt. Die installierte Leistung pro Kachel stellt bspw. ein wichtiges Eingangsdatum für die Modellnetzanalysen zur Ermittlung des Ausbaubedarfs in den Verteilungsnetzen dar (siehe Abschnitt 4.2). Gleichzeitig lassen sich hierauf basierend auch die auf die Netzknoten bezogenen Einspeisezeitreihen der verschiedenen EE-Technologien ermitteln, die für die Lastflussanalysen im Übertragungsnetz notwendig sind.

3.3.5 Annahmen zu exogen vorgegebenen EE-Technologien

Neben den in den vorigen Abschnitten erläuterten EE-Technologien, die endogen ausgebaut werden, sind noch weitere EE-Technologien abgebildet, deren Ausbau jedoch exogen vorgegeben ist. Für diese Technologien ist ein endogener Ausbau aus unterschiedlichen Gründen nicht zweckmäßig: Entweder ist das noch nicht erschlossene Potenzial zumindest in Deutschland und Europa stark beschränkt,

wie z. B. bei Wasserkraft, oder die derzeitigen Kosten sind so hoch, dass das Modell sie endogen nicht ausbauen würde, wie z. B. bei Wellen- und Gezeitenkraftwerken und tiefer Geothermie.

Sind für die Energiewende im Stromsektor nur Wind- und Solarenergie von Bedeutung?

Durch die – relativ restriktive – exogene Vorgabe der anderen EE-Stromerzeugungstechnologien könnte der Verdacht entstehen, dass wir diese für die Energiewende für nicht relevant halten und eine wichtigere Rolle im Stromsystem kategorisch ausschließen. Dies ist nicht der Fall. Viele der bisher noch nicht stark verbreiteten Technologien wie Wellen- und Gezeitenkraftwerke oder Geothermie haben in Deutschland ein enormes Stromerzeugungspotenzial. Zusätzlich sind viele dieser Technologien durch ein kontinuierliches, annähernd konstantes Erzeugungsprofil gekennzeichnet, was für eine Systemintegration von Vorteil ist. Leider ist den Technologien auch gemein, dass ihre Vorteile zurzeit kaum den Nachteil der hohen Kosten aufwiegen können. Unsere Modelle verzichten auf einen Ausbau, wenn wir die Technologien als Option zur Verfügung stellen. Nur wenn wir extrem ambitionierte Kostenreduktionen annehmen würden, hätten diese Technologien eine Chance, im Modell im Wettbewerb mit Wind- und Solartechnologien zu bestehen.

Wie in allen Langfristszenarien darf man sich nicht dazu hinreißen lassen zu glauben, den technologischen Fortschritt der nächsten 35 Jahre exakt vorherzusagen zu können. Trotzdem müssen sich Pläne für die Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele am derzeitigen Stand der Forschung orientieren. Die Datenlage und Prognosen zu möglichen Kostenreduktionen lassen erkennen, dass für eine kosteneffiziente Erreichung der Ziele Wind- und Solartechnologien eine dominante Rolle spielen müssen. Wenn in anderen Technologien eine sprunghafte Entwicklung oder Kostenreduktion stattfindet, müssen die technologischen Konzepte dieser Studie überdacht werden. Nach dem derzeitigen Erkenntnisstand aber würde eine Erhöhung der Anteile weiterer neuer EE-Technologien die Systemkosten erhöhen.

3.3.5.1 Wasserkraft

Im Modell wird zwischen Lauf- und Speicherwasserkraftwerken unterschieden, deren Leistungen und Erzeugung in Tabelle 21 und Tabelle 22 angegeben sind. Für Laufwasserkraft wird vereinfacht eine konstante Einspeisung angenommen, die aus Durchschnitten vergangener Jahre berechnet wird. Die regionale Verteilung innerhalb Deutschlands wird anhand des EE-Anlagenregisters und weiterer Quellen vorgenommen. Für einige Länder wird die Erzeugung auf Basis von öffentlichen Quellen sowie eigenen Abschätzungen im Zeitverlauf angepasst.

Die Stromerzeugung aus Speicherwasserkraftwerken wird durch jährliche Erzeugungssummen sowie die installierte Leistung begrenzt. Eine genauere Begrenzung, z. B. durch monatliche Summen, ist zwar möglich, wurde aber aufgrund der niedrigen installierten Leistung in Deutschland sowie der auch ohne weitere Einschränkungen plausiblen Ergebnisse nicht vorgenommen.

Tabelle 21: Installierte Leistung und Erzeugung Speicherwasserkraftwerke

	Installierte Leistung in 2020 [MW]	Installierte Leistung in 2050 [MW]	Erzeugung in 2020 [GWh]	Erzeugung in 2050 [GWh]
Regionencluster "Europa"				
Deutschland	1.400	1.400	4.000	4.000
Belgien und Luxemburg	17	17	34	34
Bulgarien und Griechenland	5.033	6.993	8.288	9.476
Frankreich	13.587	13.734	30.304	25.688
Iberische Halbinsel	17.453	22.073	27.822	33.067
Italien	10.008	11.823	24.180	24.539
Norwegen	27.900	30.700	126.483	138.850
Österreich	4.806	5.418	9.456	9.968
Polen	167	167	501	501
Rumänien	4.028	4.765	5.364	5.492
Schweiz	6.871	7.547	19.513	20.687
Schweden	16.006	16.317	66.810	68.000
Tschechien	729	729	600	600
Regionencluster "MENA"				
Levante	263	350	966	1.273
Türkei	25.133	43.800	72.000	126.000

Tabelle 22: Installierte Leistung und Erzeugung der Laufwasserkraftwerke

	Installierte Leistung in 2020 [MW]	Installierte Leistung in 2050 [MW]	Erzeugung in 2020 [GWh]	Erzeugung in 2050 [GWh]
Regionencluster "Europa"				
Deutschland	3.946	3.946	16.000	16.000
Baltikum	1.647	1.647	3.904	3.904
Belgien und Luxemburg	126	126	612	612
Britische Inseln	1.776	1.776	6.317	7.086
Bulgarien und Griechenland	68	68	550	1.051
Dänemark	11	11	31	31
Finnland	3.133	3.133	14.000	14.000
Frankreich	7.703	7.703	35.700	39.992
Iberische Halbinsel	7.908	7.908	14.306	16.589
Italien	7.792	8.252	16.487	17.461
Niederlande	32	32	97	97
Norwegen	0	0	0	0
Österreich	6.022	6.022	27.777	32.144
Polen	396	396	2.684	2.684
Rumänien	2700	3328	11.640	14.276
Schweiz	6.112	6.112	17.124	19.313
Slowakei und Ungarn	1.733	1.733	4.720	4.720
Schweden	0	0	0	0
Tschechien	252	252	1.008	1.008
Regionencluster "MENA"				
Ägypten	2.961	2.961	12.737	49.737
Algerien	229	229	173	0
Levante	1.261	1.261	2.604	0
Libyen	0	0	0	0
Marokko	1.318	1.318	3.466	500
Saudi Arabien	0	0	0	0
Tunesien	61	61	50	110
Türkei	0	0	0	0

3.3.5.2 Stromerzeugung aus Biomasse

In diesem Abschnitt wird die Parametrierung der reinen Stromerzeugung aus Biomasse, vornehmlich aus fester Biomasse und Biogas, erörtert. Der ex-post-Biomasseeeinsatz in KWK-Anlagen ist in Abschnitt 3.3.2 bereits kurz erläutert. Zunächst soll jedoch kurz erläutert werden, warum der Biomasseeeinsatz in der Optimierung exogen vorgegeben wird. Eine endogene Optimierung der eingesetzten Biomassemenge ist durch den Modellverbund bzw. die Zielsetzung nicht zweckmäßig: Wie viel Biomasse im Stromsektor sinnvollerweise eingesetzt wird, hängt stark von den Gesamtemissionen ab. Würde dies über Nebenbedingungen abgebildet, gäbe es Verzerrungen innerhalb des europäischen Stromverbunds. Dadurch könnte Stromerzeugung aus Deutschland in Länder verschoben werden, die im Modell keine expliziten eigenen Emissionsreduktionsziele haben. Des Weiteren sind Biomassepreisprognosen über den langen Betrachtungshorizont der Szenarien mit sehr großen Unsicherheiten verbunden. Hohe Preise würde Biomasseverstromung vermutlich nahezu vollständig ausschließen, niedrige Preise dagegen begünstigen. Im Ergebnis wäre der Biomasseausbau und Einsatz fast vollständig aus den Annahmen zu Preisen und Emissionsobergrenzen bestimmt. Um dies zu vermeiden, wurden explizit Vorgaben zum Einsatz der Biomasse getroffen.

Für den Biomasseeeinsatz im Stromsektor gelten die folgenden Prämissen bzw. Annahmen:

1. Biomasse ist ein wertvoller und begrenzter Rohstoff. Für die bestmögliche Verwendung zwischen den Sektoren sind insbesondere Opportunitätskosten entscheidend. Ist in einem Bereich die nächstteure Option zur Vermeidung von Emissionen mit deutlich höhere Kosten verbunden (oder existiert nicht), ist dort Biomasseeeinsatz häufig sinnvoll.
2. Im Stromsektor bringt Biomasseeeinsatz im Wesentlichen in zwei Punkten Nutzen: Er stellt eine sehr CO₂-arme Stromerzeugung dar und erzeugt Flexibilität.²⁵ Im Stromsektor kann jedoch über eine Kombination von anderen EE-Typen wie Wind und PV in Kombination mit günstigen konventionellen Gasturbinen ein ähnlicher Nutzen zu vergleichbaren, teilweise günstigeren Kosten erzielt werden.
3. Ein unflexibler Biomasseeeinsatz ist spätestens in späteren Dekaden nicht mehr sinnvoll, da er den zweiten Vorteil der Biomasse, ihre Flexibilität, zunichtemacht.

²⁵ Die relativ hohe Akzeptanz der Technologien ist ein weiterer Nutzen, der jedoch schwer im Modell darstellbar oder monetarisierbar ist.

4. Bei ausreichender Flexibilität aus anderen Optionen (insbesondere Netze und DSM) stellt Biomasseverstromung eine relativ teure Flexibilitätsoption dar. Die möglichen Kostenreduktionen in den nächsten Dekaden erscheinen im Vergleich zu anderen Technologien begrenzt.

In der Summe führen diese Prämissen dazu, dass die reine Verstromung der Biomasse in den Szenarien stark zurückgefahren und teilweise durch Biomasse-KWK ersetzt wird. Insbesondere die starre Erzeugung mit hohen Volllaststunden wird stark reduziert, da sie insbesondere bei hohen EE-Anteilen hinderlich ist und die Integration der übrigen EE-Technologien unnötig verkompliziert bzw. verteuert.

Bei der Abbildung der Biomasse wird grundsätzlich analog zur Wasserkraft vorgegangen: Es werden zwei unterschiedliche Einspeisetypen abgebildet, eine konstante Erzeugung und eine flexible. Die konstante Einspeisung repräsentiert das Einspeiseverhalten unter der alten EEG-Vergütung, die eine möglichst hohe Einspeisung fördert. Die Leistung und Erzeugung dieses Erzeugungstyps geht in den Szenarien stark zurück, da sie insbesondere bei hohen EE-Anteilen hinderlich ist und die Integration der übrigen EE-Technologie unnötig verkompliziert bzw. verteuert.

Die flexible Einspeisung bildet gewissermaßen das Einspeiseverhalten von Anlagen mit Berücksichtigung der im EEG verankerten Flexibilitätsprämie ab. Die Erzeugung wird durch die installierte Leistung sowie eine festgelegte Jahresenergiemenge bestimmt. Die Volllaststunden der installierten Leistung sinken in den späteren Dekaden auf 4.500 Stunden pro Jahr, was eine flexiblere Einspeisung ermöglicht.

Die Vorgaben bezüglich der europäischen Nachbarländer basieren auf verschiedenen anderen Quellen, im Wesentlichen der Nationalen EE-Aktionspläne [Europäische Kommission 2013]. Dabei wird davon ausgegangen, dass 75 % der Energiemenge flexibel eingespeist wird und 25 % als unflexibles Grundlastband laufen. Für die MENA-Region wurde davon ausgegangen, dass auch zukünftig keine nennenswerten Biomasseleistungen installiert werden, insbesondere da mit CSP eine weitere flexible und in den südlichen Breitengraden deutlich günstigere Technologie zur Verfügung steht.

3.3.5.3 Stromerzeugung aus weiteren EE-Technologien

In Deutschland wird im Modell als einzige weitere neue Technologie Stromerzeugung aus tiefer Geothermie abgebildet. Die installierte Leistung und Stromerzeugung basieren auf den nationalen Aktionsplänen, werden jedoch aus den oben

genannten Gründen nicht weiter ausgebaut. Die Stromerzeugung aus Geothermie in Deutschland wird mit ca. 1,5 TWh/a angenommen und orientiert sich damit an der Entwicklung des nationalen Aktionsplans und wird über das Jahr konstant eingespeist.

In anderen Ländern spielen darüber hinaus auch andere neue Technologien eine gewisse Rolle. Hier sind insbesondere Wellen- und Gezeitenkraftwerke zu nennen, die ebenfalls auf die in den jeweiligen nationalen Aktionsplänen angegebenen Werte ausgebaut und danach konstant gehalten werden.

Tabelle 23: Installierte Leistung und Erzeugung für Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas

	Installierte Leistung in 2020 [MW]	Installierte Leistung in 2050 [MW]	Erzeugung in 2020 [GWh]	Erzeugung in 2050 [GWh]
Deutschland	6.700	1.340	40.200	6.030
Baltikum	739	739	3.807	3.807
Belgien und Luxemburg	1.618	2.157	9.196	12.262
Britische Inseln	7.734	7.734	31.265	31.265
Bulgarien und Griechenland	964	964	4.575	4.575
Dänemark	1.880	1.880	8.851	8.851
Finnland	5.260	5.260	19.245	19.245
Frankreich	6.224	6.224	30.871	30.871
Iberische Halbinsel	7.219	7.219	33.587	33.587
Italien	9.067	9.067	29.063	29.063
Niederlande	2.948	2.948	16.639	16.639
Norwegen	188	188	938	938
Österreich	1.669	1.669	10.317	10.317
Polen	3.740	3.740	14.219	14.219
Rumänien	575	575	2.900	2.900
Schweiz	769	769	342	342
Slowakei und Ungarn	1.855	1.855	10.531	10.531
Schweden	4.740	4.740	20.903	20.903
Tschechien	649	649	3.923	3.923

3.4 Modellierung des Übertragungs- und der Verteilungsnetze

Die modellierte regionen-/grenzüberschreitende Handels-/Austauschkapazität in *Enertile* bildet die Leistungsfähigkeit des bestehenden Übertragungsnetzes und somit die vorhandene Netzkapazität ab. Je höher die Leistungsfähigkeit des Netzes ausgeprägt ist, desto mehr Freiheitsgrade besitzt die angebotsseitige Ausbauplanung hinsichtlich der Standortwahl der Einspeisungen und Verbraucher. Bei Vorgabe einer beispielsweise unbegrenzten Handels-/Austauschkapazität („Kupferplatte“) muss die angebotsseitige Ausbauplanung hinsichtlich der Standortwahl keine Netzrestriktionen berücksichtigen und könnte auf die unter Gesichtspunkten des Dargebots attraktivsten EE-Standorte zurückgreifen. Insbesondere großräumige Portfolioeffekte der EE-Erzeugung könnten dann uneingeschränkt genutzt werden, was u. a. den Bedarf an konventioneller Erzeugung (und ggf. Speichern) reduziert.

Ist die Netzkapazität hingegen begrenzt, muss ein Kostenoptimum unter Abwägung von Netzausbaukosten und regionaler Verschiebung von Einspeisungen und zum Teil Verbrauchern gefunden werden. Tendenziell führen geringe Netzausbaukosten dazu, dass weiterhin die aus Sicht der Erzeuger und Verbraucher attraktivsten Standorte bevorzugt werden und der Netzausbau der Entwicklung des Erzeugungsparks folgt. Hohe Netzausbaukosten hingegen können dazu führen, dass sich sowohl Erzeugung als auch Verbrauch sich weniger lokal konzentriert ansiedeln, sondern sich weiträumiger verteilen, um die noch verfügbare freie und nicht ausgenutzte Netzkapazität zu nutzen und Netzausbau zu vermeiden. Weiterhin könnte ein technologiespezifischer Wechsel stattfinden. Hohe Netzausbaukosten können zusätzlich eine verbrauchsnahe Ansiedlung von Erzeugern fördern.

Die Berücksichtigung von Übertragungsverlusten zwischen den Regionen begrenzt systematisch den systemweiten Stromaustausch und führt in der Tendenz dazu, dass sich die Erzeugung direkt verbrauchsnahe ansiedeln wird, um Verluste der Stromübertragung zu vermeiden. Auch hier ist als Folge steigender Übertragungsverluste eine technologiespezifisch unterschiedliche Ausprägung des Erzeugungssystems denkbar.

Bei den Wechselwirkungen zwischen der Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch auf der einen Seite und den Netzen auf der anderen Seite ist zu differenzieren nach Übertragungs- und Verteilungsnetzen: Der Verteilungsnetzausbau wird maßgeblich von der kleinräumigen, lokalen zeitgleichen Balance zwischen Einspeisung und Verbrauch bedingt und wird somit hauptsächlich von der lokalen

EE-Verteilung und nachfrageseitigen Entwicklungen beeinflusst. Bei der Modellierung des Übertragungsnetzes müssen darüber hinaus großräumige Wechselwirkungen beispielsweise hinsichtlich überregionaler bestehender Austauschpotenziale und -bedarfe oder längenspezifischer Übertragungsverluste berücksichtigt werden. Im Folgenden werden daher die Modellierungen des Übertragungsnetzes und der Verteilungsnetze in der angebotsseitigen Ausbauplanung getrennt beschrieben.

3.4.1 Übertragungsnetz

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

Dies ist insbesondere im Hinblick auf die in Kapitel 4 beschriebene Vorgehensweise bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs in Deutschland im Übertragungsnetz relevant. Da dies aber Grundlage auch für die hier beschriebene Modellierung der Übertragungsnetze im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung *Enertile* ist, ist dies auch für die nachfolgenden Erläuterungen relevant – insbesondere im Hinblick auf die Kostenparametrierung.

3.4.1.1 Handels-/Austauschkapazitäten

Die Übertragungsnetzmodellierung beeinflusst nicht nur die angebotsseitige Ausbauplanung, sondern umgekehrt ist die angebotsseitige Ausbauplanung auch mit Rückwirkungen auf die Netzparametrierung und insbesondere der initialen Bestimmung der bestehenden regionen-/grenzüberschreitenden Handels-/Austauschkapazität verbunden. Im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung werden die möglichen Stromaustausche über ein Modell von Net Transfer Capacities (NTC)

abgebildet, das für jede Grenze die maximal mögliche Austauschleistung je Richtung vorgibt. Der Stromaustausch zwischen zwei Regionen ist in einem vermaschten Drehstromnetz naturgemäß aber immer auch mit physikalischen Stromflüssen über die Übertragungsnetze benachbarter Netzregionen verbunden (Loop-Flows), die über ein NTC-Modell nicht explizit abgebildet werden können. Diese Stromflüsse können sich beim gleichzeitigen Stromaustausch zwischen mehreren Regionen überlagern und somit zu Netzengpässen führen, wodurch sie im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung berücksichtigt werden müssen.

Die Höhe der Handels- und Austauschkapazitäten zwischen den Regionen muss somit auf das Niveau parametrisiert werden, welches unter Berücksichtigung von Loop-Flows aus netztechnischer Sicht gerade noch zulässig ist und nicht zu Netzengpässen führt. Da das Austauschverhalten zwischen den Regionen aber nicht ex ante bekannt ist, sondern gerade ein Ergebnis der angebotsseitigen Ausbausimulation darstellt, die Höhe der Netzkapazität wiederum Einfluss auf die Ausbauplanung und somit auf die Austauschmuster hat, ist ein iteratives Verfahren zur Abbildungen dieser Wechselwirkungen notwendig.

Die initialen NTC-Werte werden unter Berücksichtigung des sich in der angebotsseitigen Ausbauplanung einstellenden Austauschverhaltens und der Höhe der Austausche zwischen den Regionen bestimmt. Auf dieser Basis wird unter Verwendung eines PTDF-Ansatzes (Power Transfer Distribution Factors) die sich ergebende Netzbelastung bestimmt. Im Vergleich zu NTC-Ansätzen, die lediglich in der Lage sind, bidirektionale Stromflüsse abzubilden, werden bei PTDF-Ansätzen explizit Loop-Flows mit betrachtet. Somit kann die im NTC-Ansatz enthaltene Unschärfe durch den PTDF-Ansatz bestimmt und, wo notwendig, korrigiert werden.

Dieses iterative Vorgehen wird bei angepassten Annahmen für die angebotsseitige Ausbauplanung (bspw. andere Vorgaben zum verfügbaren Technologieportfolio) wiederholt oder wenigstens überprüft. Dieser Schritt ist notwendig, da sich in Abhängigkeit der szenariospezifischen Annahmen die Austauschmuster innerhalb Europas zum Teil deutlich unterscheiden können und die Rückwirkungen auf das Übertragungsnetz entsprechend nachgepflegt werden müssen.

3.4.1.2 Netzausbaukosten

Aufgrund der im vermaschten Drehstromnetz charakteristischen Loop-Flows ist letztlich nicht immer eindeutig transparent, welcher physische Netzengpass für die Dimensionierung einzelner NTC-Werte maßgeblichen Einfluss hat. Im Umkehrschluss ist zusätzlich nicht direkt ersichtlich, welcher Netzausbau zur Erhöhung

einer bestimmten Handels-/Austauschkapazität notwendig ist, was es mitunter schwierig macht, die Höhe der Netzausbaukosten in das richtige Verhältnis zur Erhöhung der Handelskapazitäten zu setzen.

Eine durch die angebotsseitige Ausbauplanung ermittelte NTC-Erhöhung an einer Grenze kann beispielsweise Netzausbau an anderen Grenzen oder auch innerhalb anderer Regionen implizieren. Im Extremfall kann eine NTC-Erhöhung an einer Grenze sich ausschließlich aus physischen Netzausbau- oder -verstärkungsmaßnahmen zwischen oder in anderen Regionen ergeben.

Um diese Wechselwirkungen zwischen den modellierten Handelskapazitäten, den tatsächlichen Stromflüssen und den daraus resultierenden Engpässen abzubilden, wird in der angebotsseitigen Ausbauplanung im Rahmen der Modellierung der Netzausbaukosten zwischen zwei Regionen auch notwendiger Netzausbau in den angrenzenden Regionen eingepreist. Dieser anteilige Kostenfaktor wird auf Basis von grenzscharfen, lastflussbasierten PTDF-Modellen bestimmt und muss bei veränderten Rahmenbedingungen der angebotsseitigen Ausbauplanung (bspw. andere Vorgaben zum verfügbaren Technologieportfolio) ebenfalls neu bestimmt werden.

3.4.1.3 Netzverluste

Um die Höhe der Übertragungsnetzverluste zwischen zwei Regionen bestimmen zu können, wird ebenfalls ein lastflussbasierter Ansatz gewählt, da auch hier Loop-Flows grenzspezifisch einen hohen Einfluss auf die tatsächliche „Transportentfernung“ der ausgetauschten Strommenge und somit auf die Netzverluste haben können. Dieser „Umwegfaktor“ wird durch grenzscharfe Lastflussberechnungen bestimmt. Dabei werden durchschnittliche Übertragungsnetzverluste von 0,85 % je 100 km angenommen, was die durchschnittliche systemweite Netznutzung durch die angebotsseitige Ausbaumodellierung widerspiegelt, die auf Basis stündlicher Netzberechnungen verifiziert wurde.

3.4.1.4 NTC-Stufenmodell

Neben der initialen, für regionen-/grenzüberschreitenden Stromhandel verfügbaren Netzkapazität, den Netzausbaukosten und den Netzverlusten beeinflussen weitere Faktoren die Netzausbaupotenziale, also den maximal möglichen Netzausbau. So ist davon auszugehen, dass nicht zuletzt aufgrund technischer Realisierungsmöglichkeiten der innerhalb eines Zeitraums umsetzbare Netzausbau be-

grenzt ist. Würde das Übertragungsnetz ausschließlich auf Basis der initialen Netzkapazität, der Netzausbaukosten und der Netzverluste modelliert, dann könnte in der Optimierung der angebotsseitigen Ausbauplanung nicht verhindert werden, dass

- die insgesamt zugebauten Netzkapazitäten in Summe zu hoch ausfallen,
- der Zubau innerhalb eines gewissen Zeitraums zu schnell erfolgt und
- der Zubau sich auf eine gewisse Anzahl an „günstigen“ Verbindungen fokussiert

und die Netzergebnisse somit unter Umständen unrealistisch erscheinen können. Aus diesem Grund wird das zuvor beschriebene NTC-Modell zu einem Stufenmodell weiterentwickelt, bei dem der mögliche Netzausbau sowohl in seiner Höhe als auch über den Zeitraum begrenzt ist und mit zunehmendem Ausbau teurer wird. Dass die Netzausbaukosten an einer Grenze mit steigender NTC-Erhöhung zunehmen, liegt beispielsweise darin begründet, dass zunächst die kostengünstigsten Ausbauprojekte durchgeführt werden und somit für nachgelagerte Ausbauprojekte schlechtere Rahmenbedingungen (bspw. Einfluss der Umgebungsbedingungen) gelten. Zusätzlich treiben insbesondere spätere Ausbauprojekte an einer Grenze auch die notwendigen inländischen Netzverstärkungsmaßnahmen, was ebenfalls durch Abbildung eines Stufenmodells berücksichtigt wird.

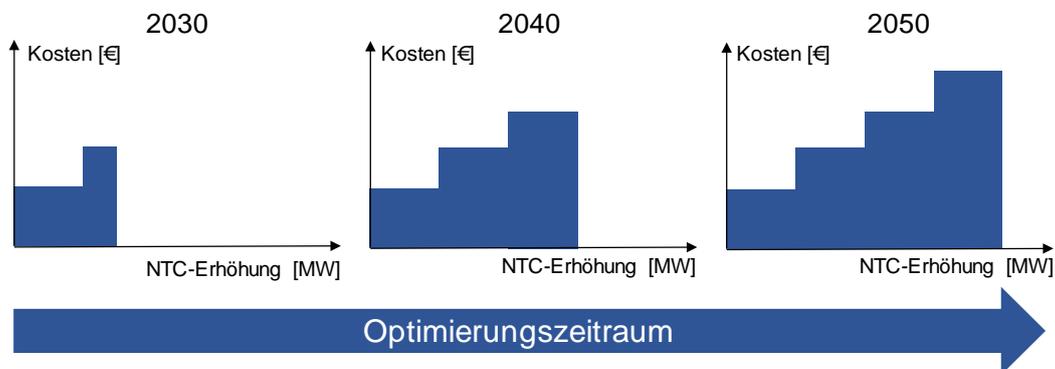


Abbildung 18: Erweitertes Stufenmodell zur Abbildung von Netzausbau und -kosten an einer Grenze

Die so weiterentwickelte Modellierung führt gegenüber der Abbildung von nur einer Stufe zu einer systemweiten Verteilung des Netzausbaus infolge einer Reduktion von hohen NTC-Zubauten und einer Verstärkung von niedrigen NTC-Zubauten.

Die Netzausbaukosten (Höhe der Stufen) und das Netzausbaupotenzial (Breite der Stufen) werden dabei für jede Grenze individuell bestimmt. Für die **Netzausbaukosten** maßgeblich relevant sind – neben den für dieses Projekt verwendeten Standardkostenansätzen für die verschiedenen Betriebsmittel (insbesondere Kabel und Freileitungen, siehe Abschnitt 4.1.4) – die Luftlinienentfernungen zwischen den Mittelpunkten der Netzregionen, um die mit steigendem NTC notwendigen inländischen Netzverstärkungsmaßnahmen abzubilden. Zusätzlich werden bei Landverbindungen die Auswirkungen der Loop-Flows und somit der in den Nachbarregionen notwendige Netzausbau in den Ausbaukosten mit berücksichtigt. Bei Seeverbindungen ist eine Einpreisung von Loop-Flows nicht notwendig – die Netzausbaukosten ergeben sich hier ausschließlich aus den Distanzen zwischen den Ländern. Allerdings wird dabei nach dem Anteil der See- und der Landverbindung in den Kostenparametern unterschieden. Auch bei Seeverbindungen sind die Kosten mit steigendem NTC zunehmend, da der inländische Netzausbau, der zum Transport der gehandelten Strommengen zu bzw. von den Konverterstationen notwendig ist, in beiden Regionen stetig ansteigt.

Das **Netzausbaupotenzial** wird grenzscharf für jede Dekade begrenzt: Für das Stützjahr 2020 wird der Übertragungsnetzausbau exogen vorgegeben und stützt sich auf momentan anvisierte Netzausbauprojekte wie beispielsweise TYNDP- (Ten Year Network Development Plan), EnLAG- (Energieleitungsausbaugesetz) und BBPIG-(Bundesbedarfsplangesetz)-Vorhaben. Ist eine Inbetriebnahme dieser Projekte erst nach 2020 vorgesehen, werden sie entsprechend auch erst für das Stützjahr 2030 als umgesetzt angenommen. Für 2020 besitzt die angebotsseitige Ausbauplanung darüber hinaus keinen weiteren Freiheitsgrad bezüglich des Übertragungsnetzausbaus. Für die Folgejahre kann sie unter Abwägung von Kosten gezielt Netzausbau grenzscharf vornehmen. Das ihr dafür maximal zur Verfügung stehende Zubaupotenzial je Stützjahr orientiert sich dabei an den bereits bestehenden Interkonnektoren (NTC-Werten) zwischen den Regionen. Um realitätsnahe Zubaupotenziale zu generieren sowie die zeitliche Entwicklung hinsichtlich Effizienzsteigerungen bei der Planung und Inbetriebnahme von Leitungen zu berücksichtigen, werden folgende maximale und minimale Grenzen zwischen den Dekaden vorgegeben:

- 2020 bis 2030: Verdopplung des NTCs von 2020 möglich, aber mindestens 3 GW Zubau möglich
- 2030 bis 2040: Verdopplung bis maximal 7,5 GW möglich
- 2040 bis 2050: Verdopplung bis maximal 10 GW möglich

Für eine Grenze, die in 2020 beispielhaft einen NTC von 2,5 GW besitzt, würde sich der für die angebotsseitige Ausbauplanung mögliche Netzausbau in Abhängigkeit der Stützjahre in dem in Tabelle 24 dargestellten Korridor bewegen:

Tabelle 24: Bandbreiten des möglichen Netzausbaus an einer fiktiven Grenze

Stützjahr	Min. NTC [GW]	Max. NTC [GW]
2020	2,5	2,5
2030	2,5	5,5
2040	2,5	11
2050	2,5	21

Aufgrund der mit dem Netzausbau deutlich ansteigenden Kosten wird der maximal zulässige NTC in 2050 nur in Ausnahmefällen von der angebotsseitigen Ausbauplanung vollständig genutzt.

3.4.1.5 Deutsches Netzregionenmodell

Die modellierten Länder verfügen zum Teil über technologiespezifisch regional deutlich unterschiedliche Standortqualitäten und auch unterschiedliche Niveaus des Stromverbrauchs. Beispielsweise verfügen insbesondere küstennahe Regionen aufgrund des überdurchschnittlich hohen Winddargebots über eine hohe Attraktivität für die Installation von Windenergieanlagen, während sich Industrien und somit Lastschwerpunkte davon losgelöst historisch auch im Landesinneren angesiedelt haben. Daher ist zu erwarten, dass auch innerhalb eines Landes zwischen diesen Regionen regelmäßig ein hoher Stromtransport stattfinden wird.

Weiterhin unterscheiden sich diese inländischen Regionen zum Teil deutlich hinsichtlich ihrer bestehenden Übertragungsnetzinfrastruktur, die begrenzend auf den potenziell möglichen Stromtransport zwischen Regionen wirkt. Um diese regionenspezifischen Unterschiede im Rahmen der Ausbauplanung adäquat zu berücksichtigen, ist es sinnvoll, Deutschland in unterschiedliche Netzregionen einzuteilen und den möglichen Stromaustausch in seiner Höhe zwischen diesen Regionen auf das netzverträgliche Maß zu begrenzen. Ein über dieses Maß hinausgehender Stromtransport erfordert weiteren Netzausbau. Grundsätzlich können auch weitere Länder in einzelne Regionen unterteilt werden. Allerdings wurde unter Berücksichtigung der rechentechnischen Praktikabilität und der Genauigkeit der im Fokus stehenden Ergebnisse diese regionenscharfe Unterteilung lediglich für Deutschland durchgeführt.

Unter Verwendung des bereits oben beschriebenen Stufenmodells und des erweiterten NTC-Ansatzes können die heutige Netzstruktur und ihre Leistungsfähigkeit, Übertragungsverluste sowie die Netzausbaukosten und -potenziale innerhalb Deutschlands modelliert werden. Folgende Abbildung veranschaulicht einen möglichen Regionenzuschnitt innerhalb Deutschlands. Szenarienspezifisch sind weitere sinnvoll erscheinende Netzregionen für Deutschland denkbar.

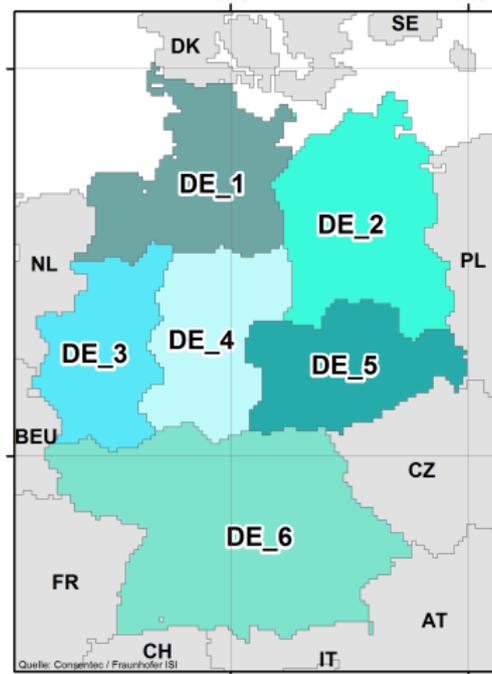


Abbildung 19: Beispielhafte Darstellung eines möglichen Regionenzuschnittes in Deutschland

Innerhalb einer Region ist aus Sicht der angebotsseitigen Ausbauplanung ein unbegrenzter (und auch verlustfreier) Stromaustausch möglich. Um unter dieser Prämisse einen sinnvollen Regionenzuschnitt zu bestimmen, müssen die regionenspezifischen Unterschiede hinsichtlich des heutigen und des antizipierten Last- und Erzeugungssystems unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur näher herausgearbeitet werden. Beispielsweise verfügen in der oben dargestellten Zonierung die Regionen „DE 1“ und „DE 2“ über günstige Windpotenziale, während hingegen Region „DE 6“ insbesondere für PV-Anlagen aufgrund des hohen Angebots an Globalstrahlung attraktiv ist. Charakteristisch für Region „DE 3“ ist eine hohe Durchdringung industrieller Lasten und ein im Vergleich zu Restdeutschland hohes Verbrauchsniveau, während Region „DE 4“ Nord- und Süddeutschland koppelt und somit insbesondere Übertragungsaufgaben übernimmt.

Um die späteren Ergebnisse regional zuordnen zu können, wird bei der späteren Präsentation von Ergebnissen die oben dargestellte Einteilung Deutschlands durch sechs Netzregionen gewählt. Innerhalb der szenarienspezifischen Modellierung kann es zwar notwendig sein, deutlich mehr Netzregionen zu modellieren, allerdings werden diese für die Ergebnisdarstellung wieder im Sinne der Vergleichbarkeit zu den sechs dargestellten Netzregionen aggregiert.

3.4.2 Verteilungsnetze

Eine explizite Berücksichtigung der Verteilungsnetze im Sinne einer Integration der Modelle zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in die Modellierung der nachfrage- und angebotsseitigen Modelle ist weder rechentechnisch praktikabel möglich noch angesichts der erzielbaren Genauigkeit, bspw. bei den zu treffenden Annahmen für die Rahmenparameter, erforderlich. Wechselwirkungen können insbesondere auftreten zwischen EE-Ausbau, Zuwachs E-Mobilität, Zuwachs Stromwärmepumpen auf der einen und dem Netzausbaubedarf auf der anderen Seite. Für die übrigen (nicht Stromwärmepumpen betreffenden) Power-to-Heat-Anwendungen wird angenommen, dass sie primär der Optimierung einer Wärmebedarfsdeckung, z. B. von Fernwärmesystemen, dienen und daher an bestehenden Netzverknüpfungspunkten, z. B. aktiven oder ehemaligen Kraftwerksstandorten, angeschlossen werden. Somit bestehen keine Wechselwirkungen mit dem Verteilungsnetzausbau und es wird insbesondere kein zusätzlicher Ausbau verursacht. Vereinfachend wird daher bei der Netzmodellierung davon ausgegangen, dass Power-to-Heat-Anwendungen (gilt für nicht Stromwärmepumpen) unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Weiterhin wird angenommen, dass an den entsprechenden Anschlusspunkten der Power-to-Heat-Anlagen ans Übertragungsnetz ausreichende Anschlusskapazitäten vorhanden sind, so dass hierdurch keine zusätzlichen Kosten entstehen.

Elektrofahrzeuge haben im Gegensatz zu allen anderen Stromverbrauchern die Eigenschaft, räumlich nicht fest einem Netzanschlusspunkt zugeordnet zu sein. Dies kann grundsätzlich zur Folge haben, dass ein und dasselbe Elektrofahrzeug zu unterschiedlichen Zeiten an unterschiedlichen Orten geladen wird, was wiederum zur Folge hat, dass die benötigte Netzanschlusskapazität an verschiedenen Stellen des Netzes vorgehalten werden muss. Somit würde ein Lastzuwachs bei E-Mobilen einen höheren Netzausbaubedarf erfordern als ein gleich hoher Lastzuwachs bei stationären Verbrauchern. Eine Auswertung der Ladezeitreihen der *EnerTILE*-Berechnungen hat allerdings gezeigt, dass Ladevorgänge bei einer auf eine Minimierung der Gesamtkosten ausgerichteten Optimierung überwiegend auf

ein zusammenhängendes Zeitfenster eines Tages konzentriert sind, was zu dem Schluss führt, dass der überwiegende Teil des Ladebedarfs der E-Fahrzeuge an einem Ort stattfindet. Dies wiederum legt den Schluss nahe, dass es ausreicht, bei der Netzdimensionierung die E-Fahrzeuge genauso zu behandeln wie stationäre Verbraucher.²⁶ Voranalysen unter Nutzung der nachfrageseitigen Modelle haben gezeigt, dass die mit dem Zubau von E-Fahrzeugen verbundenen zusätzlichen Netzkosten, die grundsätzliche Vorzugswürdigkeit von E-Fahrzeugen gegenüber anderen Alternativen im Verkehrssektor, z. B. Wasserstoffmobilität, nicht in Frage stellen. Somit kann auf eine explizite Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen dem Zubau von E-Fahrzeugen und dem Verteilungsnetzausbau in den nachfrage- und angebotsseitigen Modelle verzichtet werden.²⁷

In ähnlicher Weise haben Voranalysen für den Zubau von Wärmepumpen gezeigt, dass die mit dem Zubau von Wärmepumpen verbundenen zusätzlichen Netzkosten die grundsätzliche Vorzugswürdigkeit von Wärmepumpen gegenüber anderen Alternativen im Wärmesektor auf lange Sicht nicht grundsätzlich in Frage stellen. Somit kann auf eine explizite Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen dem Zubau von Stromwärmepumpen und dem Verteilungsnetzausbau in den nachfrage- und angebotsseitigen Modellen ebenfalls verzichtet werden.²⁸

Demgegenüber sollten die grundsätzlichen **Wechselwirkungen zwischen EE-Ausbau und Netzausbau bereits bei der Optimierung der Angebotsseite berücksichtigt** werden. Hierfür wird der nachfolgend beschriebene Weg beschritten.

²⁶ Dies könnte grundsätzlich eine Unterschätzung des Netzausbaubedarfs darstellen, wenn man davon ausgeht, dass für die Netzdimensionierung – entgegen dem durch *EnerTILE* ermittelten, optimalen Einsatzszenario – auch ein Einsatzszenario betrachtet werden muss, in dem E-Fahrzeuge auch an einem anderen, zweiten Ort geladen werden, an dem dann ebenfalls entsprechende Netzkapazität vorzuhalten wäre. Hierbei ist einerseits zu berücksichtigen, dass dieser Effekt umso weniger bedeutsam ist, desto großräumiger die betrachteten Netzgebiete sind, da die Wahrscheinlichkeit deutlich ansteigt, dass sich dieser zweite Ort im gleichen Netzgebiet befindet und somit die Dimensionierung der Umspannungsebene nicht mehr beeinflusst. Dies gilt somit für höhere Netzebenen (NE 2 und NE 3) im Besonderen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass in den eingesetzten Modellen keine explizite Modellierung von netzdienlichem Lastmanagement erfolgt, was in der Praxis aber ggf. den Netzausbaubedarf senkt. Dies wirkt der tendenziellen Unterschätzung entgegen.

²⁷ Diese Aussage bedeutet nicht, dass durch den Ausbau der Elektromobilität keine Verteilungsnetzwerke entstehen. Lediglich ist eine explizite Berücksichtigung der durch E-Fahrzeuge ausgelösten Verteilungsnetzausbaukosten in *EnerTILE* oder den nachfrageseitigen Modellen nicht erforderlich, da aus den Voranalysen zu erwarten ist, dass deren Berücksichtigung keine Auswirkungen auf die Modellentscheidungen, nämlich die Höhe des Zubaus von E-Fahrzeugen hätte. Die Vernachlässigung der Wechselwirkungen stellt somit eine zulässige Vereinfachung dar.

²⁸ Fußnote 27 gilt hier entsprechend.

Hierzu wurden zunächst Voranalysen durchgeführt um zu analysieren, inwieweit sich eine optimale EE-Ausbauplanung langfristig unter Berücksichtigung der angestrebten EE-Ausbauziele bei einer Berücksichtigung der verteilungsnetzseitigen Wirkungen von derjenigen unterscheidet, bei der die Netzwirkungen nicht beachtet werden. Dabei hat sich gezeigt, dass es vom konkreten Szenario abhängt, ob und inwieweit sich Unterschiede ergeben, die eine explizite Berücksichtigung der verteilungsnetzseitigen Wirkungen in der EE-Ausbauoptimierung nahelegen.

Unabhängig vom Szenario sind bestimmte Zusammenhänge relevant:

Alle Verteilungsnetze weisen in gewissem Umfang implizite Reserven für die Aufnahme von EE- und sonstigen Erzeugungsleistungen auf. Dies liegt zum einen daran, dass den Einspeiseleistungen in den allermeisten Fällen eine gewisse Last gegenübersteht, die lokal zu einer teilweisen „Auslöschung“ der Leistungen führt; dies gilt auch für Zeiten niedrigen Verbrauchs. Zum anderen sind in bestehenden Netzen meist auch Rückspeisungen in gewissem Umfang zulässig, bevor Strom- oder (meist relevant) Spannungsgrenzen erreicht werden.

Oberhalb dieser **Ausbauswellen** kann der Zusammenhang zwischen Einspeiseleistung auf der einen und Umfang und Kosten des Netzausbaus auf der anderen Seite als näherungsweise linear betrachtet werden. Da der Netzausbau auch in Verteilungsnetzen in Stufen erfolgen muss (z. B. durch Zubau von Leitungen oder Transformatoren), gilt der genannte lineare Zusammenhang natürlich nicht für das konkrete einzelne Netzgebiet; über eine Vielzahl von Netzen hinweg (wie in der vorliegenden Studie) ist es jedoch zulässig, den Zusammenhang zu linearisieren.

Die Höhe der Ausbauswellen, also die Frage, wie viel Erzeugungsleistung in ein Netz integriert werden kann, ohne es ausbauen zu müssen, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Maßgeblich sind folgende Faktoren:

- Netzebene: In höheren Netzebenen ist aufgrund der höheren Durchmischung auch zu Schwachlastzeiten grundsätzlich von einer höheren sicher verfügbaren Belastung in Verbrauchsrichtung auszugehen. Damit sind die impliziten Reserven für die Integration von EE-Anlagen in höheren Netzebenen grundsätzlich höher als in niedrigeren.
- Typ der Erzeugungsanlage: Die Einspeisecharakteristik von PV-Anlagen weist grundsätzlich eine gewisse Korrelation mit der Last auf. Die Einspeisespitze (zu Mittagszeiten) fällt mit Zeiten zusammen, in denen auch die Last tendenziell hohe Werte aufweist. Demgegenüber existiert bei Windenergieanlagen (WEA) praktisch keine Korrelation zwischen der

Höhe der Einspeiseleistung und der Höhe der Last. Somit liegt die Ausbauschwelle (ausgehend von einem fiktiven System ohne bereits angeschlossene EE-Anlagen) für WEA-Leistung niedriger als für PV-Leistung. Gleichzeitig ist aber zu berücksichtigen, dass WEA überwiegend in höheren Netzebenen (in denen die Ausbauschwellen grundsätzlich höher sind) angeschlossen werden als PV-Anlagen.

Je nach Szenario wurde im Rahmen der vorliegenden Studie letztlich einer der beiden folgenden Wege zur Nachbildung der Wechselwirkungen zwischen EE-Zubau und Verteilungsnetzausbau beschrrieben:

Je nach Szenario wurde im Rahmen der vorliegenden Studie letztlich einer der beiden folgenden Wege zur Nachbildung der Wechselwirkungen zwischen EE-Zubau und Verteilungsnetzausbau beschrrieben:

- Die Wechselwirkungen werden nicht explizit berücksichtigt. Dies ist in den Szenarien der Fall, in denen
 - entweder aufgrund sonstiger gesetzter Rahmenbedingungen keine Freiheitsgrade beim Ausbau bestehen, die zu veränderten Netzkosten führen würden; dies kann z. B. dann der Fall sein, wenn aufgrund der anzustrebenden ggf. technologiespezifisch definierten EE-Ausbauziele keine Potenziale für eine Verschiebung von EE-Anlagen an andere aus Sicht des Verteilnetzausbaus günstigere Standorte bestehen. Selbst wenn der angebotsseitigen Ausbauplanung die durch den EE-Ausbau verursachten zusätzlichen Verteilungsnetzkosten „bekannt“ wären, hätte dies keinen Einfluss auf die Ausbauentcheidung.
 - oder die Voranalysen zwar zeigen, dass grundsätzlich Abtauschpotenziale (Standort mit Netzausbau vs. Standort [ggf. andere Technologie] ohne Netzausbau bestehen), sich allerdings auch ohne detaillierte Rechnung bereits überschlägig (unter Zuhilfenahme zulässiger Näherungen) abschätzen lässt, dass ein solcher Abtausch bei einer Kostenoptimierung nicht zum Zuge käme oder der Abtausch in jedem Fall eindeutig wäre und dann bereits explizit vorgegeben werden kann.
- Es werden technologiespezifische Vorgaben bei der EE-Zubauoptimierung berücksichtigt. Eine Berücksichtigung von Netzausbaukosten bei der EE-Zubauoptimierung kann zu einem Gesamtkostenvorteil führen, wenn die durch eine Standortsteuerung vermeidbaren Netzausbaukosten höher sind als die höheren Erzeugungskosten aufgrund dann schlechterer Standorte. Voranalysen haben gezeigt, dass ein solcher Vorteil nur bei PV-Aufdachanlagen zu erzielen ist, da hier die

Standortnachteile bei Verlagerung an andere Standorte kleiner sind als die einsparbaren Netzausbaukosten. Letztere sind bei PV-Aufdachanlagen (deutlich) höher als bei PV-Freiflächenanlagen und insbesondere auch höher als bei WEA. Dies liegt daran, dass ein Netzausbau in der Regel nicht nur die Anschlussnetzebene, sondern auch alle überlagerten Netzebenen betrifft. Folglich müssen bei PV-Aufdachanlagen, die an die NS-Ebene angeschlossen werden, die Netze der Niederspannungs-(NS-), der Mittelspannungs-(MS-), und der Hochspannungs-(HS)-Ebene ausgebaut werden, während z. B. bei Onshore-WEA nur die HS-Ebene und teilweise (je nach Lage der Anschlussnetzebene) die MS-Ebene ausgebaut werden muss.

Somit werden für diejenigen Szenarien, bei denen eine netzorientierte Steuerung des EE-Zubaus grundsätzlich vorgesehen werden soll, zum einen Angaben zu den o. g. Ausbauswellen und zum anderen zu den spezifischen Netzausbaukosten gemacht:

- Die spezifischen Netzausbaukosten für PV-Aufdachanlagen werden grundsätzlich angesetzt mit 300 EUR/kW.
- Die Höhe der Ausbauswellen ist in hohem Maße abhängig von der durch den Zubau der übrigen EE-Technologien bestimmten „Vorbelastung“ der Netze und damit szenarienspezifisch. Angaben zu den jeweils berücksichtigten Ausbauswellen finden sich deshalb in den Berichtsmodulen zu den jeweiligen Szenarien.

Die Höhe der aus Sicht der Verteilungsnetze relevanten Erzeugungsleistung hängt grundsätzlich nicht nur von der Zahl und installierten Leistung der verschiedenen EE-Anlagentypen ab, sondern natürlich auch von deren Einsatz. Grundsätzlich wird hier von einem marktbasierter Einsatz ausgegangen, gleichzeitig wird allerdings mit Blick auf den Netzausbaubedarf angenommen, dass Einspeisemanagement zur Spitzenkappung eingesetzt wird. Nähere Ausführungen zu den diesbezüglichen Annahmen finden sich in Abschnitt 4.2.4 unter dem Spiegelpunkt Höchsteinspeisung je Erzeugungsanschlusspunkt. Über diese Spitzenkappung hinausgehend wird kein netzdienlicher Einsatz berücksichtigt, da erwartet wird, dass bei einem noch weitergehenden Eingriff in die Erzeugung der diesbezügliche Nutzen (Vermeidung von Netzausbaukosten) kleiner ist als der dabei entstehende Schaden (EE-Abregelungen).

3.5 Auswertungsgrößen

Das *Enertile*-Modell liefert umfangreiche Ergebnisse, die als Basis für die weiteren Analysen dienen. Zentrale Basis für die Analysen sind dabei die Daten zu Stromerzeugung und installierter Kapazität. Die Erzeugungsdaten liegen für alle Technologien in stundenscharfer und jährlicher Auflösung für jede einzelne Region vor. Die jährlichen Daten zeigen die generellen Trends im Erzeugungsmix. Ausgewählte stundenscharfe Daten können analysiert werden, um im Detail zu verstehen, wie das optimierte Stromversorgungssystem auf unterschiedliche Wetterphänomene reagiert. Die installierte Leistung zeigt die Entwicklung der Infrastrukturen. Im Zusammenspiel mit den Erzeugungsdaten lässt sich damit auch die Auslastung von verschiedenen Kraftwerkstypen analysieren. Im langfristigen Vergleich lassen sich damit auch Trends, z. B. in der Reaktion auf CO₂-Preise, ablesen.

Neben den Erzeugungsdaten können auch die zugeordneten Brennstoffverbräuche auf jährlicher Basis ausgewertet werden. Diese bilden wiederum die Grundlage für die Berechnung der CO₂-Emissionen. Die CO₂-Emissionen liegen ebenfalls jährlich, differenziert nach Region und Erzeugungstechnologie, vor. Im Bereich der KWK erfolgt in diesem Projekt eine Aufteilung auf Basis der sog. „Finnischen Methode“.

Ein weiterer zentraler Aspekt und Zielgröße der Optimierung ist die Entwicklung der Kosten. Diese liegen aufgeteilt nach Kapitalkosten (als Annuität), Wartungskosten und Brennstoffkosten ebenfalls für jede Technologie und Region vor.

Im Bereich der Abbildung der Netze besteht eine wichtige Schnittstelle im Rahmen des Projektes. Das *Enertile*-Modell bildet im Rahmen der Optimierung Ausbau und Nutzung der Stromhandelskapazitäten zwischen Regionen ab. Diese vereinfachte Abbildung des Netzes wird mit den detaillierten Netzmodellen gekoppelt und iteriert, bis sich ein konsolidiertes Bild der Modellierungen ergibt. Aufgrund der deutlich höheren Auflösungen erfolgt die Analyse des eigentlichen Ausbaus des deutschen Übertragungs- und der Verteilungsnetze auf Basis der Modelle zur Lastfluss- und Modellnetzanalyse. Die Ergebnisse des *Enertile*-Modells bzgl. der Handelsflüsse zwischen Regionen und des Ausbaus der Handelskapazität dienen dabei als wichtige Hintergrundinformation, um die Treiber hinter den Entwicklungen des Netzausbaus zu verstehen. Aufgrund des gewählten Ansatzes zur Abbildung der Kostenwirkungen im Übertragungsnetz in *Enertile* mittels eines weiterentwickelten NTC-Ansatzes (siehe Abschnitt 3.4.1) lassen sich aus den Ergebnissen

aus *Enertile* Rückschlüsse zumindest auf die Größenordnung des europaweit erforderlichen Ausbaus der Übertragungsnetze ziehen. Von dem Ausbau der Verteilungsnetze im Ausland wird dagegen vollständig abstrahiert.

Ein weiterer wichtiger Fokus der Analysen in dieser Studie ist die regionale Verteilung der erneuerbaren Energien. Im Abschnitt 3.3.4 ist beschrieben, dass das Modell den Ausbau der erneuerbaren Energien in so genannten Kacheln auflöst. Die Gesamtregion EUMENA besteht dabei aus mehr als 360.000 Kacheln und Deutschland aus mehr als 9.000 Kacheln. Der Ausbau der erneuerbaren Energien liegt für die wichtigsten Technologien dabei auf dieser Auflösungsebene vor. Diese Daten liefern eine wichtige Grundlage für die Verteilnetzmodellierung in den Consentec-Modellen. Auf dieser Basis erfolgt eine Iteration der Modellfamilien bis zur Konvergenz. Die resultierenden hochaufgelösten Ergebnisse ermöglichen dann zwei zentrale Analysen.

Ein erster wichtiger Aspekt ist, dass die regionalen Ergebnisse zeigen, wie eine kostenoptimale regionale Allokation der erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung von Netzkosten aussehen kann. Dabei sollten trotz der hohen Auflösung des Datensatzes nicht die einzelne Kachel im Vordergrund stehen, sondern die generellen Trends, die sich im Rahmen der regionalen Ausbaumuster gut erkennen lassen.

Die hochaufgelöste Verteilung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, die im Rahmen der Windenergie zusätzlich Daten zu Nabenhöhen umfasst, ermöglichen ferner in der angeschlossenen Analyse der Umweltwirkungen ein besseres Verständnis der regionalen Flächenbelastungen. Diese können durch eine Überlagerung mit vorhandenen Daten zur Landnutzung vertieft werden, um z. B. die ökologischen Auswirkungen in Waldgebieten zu analysieren. Diese Aspekte werden für im Berichtsmodul U „Ökologische Evaluierung der Szenarien“ diskutiert.

3.6 Blockscharfe Kraftwerkseinsatzsimulation (OptEK)

Die Ergebnisse der optimierten, angebotsseitigen Ausbauplanung mit *Enertile* sind Grundlage einer detaillierten, blockscharfen und stündlichen Kraftwerkseinsatzmodellierung unter Berücksichtigung zeitkoppelter Restriktionen. Das Ziel dieses Berechnungsschrittes besteht in einer Verifizierung der technischen Zulässigkeit des in der angebotsseitigen Ausbauplanung ermittelten Einsatzes technischer Einheiten. Im Vergleich zur angebotsseitigen Ausbauplanung wird daher ein Übergang von technologiespezifisch aggregierten Kraftwerken auf eine blockscharfe

Kraftwerkseinsatzmodellierung vorgenommen, die weitere technische Randbedingungen, bspw. Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, detaillierter berücksichtigt. Dies erlaubt zum einen detaillierte Analysen zur Nutzung von Flexibilitätspotenzialen und zum anderen würde auch erkannt, ob es bei den in der Ausbauplanung zwangsläufig erforderlichen Modellvereinfachungen ggf. zu unzulässigen Genauigkeitsverlusten, insbesondere hinsichtlich technischer Randbedingungen gekommen ist. Letzteres würde dann zu einer Rückkopplung zwischen den Modellen *Enertile* und OptEK und zu entsprechenden Iterationen führen. Entsprechen die Ergebnisse der zeitkoppelnden blockscharfen Kraftwerkseinsatzmodellierung hinreichend genau den Ergebnissen der angebotsseitigen Ausbauplanung, ist dieser Verifizierungsschritt abgeschlossen. Verbleibende minimale Abweichungen beim Kraftwerkseinsatz und infolgedessen beispielsweise bei Emissionen sind dann nicht mehr relevant und können direkt aus der angebotsseitigen Ausbauplanung übernommen werden.

Im Gegensatz zur Ausbauplanung ist eine übergreifende und gleichzeitige Optimierung über alle Betrachtungsjahre nicht erforderlich, da die Ausbauentscheidungen gerade aus einer solchen übergreifenden Optimierung im vorherigen Schritt ermittelt wurden und von dieser übernommen werden. Im Rahmen der Kraftwerkseinsatzmodellierung reicht es aus, den Betrachtungs- und Optimierungsbereich auf ein Jahr zu verkleinern und die Berechnungen für jedes Betrachtungsjahr einzeln durchzuführen. Die für die Betrachtung eines Jahres geltenden zeitkoppelnden Restriktionen für die Kraftwerkseinsatzentscheidung werden hingegen berücksichtigt.

Zusätzlich wird der geographische Betrachtungsbereich auf Deutschland und seine Nachbarländer sowie Italien begrenzt. Der stündliche Austausch mit dann nicht mehr explizit abgebildeten Ländern wird exogen festgelegt und aus den Ergebnissen der Ausbauplanung übernommen. Die Betrachtung nur noch einzelner Jahre und Länder verkleinert das Optimierungsproblem und erlaubt somit eine detaillierte Betrachtung zusätzlicher Randbedingungen wie bspw. Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten oder Gradienten.

Randbedingung der blockscharfen und stündlichen Kraftwerkseinsatzmodellierung ist eine Deckung der Stromnachfrage, die entsprechend der Ergebnisse aus den vorhergehenden Schritten abgeleitet wird und neben der konventionellen Stromnachfrage auch neue Technologien wie E-Mobilität oder Wärmepumpen berücksichtigt. EE-Ausbau, dessen regionale Verteilung und die sich daraus ergebenden EE-Einspeiseprofile sind ebenfalls Bestandteil der vorgelagerten Ausbauplanung.

Der Freiheitsgrad der Kraftwerkseinsatzoptimierung erlaubt zusätzlich einen optimierten Einsatz der EE-Anlagen, der bei dargebotsabhängigen Anlagen in bestimmten Situationen – beispielsweise, wenn es aus Sicht des Gesamtsystems sinnvoll ist – zu einer Abregelung der Anlagen führen kann. Zugleich kann es auch aus netztechnischen Gründen zu einer solchen Abregelung kommen, wenn die verfügbaren Netzkapazitäten nicht ausreichen, um die in einer Region zu einem bestimmten Zeitpunkt erzeugten EE-Mengen aufzunehmen. Eine Abregelung, die aufgrund lokaler bzw. innerzonaler Engpässe im Übertragungs- und/oder Verteilungsnetz erforderlich sein könnte, wird in diesem Schritt jedoch nicht betrachtet, sondern erfolgt in einem nachgelagerten Schritt im Rahmen der Netzberechnungen (siehe Kapitel 4).

Netzseitige Restriktionen werden über das gleiche abstrahierte Netzmodell (siehe hierzu Abschnitt 3.4) wie in der Ausbauplanung abgebildet. Der Unterschied ist jedoch, dass die Höhe der verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen Regionen in diesem Schritt kein Freiheitsgrad ist, sondern als feste Randbedingung von der optimierten, angebotsseitigen Ausbauplanung übernommen wird.

Die von der angebotsseitigen Ausbauplanung ermittelten aggregierten Kraftwerksneubauten werden für die blockscharfe Kraftwerkseinsatzoptimierung in einzelne Kraftwerksblöcke aufgelöst. Dabei werden typisierte Blöcke mit einer Kraftwerkskonfiguration entsprechend nachfolgender Tabelle 25 angenommen. Ferner werden Beschränkungen des Kraftwerkseinsatzes angenommen, wie sie in Tabelle 26 dargelegt sind. Wirkungsgrade werden aus der Modellierung in *Enertile* übernommen. Für Bestandskraftwerke liegt die identische Datenbank derzeitiger Kraftwerke zugrunde wie in der angebotsseitigen Ausbauplanung; die Daten können somit ohne weitere Anpassungen direkt übernommen werden.

Tabelle 25: Angenommene Blockgröße der Kraftwerke

Technologie	Blockgröße [MW]
Kernenergie	1.000
Braunkohle	800
Steinkohle	600
Öl	400
Erdgas (GuD)	250
Erdgas (GT)	250

Tabelle 26: Angenommene Beschränkungen des Kraftwerkseinsatzes

Kraftwerkstyp	Mindestleistung (in % P_{\max})	Mindest- betriebszeit [h]	Mindeststill- standszeit [h]
Braunkohle – alt	60	8	8
Braunkohle – aktuell	50	8	8
Braunkohle – neu	40	6	6
Steinkohle – alt	40	6	6
Steinkohle – aktuell	30	4	4
Steinkohle – neu	20	3	3
GuD – alt	50	6	6
GuD – aktuell	40	5	5
GuD – neu	30	4	4
Gas GT – alt	30	<1	<1
Gas GT – aktuell	20	<1	<1
Gas GT – neu	20	<1	<1

4 Modelle zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs in Deutschland

Aufbauend auf den Ergebnissen zum Zubau und Einsatz der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien und der lastseitigen Flexibilitätsoptionen erfolgt die detaillierte Ermittlung des Ausbaubedarfs im deutschen Übertragungsnetz und in den Verteilungsnetzen. Hierfür kommen für das Übertragungs- und die Verteilungsnetze unterschiedliche Modelle zum Einsatz, deren Funktionsweise und Parametrierung nachfolgend erläutert wird.

4.1 Übertragungsnetz

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

Um den durch die angebotsseitige Ausbauplanung ermittelten Übertragungsnetzausbau in leitungsscharfe Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu überführen, sind detaillierte Lastflussberechnungen in Kombination mit Schwachstellen- und Engpassanalysen im Übertragungsnetz notwendig. Im Folgenden wird zunächst beschrieben, wie die Ergebnisse der angebotsseitigen Ausbauplanung und die Ergebnisse der blockscharfen Kraftwerkseinsatzplanung bei der Erstellung von stündlichen Lastflussdatensätzen Berücksichtigung finden, um anschließend die Methodik zur Ermittlung der leitungsscharfen Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen detaillierter vorzustellen. Der Abschnitt schließt mit Annahmen und Kostenansätzen.

4.1.1 Generierung stündlicher Lastflussdatensätze

Lastflussdatensätze vereinen die Informationen des Netzzustandes wie die Netztopologie und die technischen Eigenschaften der Betriebsmittel mit den Informationen über das Verhalten der Einspeisungen und Verbraucher für einen konkreten Zeitpunkt. Zur Generierung der Lastflussdatensätze werden die standortscharfen Lasten und Einspeisungen in ein leitungsscharfes Netzmodell des europäischen Übertragungsnetzes überführt. In diesem Netzmodell sind alle Betriebsmittel abgebildet, deren primäres Ziel in einer weiträumigen Übertragung des Stromes von den Erzeugern hin zu den Verbrauchszentren besteht. In Deutschland betrifft dies hauptsächlich die Höchstspannungsebene – und somit Betriebsmittel der 380- und 220-kV-Spannungsebenen. In anderen Ländern, beispielsweise Dänemark, werden darüber hinaus auch unterlagerte Spannungsebenen umfassend zur Stromübertragung eingesetzt, die ebenfalls im Netzmodell adäquat abgebildet werden. Die folgende Abbildung stellt einen Ausschnitt des verwendeten Netzmodells der Übertragungsebene grafisch dar.

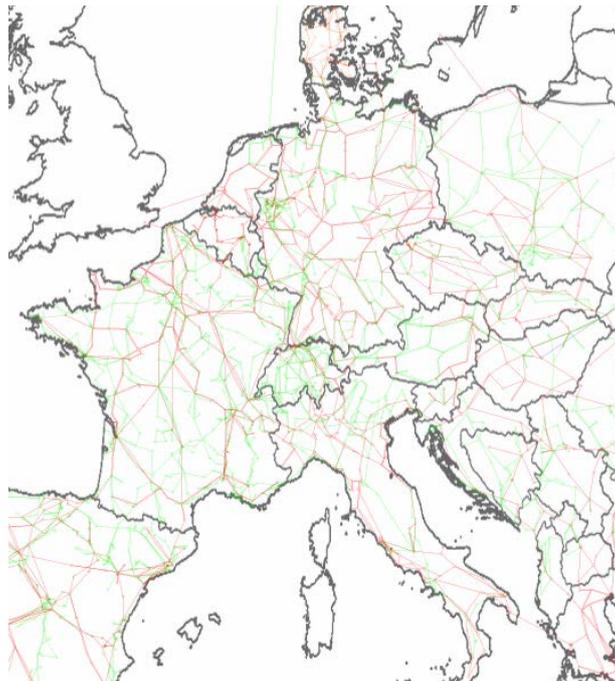


Abbildung 20: Ausschnitt aus dem europäischen Netzmodell

Um detaillierte Lastflussrechnungen im Übertragungsnetz zu einem speziellen Zeitpunkt, beispielsweise einer Stunde, durchführen zu können, ist eine Kenntnis der genauen Last- und Einspeisesituation, also die exakte Höhe und Verteilung der Einspeisungen und des Verbrauchs zu diesem Zeitpunkt, notwendig. Das

Übertragungsnetz ist von dem Verteilungsnetz, das in Deutschland die Nieder- bis einschließlich die Hochspannungsebene umfasst und dessen primäre Funktion aus der Stromverteilung innerhalb einer Region von der Übernahme an den Umspannwerken bis hin zum Letztverbraucher besteht, abzugrenzen²⁹. Im Rahmen der Übertragungsnetzmodellierung können somit die unterlagerten Verbraucher und Einspeiser für den Versorgungsbereich eines Umspannwerkes, das die Schnittstelle zwischen der Übertragungs- und Verteilungsebene bildet, aggregiert betrachtet und die Last- und Einspeisesituation adäquat berücksichtigt werden.

Zur Ermittlung der für die Netzberechnungen erforderlichen Höhe und räumlichen Verteilung der stündlichen Last- bzw. Einspeisezeitreihen eignen sich die Ergebnisse der blockscharfen und stündlichen Kraftwerkseinsatzmodellierung, bei der neben den konventionellen Kraftwerken und dargebotsabhängigen Einspeisern wie Wind- und PV-Anlagen auch Flexibilitäten wie E-Mobilität, Einspeisemanagement oder Speicher detailliert abgebildet werden. Aus den stundenscharfen Ergebnissen kann direkt die Höhe der kraftwerksscharfen Einspeisungen und der Lasten abgeleitet werden. Für die Kraftwerkseinsatzmodellierung ist es für das Ergebnis allerdings innerhalb einer Region nicht von Relevanz, wo sich die Einspeiser und Verbraucher im Detail ansiedeln, da lokal geltende Netzrestriktionen im Rahmen der Kraftwerkseinsatzmodellierung nicht detailliert abgebildet werden. Dies betrifft insbesondere Technologien, deren Grenzkosten von der exakten Standortwahl lediglich geringfügig oder gar nicht tangiert werden. Ein Beispiel hierfür liefern konventionelle Kraftwerke, deren Primärenergiepreis innerhalb einer Region als konstant angenommen wird und deren genauer Standort innerhalb der Region somit für die Kraftwerkseinsatzplanung nicht von Relevanz ist. Um dennoch diesen Technologien im Rahmen der Netzberechnungen einen festen Standort zuzuordnen, muss dieser für Kraftwerksneubauten zunächst dahingehend ausgewählt werden, dass der Einfluss auf Netznebenbedingungen eine adäquate Berücksichtigung findet. Für heute bereits bestehende Kraftwerke und Verbraucher ist der Netzanschlusspunkt bekannt, so dass für diese Kraftwerke die Problematik nicht gilt.

Zur Auffindung netztechnisch günstiger Standorte für Kraftwerksneubauten kann sich als erster Schritt an den heute bestehenden Kraftwerksstandorten orientiert werden. Wird beispielsweise ein bestehendes Kraftwerk in einer Region altersbedingt stillgelegt, darauf folgend aber ein neues Kraftwerk in derselben Region in

²⁹ In einigen Regionen besteht die Aufgabe der Verteilungsnetze bereits heute (und insbesondere auch zukünftig) in einem Umgang mit Erzeugungsüberschüssen und somit umgekehrten Stromflüssen.

Betrieb genommen, kann der gleiche Kraftwerksanschluss im Übertragungsnetz verwendet werden, solange die installierte Leistung des neuen Kraftwerks nicht die des alten übersteigt. Um darüber hinaus weitere infrastrukturelle Randbedingungen, wie beispielsweise eine Flussnähe bei Kraftwerken mit notwendiger Kohleanlieferung oder eine Anbindung an das Gasfernleitungsnetz für Gaskraftwerke, zu berücksichtigen, werden diese Faktoren bei der Zuordnung der Kraftwerksstandorte berücksichtigt. Als Indikator können hierfür die heutigen Bestandskraftwerke und ihre Anbindung im Übertragungsnetz herangezogen werden.

Kann mit diesem Vorgehen nicht allen Kraftwerkszubauten ein Standort zugewiesen werden, wird das Spektrum der potenziellen Standorte um die Standorte erweitert, bei denen im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung Bestandskraftwerke stillgelegt, aber noch keine neuen Kraftwerke angeschlossen wurden. Beispielhaft sind die heutigen Kernenergiekraftwerke überdurchschnittlich stark in das Übertragungsnetz eingebunden, so dass diese Standorte unter Berücksichtigung von Netzaspekten potenziell auch für Kraftwerke anderer Primärenergien attraktiv erscheinen können. Hierbei sind zusätzlich die Wechselwirkungen mit – methodisch nachgelagerten – Netzplanungsaspekten zu berücksichtigen: Aufgrund ihrer leistungsstarken Anbindung in das Höchstspannungsnetz werden die Kernenergiestandorte auch als potenzielle Standortmöglichkeiten der Konverterstationen im Rahmen der DC-Korridore (Direct Current, Gleichstrom) diskutiert.

Von diesen Standortüberlegungen sind nicht diejenigen Technologien betroffen, bei denen die genaue Auswahl des Standortes sehr wohl Einfluss auf das Potenzial und somit den Einsatz der Technologie hat. Bei dargebotsabhängigen Technologien (insbesondere Wind und PV) erfolgt der Neubau direkt unter Berücksichtigung der standortspezifischen Dargebotspotenziale. Somit kann bei diesen Technologien die – für die Netzmodellierung erforderliche – Zuordnung zu Versorgungsbereichen von Umspannwerken bereits als Ergebnis der angebotsseitigen Ausbauplanung übernommen werden.

Die Auswahl der Verknüpfungspunkte für den Anschluss der Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz erfolgt in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan (Offshore) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Daraus resultiert, dass der Anschluss nicht ausschließlich an küstennahe Umspannwerke, sondern auch weiter im Landesinneren erfolgt.

Die räumliche Verteilung heute bestehender sowie im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung neu hinzukommender Verbraucher wird für jedes Berechnungsjahr als konstant angenommen und der heutigen Verteilung gleichgesetzt.

4.1.2 Ermittlung von Netzengpässen im Übertragungsnetz

Um die Netzbelastungen des deutschen Übertragungsnetzes zu simulieren, ist es ausreichend, Deutschland inklusive seiner Nachbarländer sowie Italien im Rahmen der Netzmodellierung explizit zu berücksichtigen. Für den Austausch mit sonstigen Ländern, beispielsweise Großbritannien oder Spanien, ist es hinreichend, wenn der durch die blockscharfe Kraftwerkseinsatzplanung bestimmte Stromaustausch mit diesen außerhalb des Betrachtungsbereiches liegenden Ländern an den Interkonnektoren eingepreist wird.

Für diesen Betrachtungsbereich können dann auf Basis von Netzanalysen die stündlichen Lastflüsse im Übertragungsnetz simuliert werden. Im ENTSO-E-Netzgebiet (European Network of Transmission System Operators), dem auch das deutsche Übertragungsnetz zugehörig ist, ist es die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber, strenge Sicherheitsrichtlinien im Rahmen des operativen Netzbetriebes einzuhalten. Dazu zählt die Anforderung, dass es durch den störungsbedingten Ausfall einer Komponente (Netzbetriebsmittel, Erzeugungseinheit) nicht zu unzulässigen Einschränkungen der Übertragungsfunktion kommen darf. Dabei dürfen weiterhin die festgelegten technischen Grenzen des Netzes und seiner Betriebsmittel nicht verletzt werden, damit es zu keiner Störungsausweitung auf angrenzende Netzbereiche kommt. Dieses Kriterium wird als (n-1)-Kriterium bezeichnet.

Übertragen auf die Netzausbaumodellierung hat dies zur Folge, dass die Aufrechterhaltung des (n-1)-Kriteriums durch stündliche Netzsicherheitsanalysen verifiziert werden muss und dabei die tiefgreifenden Veränderungen des deutschen Energiesystems mit einbezogen werden müssen. Hierzu werden sukzessive der Ausfall jedes Betriebsmittels (insbesondere Leitungen und Transformatoren) im Netzdatsatz für jede Stunde des Jahres simuliert und anschließend die durch den Ausfall veränderten Stromflüsse im Netzmodell durch Lastflussrechnungen neu bestimmt. Hierbei festgestellte Grenzwertverletzungen müssen anschließend im Rahmen der durchgeführten Netzausbauplanung behoben werden. Somit wird die im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung ermittelte gesteigerte Anforderung an die Übertragungsaufgabe des deutschen Netzes berücksichtigt und kann darüber hinaus in leitungsscharfe Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen überführt werden.

Als durch Netzausbau zu behebende Netzengpässe werden dabei genau die Netzelemente definiert, für die in mindestens 20 Stunden des Jahres eine (n-1)-Auslastung von über 110 % festgestellt wird. Diese Definition berücksichtigt, dass ein vollständig engpassfreies Netz volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist und weiterhin

Alternativen zum Netzausbau wie beispielsweise Redispatchmaßnahmen, EE-Abregelung in beschränktem Umfang, Freileitungsmonitoring, oder auch nahezu kostenneutrale Eingriffe wie Topologieänderungen (insbesondere Schaltmaßnahmen im fehlerfreien Fall als auch im Störfall) bestehen. Da diese Maßnahmen aus rechentechnischen Gründen im Rahmen der Modellierung nicht explizit abgebildet werden, wird ihr Umfang auf 20 Stunden im Jahr begrenzt. Somit muss keine exakte Aussage darüber getroffen werden, aus welcher genauen Konstellation sich diese Maßnahmen zusammensetzen. Das 110%-Überlastungskriterium ist zulässig, da die Vernachlässigung der Schaltmaßnahmen die den ÜNB zur Verfügung stehende Flexibilität der – in der Berechnung als über das Jahr konstant angenommenen – Netztopologie unterschätzt. Zusätzlich werden im Netzdatensatz weitestgehend Standardbetriebsmittel angenommen, die zu den in der Praxis eingesetzten Betriebsmitteln im Detail unterschiedliche technische Eigenschaften aufweisen können.

Folgende Grafik stellt beispielhaft alle überlasteten Leitungen (d. h. (n-1)-Auslastung >100 %) innerhalb eines Jahres (links) genau den Leitungen gegenüber, die oben genannte Kriterien erfüllen und somit im Rahmen der Netzausbauplanung behoben werden müssen (rechts) und verdeutlicht somit den Einfluss der definierten Netzausbaukriterien.

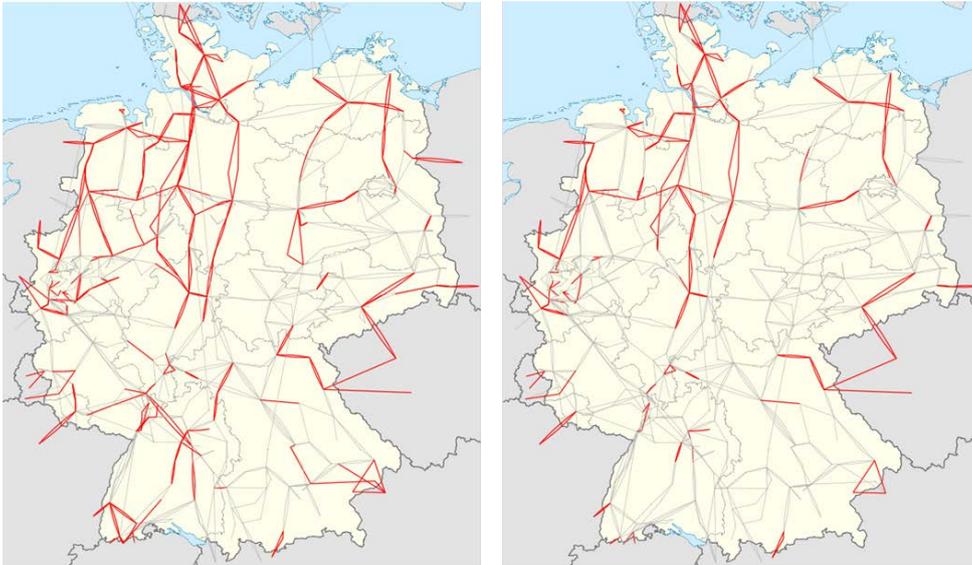


Abbildung 21: Gegenüberstellung überlasteter Leitungen mit auszubauenden Leitungen

Das definierte Engpasskriterium führt somit dazu, dass sporadische Engpässe nicht durch Netzausbau behoben werden und der tatsächlich notwendige Netzausbau letztlich nicht überschätzt wird.

4.1.3 Netzausbaumethodik

Die verbleibenden Netzengpässe werden anschließend unter dem Grundsatz des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) behoben, welches ein etabliertes Prinzip in der Netzausbauplanung der deutschen ÜNB darstellt und bspw. auch im Rahmen des Netzentwicklungsplanes angewendet wird. Erfahrungsgemäß verfügen Netzausbauvorhaben über ein sehr flaches Kostenoptimum, was impliziert, dass die gleiche Transport- und Versorgungsaufgabe eines Netzes mit vergleichbaren Netzmengengerüsten, aber unter Umständen abweichenden Trassenverläufen erfüllt werden kann. Übertragen auf den Netzausbau bedeutet dieses flache Kostenoptimum, dass gewisse Freiheitsgrade bei der Auswahl der letztlich durchgeführten Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen bestehen. Daher werden diverse Grundsätze beim Netzausbau berücksichtigt:

- Bei regional übergreifenden Netzbelastungen wird bereits zu Beginn geprüft, ob der Einsatz von DC-Link-Verbindungen unter Kostengesichtspunkten sinnvoll erscheint. Im Grundsatz muss der DC-Link hierzu mehr Netzausbau im AC-Übertragungsnetz (alternating current, Wechselstrom) vermeiden, als er selber an antizipierter Trassenlänge in Anspruch nimmt. Zusätzlich sind die Kosten der Konverterstationen und der

u. U. szenariospezifischen höheren Kosten aufgrund der Verkabelungsquote mit einzubeziehen. Hierbei ist auch der festgesetzte Anteil der DC-Verbindungen an den insgesamt notwendigen Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 4.1.4).

- Bevor eine Netzverstärkung (oder ein Netzausbau) auf der 380-kV-Ebene vorgenommen wird, wird zunächst geprüft, ob der Engpass durch Netzausbau auf der regionalen 220-kV-Ebene behoben werden kann (bspw. durch Übernahme eines höheren Grundlaststromes).
- Aufgrund der fehlenden Divergenz bei den längenspezifischen Kostenunterschieden zwischen einem „Neubau in bestehender Trasse“ und „Erschließung einer neuen Trasse“ bietet sich oftmals zwischen diesen beiden Alternativen ein nahezu kostenneutrales Abtauschpotenzial. Wo möglich und sinnvoll, wurde daher die Variante „Neubau in bestehender Trasse“ bevorzugt. Infolgedessen orientieren sich die ermittelten Neubautrassen jeweils eher an der unteren Grenze des Möglichen und können beispielsweise nicht direkt mit den im Rahmen des NEP ermittelten Kennzahlen verglichen werden.
- Bevor auf einer bestehenden Trasse ein zusätzliches Parallelsystem in Betrieb genommen wird, wird zunächst geprüft, ob die bestehenden, überlasteten Leitungen durch Hochstrom- bzw. Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden können.
- Die Altersstruktur des bestehenden Netzes wird – auch aufgrund mangelnder Informationsbasis – vernachlässigt. Ein Rückbau bestehender Betriebsmittel erfolgt somit ausschließlich auf Basis notwendiger Netzausbau- oder -verstärkungsmaßnahmen. Eine altersbedingte Netzverstärkung (insbesondere der 220-kV-Netzebene) findet ebenfalls nicht statt.

Die Netzausbaumethodik bedient sich einer Vorwärtsstrategie, bei der für alle Stützjahre (2020 bis 2050) ein zulässiger Netzzustand durch Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen herbeigeführt wird, bei dem alle zuvor durch Schwachstellenanalysen identifizierten Netzengpässe behoben werden. Dem Wesen der Vorwärtsstrategie folgend, werden hierbei ausschließlich die Netzausbaumaßnahmen umgesetzt, die für dieses Stützjahr (und insbesondere unter Vernachlässigung noch nachfolgender Stützjahre) zum Kostenminimum führen. Dieses Vorgehen gleicht auch den heute in der Praxis angewendeten Netzplanungsprozessen. Da zusätzlich bereits im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung der zeitraumübergreifende, kostenminimale Netzausbau bestimmt wird, kann dieses Vorgehen gut angewendet werden.

Einordnung der Aussagekraft ermittelter Veränderung des Trassenbestands im Übertragungsnetz

Der Bedarf für neue Trassen ergibt sich für die in diesem Projekt endogen ermittelten Netzausbauten unter strikter Umsetzung des NOVA-Prinzips und der im Rahmen der Netzausbaumethodik verwendeten Annahmen. So gilt grundsätzlich die Annahme, dass bestehende Leitungen bei Überlastung durch leistungsstärkere ausgetauscht werden können (220 kV auf 380 kV, konventionelle Technik durch Hochstrom- bzw. Hochtemperaturleiterseile). Weiterhin haben wir für die vorliegenden Untersuchungen die grundsätzliche Annahme getroffen, dass eine Ausstattung von bestehenden oder neuen Trassen stets mit bis zu vier Leitungssystemen möglich ist. Dies vernachlässigt, dass in der Realität zumindest auf heutigen Trassen auch Stromkreise der Verteilungsnetzebene, insbesondere 110-kV-Ebene (auch Bahnstrom), geführt werden. Dies kann im Einzelfall in der Praxis dazu führen, dass die angenommene Maximalbelegung mit vier Höchstspannungsstromkreisen nicht möglich ist. Außerdem werden im Rahmen der Netzausbausimulation keine weiterführenden Anforderungen an die konkrete Maßnahmenplanung betrachtet. So wird einerseits von netzsicherheitsrelevanten Aspekten in der Bauphase abstrahiert. Dies kann tendenziell dazu führen, dass das Erneuerungspotenzial der aktuell in Betrieb befindlichen Leitungen überschätzt wird und in der Praxis davon abweichende Maßnahmen, die in der Erschließung neuer Trassen (statt dem Ersatz eines bestehenden Stromkreises) liegen können, notwendig sind. Andererseits werden auch z. B. planungs- oder naturschutzrechtliche Aspekte vernachlässigt. Dies könnte in der Praxis dazu führen, dass die Maximalbelegung von Trassen nicht erreicht werden kann, da die vorgenannten Aspekte dem ggf. erforderlichen Neubau in bestehender Trasse (einhergehend mit einer Veränderung des Mastbildes) entgegenstehen.

In Summe ist daher davon auszugehen, dass der auf diese Weise ermittelte Bedarf zur Erschließung neuer Trassen eher unterschätzt wird. Dies gilt insbesondere im Vergleich zu den Neubaubedarfen, die an anderer Stelle – z. B. von Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des NEP-Prozesses – ermittelt werden. Im Vergleich hierzu kommt zusätzlich der Effekt zum Tragen, dass wir für unsere Untersuchungen die Altersstruktur bestehender Betriebsmittel vernachlässigen. Dies kann dazu führen, dass sich in unseren Berechnungen der Ersatz eines bestehenden, aber vergleichsweise neuen Stromkreises als optimale Lösung ergibt, während insbesondere auch unter Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen in der Realität ggf. die Errichtung einer neuen Trasse und der Weiterbetrieb des jungen Betriebsmittels bevorzugt würde.

Die Auswertungen zu einer Veränderung des Trassenbestands im Übertragungsnetz (ausgedrückt in Trassenkilometern), ausgehend vom heutigen Bestand, basieren auf unserem leitungsscharfen Übertragungsnetzmodell. Da das Netzmodell im Kern ein Knoten-Zweig-Modell darstellt, das jeweils Umspannwerke und Stromkreise abbildet, darüber hinaus aber keine Information beinhaltet, welche Leitungen auf welchem Mast und welche Masten wiederum in welcher Trasse verlaufen, wurden zur Abschätzung des bestehenden Trassenbestandes (Stichjahr 2013) zusätzliche öffentliche Quellen, im Wesentlichen öffentlich zugängliche Netzpläne, berücksichtigt. Wenn auf Basis dieser Netzpläne zweifelsfrei ersichtlich ist, dass unterschiedliche Leitungsverbindungen die gleiche Trasse benutzen, wurden diese im Rahmen der Bestandsermittlung zusammengefasst. Dabei ist es möglich, dass sich die Betriebsspannung der so zusammengefassten Leitungen unterscheidet. In diesen Fällen erfolgt die Zuordnung der Trasse für die in diesem Projekt dargestellten Auswertungen immer zur höchsten Spannungsebene. Dieses Vorgehen bildet ab, dass sich die Maststruktur aus Isolationsgründen an der höchsten Spannungsebene orientiert. Genaue Werte zum aktuellen Bestand der Trassenkilometer sind nicht veröffentlicht, so dass eine Verifizierung dieses Vorgehens nicht möglich ist. Erste Indizien deuten aber eher auf Überschätzung der insgesamt in Deutschland real in Betrieb befindlichen Trassenkilometer durch diese modellbasierte Ermittlung hin.

4.1.4 Generelle Annahmen und Kostenansätze

Als Indikator für den sich in den verschiedenen Szenarien ergebenden Ausbau auf der Übertragungsnetzebene eignet sich bereits der durch die angebotsseitige Ausbauplanung optimierte Netzausbau zwischen den Regionen auf Basis der Übertragungsnetzmodellierung (siehe Abschnitt 3.4). Der Ausbauplanung steht hierzu bereits das bestehende Übertragungsnetz als Ausgangspunkt oder Startnetz zur Verfügung. Für die Stützjahre 2020 und 2030 sind darüber hinaus weitere aktuell diskutierte oder bereits in Bau befindliche Ausbauprojekte als umgesetzt angenommen. Konkret sind dies Projekte des

- Ten-Year-Network-Development-Plans (TYNDP),
- Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und
- Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG).

Szenarienspezifisch kann es bei der genauen Auswahl der als umgesetzt angenommenen Netzausbauprojekte Unterschiede geben, um die Fragestellung des

jeweiligen Szenarios möglichst gut beantworten zu können. Dies wird bei der Beschreibung der jeweiligen Szenarien in den entsprechenden Berichtsmodulen explizit beschrieben.

Räumliche Last- und Einspeiseverschiebungen über den Optimierungszeitraum und zunehmende überregionale Stromübertragungen führen in einigen Szenarien dazu, dass über das Startnetz hinaus weiterer Übertragungsnetzausbau notwendig sein kann. Grundsätzlich kann dieser Netzausbau sowohl über zusätzliche oder verstärkte Freileitungsverbindungen als auch über den Einsatz von Erdkabeln umgesetzt werden. Bei einer Optimierung unter ausschließlich wirtschaftlichen Gesichtspunkten würde die Freileitungstechnologie stets den Vorzug erhalten, da diese mit (deutlich) niedrigeren Kosten verbunden ist. Allerdings ist bereits heute absehbar, dass unter Gesichtspunkten der Umsetzbarkeit von Netzausbauprojekten ein Teil des zukünftigen Netzausbaus als Erdkabel ausgeführt werden wird. Dies wird grundsätzlich sowohl für Drehstrom- wie auch Gleichstromverbindungen der Fall sein, wenngleich ggf. in unterschiedlichem Umfang (siehe unten). In welchem Umfang und insbesondere bei welchen konkreten Ausbauprojekten es zukünftig zu einer Entscheidung für oder gegen Erdverkabelung kommt, wird sich nur aus jedem konkreten Einzelfall ergeben. Aussagen zu einzelnen, konkreten Ausbauprojekten, wie z. B. genaue Trassenverläufe und die Entscheidung für oder gegen Erdverkabelung, ist weder Ziel dieses Projekts noch für die Beantwortung der in diesem Projekt zu beantwortenden Fragestellungen relevant. Daher wird für die Ermittlung des Netzausbaus pauschal eine Verkabelungsquote von 20 % bei Drehstromverbindungen und eine Vollverkabelung bei Gleichstromverbindungen angenommen. Die vollständige Verkabelung für Gleichstromverbindungen berücksichtigt weiterhin die seit 31.12.2015 geltende Fassung des BBPIG. Damit wird insgesamt sowohl bei Gleichstrom- als auch bei Wechselstromverbindungen eine gegenüber heute deutlich höhere Umsetzungsquote von Ausbauprojekten als Erdkabel unterstellt. Insbesondere soll damit dem Umstand Rechnung getragen werden, dass die zur Umsetzung umfangreicher Netzausbauprojekte notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung vorhanden sein muss, was im Rahmen der angebotsseitigen Ausbauplanung sonst nicht explizit berücksichtigt werden kann.

In Abhängigkeit einiger Szenariendefinitionen ist es allerdings sinnvoll, von diesen allgemein gültigen Verkabelungsgraden zu abstrahieren und szenarienspezifisch eigene Annahmen hinsichtlich des Verkabelungsgrades zu unterstellen. Diese speziellen Annahmen werden entsprechend bei den Szenariendefinitionen beschrieben.

Die exogen vorgegebene Vollverkabelung der DC-Projekte würde bei einer reinen Kostenminimierung dazu führen, dass alle über das Startnetz hinausgehenden Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen als AC-Projekte umgesetzt werden. Daher wird der relative Anteil der DC-Verbindungen an der insgesamt benötigten Netzlänge fest vorgegeben. Zur Bestimmung dieses Anteils wurden die Ergebnisse einer Szenariendefinition verwendet, bei dem keine Unterscheidung bei der Verkabelungsquote zwischen AC- und DC-Projekten vorgenommen wurde.

Die notwendigen AC-Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden ausschließlich unter Verwendung von Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen und somit unter Verwendung von Leitungen mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A ausgeführt. Für DC-Verbindungen wird jeweils eine Übertragungsfähigkeit von 2 GW angenommen. Lediglich Seeverbindungen können von dieser Vorgabe abweichen und auch mit geringerer Leistung installiert werden. Auf der 220-kV-Übertragungsnetzebene hingegen ist keine Inbetriebnahme neuer Stromkreise zugelassen. Dies schließt auch den Ersatz heute bestehender 220-kV-Leitungen mit ein.

In folgender Tabelle sind die berücksichtigten Investitionen aufgelistet. Um einen Kostenvergleich mit der heute bestehenden Netzinfrastruktur zu gewährleisten, werden zusätzlich die Investitionen aktuell in Betrieb befindlicher Anlagen mit angegeben, die allerdings zum Teil nicht mehr im Rahmen des Netzausbaus als Alternativen zur Verfügung stehen. Die angegebenen Leitungskosten verstehen sich inklusive der Kosten für Schaltfelder. Die Netzebene 2 wurde der Verteilungsnetzebene zugeordnet und wird somit in Abschnitt 4.2 beschrieben.

Tabelle 27: Spezifische Kostenansätze auf der Übertragungsnetzebene

	Investitionen [EUR/km bzw. EUR/MVA]		Betriebskosten [EUR/km/Jahr bzw. EUR/MVA/Jahr]	Nut- zungs- dauer [Jahre]
	Trasse	Stromkreis		
220-kV-Freileitung	750.000	150.000	25.000	60
380-kV-Freileitung	1.000.000	200.000	25.000	60
380-kV-Kabel	5.000.000	1.000.000	25.000	60
DC-Link See (2 GVA)		4.000.000	-	60
DC-Link-Kabel Land (1-GVA-Stromkreis)	4.000.000	800.000	25.000	60
Konverterstation (2 Stck.)		250.000	1.250	40

Der Mehrkostenfaktor einer Verkabelung von AC-Verbindungen im Vergleich zu Freileitungen wurde mit dem Faktor 5 abgeschätzt und orientiert sich somit im Vergleich zu aktuell diskutierten Bandbreiten deutlich am unteren Rand. Da notwendige Kompensationselemente bei der DC-Verkabelung entfallen, dürfte bei DC-Leitungen der Mehrkostenfaktor einer Verkabelung im Vergleich zu AC-Leitungen geringer ausfallen. Im Rahmen der Studie wurde daher ein Mehrkostenfaktor bei einer DC-Verkabelung von 4 angesetzt (trassenspezifisch, Konverterstationen ausgenommen), was ebenfalls einer kostengünstig-optimistischen Abschätzung der Mehrkosten einer Verkabelung von DC-Verbindungen entspricht.

Verluste von Drehstromleitungen (unabhängig von der Ausführung als Kabel oder Freileitung) wurden mit jeweils 0,85 % je 100 km angesetzt. Gleichstromverbindungen sind zwar in der Lage, verlustfrei zu übertragen, allerdings müssen die längenunabhängigen Verluste der Konverterstationen in Höhe der unterstellten 4 % (AC zu AC) berücksichtigt werden.

4.2 Verteilungsnetze

4.2.1 Einführung und grundsätzliche Annahmen zur Modellierung

Die Bestimmung des Ausbausumfangs und der hiermit verbundenen Ausbaurkosten der Verteilungsnetze hängt vorrangig von der Entwicklung der Anforderungen an die Netze, also den Veränderungen auf der Verbrauchs- und der Einspeiseseite ab. Daneben haben Vorgaben zur Gestaltung der Netze und zu den einzusetzenden Betriebsmitteln einen maßgeblichen Einfluss auf den Umfang und/oder die Kosten des Netzausbaus. Wesentliche Vorgaben, die vom Grundsatz her (soweit nicht explizit anders angegeben) der Bestimmung des Ausbaubedarfs aller Szenarien zugrunde liegen, sind:

- Die Struktur der bestehenden Netze wird generell beibehalten. Einsparungen, die sich durch etwaige Optimierungen der bestehenden Netzstruktur erzielen lassen, z. B. durch Verringerung des Vermaschungsgrads, werden nicht berücksichtigt. Erfahrungsgemäß liegen die Einsparungen, die sich durch solche Optimierungen der Struktur bestehender Netze erzielen lassen, im Bereich von 5 bis 10 % der Netzkosten. Wenn gleich natürlich auch der Umfang des Netzausbaus hiervon in gewissem Maße beeinflusst wird, ist davon auszugehen, dass der Unterschied des Ausbausumfangs im Vergleich verschiedener Szenarien – und hierum

geht es vorrangig bei den vorliegenden Analysen – hiervon weitgehend unabhängig ist.

- Neue Trassen werden auf allen Verteilnetzebenen (Nieder-, Mittel- und Hochspannung) generell als Erdkabel ausgeführt.
- Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden generell dann eingesetzt, wenn ein ansonsten notwendiger spannungsbedingter Netzausbau vermieden werden kann. Es wird unterstellt, dass die Kosten der rONTs zügig sinken, so dass die Mehrkosten gegenüber konventionellen MS/NS-Transformatoren mittel- bis langfristig kaum noch ins Gewicht fallen.

Zur Ermittlung der Auswirkungen von Veränderungen auf der Verbrauchs- wie auch der Erzeugungsseite auf die Verteilungsnetze von Deutschland ist der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse (MNA) gut geeignet. Dies gilt insbesondere auch für den Vergleich der Auswirkungen verschiedener Szenarien. Der MNA liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe einschließlich Lasten und Einspeisungen, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrößen (benötigtes Netzmengengerüst, Netzkosten) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen.

Für die betrachtete Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden und sind auch nicht Ziel der vorliegenden Studie.

4.2.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage: Höchstlast und damit einhergehend Anschlussnetzebene, Lastcharakteristik, maximale Erzeugungsleistung und damit einhergehend Anschlussnetzebene, Erzeugungscharakteristik
- mögliche Standorte für Umspannstationen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene
- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen

Die genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer je Netzebene und je Teilgebiet (zur Zerlegung in Teilgebiete – siehe unten) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene in einem Teilgebiet zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmäßig auf die Fläche des betrachteten Teilversorgungsgebiets verteilt sind.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene durch Angaben zur Fläche des Teilgebiets, zur Zahl der Last- und Erzeugungsanschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) und der Erzeugungsleistung beschrieben werden.

Abbildung 22 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermaßen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei den in dieser Studie relevanten Fragestellungen, die auf den

durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (z. B. Leitungslänge) und Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern. Zudem werden bei der Parametrierung der MNA als Randbedingung die heutigen realen Netzmengen differenziert nach Netzebenen berücksichtigt. Durch diese an der Realität orientierte und weiter unten näher beschriebene Kalibrierung wird erreicht, dass der mittels MNA bestimmte Umfang des Netzausbaus der Höhe nach dem in Realität zu erwartenden Ausbaumumfang entspricht.

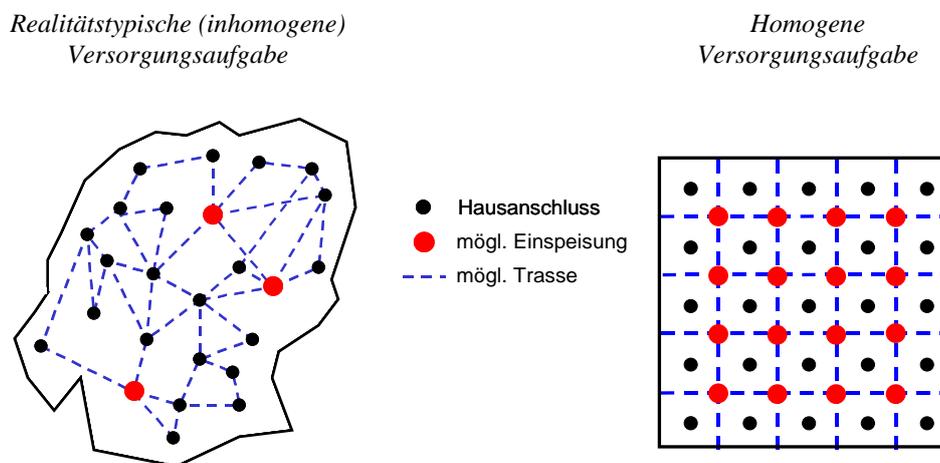


Abbildung 22: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse

4.2.3 Teilgebietsansatz

Für die Analyse des Ausbaubedarfs der Verteilungsnetze wird das Gesamtgebiet Deutschlands in zahlreiche Teilgebiete zerlegt betrachtet. Für die Erzeugungsseite (für die Verteilungsnetzebene relevant: EE-Erzeugung) liegt als höchste räumliche Auflösung eine Beschreibung auf Kachelebene vor (vgl. Abschnitt 3.3.4). Zur Beschreibung der Lastseite werden Informationen herangezogen, die vom Statistischen Bundesamt und den entsprechenden Ämtern der Länder veröffentlicht werden. Diese Daten liegen auf Ebene von (Kreis-)Gemeinden auf der sog. KGS-5 Ebene und somit in geringerer räumlicher Auflösung als auf Kachelebene vor.

Die im Rahmen der MNA betrachteten Teilgebiete entsprechen diesen (Kreis-) Gemeinden, wobei das Gebiet jeder Gemeinde nochmals anhand der auf Kachel-ebene vorliegenden Angaben zu den Erzeugungsanlagen in zwei Teilgebiete zerlegt wird: ein Teilgebiet, in dem der Zubau von Erzeugungsanlagen so gering ist, dass kein EE-bedingter Netzausbau erforderlich ist, und ein Teilgebiet, in dem ein solcher Ausbau erfolgen muss. Die Lasten werden als homogen verteilt innerhalb der gesamten Gemeinde angesetzt.

4.2.4 Eingangsrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Last- und Erzeugungsmodells in einem Teilversorgungsgebiet werden die nachfolgend beschriebenen Informationen herangezogen:

- **Zahl der Verbrauchsanschlusspunkte:** Die Zahl der Verbraucherschlüsse wird in Anlehnung an die Zahl der Wohngebäude innerhalb einer Gemeinde bestimmt. Konkret wird die Zahl der Anschlüsse mit 105 % der Zahl der Wohngebäude angesetzt, um auch Anschlüsse von Nicht-Wohngebäuden näherungsweise zu berücksichtigen.
- **Höchstlast je Anschlusspunkt:** Die Höchstlast pro Anschluss wird im Ausgangsjahr mit 8 kW angesetzt. Unter Berücksichtigung der Durchmischung ergibt sich hieraus ein Beitrag zur Systemhöchstlast von ca. 2 kW. Diese Leistungswerte werden auf Basis der Informationen, die aus den Szenarien zum Stromverbrauch (siehe Abschnitt 3.2) entnommen werden können, angepasst. Dabei wird grundsätzlich angenommen, dass die Veränderung der Höchstlast an jedem einzelnen Anschlusspunkt proportional zur Veränderung der Gesamthöchstlast ist. Ferner wird mit Blick auf neuartige Verbraucher folgendes unterstellt:
 - E-Mobilität: Elektrofahrzeuge werden gleichmäßig im gesamten Bundesgebiet verteilt, d. h. es wird eine zu den Gebäuden proportionale Verteilung unterstellt. Somit erhöht sich die Höchstleistung der einzelnen Anschlusspunkte in dem Maße, wie die E-Mobilität zu einer Zunahme der Systemhöchstlast beiträgt.
 - Strom-Wärmepumpen werden ebenfalls gleichmäßig im gesamten Bundesgebiet verteilt. Auch dies führt letztlich dazu, dass sich die Höchstleistung der einzelnen Anschlusspunkte in dem Maße erhöht, wie die Wärmepumpen zu einer Zunahme der Systemhöchstlast führen.

Diese Ansätze beinhalten die implizite Annahme einer auch aus kleinräumiger Sicht idealen Steuerung der Ladevorgänge der E-Fahrzeuge bzw. des Einsatzes

der Wärmepumpen. Würde die Steuerung dieser Verbraucher nicht oder nur teilweise unter lokalen Netzgesichtspunkten erfolgen, hätte dies lokal – in einigen Netzbereichen – eine höhere Last und damit einen höheren Netzausbaubedarf zur Folge. Somit ist der im Rahmen dieser Studie bestimmte Netzausbau diesbezüglich als Untergrenze aufzufassen.

- **Zahl der Erzeugungsanschlusspunkte:** Die Zahl der Anschlüsse von Erzeugungsanlagen wird aus den Angaben zur insgesamt installierten Erzeugungsleistung je Kachel, die aus *Enertile* stammen, in Verbindung mit Annahmen zur durchschnittlichen installierten Leistung der Erzeugungsanlagen abgeschätzt. Konkret werden hierzu folgende Annahmen je Erzeugungsanlage³⁰ zugrunde gelegt:
 - PV-Dachflächenanlage: 20 kW, Anschluss in NS-Ebene
 - PV-Freiflächenanlage: 500 kW, Anschluss in MS-Ebene
 - Wind-Onshore-Anlage: 2,8 MW, Anschluss in MS-Ebene
 - Wind-Onshore-Anlage: 13 MW, Anschluss in HS-Ebene
 - Die gemäß Szenarien in Wind-Onshore-Anlagen installierte Erzeugungsleistung verteilt sich zu jeweils 50 % auf Anlagen mit Anschluss in der MS- und in der HS-Ebene.
 - Voranalysen haben gezeigt, dass der erzeugungsbedingte Verteilernetzausbau vom Zubau dieser beiden EE-Technologien (PV und Wind) dominiert wird. Der Zubau sonstiger Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Verteilungsnetze (z. B. Biomasse-/gasanlagen, konventionelle KWK-Anlagen, Gasturbinen) kann und wird zwar im Einzelfall lokal ebenfalls Netzausbau erforderlich machen; in Relation zu dem deutschlandweit insgesamt erforderlichen Netzausbau und den hierbei entstehenden Netzkosten ist dies allerdings praktisch vernachlässigbar. Folglich werden diese Erzeugungsanlagen bei der Bestimmung des Verteilungsnetzausbaus nicht explizit berücksichtigt.
- **Höchsteinspeisung je Erzeugungsanschlusspunkt:** Die Höchstleistung je Einspeisepunkt entspricht grundsätzlich den zuvor genannten installierten Leistungen der verschiedenen EE-Anlagen. Auf Basis der aus *Enertile* entnehmbaren Erzeugungszeitreihen werden die Zeitpunkte letztlich zur Dimensionierung der Netze herangezogen, wobei ergänzend davon ausgegangen wird, dass Einspeisemanagement mit Abre-

³⁰ Unter einer Erzeugungsanlage wird hier die Gesamtheit aller an einem Netzan-schlusspunkt gemeinsam einspeisenden Erzeugungseinheiten verstanden. Bei Wind-energieanlagen ist somit der gesamte Windpark und nicht eine einzelne Einheit (Windrad) gemeint.

gelingen in einem Umfang von bis zu ca. 3 – 5 % des Jahresenergieertrags zum Einsatz kommt. Vereinfacht wurde im Rahmen der Analysen davon ausgegangen, dass zu Zeiten niedriger Last PV-Anlagen auf 80 % ihrer installierten Leistung und Windenergieanlagen auf 90 % abgeregelt werden können.

- **Durchmischung von Verbrauch und Einspeisung sowie der Einspeisung verschiedener EE-Technologien:** Für die Netzdimensionierung ist letztlich einer der beiden folgenden Belastungszustände relevant: Zum einen der Zeitpunkt der maximalen Rückspeiseleistung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Last zu Zeiten hoher Einspeisung ist, und zum anderen der Zeitpunkt der maximalen Leistung in Lastrichtung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Last ist. Da der weitaus größte Teil der in den Verteilnetzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen dargebotsabhängig ist, wird im Rahmen der Analysen für die Netzauslegung davon ausgegangen, dass die minimale Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Last Null ist. Für die Bestimmung der für die Netzdimensionierung relevanten maximalen Rückspeiseleistung werden folgende Annahmen getroffen:
 - Bei PV-Anlagen, deren maximale Einspeiseleistung zur Mittagszeit auftritt, wird angenommen, dass zu Zeiten hoher Einspeiseleistung die Last mindestens 50 % der Höchstlast beträgt. Diese Annahme gilt für die Dimensionierung der MS- und der HS-Ebene. Abweichend hiervon wird für die NS-Ebene die minimale Last mit Null angesetzt, um zu berücksichtigen, dass bei NS-Abgängen mit geringer Zahl von Hausanschlüssen die Last tatsächlich auch in der Mittagszeit nahe Null sein kann.
 - Bei Windenergieanlagen, deren maximale Einspeiseleistung auch in der Nacht und damit zu Zeiten niedriger Last auftritt, wird angenommen, dass zu Zeiten hoher Einspeiseleistung die Last mindestens 30 % der Höchstlast beträgt.
 - Wie weiter oben erläutert, wird im Rahmen der hier dokumentierten Analysen unterstellt, dass nicht die installierte, maximal mögliche Einspeiseleistung der Einzelanlagen auslegungsrelevant für die Netze ist, da der (energetisch) begrenzte Einsatz von Einspeisemanagement erlaubt, diese signifikant zu reduzieren (auf 80 % der installierten Leistung bei PV-Anlagen und 90 % der installierten Leistung bei Windenergie-Anlagen, siehe oben). Nur diese aus Netzsicht reduzierten Höchsteinspeisungen sind für die Netzauslegung und damit den Netzausbaubedarf relevant. Darüber hinaus wird unterstellt, dass diese netzseitigen Höchsteinspeisungen von PV-Anlagen und von Windenergieanlagen im jeweils modellierten Netzbereich zeitgleich auftreten. Auswertungen realer Einspeisezeitreihen verschiedener

Anlagen zeigen, dass PV- und Windenergieanlagen (ohne Einsatz von Einspeisemanagement) zu wenigen Zeitpunkten eines Jahres gleichzeitig mit ihrer maximalen, d. h. installierten Einspeiseleistung einspeisen. Für die auf Einzelanlagenebene gekappten Einspeisezeitreihen dürfte dies umso mehr gelten, allerdings auch auf eine geringere Anzahl von Zeitpunkten beschränkt sein. Denkbar wäre grundsätzlich, das Einspeisemanagement nicht wie hier durchgeführt auf die Begrenzung der Einspeiseleistung der Einzelanlagen, sondern auf die Begrenzung der Summeneinspeisung des gesamten Kollektivs der im betreffenden Netzbereich relevanten Erzeugungsanlagen auszulegen. Die Abbildung einer solchen Form des Einspeisemanagements würde eine deutlich detailliertere Modellierung erfordern, bei der zunächst standortabhängige Korrelationen der Einspeiseprofile der EE-Technologien (und sonstigen dezentralen Erzeugungsanlagen) ermittelt werden müssten. Weiterhin wäre der jeweils relevante Netzbereich, auf den hin die Summeneinspeisung minimiert würde, festzulegen, was letztlich Ergebnis einer Optimierung ist (bezogen darauf, auf welchen Netzbereich die stärkste Kostenreduktion erreicht werden kann). Aus Komplexitätsgründen wurde auf die Abbildung dieses Effekts verzichtet und bei der praktischen Umsetzung einer solcher Form des Einspeisemanagements durch die Netzbetreiber erscheinen allenfalls Näherungslösungen realistisch. Nichtsdestotrotz ist damit der ermittelte Netzausbaubedarf im Hinblick auf diesen Effekt als obere Abschätzung zu verstehen.

Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig, dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen, als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen größeren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Für die Netzauslegung ergeben sich beim MNA-Ansatz folgende Berechnungsschritte:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene, also hier die NS-Ebene, ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Netzstation bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Netzstation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Netzstation berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Netzstationen im betrachteten Teilversorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Größen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Netzstationen fließt dann – neben weiteren Eingangsgrößen – in die Auslegung der überlagerten MS-Ebene ein. Diese folgt ebenso wie die darauffolgende Auslegung der HS-Ebene dem gleichen Berechnungsschema.

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Im Rahmen dieser Studie ist die Grundparametrierung der MNA anhand des heute in Deutschland tatsächlich vorhandenen Netzmengenbestands parametrierung worden. Ungefähre Angaben zum heutigen Bestand finden sich in nachfolgender Tabelle.

Tabelle 28: Heutiger Netzbestand – ungefähre Angaben

Netzebene	Bestandsmenge
NS-Leitungen [km]	1.100.000
MS/NS-Transformatorstationen [Stück]	560.000
MS-Leitungen [km]	510.000
HS/MS-Umspannwerke [Stück]	4.000
HS-Leitungen [km]	95.000
HöS/HS-Umspannstationen [Stück]	355

Ausgehend von dem so kalibrierten Modell wurde der künftige Netzausbaubedarf bestimmt. Konkret wurden hierzu die Veränderungen, die sich bei der Versorgungsaufgabe ergeben, also Veränderungen der Anschlusszahlen und Anschlussleistungen, herangezogen, um hieraus den Umfang des erforderlichen Netzausbaus zu bestimmen. In den Umspannebenen ist der Ausbaubedarf näherungsweise linear proportional zur Höchstleistung (last- und/oder einspeiseseitig), während in den Leitungsebenen näherungsweise ein wurzelförmiger Zusammenhang und somit ein unterproportionaler Zusammenhang zwischen der benötigten Leitungslänge und der Anschlusszahl (bei gleichbleibender Größe der Versorgungsfläche) besteht.

4.2.5 Ergebnisse: Netzmengen

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert letztlich ein nach Netzebenen differenziertes Mengengerüst des für die jeweils betrachtete Versorgungsaufgabe benötigten Netzes. Konkret wird für jedes Betrachtungsjahr berechnet:

- Leitungslänge je Netzebene
- Zahl der Stationen je Umspannebene

4.2.6 Kostenansätze

Für die monetäre Bewertung des Netzausbaus werden die in Tabelle 29 aufgeführten spezifischen Kostenansätze herangezogen. Die Kosten von Schaltfeldern und sonstigen Schaltanlagenbestandteilen sind anteilig in den genannten Kostenansätzen der Leitungen und der Umspannwerke enthalten.

Tabelle 29: Spezifische Kostenansätze der Betriebsmittel im Verteilungsnetz

Netzebene/Betriebsmittel	Investitionen [EUR/km] bzw. [EUR/Einheit]	Betriebskosten [% der spez. Investitionen pro Jahr]	Nutzungsdauer [Jahre]
HöS/HS-Umspannwerk	30.000.000	0,5	40
HS – Erdkabel	500.000	0,1	50
HS – Freileitung	220.000	1,0	80
HS/MS-Umspannwerk	2.500.000	0,5	40
MS – Erdkabel	120.000	0,1	60
MS – Freileitung	50.000	1,0	40
MS/NS-Transformatorstation	30.000	0,5	45
NS – Erdkabel	100.000	0,1	60

Grundsätzlich werden in der Studie Realkostenbetrachtungen vorgenommen. Ferner wird angenommen, dass bei Netzbetriebsmitteln keine von der allgemeinen Inflation abweichenden Preissteigerungen oder -senkungen zu erwarten sind. Oben genannte Kostenansätze werden also als konstant innerhalb des gesamten Betrachtungszeitraums angesehen.

4.3 Kostenbezogene Auswertungsgrößen

Basis der Auswertungen sind zunächst Kennzahlen zum benötigten Netzausbau. Hierzu werden Netzmengen (Leitungslängen und Umspannkapazitäten) ausgewertet, wobei Kennzahlen für Gesamtdeutschland wie auch für die verschiedenen Regionen betrachtet werden. Außerdem werden zur besseren Vergleichbarkeit der Regionen sowohl absolute Netz(ausbau)mengen als auch flächenspezifische Kennzahlen herangezogen.

Auf Basis des Netzausbauumfangs wird im Weiteren unter Berücksichtigung der in Abschnitt 4.2.6 genannten Investitions- und Betriebskostenansätze eine Kostenbestimmung vorgenommen. Hierbei kommt ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionen unter Berücksichtigung der genannten Nutzungsdauern und eines Kalkulationszinssatzes von 7 %/a in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Im Einzelnen werden für jedes betrachtete Stützjahr als kostenbezogene Kennzahlen einerseits die Annuitäten des gesamten Netzbestands (auf Basis von Kapital- und Betriebskosten) sowie andererseits (für die Übertragungsebene) die Investitionsbedarfe seit dem vorangegangenen Betrachtungsjahr berechnet.

Grundsätzlich werden sowohl die Bestandsmengen als auch die Kosten für das jeweilige Betrachtungsjahr bestimmt. Wie bereits beschrieben, wurde das gesamte Rechenmodell für die Verteilungsnetze für den heutigen Netzbestand kalibriert. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz ist dieser Kalibrierungsschritt erforderlich, da die Entwicklung der Verteilungsnetze über einen Modellnetzansatz abgebildet wird, während für das Übertragungsnetz das tatsächliche, heutige Netz als Ausgangspunkt modelliert wird.

Durch diesen Kalibrierungsschritt lassen sich dann auch für die Verteilungsnetze aus einem Vergleich der Kennzahlen für verschiedene Betrachtungsjahre Aussagen zur Veränderung der Kennzahlen im Zeitverlauf ableiten. Dies gilt insbesondere hinsichtlich des benötigten Netzausbauumfangs und der hiermit verbundenen Kostenzunahme.

Bei hoher Korrelation des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen und einer ohnehin stattfindenden Netzerneuerung kann die Netzverstärkung im Zuge der altersbedingten Erneuerung erfolgen, so dass lediglich Zusatzkosten für die Netzverstärkung entstehen. Tatsächlich wird sich in der Praxis in einigen Fällen auch die Notwendigkeit ergeben, bestehende Netze vorzeitig um- und/oder auszubauen. Die hierbei anfallenden Kosten für den vorzeitigen Ersatz, ggf. sogar verbunden mit Sonderabschreibungen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie allerdings nicht berücksichtigt. Dies ist konzeptgemäß im Hinblick auf die Ermittlung annuitätischer Kosten für den jeweiligen Netzbestand im betrachteten Stützjahr und auf Basis von Tagesneuwerten. Im Hinblick auf die Ermittlung der Investitionsbedarfe für die Übertragungsnetzebene werden die durch einen etwaigen vorzeitigen Ersatz bestehender Betriebsmittel anfallenden Kosten nicht berücksichtigt. Altersinformationen über den Netzbestand, die eine Grobabschätzung dieser Kosten ermöglichen würden, sind nicht verfügbar. Die für die Übertragungsnetze ausgewiesenen Summen der Investitionen vernachlässigen etwaige Sonderabschreibungen. Auch Kosten für die reine Bestandserneuerung werden nicht ermittelt und ausgewiesen.

Abschließend sei betont, dass die dargestellten Kostenwerte nicht mit heutigen regulatorischen Kosten (z. B. aus Netzentgelten hochgerechneten Werten) verglichen werden können. Wesentliche Gründe hierfür sind: Unterschiede in der Abschreibungspraxis, Nichtberücksichtigung der tatsächlichen Altersstruktur, Abweichungen der hier verwendeten Kostenansätze von den tatsächlichen historischen Anschaffungs-/Herstellungskosten, Zinssatzunterschiede etc.

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

5 Literatur

- [Agora 2013] Agora Energiewende: *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033*. Agora Energiewende (Agora).
- [Biere 2015] Biere, D.: *Modellgestuetzte Szenario-Analyse der langfristigen Erdgasnachfrageentwicklung der deutschen Industrie*.
- [BMVBS 2015] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: *Verkehr in Zahlen 2015/2016*. Online: www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/K/verkehr-in-zahlen_2015.html. Zugegriffen: 23. Oktober 2016.
- [Dengler et al. 2011] Dengler, J.; Kost, C.; Henning, H.-M.; Schnabel, L.; Jochem, E.; Toro, F. und Steinbach, J.: *Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie Arbeitspaket 1 - Bestandsaufnahme und Strukturierung des Wärme- und Kältebereichs. Forschungsbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Fraunhofer Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (Fraunhofer IREES); Öko-Institut e. V. (Öko-Institut); Bremer-Energie-Institut; TU Wien.
- [Diefenbach und Born 2013] Diefenbach, N. und Born, R.: *Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU*.
- [ENTSO-E 2013] European Network of Transmission System Operators for Electricity: *Consumption Data*. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Online: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>.
- [Europäische Kommission 2013] Europäische Kommission: *National renewable energy action plans*. Online: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>. Zugegriffen: 01. September 2015.
- [Fleiter et al. 2012] Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E. und Eichhammer, W.: *Energy Efficiency in the German Pulp and Paper Industry - A Model-based Assessment of Saving Potentials*. Energy (2012).
- [Fleiter et al. 2013] Fleiter T.; Schломann B.; Eichhammer W. (Hrsg): *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart.
- [Fleiter et al. 2016] Fleiter T.; Steinbach J.; Ragwitz M. (Hrsg): *Mapping and analyses for the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel development (fossil/renewables). Work package 2: Assessment of the technologies for the year 2012*.
- [Henning et al. 2013] Henning, H.-M.; Ragwitz, M.; Bürger, V.; Kranzl, L.; Schulz, W. und Müller, A.: *Erarbeitung einer Integrierten Wärme- und Kältestrategie (Phase 2) – Zielsysteme für den Gebäudebereich im Jahr 2050. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*.
- [Herbst et al.] Herbst, A.; Fleiter, T. und Jochem, E.: *Modelling recycling and material efficiency trends in the European steel industry*.

[IAEW 2012] Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen: *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO). Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur.* Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW).

[IE Leipzig 2014] Leipziger Institut für Energie GmbH: *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Vorhaben IIe: Stromerzeugung aus Windenergie.* Online: <https://www.clearingstelle-eev.de/files/zwischenbericht-vorhaben-2e.pdf>. Zugegriffen: 30. Januar 2017.

[IRENA 2012] International Renewable Energy Agency: *Renewable Energy Technologies: Cost analysis series Volume 1: Power Sector Issue 5/5 Wind Power.* Online: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf. Zugegriffen: 30. Januar 2017.

[IWW et al. 2013] Institut für Wirtschaftspolitik und Wirtschaftsforschung, Universität Karlsruhe; Trasporti e Territorio Srl, Milano; Marcial Echenique & Partners Ltd, Cambridge und Centre for Economics and Business Research Ltd, London: *ASTRA Methodology. Bericht Nr. 4 des europäisch geförderten ASTRA Projektes.* Institut für Wirtschaftspolitik und Wirtschaftsforschung, Universität Karlsruhe (IWW); Trasporti e Territorio Srl, Milano (TRT); Marcial Echenique & Partners Ltd, Cambridge (ME&P); Centre for Economics and Business Research Ltd, London (CEBR). Online: <http://www.astra-model.eu/doc/ASTRA-model.pdf>. Zugegriffen: 20. Januar 2017.

[Jaccard 2005] Jaccard, M.: *Hybrid Energy-Economy Models and Endogenous Technological Change.*

[Jakob et al. 2011] Jakob, M.; Catenazzi, G. und Berleth, H.: *Verbesserung der Nachfragemodellierung des GHD-Sektors Deutschlands mit dem Modell FORECAST Tertiary.*

[Kelm et al. 2014] Kelm, T.; Schmidt, M.; Taumann, M.; Püttner, A.; Jachmann, H. und Capota, M.: *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie. Wissenschaftlicher Bericht.*

[Kesicki und Yanagisawa 2015] Kesicki, F. und Yanagisawa, A.: *Modelling the potential for industrial energy efficiency in IEA's World Energy Outlook.* Energy Efficiency, 8 (2015).

[Kockat und Rohde] Kockat, J. und Rohde, C.: *The challenges, dynamics and activities in the building sector and its energy demand in Germany.* Online: <http://fachliteratur.isi.fraunhofer.de/isipublica-archiv-extern/isi12b77/building-sector-and-its-energy-demand-in-Germany.pdf>. Zugegriffen: 04. Juni 2017.

[Krail 2009] Krail, M.: *System-based analysis of income distribution impacts on mobility behaviour.*

[Krail und Schade 2014] Krail, M. und Schade, W.: *Measures to Promote the Diffusion of Alternative Fuel Vehicles in EU27.* Zugegriffen: 20. Januar 2017.

[Kranzl et al. 2014] Kranzl, L.; Müller, A.; Toleikyte, A.; Hummel, M.; Forthuber, S.; Steinbach, J. und Kockat, J.: *Policy pathways for reducing the carbon emissions of the building stock until 2030. Report within the project ENTRANZE.*

[Loga et al. 2003] Loga, T.; Großklos, M. und Knissel, J.: *Der Einfluss des Gebäudestandards und des Nutzerverhaltens auf die Heizkosten. Konsequenzen für die verbrauchsabhängige Abrechnung.*

Online: http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/neh_ph/IWU_Viterra_Nutzerverhalten_Heizkostenabrechnung.pdf.

Zugegriffen: 20. Januar 2017.

[Meadows et al. 1972] Meadows, D. H.; Meadows, D. L.; Randers, J. und Behrens III, W. W.: *The Limits to Growth: a report for the Club of Rome's project on the predicament of mankind.*

[Müller 2015] Müller, A.: *Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock (PhD-Thesis).*

Technische Universität Wien (TU Wien). Online: http://www.invert.at/Dateien/Dissertation_AndreasM.pdf. Zugegriffen: 21. März 2017.

[Nitsch et al. 2010] Nitsch, J.; Pregger, T.; Scholz, Y.; Naegler, T.; Sterner, M.; Gerhardt, N.; Oehsen, A. von; Saint-Drenan, Y.-M.; Wenzel, B. und Pape, C.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Im Auftrag des BMU. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer IWES & Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).*

[Offermann et al. 2015] Offermann, R.; Thamling, N.; Seefeldt, F.; Steinbach, J.; Sperber, E.; Nast, M.; Bürger, V.; Hesse, T.; Breun, P. und Mayer, C.: *Wissenschaftlicher Bericht zur Vorbereitung des Erfahrungsberichts zum EEWärmeG.* Online: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000053539>. Zugegriffen: 04. Juni 2017.

[Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2014] Öko-Institut e. V. und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: *Klimaschutzszenario 2050. 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktor-sicherheit.* Online: www.oeko.de/oekodoc/2065/2014-638-de.pdf.

Zugegriffen: 21. März 2017.

[Pfluger 2013] Pfluger, B.: *Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply : a model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies.*

[REM2030 2015] regional eco mobility 2030: *Projektseite.* Online:

<http://www.rem2030.de/rem2030-de/index.php>.

[Rundel et al. 2013] Rundel, P.; Meyer, B.; Meiller, M.; Meyer, I. und Daschner, R.: *Speicher für die Energiewende.* Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT (Fraunhofer UMSICHT). Online: <http://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/2013/studie-energiespeicher.html>.

[Schade 2005] Schade, W.: *Strategic sustainability analysis. Concept and application for the assessment of European transport policy.*

[Schade und Krail 2015] Schade, W. und Krail, M.: *Analyse der Effekte niedriger Ölpreise auf aktuelle Verkehrsszenarien. Arbeitspapier im Auftrag der Mercator Stiftung.*

[Schaufenster Elektromobilität 2016] Schaufenster Elektromobilität: *Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen. Ergebnispa-pier der Begleit- und Wirkungsforschung.*

[Scheu 2013] Scheu, P.: *Marktpotenziale neuer Antriebstechnologien – eine systembasierte Analyse des deutschen Pkw-Marktes. Diplomarbeit am Fraunhofer ISI und KIT, Karlsruhe.*

[Schlomann et al. 2011] Schlomann, B.; Dütschke, E.; Gigli, M.; Steinbach, J.; Kleeberger, H.; Geiger, B.; Linhardt, A.; Gruber, E.; Mai, M.; Gerspacher, A. und Schiller, W.: *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010.* Online: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/ghd_314889_sm.php. Zugegriffen: 21. März 2017.

[Sebi et al. 2013] Sebi, C.; Lapillonne, B. und Routin, G.: *Guideline on the databases and web- tool. Deliverable 6.14 of WP6 from the IEE project Entranze. Energy Economics Group, National Consumer Research Centre.* Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); CENER; Politecnico di Milano; Öko-Institut e. V. (Öko-Institut); Sofena BPIE; Enerdata; SEVEn. Online: <http://www.entranze.enerdata.eu/>. Zugegriffen: 21. März 2017.

[sirAdos 2016] sirAdos: *Baupreise.de - Die deutsche Baupreisdokumentation als Online Datenbank.* Online: <https://baupreise.de>.

[Steinbach 2016] Steinbach, J.: *Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. Dissertation.* Online: <https://www.verlag.fraunhofer.de/bookshop/buch/Modellbasierte-Untersuchung-von-Politikinstrumenten-zur-Förderung-erneuerbarer-Energien-und-Energieeffizienz-im-Gebäudebereich/245046>.

[Sterman 2000] Sterman, J.: *Business dynamics. Systems thinking and modeling for a complex world.*